



Komisja
Europejska

SPRAWOZDANIE JRC "NAUKA DLA POLITYKI"

Dokument referencyjny w sprawie najlepszych dostępnych technik (BAT) dla dużych obiektów energetycznego spalania

*Dyrektywa 2010/75/UE w
sprawie emisji przemysłowych
(Zintegrowane zapobieganie i
ograniczanie zanieczyszczeń)*

Thierry Lecomte, José Félix Ferrerfa de la Fuente, Frederik Neuwahl, Michele Canova, Antoine Pinasseau, Ivan Jankov, Thomas Brinkmann, Serge Roudier, Luis Delgado Sancho

2017



Dokument referencyjny w sprawie
najlepszych dostępnych technik
(BAT) dla dużych obiektów
energetycznego spalania

Dyrektywa 2010/75/UE Zintegrowane
zapobieganie i ograniczanie zanieczyszczeń

Autorzy:

Thierry Lecomte
José Félix Ferrerfa de la
Fuente Frederik Neuwahl
Michele Canova
Antoine Pinasseau
Ivan Jankov
Thomas Brinkmann
Serge Roudier
Luis Delgado Sancho

2017

EUR 28836 EN

Niniejsza publikacja jest raportem z serii "Nauka dla polityki" opracowanym przez Wspólne Centrum Badawcze (ang. Joint Research Centre, JRC), naukową służbę wewnętrzną Komisji Europejskiej. Celem raportu jest zapewnienie opartego na dowodach wsparcia naukowego dla procesów tworzenia polityki na poziomie Europy. Przedstawione tu wyniki pracy naukowej nie są tożsame ze stanowiskiem politycznym Komisji Europejskiej. Komisja Europejska, ani też żadna osoba działająca w imieniu Komisji, nie ponosi odpowiedzialności za potencjalne wykorzystanie niniejszej publikacji.

Dane kontaktowe

Nazwa: European IPPC Bureau
Adres: Joint Research Centre, Edificio Expo c/ Inca Garcilaso 3, E-41092 Seville, Spain
E-mail: JRC-B5-EIPPCB@ec.europa.eu
Tel.: +34 95 4488 284

Portal naukowy JRC

<https://ec.europa.eu/jrc>

Informacja prawna

Na mocy Decyzji Komisji z dnia 12 grudnia 2011 r. w sprawie ponownego wykorzystywania dokumentów Komisji (2011/833/UE), niniejszy dokument referencyjny BAT jest dopuszczony do bezpłatnego użytkowania, za wyjątkiem części objętych prawami stron trzecich, które niniejszy dokument może zawierać (w tym, m.in., obrazów, tabel, danych, materiałów pisemnych lub podobnych, do których prawa do dalszego wykorzystywania należy pozyskiwać osobno od odpowiednich właścicieli). Komisja Europejska nie ponosi odpowiedzialności za skutki ponownego wykorzystania niniejszej publikacji. Ponowne wykorzystanie wymaga podania źródła i niezmienniania pierwotnego znaczenia lub przekazu treści.

JRC107769

EUR 28836 EN

PDF ISBN 978-92-79-74303-0 ISSN 1831-9424 doi:10.2760/949

Luksemburg: Urząd Publikacji Unii Europejskiej, 2017

© Unia Europejska, 2017 r.

Cytowanie niniejszego sprawozdania: Thierry Lecomte, Jose Felix Ferreria de la Fuente, Frederik Neuwahl, Michele Canova, Antoine Pinasseau, Ivan Jankov, Thomas Brinkmann, Serge Roudier, Luis Delgado Sancho; Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants; EUR 28836 EN; doi: 10.2760/949

Wszystkie materiały graficzne © Unia Europejska, 2017 r., z wyjątkiem fotografii na okładce: Elektrownia węglowa o wchodzie słońca © fotolia.com (stock.adobe.com)

Tytuł Dokument referencyjny w sprawie najlepszych dostępnych technik (BAT) dla dużych obiektów energetycznego spalania

Streszczenie

Dokument referencyjny BAT (BREF) dla dużych obiektów energetycznego spalania jest częścią serii dokumentów przedstawiających wyniki wymiany informacji między Państwami Członkowskimi UE, zainteresowanymi branżami, organizacjami pozarządowymi promującymi ochronę środowiska i Komisją mającej na celu opracowanie, przegląd i w stosownych przypadkach aktualizację dokumentów referencyjnych BAT zgodnie z wymogami art. 13 ust. 1 Dyrektywy 2010/75/UE w sprawie emisji przemysłowych. Niniejszy dokument został opublikowany przez Komisję Europejską na mocy art. 13 ust. 6 Dyrektywy.

Niniejszy BREF dla dużych obiektów energetycznego spalania dotyczy następujących rodzajów działalności wymienionych w Załączniku I do Dyrektywy 2010/75/UE:

- 1.1: Spalanie paliw w instalacjach o całkowitej nominalnej mocy cieplnej dostarczonej w paliwie wynoszącej 50 MW lub więcej, wyłącznie gdy działalność taka ma miejsce w obiektach energetycznego spalania o całkowitej nominalnej mocy cieplnej dostarczonej w paliwie wynoszącej 50 MW lub więcej.
- 1.4: Zgazowanie węgla lub innych paliw w instalacjach o całkowitej nominalnej mocy cieplnej dostarczonej w paliwie wynoszącej 20 MW lub więcej, wyłącznie gdy działalność taka jest bezpośrednio związana z obiektem energetycznego spalania.
- 5.2: Unieszkodliwianie lub odzysk odpadów we współspalarniach odpadów innych niż niebezpieczne, o wydajności przekraczającej 3 tony na godzinę, lub odpadów niebezpiecznych, o wydajności przekraczającej 10 ton dziennie, wyłącznie gdy działalność ta ma miejsce w obiektach energetycznego spalania uwzględnionych w pkt 1.1 powyżej.

W szczególności, niniejszy dokument obejmuje czynności wykonywane na początkowych (upstream) i późniejszych (downstream) etapach działalności bezpośrednio związanych z wyżej wymienionymi działalnościami, w tym stosowane techniki zapobiegania i ograniczania emisji.

Do paliw uwzględnionych w niniejszym dokumencie należą wszelkie stałe, płynne i/lub gazowe materiały palne, w tym:

- paliwa stałe (np. węgiel kamienny, węgiel brunatny, torf);
- biomasa (zgodnie z definicją podaną w art. 3 pkt 31 Dyrektywy 2010/75/UE);
- paliwa płynne (np. ciężki olej opałowy i olej napędowy);
- paliwa gazowe (np. gaz ziemny, gaz zawierający wodór i gaz syntezowy);
- paliwa właściwe dla danej branży (np. produkty uboczne branży z chemicznej oraz żelaznej i stalowej);
- odpady, z wyjątkiem zmieszanych odpadów komunalnych zdefiniowanych w art. 3 pkt 39 oraz z wyjątkiem odpadów wymienionych w art. 42 pkt 2 lit. a (ii) i (iii) Dyrektywy 2010/75/UE.

Duże znaczenie dla wdrażania Dyrektywy 2010/75/UE w sektorze dużych obiektów energetycznego spalania mają emisje do powietrza tlenków azotu, dwutlenku siarki, chlorowodoru i fluorowodoru, związków organicznych, pyłu oraz metali, w tym rtęci, emisje do wód, w szczególności wynikające z zastosowania technik redukcji zanieczyszczeń na mokro do usuwania dwutlenku siarki z gazów odlotowych, a także efektywne wykorzystanie zasobów i szczególnie efektywność energetyczna.

Niniejszy BREF zawiera 12 rozdziałów. Rozdziały 1 i 2 zawierają ogólne informacje na temat sektora przemysłowego dużych obiektów energetycznego spalania oraz stosowanych w nim procesach przemysłowych. Rozdział 3 zawiera dane i informacje ogólne dotyczące efektywności środowiskowej funkcjonujących w tym sektorze instalacji pod względem zużycia wody, wytwarzania odpadów oraz stosowanych w nim ogólnych technik. Rozdział 3 przedstawia również w bardziej szczegółowy sposób ogólne techniki zapobiegania wpływowi na środowisko instalacji z tego sektora uwzględnionych przy przygotowywaniu niniejszych BAT, a w przypadku braku takiej możliwości, zmniejszania tego wpływu. Rozdziały od 4 do 9 zawierają informacje na temat poszczególnych procesów spalania (zgazowanie, spalanie paliwa stałego, spalanie paliwa płynnego, spalanie paliwa gazowego, spalanie wielopaliwowe i współspalanie odpadów). Rozdział 10 przedstawia wnioski dotyczące BAT zgodnie z definicją zawartą w art. 3 pkt 12 Dyrektywy. Rozdział 11 przedstawia informacje na temat "nowych technik" zgodnie z definicją zawartą w art. 3 pkt 14 Dyrektywy. Rozdział 12 poświęcono na uwagi końcowe i Zalecenia dotyczące dalszych prac.

Wydrukowano Isprze (Włochy)

Podziękowania

Niniejszy raport został opracowany przez Europejskie Biuro ds. Zintegrowanego Zapobiegania i Ograniczania Zanieczyszczeń (EIPPCB) przy Wspólnym Centrum Badawczym Komisji Europejskiej – Dyrekcja B: Wzrost i Innowacje, pod nadzorem Serge Roudiera (Dyrektora EIPPCB) i Luisa Delgado (Dyrektora Działu gospodarki obiegowej i przodownictwa przemysłowego).

Autorami niniejszego BREF są Thierry Lecomte, José Félix Ferrería de la Fuente, Frederik Neuwahl, Michele Canova, Antoine Pinasseau, Ivan Jankov i Thomas Brinkmann.

Na początkowym etapie prac nad niniejszym dokumentem wsparcia udzieliła również Dyrekcja C: Energia, Transport i Klimat Wspólnego Centrum Badawczego Komisji Europejskiej.

Niniejsze sprawozdanie przygotowano w ramach wdrażania Dyrektywy w sprawie emisji przemysłowych (2010/75/UE) i jest ono wynikiem wymiany informacji, o której mowa w art. 13 Dyrektywy.

Informacje do sprawozdania zostały dostarczone przede wszystkim przez:

- spośród Państw Członkowskich UE: Austrię, Belgię, Czechy, Danię, Finlandię, Francję, Niemcy, Grecję, Włochy, Holandię, Polskę, Portugalię, Hiszpanię, Szwecję, Wielką Brytanię;
- spośród stowarzyszeń przemysłowych: CEFIC, CEPI, Euracoal, Eurelectric, EUROFER, EUROMOT, EPPSA, European Turbines Network, Euroheat & Power, EU Turbines, International Association of Oil & Gas, MARCOGAZ;
- spośród organizacji pozarządowych promujących ochronę środowiska: Europejskie Biuro Ochrony Środowiska (EEB).

W procesie przeglądu uczestniczyły również: Bułgaria, Chorwacja, Cypr, Estonia, Węgry, Irlandia, Malta, Norwegia, Rumunia, Serbia, Słowenia, Słowacja, Turcja, CEMBUREAU, CEWEP, CONCAWE, COGEN Europe, ESWET, Eurogypsum, Fuels Europe, Hazardous Waste Europe, Orgalime, Climate Action Network, RAP Online.

W dostarczaniu informacji i przeglądzie niniejszego sprawozdania uczestniczył cały zespół EIPPCB.

Niniejszy dokument jednym z serii planowanych dokumentów wyszczególnionych poniżej (na chwilę sporządzania raportu, nie wszystkie dokumenty zostały opracowane):

Dokument Referencyjny BAT	Kod
Produkcja wyrobów ceramicznych	CER
Wspólne systemy oczyszczania/zagospodarowania ścieków i gazów odlotowych w sektorze chemicznym	CWW
Wspólne systemy oczyszczania gazów odlotowych w sektorze chemicznym	WGC
Emisje z magazynowania	EFS
Efektywność energetyczna	ENE
Przetwórstwo metali żelaznych	FMP
Produkcja żywności, napojów i mleka	FDM
Przemysłowe systemy chłodzenia	ICS
Intensywny chów drobiu lub świń	IRPP
Produkcja żelaza i stali	IS
<i>Duże obiekty energetycznego spalania</i>	<i>LCP</i>
Wielkotonażowa produkcja chemikaliów nieorganicznych - amoniak, kwasy i nawozy sztuczne	LVIC-AAF
Wielkotonażowa produkcja chemikaliów nieorganicznych - substancje stałe i inne	LVIC-S
Wielkotonażowa produkcja chemikaliów organicznych	LVOC
Gospodarka odpadami przerobczymi i skałą płonną w działalności górniczej	MTWR
Produkcja szkła	GLS
Produkcja organicznych chemikaliów wysokowartościowych	OFC
Produkcja metali nieżelaznych	NFM
Produkcja cementu, wapna i tlenku magnezu	CLM
Produkcja chloro-alkaliczna	CAK
Produkcja polimerów	POL
Produkcja masy celulozowej, papieru i tektury	PP
Produkcja specjalistycznych chemikaliów nieorganicznych	SIC
Produkcja płyt drewnopochodnych	WBP
Rafinacja ropy naftowej i gazu	REF
Rzeźnie i uboczne produkty pochodzenia zwierzęcego	SA
Kuźnictwo i odlewnictwo	SF
Powierzchniowa obróbka metali sztucznych	STM
Obróbka powierzchniowa z użyciem rozpuszczalników organicznych (w tym chemiczna impregnacja drewna i produktów drewnianych)	STS
Garbowanie skór	TAN
Przemysł tekstylny	TXT
Spalanie odpadów	WI
Obróbka odpadów	WT
Dokument Referencyjny	
Ekonomia i efekty wzajemnych powiązań między różnymi komponentami środowiska	ECM
Monitorowanie emisji do powietrza i wody z instalacji objętych Dyrektywą	ROM

Wersje wstępne i końcowe dokumentów w postaci elektronicznej są publicznie dostępne i gotowe do pobrania pod adresem <http://eippcb.irc.ec.europa.eu/>.

WSTĘP

1. Status niniejszego dokumentu

O ile nie zaznaczono inaczej, znajdujące się w niniejszym dokumencie odniesienia do "Dyrektywy" dotyczą Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) (wersja przekształcona)

Oryginał dokumentu referencyjnego w sprawie najlepszych dostępnych technik (BREF) dla dużych obiektów energetycznego spalania został przyjęty przez Komisję Europejską w 2006 r. Niniejszy dokument jest wynikiem przeglądu tamtego BREF rozpoczętego w marcu 2011 r.

Niniejszy dokument referencyjny BAT dla dużych obiektów energetycznego spalania stanowi część serii dokumentów przedstawiających wyniki wymiany informacji między Państwami Członkowskimi UE, zainteresowanymi branżami, organizacjami pozarządowymi promującymi ochronę środowiska i Komisją mającej na celu opracowanie, przegląd i w stosownych przypadkach aktualizację dokumentów referencyjnych BAT zgodnie z wymogami art. 13 ust. 1 Dyrektywy. Niniejszy dokument został opublikowany przez Komisję Europejską na mocy art. 13 ust. 6 Dyrektywy.

Zgodnie z art. 13 ust. 5 Dyrektywy, Decyzja wykonawcza Komisji (UE) 2017/1442 w sprawie konkluzji BAT zawartych w Rozdziale 10 została przyjęta 31 lipca 2017 r. i opublikowana 17 sierpnia 2017 r.¹

2. Uczestnicy procesu wymiany informacji

Zgodnie z wymogami art. 13 ust. 3 Dyrektywy, Komisja ustanowiła forum promujące wymianę informacji, złożone z przedstawicieli Państw Członkowskich, zainteresowanych branż i organizacji pozarządowych promujących ochronę środowiska (Decyzja Komisji z dnia 16 maja 2011 r. ustanawiająca forum wymiany informacji na podstawie art. 13 Dyrektywy 2010/75/UE w sprawie emisji przemysłowych (2011/C 146/03), Dz. U. C 146, 17.05.2011, str. 3).

Członkowie forum powołali ekspertów technicznych wchodzących w skład technicznej grupy roboczej (TWG), stanowiącej główne źródło informacji przy sporządzaniu niniejszego dokumentu. Prace TWG nadzorowało Europejskie Biuro IPPC (Wspólne Centrum Badawczo Komisji).

3. Struktura i treść niniejszego dokumentu

Rozdziały 1 i 2 zawierają ogólne informacje na temat sektora przemysłowego dużych obiektów energetycznego spalania oraz stosowanych w nim procesach przemysłowych. Są to zagadnienia o charakterze horyzontalnym bądź konkretne działania, które nie są związane z jednym konkretnym rodzajem działalności spalania.

Rozdział 3 zawiera dane i informacje ogólne dotyczące efektywności środowiskowej funkcjonujących (na chwilę sporządzenia niniejszego sprawozdania) w tym sektorze instalacji pod względem zużycia wody, wytwarzania odpadów oraz stosowanych w nim ogólnych technik. Rozdział 3 przedstawia również w bardziej szczegółowy sposób ogólne techniki zapobiegania wpływowi na środowisko instalacji z tego sektora uwzględnionych przy przygotowywaniu niniejszych BAT, a w przypadku braku takiej możliwości, zmniejszania tego wpływu.

Rozdziały od 4 do 9 zawierają informacje na temat poszczególnych procesów spalania (zgazowanie, spalanie paliwa stałego, spalanie paliwa płynnego, spalanie paliwa gazowego, spalanie wielopaliwowe i współspalanie odpadów). W odniesieniu do każdego procesu spalania (X oznacza numer rozdziału lub sekcji):

¹ Dz. U. L 212, 17.08.2017, str. 1.

- Sekcja X.1 przedstawia informacje na temat stosowanych procesów i technik.
- Sekcja X.2 przedstawia dane i informacje ogólne dotyczące efektywności środowiskowej funkcjonujących (na chwilę sporządzenia niniejszego sprawozdania) w sektorze instalacji pod względem emisji, zużycia i charakteru surowców oraz zużycia energii.
- Sekcja X.3 opisuje w bardziej szczegółowy sposób techniki zapobiegania wpływowi na środowisko funkcjonujących instalacji z tego sektora uwzględnionych przy przygotowywaniu niniejszych BAT, a w przypadku braku takiej możliwości, zmniejszania tego wpływu. Informacje te obejmują, m.in., poziomy efektywności środowiskowej (np. poziomy emisji i zużycia), które można osiągnąć stosując wskazane techniki, powiązany monitoring oraz koszty i efekty wzajemnych powiązań różnymi komponentami środowiska związane z daną techniką.

Rozdział 10 przedstawia wnioski dotyczące BAT zgodnie z definicją zawartą w art. 3 pkt 12 Dyrektywy.

Rozdział 11 przedstawia informacje na temat "nowych technik" zgodnie z definicją zawartą w art. 3 pkt 14 Dyrektywy.

Uwagi końcowe i zalecenia dotyczące przyszłych prac przedstawiono w Rozdziale 12.

4. Źródła informacji oraz ustalanie BAT

Niniejszy dokument został oparty na informacjach zebranych z wielu źródeł, w szczególności przez TWG ustanowioną do celów wymiany informacji na mocy art. 13 Dyrektywy. Informacje zostały zestawione i ocenione przez Europejskie Biuro IPPC (Wspólnego Centrum Badawczego Komisji), które kierowało pracami nad ustalaniem BAT w oparciu o zasady fachowej wiedzy technicznej, przejrzystości i neutralności. Prace TWG oraz innych osób i podmiotów zostały docenione.

Wnioski BAT zostały opracowane w wieloetapowym procesie obejmującym:

- określenie kluczowych aspektów środowiskowych dla sektora dużych obiektów energetycznego spalania;
- zbadanie technik najbardziej odpowiednich dla kluczowych aspektów, o których mowa powyżej;
- określenie najlepszych poziomów efektywności środowiskowej w oparciu o dane dostępne w UE i na świecie;
- zbadanie warunków, w których uzyskano powyższe poziomy efektywności środowiskowej, takich jak koszty, efekty wzajemnych powiązań pomiędzy różnymi komponentami środowiska oraz główne czynniki mające wpływ na wdrożenie technik;
- wybór najlepszych dostępnych technik (BAT), powiązanych z nimi poziomów emisji (oraz innych poziomów efektywności środowiskowej) oraz powiązany monitoring dla tego sektora zgodnie z art. 3 pkt 10 i Załącznikiem III do Dyrektywy.

Kluczową rolę w każdym z tych etapów oraz w sposobie przedstawienia informacji w niniejszym dokumencie odegrała ocena ekspercka Europejskiego Biura IPPC.

Dane ekonomiczne, o ile były dostępne, zostały podane razem z opisami technik przedstawionymi w Rozdziałach 4 - 9. Dane te przedstawiają poglądowo rząd kosztów i potencjalne korzyści, niemniej jednak faktyczne koszty i korzyści płynące z zastosowania danej techniki mogą zależeć w dużej mierze od warunków, w których działa instalacja, których dokładne ocenienie w niniejszym dokumencie jest niemożliwe. W przypadku braku danych dotyczących kosztów, wnioski dotyczące efektywności ekonomicznej technik sporządzono w oparciu o obserwacje bieżących instalacji.

5. Przegląd dokumentów referencyjnych BAT (BREF)

BAT jest koncepcją dynamiczną. Co za tym idzie, przegląd dokumentów referencyjnych BAT jest procesem ciągłym. Przykładowo, mogą pojawić się nowe środki i techniki. Nauka i technologie podlegają nieustającemu rozwojowi. Do różnych gałęzi przemysłu wprowadzane są nowe procesy. Aby odzwierciedlić powyższe zmiany i ich skutki dla BAT, niniejszy dokument będzie poddawany okresowemu przeglądowi i w razie potrzeby aktualizowany.

6. Dane kontaktowe

Wszelkie uwagi i sugestie należy kierować do Europejskiego Biura IPPC przy Wspólnym Centrum badawczym Komisji (JRC) na poniższy adres:

European Commission
JRC Directorate B - Growth and Innovation
European IPPC Bureau
Edificio Expo
c/Inca Garcilaso, 3
E-41092 Seville, Spain
Telefon: +34 95 4488 284
Faks: +34 95 4488 426
E-mail: JRC-B5-EIPPCB@ec.europa.eu
Strona internetowa: <http://eippcb.jrc.ec.europa.eu>

**Dokument referencyjny w sprawie najlepszych dostępnych
technik dla dużych obiektów energetycznego spalania**

WSTĘP	I
ZAKRES	XXXIII
1 INFORMACJE OGÓLNE O STRUKTURZE SEKTORA	1
1.1 PRZEGLĄD SEKTORA.....	1
1.2 SYTUACJA EKONOMICZNA.....	12
1.3 NAJWAŻNIEJSZE KWESTIE ŚRODOWISKOWE	16
1.3.1 Efektywność energetyczna	17
1.3.2 Emisje do powietrza	18
1.3.2.1 Tlenki siarki (SO _x).....	19
1.3.2.2 Tlenki azotu (NO _x).....	20
1.3.2.3 Pył.....	23
1.3.2.4 Metale	24
1.3.2.5 Tlenek węgla (CO).....	26
1.3.2.6 Gazy cieplarniane	28
1.3.2.7 Chlorowodór (HCl)	30
1.3.2.8 Fluorowodór (HF)	31
1.3.2.9 Amoniak (NH ₃).....	32
1.3.2.10 Lotne związki organiczne (VOC)	32
1.3.2.11 Trwałe zanieczyszczenia organiczne (POP): wielopierścieniowe węglowodory aromatyczne (PAH), dioksyny i furany	33
1.3.3 Emisje do wód	34
1.3.4 Pozostałości po spalaniu.....	36
1.3.5 Hałas i wibracje	38
1.3.6 Emisje substancji radioaktywnych	38
1.3.7 Działania ograniczające wpływ na środowisko	39
1.3.8 Wprowadzenie do zintegrowanego podejścia do ochrony środowiska jako całości.....	39
1.3.9 Zbieranie danych o poszczególnych obiektach w sektorze LCP	40
2 PROCESY WYTWARZANIA ENERGII	43
2.1 ZASADY SPALANIA	43
2.2 POWSZECHNE PROCESY SPALANIA TECHNICZNEGO	44
2.2.1 Ogólne przetwarzanie paliwa na ciepło.....	44
2.2.2 Opalanie paliwem sproszkowanym lub rozpylonym	44
2.2.3 Spalanie w łóżu fluidalnym	47
2.2.3.1 Spalanie w pęcherzykowym złożu fluidalnym (BFBC)	49
2.2.3.2 Spalanie w cyrkulacyjnym złożu fluidalnym (CFBC)	49
2.2.3.3 Spalanie w ciśnieniowym złożu fluidalnym (PFBC).....	52
2.2.3.4 Kontrola NO _x i N ₂ O w spalaniu w złożu fluidalnym	53
2.2.4 Spalanie paliw stałych na ruszcie	53
2.3 PRZETWARZANIE BEZPOŚREDNIE	56
2.3.1 Informacje ogólne.....	56
2.3.2 Silniki spalinowe	56

2.3.2.1	Silniki Diesla	57
2.3.2.2	Silniki z zapłonem iskrowym (SG).....	57
2.3.2.3	Silniki niskoprężne dwupaliwowe (DF).....	57
2.3.2.4	Silniki wysokoprężne typu gazodiesel (GD).....	58
2.3.3	Turbiny gazowe	58
2.4	PROCESY PARY.....	64
2.4.1	Informacje ogólne	64
2.4.1.1	Typowe elementy cyklu pary.....	64
2.4.1.1.1	Kocioł	66
2.4.1.1.2	Turbina parowa.....	67
2.4.1.1.3	Skrapacz.....	67
2.4.1.1.4	System chłodzenia	68
2.4.2	Elektrownia kondensacyjna	68
2.4.3	Cykl kombinowany	68
2.4.4	Turbiny gazowe pracujące w cyklu kombinowanym z dodatkowym opalaniem	69
2.4.5	Zastępowanie dotychczasowych elektrowni	70
2.5	KOGENERACJA ALBO WYTWARZANIE CIEPŁA I ENERGII ELEKTRYCZNEJ W KOJARZENIU (CHP).....	71
2.6	BLOK GAZOWO-PAROWY ZE ZINTEGROWANYM ZGAZOWANIEM PALIWA.....	77
2.7	EFEKTYWNOŚĆ ENERGETYCZNA	78
2.7.1	Sprawność cyklu Carnota	79
2.7.2	Sprawność termiczna.....	80
2.7.3	Sprawność elektryczna	80
2.7.4	Sprawność mechaniczna	82
2.7.5	Eksploatacyjna (roczna) efektywność energetyczna.....	83
2.7.6	Całkowite zużycie paliwa	84
2.7.7	Jednostka efektywności dla wycofania pary	85
2.7.8	Pojęcie energii i efektywności energetycznej	85
2.7.9	Wpływ warunków klimatycznych na efektywność.....	88
2.7.10	Związek między efektywnością energetyczną i zagadnieniami środowiskowymi.....	90
2.7.10.1	Wpływ technik redukcji zanieczyszczeń na efektywność energetyczną obiektu	90
2.7.10.2	Wpływ podniesienia efektywności energetycznej na poziomy emisji	91
2.7.11	Straty efektywności w obiektach energetycznego spalania.....	91
2.7.12	Ogólne działania techniczne zmierzające do poprawienia efektywności LCP	92
2.8	ROZŁADOWYWANIE, MAGAZYNOWANIE I POSTĘPOWANIE Z PALIWEM I DODATKAMI	94
2.8.1.1	Paliwa stałe i dodatki.....	94
2.8.1.2	Paliwa płynne	97
2.8.1.3	Paliwa gazowe	98
3	OGÓLNE TECHNIKI ZAPOBIEGANIA I/LUB OGRANICZANIA EMISJI I ZUŻYCIA	101
3.1	POWSZECHNIE STOSOWANE TECHNIKI	101
3.1.1	Ogólne techniki podstawowe ograniczania emisji/zużycia	101
3.1.1.1	Kogeneracja albo wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w kojarzeniu (CHP)	101
3.1.1.2	Blok gazowo-parowy ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa	101
3.1.1.3	Spalanie w cyklu kombinowanym	101
3.1.1.4	Przejęcie na inny rodzaj paliwa lub wybór rodzaju paliwa	101
3.1.1.5	Modyfikacje w spalaniu (sterowanie procesem)	102

3.1.2	Techniki zapobiegania emisjom pyłu i/lub ich ograniczania	104
3.1.3	Techniki zapobiegania emisjom SO _x i/lub ich ograniczania.....	105
3.1.3.1	Skrubery mokre.....	106
3.1.3.2	Skruber pól suchy	107
3.1.3.3	Wtrysk sorbentu.....	107
3.1.4	Techniki zapobiegania emisjom NO _x i/lub ich ograniczania	108
3.1.4.1	Podstawowe techniki ograniczania emisji NO _x	109
3.1.4.2	Wtórne techniki ograniczania emisji NO _x	110
3.1.4.2.1	Kompromisy między redukcją emisji NO _x , emisji CO/pyłu i/lub zużyciem energii	111
3.1.5	Kombinowane techniki zapobiegania emisjom SO _x i NO _x i/lub ich ograniczania	111
3.1.5.1	Adsorpcja/regeneracja z ciałem stałym	112
3.1.5.1.1	Proces z zastosowaniem węgla aktywnego.....	112
3.1.5.1.2	Pozostałe procesy adsorpcji/regeneracji z ciałem stałym.....	113
3.1.5.2	Procesy katalityczne w przypadku gazów/ciał stałych	113
3.1.6	Techniki zapobiegania emisji metali i/lub ich ograniczania	114
3.1.7	Techniki zapobiegania emisjom CO i niespalonych węglowodorów i/lub ich ograniczania	115
3.1.8	Techniki zapobiegania emisjom halogenków i/lub ich ograniczania	115
3.1.9	Techniki ograniczania emisji gazów cieplarnianych (GHG) z dużych obiektów energetycznego spalania	115
3.1.10	Wykorzystanie wody oraz techniki ograniczania emisji do wód	116
3.1.10.1	Ścieki ze stacji uzdatniania wody surowej	118
3.1.10.2	Ścieki z obwodów systemów chłodzenia	118
3.1.10.3	Ścieki z procesów wytwarzania pary	119
3.1.10.4	Ścieki z systemów oczyszczania gazów odlotowych	119
3.1.10.5	Woda z przemywania kwasem	123
3.1.10.6	Ścieki sanitarne.....	124
3.1.10.7	Pozostałe ścieki	124
3.1.11	Techniki kontroli uwolnień do ziemi/gleby i gospodarki pozostałościami.....	124
3.1.12	Techniki ograniczania emisji hałasu	125
3.1.13	Techniki chłodzenia	127
3.1.14	Monitoring emisji i sprawozdawczość	127
3.1.14.1	Elementy składowe emisji.....	127
3.1.14.2	Warunki i parametry referencyjne.....	128
3.1.14.3	Punktu pobierania próbek.....	129
3.1.14.4	Monitoring emisji.....	129
3.1.14.4.1	Monitoring ciągły	129
3.1.14.4.2	Monitoring okresowy	130
3.1.14.4.3	Monitoring pośredni z wykorzystaniem parametrów zastępczych	130
3.1.15	Wpływ współczynnika i trybów obciążenia na efektywność środowiskową	131
3.1.16	Inne niż normalne warunki eksploatacji (OTNOC)	132
3.2	TECHNIKI DO ROZWAŻENIA PRZY USTALANIU OGÓLNYCH BAT DLA SEKTORA LCP	134
3.2.1	Systemy zarządzania środowiskowego.....	134
3.2.2	Techniki zapobiegania skanalizowanym emisjom do powietrza i/lub ich ograniczania	138
3.2.2.1	Techniki zapobiegania emisjom pyłu i/lub ich ograniczania	138
3.2.2.1.1	Elektrofiltry (ESP).....	138
3.2.2.1.2	Filtry workowe	143

3.2.2.1.3	Strącanie wirówkowe (odpylacze cyklonowe).....	148
3.2.2.1.4	Skrubery mokre	149
3.2.2.2	Techniki zapobiegania emisjom SO _x i/lub ich ograniczania.....	153
3.2.2.2.1	Mokre skrubery zasilane zawiesiną wapna/wapienia	153
3.2.2.2.2	Skrubery zasilane wodą morską.....	164
3.2.2.2.3	Mokre skrubery zasilanie wodorotlenkiem magnezu	166
3.2.2.2.4	Mokre skrubery zasilane amoniakiem	167
3.2.2.2.5	Mokre skrubery zasilane ługiem	169
3.2.2.2.6	Suchy skruber/absorber natryskowy	170
3.2.2.2.7	Skruber suchy działający w oparciu o obrotowe złożo fluidalne (CFB).....	175
3.2.2.2.8	Wtrysk kanałowy sorbentu.....	178
3.2.2.2.9	Wykorzystanie sorbentów w systemach spalania w złożu fluidalnym.....	182
3.2.2.2.10	Wtrysk sorbentu do pieca w kotłach pyłowych	183
3.2.2.2.11	Hybrydowy wtrysk sorbentu.....	187
3.2.2.2.12	Proces z tlenkiem magnezu	188
3.2.2.3	Techniki zapobiegania emisjom NO _x i/lub ich ograniczania.....	189
3.2.2.3.1	Opalenie przy niskim nadmiarze powietrza	189
3.2.2.3.2	Stopniowe podawanie powietrza	191
3.2.2.3.3	Recyrkulacja gazu odlotowego (FGR) lub wylotowego (EGR)	195
3.2.2.3.4	Zmniejszenie temperatury powietrza spalania	198
3.2.2.3.5	Palniki o niskiej emisji NO _x	199
3.2.2.3.6	Stopniowe podawanie paliwa (reburning)	205
3.2.2.3.7	Palniki suche o niskiej emisji NO _x (DLN).....	208
3.2.2.3.8	Koncepcja spalania o niskiej emisji NO _x w silnikach	211
3.2.2.3.9	Koncepcja spalanie mieszanki ubogiej.....	212
3.2.2.3.10	Dodanie wody/pary.....	214
3.2.2.3.11	Selektywna redukcja katalityczna (SCR).....	218
3.2.2.3.12	Selektywna redukcja niekatalityczna (SNCR).....	230
3.2.2.3.13	Zagadnienia związane z amoniakiem w wykorzystaniu technik SCR/SNCR.....	234
3.2.2.4	Połączone techniki zapobiegania emisjom SO _x , NO _x i innych zanieczyszczeń i/lub ich ograniczania	236
3.2.2.4.1	Proces z zastosowaniem węgla aktywnego	236
3.2.2.4.2	PROCES WSA-SNO _x	237
3.2.2.4.3	Proces DeSONO _x	240
3.2.2.5	Techniki zapobiegania emisji metali i/lub ich ograniczania	242
3.2.2.5.1	Ograniczanie emisji metali w systemach redukcji emisji pyłów	242
3.2.2.5.2	Ograniczanie emisji metali w systemach FGD	244
3.2.2.5.3	Ograniczanie emisji metali w systemach kontroli NO _x	247
3.2.2.5.4	Ograniczanie emisji metali w specjalnie zaprojektowanych systemach	248
3.2.2.5.5	Ograniczanie emisji metali przez wykorzystanie separatora metali w przewodzie przesyłającym paliwo	249
3.2.2.6	Techniki zapobiegania emisjom HCl i HF i/lub ich ograniczania	250
3.2.2.6.1	Dodatkowe korzyści technik opracowanych w celu ograniczenia emisji innych zanieczyszczeń	250
3.2.2.6.2	Skrubing mokry	251
3.2.2.7	Techniki ograniczania niespalonego węgla.....	253
3.2.2.7.1	Optymalizacja spalania	253
3.2.2.7.2	Katalizator utleniający	253
3.2.3	Techniki zwiększania efektywności energetycznej.....	254
3.2.3.1	Techniki odzysku ciepła	254
3.2.3.2	Kogeneracja albo wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w kojarzeniu (CHP).....	255
3.2.3.3	Obieg Chenga.....	259
3.2.3.4	Wstępne podgrzewanie powietrza do spalania.....	262
3.2.3.5	Wykorzystanie zaawansowanych materiałów	263
3.2.3.6	Podwójne ponowne ogrzewanie pary	264

3.2.3.7	Wstępne podgrzewanie wody zasilającej za pomocą odzyskanego ciepła.....	264
3.2.3.8	Zaawansowany system kontroli.....	266
3.2.3.9	Akumulacja ciepła (magazynowanie ciepła) w trybie CHP lub tylko w trybie ciepła.....	269
3.2.3.10	Blok gazowo-parowy ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa (IGCC).....	270
3.2.3.11	Spalanie w cyklu kombinowanym.....	270
3.2.3.12	Cykl produkcji energii elektrycznej z odzyskiem ciepła (topping).....	272
3.2.3.13	Modernizacja turbin parowych i innych komponentów.....	275
3.2.3.14	(Ultra-) Superkrytyczne parametry pary.....	276
3.2.3.15	Kondensator gazu odlotowego.....	278
3.2.3.16	Uwalnianie emisji do powietrza przez chłodnię kominową.....	279
3.2.3.17	Mokry komin.....	280
3.2.3.18	Wstępne podgrzewanie/suszenie paliwa.....	281
3.2.3.19	System chłodzenia.....	282
3.2.4	Techniki zapobiegania emisjom do wód i/lub ich ograniczania.....	282
3.2.4.1	Filtracja.....	284
3.2.4.2	Koagulacja, flokulacja, sedymentacja i strącanie.....	285
3.2.4.3	Flotacja.....	286
3.2.4.4	Oddzielenie wody i oleju.....	287
3.2.4.5	Krystalizacja.....	288
3.2.4.6	Odparowanie.....	289
3.2.4.7	Stripping powietrzem.....	290
3.2.4.8	Wymiana jonowa.....	291
3.2.4.9	Oczyszczanie biologiczne.....	292
3.2.4.10	Techniki do rozważenia dla obiektów wyposażonych w oczyszczanie gazów odlotowych z emisjami do wód (mokre FGD, kondensator gazu odlotowego).....	293
3.2.5	Techniki gospodarki pozostałościami.....	305
3.2.5.1	Optymalizacja jakości gipsu.....	305
3.2.5.2	Optymalizacja jakości popiołu dennego.....	306
3.2.6	Techniki zapobiegania emisjom do gleby i wód podziemnych.....	307
3.2.7	Techniki ograniczania emisji hałasu.....	307
3.2.7.1	Planowanie strategiczne lokalizacji sprzętu, jednostek i budynków.....	307
3.2.7.2	Techniki podstawowe: ograniczanie hałasu u źródła.....	308
3.2.7.3	Techniki wtórne: zmniejszanie hałasu.....	310
4	ZGAZOWANIE.....	313
4.1	STOSOWANE PROCESY I TECHNIKI.....	316
4.1.1	Obiekty IGCC (blok gazowo-parowy ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa).....	317
4.1.2	Zgazowywacze biomasy.....	325
4.1.3	Plazmowe zgazowanie odpadów.....	329
4.2	DOTYCHCZASOWE POZIOMY EMISJI I ZUŻYCIA.....	330
4.2.1	Pozostałości.....	335
4.2.2	Zużycie wody, chemikaliów i energii.....	336
4.2.3	Emisje do ziemi/gleby.....	337
4.3	TECHNIKI DO ROZWAŻENIA PRZY USTALANIU BAT DLA ZGAZOWANIA.....	338
4.3.1	Zgazowanie zintegrowane z procesem spalania.....	338
4.3.1.1	Zapobieganie emisjom oraz efektywne zużycie energii w węglowych i wielopaliwowych obiektach IGCC.....	338
4.3.1.2	Ograniczanie emisji ze zgazowywacza połączonego z istniejącym kotłem węglowym.....	345
4.3.1.3	Zgazowanie biomasy połączone z jednostkami silnikowymi z uprzednim mokrym oczyszczaniem gazu.....	349

4.3.2	Techniki zapobiegania zanieczyszczeniom wody z procesu zgazowania i/lub ich ograniczania.....	351
4.3.3	Techniki gospodarowania pozostałościami z procesu zgazowania	352
4.3.4	Techniki zwiększania efektywności energetycznej procesu zgazowania	353
4.3.4.1	Zgazowanie w wysokich temperaturach i przy wysokim ciśnieniu	353
4.3.4.2	System podawania suchego materiału wsadowego	354
4.3.4.3	Wykorzystanie ciepła odzyskanego z procesu zgazowania.....	354
4.3.4.4	Pełna integracja jednostki zasilania powietrzem (ASU) i turbiny gazowej w obiektach IGCC	355
5	SPALANIE PALIW STAŁYCH	357
5.1	Spalanie węgla kamiennego i/lub brunatnego	357
5.1.1	Stosowane procesy i techniki.....	359
5.1.1.1	Charakterystyka paliwa.....	360
5.1.1.2	Wstępna obróbka i przygotowanie węgla kamiennego i brunatnego	365
5.1.1.3	Efektywność energetyczna kotłów LCP opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym.....	367
5.1.1.4	Ograniczanie emisji do powietrza z obiektów LCP opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym.....	368
5.1.1.4.1	Ograniczanie emisji ze spalania paliwa pyłowego.....	368
5.1.1.4.2	Ograniczanie emisji ze spalania w złożu fluidalnym.....	372
5.1.1.4.3	Ograniczanie emisji z opalania rusztowego	373
5.1.1.4.4	Ograniczanie emisji rtęci (Hg) z obiektów LCP opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym	373
5.1.1.5	Oczyszczanie wody i ścieków.....	376
5.1.1.6	Oczyszczanie pozostałości po spalaniu.....	376
5.1.2	Dotychczasowe poziomy emisji i zużycia.....	379
5.1.2.1	Węgiel kamienny i brunatny używane w obiektach LCP.....	379
5.1.2.2	Efektywność energetyczna dużych obiektów energetycznego spalania opalanych węglem kamiennym i brunatnym	382
5.1.2.3	Emisje do powietrza (węgiel kamienny/brunatny).....	386
5.1.2.4	Pozostałości po spalaniu	394
5.1.3	Techniki do rozważenia przy ustalaniu BAT dla spalania węgla kamiennego i/lub brunatnego.....	399
5.1.3.1	Techniki ograniczania emisji rozproszonych z rozładunku, magazynowania i gospodarowania paliwami/dodatkami	400
5.1.3.2	Techniki podnoszenia ogólnej efektywności środowiskowej.....	403
5.1.3.3	Techniki podnoszenia efektywności energetycznej i zużycia paliwa	406
5.1.3.4	Techniki zapobiegania emisjom pyłu i metali i/lub ich ograniczania	412
5.1.3.4.1	Ogólne techniki zapobiegania emisjom pyłu i metali zawartych w pile oraz ich ograniczania	412
5.1.3.4.2	Ogólne techniki zapobiegania emisjom rtęci i ich ograniczania.....	417
5.1.3.4.3	Specjalne techniki zapobiegania emisjom rtęci i ich ograniczania..	421
5.1.3.4.3.1	Wstępna obróbka paliwa	421
5.1.3.4.3.2	Wtrysk sorbentu węglowego.....	423
5.1.3.4.3.3	Stosowanie dodatków halogenowych (np. bromku).....	428
5.1.3.4.3.4	Pozostałe specjalne techniki zapobiegania emisjom rtęci w stanie gazowym i ich ograniczania.....	430
5.1.3.5	Techniki zapobiegania emisjom SO _x , HCl i HF i/lub ich ograniczania	432
5.1.3.5.1	Ogólne techniki zapobiegania emisjom SO _x , HCl i HF i/lub ich ograniczania.....	432
5.1.3.5.2	Wymiana podgrzewacza spaliny-spaliny zlokalizowanego za mokrym FGD	439
5.1.3.6	Techniki zapobiegania emisjom NO _x , CO i N ₂ O i/lub ich ograniczania.....	441
5.1.3.6.1	Ogólne techniki zapobiegania emisjom NO _x , CO i N ₂ O i/lub ich ograniczania.....	441
5.1.3.6.2	Zakłócanie mocy cieplnej dostarczonej w paliwie i klasyfikatory dynamiczne w zapobieganiu i ograniczaniu emisji NO _x w kotłach z paleniskiem stropowym spalających odmiany węgla o niskim udziale części lotnych.....	447

5.2	SPALANIE BIOMASY I TORFU	449
5.2.1	Stosowane procesy i techniki	449
5.2.1.1	Charakterystyka paliwa biomasy i/lub torfu	449
5.2.1.2	Wstępna obróbka i przygotowanie paliwa	449
5.2.1.3	Technologie spalania właściwe dla opalania biomasą i/lub torfem	450
5.2.1.3.1	Spalanie na ruszcie	450
5.2.1.3.2	Spalanie w złożu fluidalnym	452
5.2.1.3.3	Opalanie sproszkowanym torfem i/lub sproszkowaną biomasą	453
5.2.1.4	Efektywność energetyczna kotłów LCP opalanych biomasą i/lub torfem	454
5.2.1.5	Ograniczanie emisji do powietrza z obiektów opalanych biomasą i/lub torfem	455
5.2.1.5.1.1	Ograniczanie emisji tlenków azotu	455
5.2.1.5.1.2	Ograniczanie emisji SO _x	456
5.2.1.5.1.3	Ograniczanie emisji pyłu	456
5.2.1.6	Oczyszczanie wody i ścieków	458
5.2.1.7	Gospodarka pozostałościami po spalaniu	458
5.2.2	Dotychczasowe poziomy emisji i zużycia	458
5.2.2.1	Użycie biomasy i torfu w dużych obiektach energetycznego spalania	458
5.2.2.2	Efektywność energetyczna obiektów energetycznego spalania opalanych biomasą i torfem	461
5.2.2.3	Emisje do powietrza z obiektów energetycznego spalania opalanych biomasą i/lub torfem	462
5.2.2.4	Pozostałości po spalaniu i inne pozostałości	465
5.2.3	Techniki do rozważenia przy ustalaniu BAT dla spalania biomasy i/lub torfu	466
5.2.3.1	Techniki ograniczania emisji rozproszonych/ulotnych do powietrza	466
5.2.3.2	Techniki podnoszenia ogólnej efektywności środowiskowej	468
5.2.3.3	Techniki zwiększania efektywności energetycznej	470
5.2.3.4	Techniki zapobiegania emisjom NO _x , N ₂ O i CO i/lub ich ograniczania	473
5.2.3.5	Techniki zapobiegania emisjom SO _x , HCl i HF i/lub ich ograniczania	478
5.2.3.6	Techniki zapobiegania emisjom pyłu i metali zawartych w pyłe i/lub ich ograniczania	485
5.2.3.7	Techniki zapobiegania emisjom rtęci i/lub ich ograniczania	489
5.2.3.8	Techniki ograniczania i/lub powtórnego użycia pozostałości po spalaniu	492
6	SPALANIE PALIW PŁYNNYCH	493
6.1	STOSOWANE PROCESY I TECHNIKI	493
6.1.1	Charakterystyka paliwa	493
6.1.2	Wstępna obróbka i przygotowanie paliwa	493
6.1.2.1	Wstępna obróbka paliwa używane w kotłach konwencjonalnych	493
6.1.2.2	Wstępna obróbka paliwa używane w silnikach Diesla	493
6.1.2.3	Wstępna obróbka paliwa dla turbin gazowych	494
6.1.3	Technologie spalania	494
6.1.3.1	Konstrukcja kotłów opalanych olejem	494
6.1.3.2	Silniki (Diesla) z zapłonem samoczynnym	495
6.1.3.3	Turbiny gazowe opalane paliwem płynnym	495
6.1.4	Ograniczanie emisji do powietrza	495
6.1.4.1	Podstawowe techniki ograniczania emisji z kotłów do powietrza	497
6.1.4.2	Podstawowe techniki ograniczania emisji z silników do powietrza	498
6.1.4.3	Podstawowe techniki ograniczania emisji z turbin gazowych do powietrza	499
6.1.4.4	Techniki typu "koniec rury" stosowane w celu ograniczania emisji do powietrza	499
6.1.4.4.1	Ograniczanie emisji pyłu	499
6.1.4.4.2	Ograniczanie emisji SO _x	500
6.1.4.4.3	Ograniczanie emisji NO _x	500
6.1.5	Zużycie wody i oczyszczanie ścieków	501

6.1.6	Oczyszczanie pozostałości po spalaniu	502
6.2	DOTYCHCZASOWE POZIOMY EMISJI I ZUŻYCIA	503
6.2.1	Paliwa płynne wykorzystywane w dużych obiektach energetycznego spalania	503
6.2.2	Efektywność obiektów energetycznego spalania opalanych ciężkim olejem opałowym i/lub olejem napędowym	504
6.2.3	Emisje do powietrza z obiektów energetycznego spalania opalanych paliwem płynnym	505
6.3	TECHNIKI DO ROZWAŻENIA PRZY USTALANIU BAT DLA SPALANIA PALIW PŁYNNYCH.....	506
6.3.1	Techniki zapobiegania emisjom do gleby i wód podziemnych	506
6.3.2	Techniki do rozważenia przy ustalaniu BAT dla spalania ciężkiego oleju opałowego i/lub oleju napędowego w kotłach	508
6.3.2.1	Techniki podnoszenia ogólnej efektywności	508
6.3.2.2	Techniki zwiększania efektywności energetycznej	510
6.3.2.3	Techniki zapobiegania emisjom NO _x i CO oraz ich ograniczania	513
6.3.2.4	Techniki zapobiegania emisjom SO _x oraz ich ograniczania	517
6.3.2.5	Techniki zapobiegania emisjom pyłu i metali zawartych w pyle oraz ich ograniczania	522
6.3.3	Techniki do rozważenia przy ustalaniu BAT dla spalania ciężkiego oleju opałowego i/lub oleju napędowego w silnikach	525
6.3.3.1	Techniki zwiększania efektywności energetycznej	525
6.3.3.2	Techniki zapobiegania emisjom NO _x i CO i/lub ich ograniczania	528
6.3.3.3	Techniki zapobiegania emisjom SO _x i/lub ich ograniczania	533
6.3.3.4	Techniki zapobiegania emisjom pyłu i metali zawartych w pyle oraz ich ograniczania	537
6.3.4	Techniki do rozważenia przy ustalaniu BAT dla spalania oleju napędowego in turbinach gazowych	539
6.3.4.1	Techniki zwiększania efektywności energetycznej	539
6.3.4.2	Techniki zapobiegania emisjom NO _x i CO i/lub ich ograniczania	540
6.3.4.3	Techniki zapobiegania emisjom SO _x i/lub ich ograniczania	542
6.3.4.4	Techniki zapobiegania emisjom pyłu i metali zawartych w pyle i/lub ich ograniczania	543
7	SPALANIE PALIW GAZOWYCH	545
7.1	SPALANIE GAZU ZIEMNEGO	545
7.1.1	Stosowane procesy i techniki	545
7.1.1.1	Charakterystyka paliwa	546
7.1.1.2	Ograniczanie emisji do powietrza	547
7.1.1.2.1	Ograniczanie emisji NO _x z kotłów do powietrza	547
7.1.1.2.2	Ograniczanie emisji NO _x do powietrza z silników	547
7.1.1.2.3	Ograniczanie emisji NO _x z turbin do powietrza	548
7.1.1.3	Oczyszczanie wody i ścieków	550
7.1.2	Dotychczasowe poziomy emisji i zużycia	551
7.1.2.1	Efektywność energetyczna obiektów energetycznego spalania gazu ziemnego	551
7.1.2.2	Emisje do powietrza	557
7.1.2.3	Emisje do wód	564
7.1.2.4	Pozostałości po spalaniu i inne pozostałości	564
7.1.3	Techniki do rozważenia przy ustalaniu BAT dla spalania gazu ziemnego w kotłach / silnikach / turbinach gazowych	565
7.1.3.1	Techniki zwiększania efektywności energetycznej obiektów opalanych gazem ziemnym	566
7.1.3.1.1	Ogólne techniki zwiększania efektywności energetycznej jednostek opalanych gazem ziemnym	566
7.1.3.1.2	Specjalne techniki zwiększania efektywności energetycznej działań związanych z dostawami paliwa i gospodarką paliwem	575

7.1.3.1.2.1	Wykorzystanie turbiny ekspansyjnej	575
7.1.3.1.3	Specjalne techniki zwiększania efektywności energetycznej turbin opalanych gazem ziemnym	576
7.1.3.1.3.1	Gotowość CHP	576
7.1.3.1.3.2	Optymalizacja przepływu	578
7.1.3.1.3.3	Chłodzenie powietrza do spalania na wlocie	579
7.1.3.1.3.4	Rekuperacyjny obieg turbiny gazowej	581
7.1.3.2	Techniki zapobiegania emisjom NO _x i CO i/lub ich ograniczania	582
7.1.3.2.1	Ogólne techniki zapobiegania emisjom NO _x i CO z kotłów opalanych gazem ziemnym oraz ich ograniczania	582
7.1.3.2.2	Ogólne techniki zapobiegania emisjom NO _x i CO z turbin opalanych gazem ziemnym oraz ich ograniczania	587
7.1.3.2.3	Specjalne techniki zapobiegania emisjom NO _x i CO z turbin opalanych gazem ziemnym oraz ich ograniczania - System katalitycznej kontroli zanieczyszczeń SCONOX TM	596
7.1.3.2.4	Zapobieganie emisjom NO _x i CO z turbin opalanych gazem ziemnym przy niskim obciążeniu oraz ich ograniczania	598
7.1.3.2.4.1	Punkt eksploatacji przy niskim obciążeniu (LLOP)	598
7.1.3.2.4.2	Kontrola przepływu powietrza przy pomocy poprawionych łopatek wieńca kierownic (IGV)	600
7.1.3.2.4.3	Zarządzanie nadmiarem powietrza wlotowego w turbinie gazowej przez uwalnianie z zaworu upustu powietrza	601
7.1.3.2.5	Ogólne techniki zapobiegania emisjom NO _x i niespalonego węgla z silników opalanych gazem ziemnym oraz ich ograniczania	602
7.1.3.3	Techniki zapobiegania emisjom do gleby	607
7.2	SPALANIE BIOGAZU	608
7.3	SPALANIE GAZÓW PROCESOWYCH Z PRZEMYSŁU PRODUKCJI ŻELAZA I STALI	609
7.3.1	Stosowane procesy i techniki	609
7.3.1.1	Charakterystyka i przygotowanie/wstępna obróbka paliwa	611
7.3.1.2	Ograniczanie emisji z kotłów do powietrza	616
7.3.1.3	Ograniczanie emisji z turbin gazowych do powietrza	618
7.3.1.4	Oczyszczanie wody i ścieków	618
7.3.2	Dotychczasowe poziomy emisji i zużycia	619
7.3.2.1	Gazy procesowe powstałe przy produkcji żelaza i stali używane w dużych obiektach energetycznego spalania	619
7.3.2.2	Efektywność energetyczna obiektów energetycznego spalania opalanych gazami procesowymi powstałymi przy produkcji żelaza i stali	620
7.3.2.3	Emisje do powietrza	623
7.3.3	Techniki do rozważenia przy ustalaniu BAT dla spalania gazów procesowych powstałych przy produkcji żelaza i stali	632
7.3.3.1	Techniki zwiększania efektywności energetycznej	634
7.3.3.1.1	Ogólne techniki zwiększania efektywności energetycznej	634
7.3.3.1.2	System zarządzania gazami procesowymi	636
7.3.3.2	Techniki zapobiegania emisjom NO _x i CO i/lub ich ograniczania	637
7.3.3.2.1	Ogólne techniki zapobiegania emisjom NO _x i CO podczas opalania gazami powstałymi przy produkcji żelaza i stali oraz ich ograniczania	637
7.3.3.2.2	Specjalnie zaprojektowane palniki o niskiej emisji NO _x w kilku rzędach dla każdego rodzaju paliwa lub obejmujące szczególne cechy dla spalania wielopaliwowego	641
7.3.3.3	Techniki zapobiegania emisjom SO _x i/lub ich ograniczania	642
7.3.3.4	Techniki zapobiegania emisjom pyłu i/lub ich ograniczania	645
7.4	SPALANIE GAZU NA PLATFORMACH MORSKICH	648
7.4.1	Stosowane procesy i techniki	648
7.4.1.1	Morskie instalacje energetycznego spalania	648
7.4.1.2	Ograniczanie emisji do powietrza	650
7.4.2	Dotychczasowe poziomy emisji i zużycia	651
7.4.2.1	Spalane niekonwencjonalne paliwa gazowe	651

7.4.2.2	Efektywność spalania niekonwencjonalnych paliw gazowych w morskich turbinach gazowych	651
7.4.3	Techniki do rozważenia przy ustalaniu BAT dla spalania gazu na platformach morskich.....	652
7.4.3.1	Techniki podnoszenia efektywności środowiskowej obiektów energetycznego spalania wykorzystywanych na platformach morskich.....	652
7.4.3.2	Techniki zwiększania efektywności energetycznej	653
7.4.3.3	Techniki zapobiegania emisjom NO _x i CO i/lub ich ograniczania	655
8	SPALANIE WIELOPALIWOWE	659
8.1	SPALANIE WIELOPALIWOWE PALIW STAŁYCH	659
8.1.1	Stosowane procesy i techniki	659
8.1.1.1	Rozładunek, magazynowanie i gospodarka	659
8.1.1.2	Charakterystyka i wstępna obróbka paliw.....	659
8.1.1.3	Techniki wprowadzania różnych paliw do procesu spalania.....	660
8.1.1.3.1	Mieszanie z głównym paliwem	660
8.1.1.3.2	Specjalne palniki	660
8.1.1.4	Procesy spalania wielopaliwowego paliw stałych	661
8.1.1.4.1	Współspalanie biomasy i paliw kopalnych.....	661
8.1.1.5	Ograniczanie emisji do powietrza w obiektach LCP wielopaliwowego spalania paliw stałych	663
8.1.2	Dotychczasowe poziomy emisji i zużycia.....	665
8.1.2.1	Stopień opalania wielopaliwowego paliwami stałymi w obiektach LCP	665
8.1.2.2	Wpływ wielopaliwowego spalania paliw stałych na wyniki funkcjonowania i efektywność obiektów.....	666
8.1.2.3	Wpływ wielopaliwowego spalania paliw stałych na emisje do powietrza	666
8.1.2.4	Wpływ wielopaliwowego spalania paliw stałych na jakość pozostałości po spalaniu	666
8.1.3	Techniki do rozważenia przy ustalaniu BAT w wielopaliwowym spalaniu paliw stałych	667
8.2	SPALANIE PALIW PŁYNNYCH I GAZOWYCH PALIW PROCESOWYCH Z PRZEMYSŁU CHEMICZNEGO	668
8.2.1	Stosowane procesy i techniki	668
8.2.1.1	Warunki eksploatacji.....	669
8.2.1.2	Ograniczanie NO _x , NH ₃ i CO.....	669
8.2.1.3	Ograniczanie innych zanieczyszczeń	669
8.2.2	Dotychczasowe poziomy emisji i zużycia.....	670
8.2.2.1	Zużycie gazowych i płynnych paliw procesowych z przemysłu chemicznego	670
8.2.2.1.1	Efektywność energetyczna.....	670
8.2.2.2	Emisje.....	671
8.2.2.2.1	Zmienność emisji NO _x	672
8.2.3	Techniki do rozważenia przy ustalaniu BAT dla spalania paliw procesowych z przemysłu chemicznego.....	674
8.2.3.1	Techniki zapobiegania emisjom NO _x , CO i NH ₃ i/lub ich ograniczania.....	674
8.2.3.2	Techniki zapobiegania emisjom innych zanieczyszczeń i/lub ich ograniczania	679
9	WSPÓLSPALANIE ODPADÓW	683
9.1	STOSOWANE PROCESY I TECHNIKI	685
9.1.1	Procedury przyjmowania i wstępnego przyjmowania	685
9.1.2	Rozładunek, magazynowanie i gospodarka	685
9.1.3	Charakterystyka i wstępna obróbka strumieni odpadów	685
9.1.3.1	Rozdrabnianie	686
9.1.3.2	Suszenie.....	686
9.1.3.3	Piroliza.....	686

9.1.3.4	Zgazowanie.....	687
9.1.3.5	Metanizacja.....	687
9.1.4	Techniki wprowadzania odpadów do procesu spalania.....	687
9.1.4.1	Mieszanie z głównym paliwem	687
9.1.4.2	Oddzielne lance lub zmodyfikowane istniejące palniki	688
9.1.4.3	Specjalne ruszty.....	689
9.1.4.4	Podawanie odpadów do kotła ze złożem fluidalnym	689
9.1.5	Ograniczanie emisji do powietrza ze współspalania odpadów	690
9.1.6	Wytwarzanie i oczyszczanie ścieków.....	690
9.1.7	Gospodarka pozostałościami po spalaniu.....	690
9.2	DOTYCHCZASOWE POZIOMY EMISJI I ZUŻYCIA.....	692
9.2.1	Przegląd odpadów współspalanych w obiektach LCP	692
9.2.2	Stopień współspalania odpadów w obiektach LCP	694
9.2.3	Wpływ współspalania odpadów na efektywność energetyczną obiektu	698
9.2.4	Ogólny wpływ współspalania odpadów w obiektach LCP.....	699
9.2.5	Wpływ współspalania odpadów na wyniki funkcjonowania obiektu	699
9.2.6	Wpływ współspalania odpadów na emisje do powietrza.....	700
9.2.6.1	Pył	700
9.2.6.2	Kwaśne gazy.....	700
9.2.6.3	Tlenki węgla	700
9.2.6.4	Halogenki	701
9.2.6.5	Tlenki azotu.....	701
9.2.6.6	Tlenki siarki	701
9.2.6.7	Całkowity węgiel organiczny, lotne związki organiczne i dioksyny.....	701
9.2.6.8	Metale (Cd+Tl; Hg; Sb+As+Pb+Cr+Co+Cu+Mn+Ni+V)	702
9.2.6.9	Smuga.....	702
9.2.6.10	Zapach	702
9.2.7	Wpływ współspalania odpadów na emisje do wód	702
9.2.8	Wpływ współspalania odpadów na jakość pozostałości po spalaniu	703
9.3	TECHNIKI DO ROZWAŻENIA PRZY USTALANIU BAT DLA WSPÓŁSPALANIA ODPADÓW.....	706
9.3.1	Techniki ograniczania emisji rozproszonych i zapachów z magazynowania i gospodarki odpadów pylistych i zapachowych	706
9.3.2	Techniki wstępnej obróbki odpadów	708
9.3.3	Techniki wprowadzania odpadów do procesu spalania	711
9.3.4	Techniki zapobiegania emisjom ze współspalania odpadów do powietrza w obiektach LCP.....	712
9.3.5	Techniki ograniczania wpływu współspalania odpadów ma wytwarzane odpady	726
10	WNIOSKI DOTYCZĄCE NAJLEPSZYCH DOSTĘPNYCH TECHNIK (BAT).....	727
	ZAKRES	727
	DEFINICJE	729
	AKRONIMY	733
	INFORMACJE OGÓLNE	734
10.1	OGÓLNE WNIOSKI DOTYCZĄCE BAT	737
10.1.1	Systemy zarządzania środowiskowego.....	737

10.1.2	Monitoring	739
10.1.3	Ogólna efektywność środowiskowa i sprawność spalania	745
10.1.4	Efektywność energetyczna	748
10.1.5	Zużycie wody i emisje do wód	750
10.1.6	Gospodarka odpadami.....	753
10.1.7	Emisje hałasu.....	754
10.2	WNIOSKI BAT DLA SPALANIA PALIW STAŁYCH	755
10.2.1	Wnioski BAT dla spalania węgla kamiennego i/lub brunatnego	755
10.2.1.1	Ogólna efektywność środowiskowa	755
10.2.1.2	Efektywność energetyczna	755
10.2.1.3	Emisje NO _x , N ₂ O i CO do powietrza	757
10.2.1.4	Emisje SO _x , HCl i HF do powietrza.....	759
10.2.1.5	Emisje pyłu i metali zawartych w pyłe do powietrza	761
10.2.1.6	Emisje rtęci do powietrza	762
10.2.2	Wnioski BAT dla spalania biomasy stałej i/lub torfu	763
10.2.2.1	Efektywność energetyczna	763
10.2.2.2	Emisje NO _x , N ₂ O i CO do powietrza	764
10.2.2.3	Emisje SO _x , HCl i HF do powietrza.....	765
10.2.2.4	Emisje pyłu i metali zawartych w pyłe do powietrza	767
10.2.2.5	Emisje rtęci do powietrza	768
10.3	WNIOSKI BAT DLA SPALANIA PALIW PŁYNNYCH	769
10.3.1	Kotły opalane ciężkim olejem opałowym i/lub napędowym	769
10.3.1.1	Efektywność energetyczna	769
10.3.1.2	Emisje NO _x i CO do powietrza	770
10.3.1.3	Emisje SO _x , HCl i HF do powietrza.....	772
10.3.1.4	Emisje pyłu i metali zawartych w pyłe do powietrza	773
10.3.2	Silniki opalane ciężkim olejem opałowym i/lub napędowym.....	773
10.3.2.1	Efektywność energetyczna	774
10.3.2.2	Emisje NO _x , CO i lotnych związków organicznych do powietrza.....	775
10.3.2.3	Emisje SO _x , HCl i HF do powietrza.....	776
10.3.2.4	Emisje pyłu i metali zawartych w pyłe do powietrza	777
10.3.3	Turbiny gazowe opalane olejem napędowym.....	777
10.3.3.1	Efektywność energetyczna	777
10.3.3.2	Emisje NO _x i CO do powietrza	778
10.3.3.3	Emisje SO _x i pyłu do powietrza.....	779
10.4	WNIOSKI BAT DLA SPALANIA PALIW GAZOWYCH.....	780
10.4.1	Wnioski BAT dla spalania gazu ziemnego.....	780
10.4.1.1	Efektywność energetyczna	780
10.4.1.2	Emisje NO _x , CO, niemetanowych lotnych związków organicznych i CH ₄ do powietrza	781
10.4.2	Wnioski BAT dla spalania gazów procesowych powstałych przy produkcji żelaza i stali.....	786
10.4.2.1	Efektywność energetyczna	786
10.4.2.2	Emisje NO _x i CO do powietrza	787
10.4.2.3	Emisje SO _x do powietrza	789
10.4.2.4	Emisje pyłu do powietrza	790
10.4.3	Wnioski BAT dla spalania paliw gazowych i/lub płynnych na platformach morskich.....	791
10.5	WNIOSKI BAT DLA OBIEKTÓW ENERGETYCZNEGO SPALANIA WIELOPALIWOWEGO.....	793
10.5.1	Wnioski BAT dla spalania paliw procesowych z przemysłu chemicznego	793

10.5.1.1	Ogólna efektywność środowiskowa	793
10.5.1.2	Efektywność energetyczna	793
10.5.1.3	Emisje NO _x i CO do powietrza	794
10.5.1.4	Emisje SO _x , HCl i HF do powietrza	795
10.5.1.5	Emisje pyłu i metali zawartych w pyle do powietrza	796
10.5.1.6	Emisje lotnych związków organicznych, polichlorowanych dibenzo-dioksyn i furanów do powietrza	797
10.6	WNIOSKI BAT DLA WSPÓŁSPALANIA ODPADÓW	798
10.6.1	Ogólna efektywność środowiskowa	798
10.6.2	Efektywność energetyczna	799
10.6.3	Emisje NO _x i CO do powietrza	799
10.6.4	Emisje SO _x , HCl i HF do powietrza	800
10.6.5	Emisje pyłu i metali zawartych w pyle do powietrza	800
10.6.6	Emisje rtęci do powietrza	800
10.6.7	Emisje lotnych związków organicznych, polichlorowanych dibenzo-dioksyn i furanów do powietrza	801
10.7	WNIOSKI BAT DLA ZGAZOWYWANIA	802
10.7.1	Efektywność energetyczna	802
10.7.2	Emisje NO _x i CO do powietrza	803
10.7.3	Emisje SO _x do powietrza	804
10.7.4	Emisje pyłu, metali zawartych w pyle, amoniaku i chlorowców do powietrza	804
10.8	OPIS TECHNIK	805
10.8.1	Techniki ogólne	805
10.8.2	Techniki zwiększania efektywności energetycznej	805
10.8.3	Techniki ograniczania emisji NO _x i/lub CO do powietrza	806
10.8.4	Techniki ograniczania emisji SO _x , HCl i/lub HF do powietrza	808
10.8.5	Techniki ograniczania emisji pyłu, metali, w tym rtęci, i/lub polichlorowanych dibenzo-p-dioksyn i furanów do powietrza	809
10.8.6	Techniki ograniczania emisji do wód	810
11	NOWE TECHNIKI	813
11.1	WSPÓLNE PROCESY I TECHNIKI DLA WYTWARZANIA ENERGII	813
11.1.1	Obiekt węglowy o wysokiej temperaturze i ciśnieniu i warunkach superkrytycznych	813
11.2	POWSZECHNE PROCESY SPALANIA TECHNICZNEGO	814
11.2.1	Techniki ograniczania emisji tlenków siarki	814
11.2.1.1	Technologia pęcherzykowa	814
11.2.2	Kombinowane techniki ograniczania emisji tlenków siarki i tlenków azotu	814
11.2.2.1	Nowe procesy katalityczne gazu/substancji stałych	814
11.2.2.2	Wtrysk zasad	814
11.2.2.3	Mokry skrubler z dodatkami do usuwania NO _x	814
11.2.3	Techniki ograniczania emisji metali	815
11.2.3.1	Filtracja membranowa do ograniczania zawartości metali w ściekach ze skrubera	815
11.2.4	Procesy wychwytywania CO ₂	817
11.2.4.1	Procesy wychwytywania CO ₂ z dopalaniem	818
11.2.4.1.1	Proces aminowy	818
11.2.4.1.2	Proces ze schłodzonym amoniakiem	821
11.2.4.1.3	Techniki biokatalizy do usuwania CO ₂ z gazów odlotowych	823

11.2.4.2	Spalanie tlenowo-paliwowe.....	824
11.2.4.3	Gotowość do wychwytywania węgla	826
11.2.4.3.1	Wymogi dotyczące przestrzeni i dostępu do obiektu	827
11.2.4.3.2	Inwestycje wstępne w zapewnienie gotowości do wychwytywania węgla w elektrowniach.....	827
11.3	ZGAZOWANIE / UPŁYNNIANIE / PIROLIZA PALIW	829
11.3.1	IGCC (blok gazowo-parowy ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa)	834
11.3.2	Podziemne zgazowanie węgla kamiennego.....	834
11.4	SPALANIE PALIW STAŁYCH	836
11.4.1	Spalanie węgla kamiennego i/lub brunatnego	836
11.4.1.1	Obiekty pilotażowe dla wstępnego suszenia węgla brunatnego ciepłem niskotemperaturowym.....	836
11.4.1.2	Ograniczanie emisji rtęci	837
11.4.1.2.1	Wzbogacanie węgla	837
11.4.1.2.2	Katalizatory utleniające.....	838
11.4.1.2.3	Inne nowe technologie kontroli	838
11.4.1.2.4	Proces utleniania fotochemicznego.....	839
11.4.1.3	Technologie jednoczesnej kontroli wielu zanieczyszczeń	839
11.5	SPALANIE PALIW PŁYNNYCH	841
11.5.1	Spalanie komercyjnych płynnych paliw ropopochodnych w kotłach / silnikach / turbinach	841
11.5.1.1	Dwustopniowe turbodoładowanie dla dużych wewnętrznych silników spalinowych.....	841
11.5.2	Zastosowania ogniw paliwowych.....	841
11.6	SPALANIE PALIW GAZOWYCH.....	842
11.6.1	Spalanie gazu ziemnego w kotłach / silnikach / turbinach	842
11.6.1.1	Cykl Millera oraz turbodoładowanie dwustopniowe silnikach opalanych gazem o mieszance ubogiej	842
11.6.1.2	Praca nad pozostałościami metanu po spalaniu w silnikach opalanych gazem o mieszance ubogiej	842
11.6.1.2.1	Katalizator utleniający.....	842
11.6.1.2.2	Utleniacz rekuperacyjny	843
11.6.1.3	Spalanie tlenowe	843
11.6.1.4	Spalanie katalityczne.....	843
11.6.1.5	Spalanie bezpłomieniowe	844
11.6.1.6	Zamknięte chłodzenie parą	846
11.6.1.7	Dalszy potencjał rozwojowy	846
11.6.1.8	Możliwości rekuperacji	847
11.6.1.8.1	Turbina gazowa z chłodzeniem międzystopniowym i rekuperatorem (ICR).....	847
11.6.1.8.2	Cykl HAT.....	847
11.6.1.8.3	Proces TOPHAT	847
11.6.1.8.4	Cykl CHAT	848
11.6.1.9	Zaawansowane podejście do wykorzystania mieszanki ubogiej w silnikach gazowych.....	848
11.6.2	Spalanie gazu syntezowego w kotłach / silnikach / turbinach	848
11.6.2.1	Podziemne (zgazowanie węgla oraz) wytwarzanie energii.....	848
11.6.3	Zastosowania ogniw paliwowych.....	848
12	UWAGI KOŃCOWE I ZALECENIA DOTYCZĄCE PRZYSZŁYCH PRAC.....	849
13	ZAŁĄCZNIKI	865
13.1	ZAŁĄCZNIK I - WYKAZ EUROPEJSKICH OBIEKTÓW, KTÓRE WZIĘŁY UDZIAŁ GROMADZENIU DANYCH W 2012 r.....	865
13.2	ZAŁĄCZNIK II - WYKAZ WSPÓŁSPALANYCH ODPADÓW	911

13.3	ZAŁĄCZNIK III - PRZYKŁADOWE NARZĘDZIE DO KONWERSJI POZIOMÓW EMISJI NA RÓŻNE OKRESY UŚREDNIENIA.....	913
13.4	ZAŁĄCZNIK IV - NIEPEWNOŚCI POMIARU ZGŁASZANE PRZEZ OBIEKTY, KTÓRE UCZESTNICZYŁY W GROMADZENIU DANYCH W 2012 r.	915
SŁOWNIK TERMINÓW		919
I.	KODY PAŃSTW wg NORMY ISO	919
II.	JEDNOSTKI MONETARNE.....	920
III.	PRZEDROSTKI LICZBOWE, SEPARATORY I ZAPIS LICZBOWY	920
IV.	JEDNOSTKI I MIARY	921
V.	PIERWIASTKI CHEMICZNE	923
VI.	AKRONIMY I DEFINICJE	924
LITERATURA		929

Spis tabel

Tabela 1.1:	Powierzchnia i ludność na świecie w 2011 r.	1
Tabela 1.2:	Maksymalna moc elektryczna w 28 państwach członkowskich UE w latach 1990-2013 (MW).....	5
Tabela 1.3:	Obiekty LCP w UE (2013 r.).....	7
Tabela 1.4:	Potencjalne ścieżki emisji w podziale na rodzaj źródła i substancji.....	17
Tabela 1.5:	Emisje do powietrza z dużych europejskich obiektów energetycznego spalania (2013 r.)	19
Tabela 1.6:	Azot zawarty w paliwie.....	21
Tabela 1.7:	Wykaz zanieczyszczeń wód pochodzących z obiektów LCP	35
Tabela 2.1:	Ciepło i energia elektryczna wytwarzane przez obiekty CHP w państwach europejskich w 2013 r.	73
Tabela 2.2:	Typowe sprawności na wale wyjściowym turbin gazowych w odniesieniu do ich mocy cieplnej	82
Tabela 2.3:	Techniki podnoszenia efektywności powszechnie stosowane w obiektach energetycznego spalania	84
Tabela 2.4:	Przykłady efektywności energetycznych i egzergicznych w różnego rodzaju obiektach energetycznego spalania	87
Tabela 2.5:	Przykłady wpływu warunków klimatycznych panujących w Europie na straty efektywności w elektrowniach.....	89
Tabela 2.6:	Typowe zużycie energii we wtórnych technikach redukcji zanieczyszczeń	90
Tabela 3.1:	Opis podstawowych technik kontroli emisji	103
Tabela 3.2:	Orientacyjny udział DeNO _x (tylko środki wtórne) w dużych obiektach energetycznego spalania w 28 państwach członkowskich UE	109
Tabela 3.3:	Roczne emisje do wód.....	123
Tabela 3.4:	Informacje dotyczące każdej techniki opisanej w tym rozdziale	134
Tabela 3.5:	Ogólna wydajność elektrofiltru	141
Tabela 3.6:	Ogólna wydajność filtrów workowych.....	146
Tabela 3.7:	Ogólna wydajność urządzeń odpylających	148
Tabela 3.8:	Ogólna wydajność mokrych skruberów.....	152
Tabela 3.9:	Porównanie utleniania wymuszonego i naturalnego	155
Tabela 3.10:	Wydajność techniki mokrego skrubera zasilanego zawiesiną wapna/wapienia w zmniejszaniu emisji tlenków siarki	161
Tabela 3.11:	Możliwości podniesienia wydajności	162
Tabela 3.12:	Wydajność techniki skrubera zasilanego wodą morską w zmniejszaniu emisji tlenków siarki	165
Tabela 3.13:	Wydajność techniki suchego skrubera natryskowego w zmniejszaniu emisji tlenków siarki	173
Tabela 3.14:	Wydajność techniki skrubera suchego działającego w oparciu o CFB w zmniejszaniu emisji tlenków siarki	177
Tabela 3.15:	Wydajność techniki wtrysku kanałowego sorbentu w zmniejszaniu emisji tlenków siarki	180
Tabela 3.16:	Wydajność techniki wtrysku sorbentu do pieca w zmniejszaniu emisji tlenków siarki.....	186
Tabela 3.17:	Wydajność techniki hybrydowego wtrysku sorbentu w zmniejszaniu emisji tlenków siarki	188
Tabela 3.18:	Wydajność techniki stopniowego podawania powietrza w zmniejszaniu emisji tlenków azotu	194
Tabela 3.19:	Wydajność techniki recyrkulacji gazu odlotowego w zmniejszaniu emisji tlenków azotu	197
Tabela 3.20:	Wydajność techniki palnika o niskiej emisji NO _x w zmniejszaniu emisji tlenków azotu	203
Tabela 3.21:	Wydajność techniki stopniowego podawania paliwa (reburningu) w zmniejszaniu emisji tlenków azotu.....	206
Tabela 3.22:	Kompromisy między ograniczaniem emisji NO _x i wydajnością	213
Tabela 3.23:	Emisje NO _x i CO z zastosowania wtrysku wody lub pary do przykładowej turbiny gazowej.....	217
Tabela 3.24:	Typowe sprawności SCR w różnych procesach spalania (w zależności od konstrukcji SCR i ilości wtryskiwanego reagentu)	226
Tabela 3.25:	Wydajność techniki SCR w zmniejszaniu emisji tlenków azotu	226
Tabela 3.26:	Szacunki kosztów jednostki SCR dla kotła opalanego węglem kamiennym w zależności od objętości gazów odlotowych	229
Tabela 3.27:	Wydajność techniki SNCR w zmniejszaniu emisji tlenków azotu	233
Tabela 3.28:	Wydajność techniki węgla aktywnego w zmniejszaniu emisji tlenków siarki/tlenków azotu/rteci.....	237
Tabela 3.29:	Wydajność techniki WSA-SNO _x w zmniejszaniu emisji tlenków siarki/tlenków azotu.....	239
Tabela 3.30:	Główne cechy obiektu przyjęte jako przykład dla kosztów operacyjnych techniki WSA-SNO _x w Tabeli 3.31	239
Tabela 3.31:	Koszty operacyjne techniki WSA-SNO _x w przykładowym obiekcie opisanym w Tabeli 3.30 eksploatowanym w wymiarze 8 000 h/rok.....	240
Tabela 3.32:	Wydajność techniki DeSONO _x w zmniejszaniu emisji tlenków siarki/tlenków azotu.....	241
Tabela 3.33:	Efektywność w zmniejszaniu emisji metali (%) osiągnięta w konwencjonalnym obiekcie opalanym sproszkowanym węglem kamiennym	244
Tabela 3.34:	Efektywność w zmniejszaniu emisji metali (%) osiągnięta w konwencjonalnym obiekcie opalanym sproszkowanym węglem kamiennym	246

Tabela 3.35:	Dane skruberów HCl wdrożonych w urządzeniach spalania odpadów	252
Tabela 3.36:	Orientacyjne porównanie kogeneracji z rozdzielonym wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła	257
Tabela 3.37:	Emisja NO _x i sprawność cieplna osiągane w konwencjonalnych turbinach spalinowych wyposażonych w zmodyfikowane dysze paliwowe	261
Tabela 3.38:	Koszty i waga układu wtrysku pary Chenga w pakiecie GE LM 2500.....	262
Tabela 3.39:	Wyniki środowiskowe optymalizatora spalania (zaawansowane rozwiązanie sterowania procesem Metso)	269
Tabela 3.40:	Wpływ renowacji i modernizacji komponentów na efektywność obiektu.....	275
Tabela 3.41:	Techniki zapobiegania zanieczyszczeniom wody oraz ich ograniczania w obiektach wykorzystujących oczyszczanie gazów odlotowych z emisją do wód.....	293
Tabela 3.42:	Emisje z obiektów oznaczonych kodami podanymi na rysunkach 3.58 do 3.72	295
Tabela 4.1:	Skład gazu syntezowego z gazogeneratorów ze złożem fluidalnym i stałym (typowy węgiel bitumiczny).....	318
Tabela 4.2:	Skład gazu syntezowego z procesów zgazowania węgla w gazogeneratorach przepływowych (typowy węgiel bitumiczny)	320
Tabela 4.3:	Skład gazu syntezowego z procesów zgazowania powietrznego KBR i MHI	320
Tabela 4.4:	Typowy skład gazu syntezowego dla gazogeneratorów biomasy z fluidalnym złożem pęcherzykowym (BFB) i cyrkulacyjnym (CFB) (zakres).....	326
Tabela 4.5:	Informacje ogólne na temat efektywności i emisji do powietrza w europejskich obiektach IGCC.....	330
Tabela 4.6:	Porównanie wyników pomiarów emisji gazów z kotła w 100 % opalanego węglem (1997) i współspalającego gaz z gazogeneratora i węgla (2001)	331
Tabela 4.7:	Wielkość emisji w przeliczeniu na wytworzoną MWh (ciepła i energii elektrycznej) w latach 2007-2012	331
Tabela 4.8:	Emisje ścieków z elektrowni IGCC WAC Buggenum w Holandii	334
Tabela 4.9:	Emisje ścieków z obiektu IGCC ELCOGAS w Puertollano w Hiszpanii	334
Tabela 4.10:	Stałe produkty uboczne, pozostałości i odpady z elektrowni IGCC WAC Buggenum w Holandii	335
Tabela 4.11:	Stałe produkty uboczne, pozostałości o odpady z obiektu IGCC ELCOGAS w Puertollano w Hiszpanii	336
Tabela 4.12:	Stałe produkty uboczne, pozostałości i odpady z obiektu Kymijarvi I w Lahti w Finlandii	336
Tabela 4.13:	Dane dotyczące zużycia w elektrowni IGCC WAC Buggenum w Holandii	337
Tabela 4.14:	Dane dotyczące zużycia w obiekcie IGCC ELCOGAS w Puertollano w Hiszpanii	337
Tabela 4.15:	Dane dotyczące zużycia w obiekcie Kymijarvi I w Lahti w Finlandii	337
Tabela 4.16:	Poziomy zużycia w przeliczeniu na wytworzoną MWh (ciepło i energia elektryczna) w latach 2007-2012 w obiekcie CHP Skive.....	337
Tabela 4.17:	Dane dla elektrowni IGCC Tampa (Floryda, USA)	341
Tabela 4.18:	Dane dla elektrowni IGCC Nuon w Buggenum (Holandia)	341
Tabela 4.19:	Dane dla elektrowni IGCC Wabash River (Indiana, USA)	341
Tabela 4.20:	Dane dla projektu elektrowni IGCC w Nakoso (Japonia).....	342
Tabela 4.21:	Dane dla elektrowni IGCC Puertollano (Hiszpania)	342
Tabela 4.22:	Dane dla włoskich obiektów IGCC zgazowujących pozostałości po procesach rafinacji	342
Tabela 5.1:	Analizy wskaźnikowe typowych odmian węgla kamiennego i brunatnego (praktyka ogólna)	362
Tabela 5.2:	Stężenia wskaźnikowe metali i pierwiastków śladowych węgla kamiennym pochodzącym z różnych regionów.....	363
Tabela 5.3:	Typowy monitoring charakterystyki paliwa w europejskich obiektach opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym	364
Tabela 5.4:	Rodzaje młynów obsługujących różne odmiany węgla kamiennego	366
Tabela 5.5:	Przykładowa efektywność usuwania rtęci dla obiektów opalanych węglem kamiennym w USA wykorzystujących różne kombinacje technik.....	375
Tabela 5.6:	Przykłady prowadzenia obrotu pozostałościami po spalaniu węgla kamiennego i brunatnego i sposobów usuwania tych pozostałości	378
Tabela 5.7:	Wydobycie węgla brunatnego w poszczególnych regionach Niemiec w 2012 r.	380
Tabela 5.8:	Główne właściwości niemieckiego węgla brunatnego	380
Tabela 5.9:	Zawartość rtęci w węglu kamiennym różnego pochodzenia	381
Tabela 5.10:	Typowa sprawność elektryczna netto (LHV) w przypadku różnych technologii LCP	384
Tabela 5.11:	Wpływ właściwości pary na efektywność konstrukcji dla różnych procesów spalania	384
Tabela 5.12:	Przykłady emisji (stężenia - średnie roczne) do powietrza z obiektów energetycznego spalania opalanych węglem kamiennym.....	387
Tabela 5.13:	Przykłady emisji (stężenia - średnie roczne) do powietrza z obiektów energetycznego spalania opalanych węglem brunatnym	388
Tabela 5.14:	Poziom emisji NO _x dla istniejących obiektów bez technik wtórnych.....	389
Tabela 5.15:	Ścieżki metali w trzech przykładowych obiektach energetycznego spalania opalanych węglem kamiennym	390
Tabela 5.16:	Zawartość metali w gazach odlotowych na poziomie komina w przykładowych obiektach w Europie	390
Tabela 5.17:	Zawartość rtęci w gazach odlotowych na poziomie komina w przykładowych obiektach w Europie	391
Tabela 5.18:	Zmierzone poziomy emisji N ₂ O wg różnych publikacji źródłowych.....	392
Tabela 5.19:	Emisje N ₂ O z przykładowych kotłów z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym w Europie	392

Tabela 5.20:	Przykłady poziomów emisji HCl i HF z obiektów wykorzystujących techniki wtórne i obiektów bez technik wtórnych	393
Tabela 5.21:	Przykłady poziomów emisji dioksyn i PAH ze spalania różnych paliw	393
Tabela 5.22:	Wytwarzanie produktów spalania węgla w państwach UE-15 w 2010 r.	397
Tabela 5.23:	Zawartość metali w węglu kamiennym i niektórych pozostałościach po spalaniu węgla kamiennego	399
Tabela 5.24:	Zawartość metali na wejściu i wyjściu w niektórych obiektach energetycznego spalania opalanych węglem kamiennym	399
Tabela 5.25:	Ogólne techniki do rozważenia dla ograniczania emisji rozproszonych z rozładunku, magazynowania i gospodarki paliwem i dodatkami	401
Tabela 5.26:	Techniki do rozważenia dla poprawy ogólnej efektywności środowiskowej obiektów opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym	404
Tabela 5.27:	Ogólne techniki do rozważenia dla poprawy efektywności energetycznej i wykorzystania paliwa	407
Tabela 5.28:	Ogólne techniki do rozważenia dla podniesienia efektywności energetycznej	409
Tabela 5.29:	Projektowa sprawność elektryczna netto (%) osiągana przez przykładowe obiekty energetycznego spalania w UE	411
Tabela 5.30:	Całkowite projektowe wykorzystanie paliwa netto (%) osiągane przez przykładowe obiekty energetycznego spalania CHP w UE	411
Tabela 5.31:	Ogólne techniki do rozważenia dla zapobiegania emisjom pyłu i metali oraz ich ograniczania	413
Tabela 5.32:	Dodatkowe korzyści w postaci usuwania rtęci oferowane przez techniki stosowane do innych zanieczyszczeń	418
Tabela 5.33:	Przykładowe koszty inwestycyjne wdrożenia systemu wtrysku sorbentu w celu zmniejszenia emisji rtęci	426
Tabela 5.34:	Przykładowe obiekty w USA wykorzystujące systemy wtrysku bromowanego węgla aktywnego	427
Tabela 5.35:	Pozostałe specjalne techniki do rozważenia dla zapobiegania emisjom rtęci w stanie gazowym i ich ograniczania	431
Tabela 5.36:	Ogólne techniki do rozważenia dla zapobiegania emisjom SO _x , HCl i HF oraz ich ograniczania	433
Tabela 5.37:	Ogólne podstawowe techniki do rozważenia dla zapobiegania emisjom NO _x i N ₂ O oraz ich ograniczania	442
Tabela 5.38:	Ogólne wtórne techniki do rozważenia dla zapobiegania emisjom NO _x i N ₂ O oraz ich ograniczania	444
Tabela 5.39:	Porównanie paliw z biomasy i mielonego torfu z paliwami kopalnymi zwykle używanymi w obiektach LCP	460
Tabela 5.40:	Poszczególne emisje do powietrza z obiektów energetycznego spalania opalanych biomasą i/lub torfem	463
Tabela 5.41:	Skład minerałów/biogenów w popiele ze spalania typowych peletów drzewnych	465
Tabela 5.42:	Techniki ograniczania emisji rozproszonych/ulotnych do powietrza	467
Tabela 5.43:	Techniki podnoszenia ogólnej efektywności środowiskowej	469
Tabela 5.44:	Techniki zwiększania efektywności energetycznej	471
Tabela 5.45:	Techniki zapobiegania emisjom NO _x , CO i N ₂ O oraz ich ograniczania	474
Tabela 5.46:	Techniki zapobiegania emisjom SO _x , HCl i HF oraz ich ograniczania	479
Tabela 5.47:	Techniki zapobiegania emisjom pyłu i metali oraz ich ograniczania	486
Tabela 5.48:	Techniki zapobiegania emisji rtęci i jej ograniczania	490
Tabela 5.49:	Techniki gospodarowania, ograniczania oraz recyklingu lub odzysku pozostałości po spalaniu	492
Tabela 6.1:	Ogólna charakterystyka paliw płynnych	503
Tabela 6.2:	Właściwości chemiczne kilku typowych ciężkich olejów opałowych	503
Tabela 6.3:	Właściwości Orimulsion	504
Tabela 6.4:	Zakres rocznych emisji do powietrza z obiektów energetycznego spalania opalanych HFO i/lub olejem napędowym	505
Tabela 6.5:	Techniki zapobiegania emisjom do gleby i wód podziemnych	507
Tabela 6.6:	Techniki poprawiania ogólnej efektywności środowiskowej kotłów opalanych HFO i/lub olejem napędowym	509
Tabela 6.7:	Techniki podnoszenia efektywności energetycznej kotłów opalanych HFO i/lub olejem napędowym	511
Tabela 6.8:	Techniki zapobiegania emisjom NO _x i N ₂ O z kotłów opalanych HFO i/lub olejem napędowym oraz ich ograniczania	514
Tabela 6.9:	Techniki zapobiegania emisjom SO _x z kotłów opalanych HFO i/lub olejem napędowym oraz ich ograniczania	518
Tabela 6.10:	Techniki zapobiegania emisjom pyłu i metali zawartych w pyłe z kotłów opalanych HFO i/lub olejem napędowym oraz ich ograniczania	523
Tabela 6.11:	Techniki podnoszenia efektywności silników opalanych HFO i/lub olejem napędowym	527
Tabela 6.12:	Techniki zapobiegania emisjom NO _x i CO z silników opalanych HFO i/lub olejem napędowym oraz ich ograniczania	529
Tabela 6.13:	Techniki zapobiegania emisjom SO _x z silników opalanych HFO i/lub olejem napędowym oraz ich ograniczania	534
Tabela 6.14:	Techniki zapobiegania emisjom pyłu i metali zawartych w pyłe z silników opalanych HFO i/lub olejem napędowym oraz ich ograniczania	537
Tabela 6.15:	Techniki podnoszenia efektywności energetycznej turbin gazowych opalanych olejem napędowym	540

Tabela 6.16:	Techniki zapobiegania emisjom NO _x i CO z turbin opalanych olejem napędowym oraz ich ograniczania.....	541
Tabela 6.17:	Techniki zapobiegania emisjom SO _x z turbin gazowych opalanych olejem napędowym oraz ich ograniczania.....	542
Tabela 6.18:	Techniki zapobiegania emisjom pyłu i metali zawartych w pyłe z turbin gazowych opalanych olejem napędowym oraz ich ograniczania.....	543
Tabela 7.1:	Typowe właściwości gazu ziemnego używanego do opalania dużych obiektów energetycznego spalania w Europie.....	546
Tabela 7.2:	Przegląd typowych sprawności ISO jednostek energetycznego spalania opalanych gazem ziemnym	552
Tabela 7.3:	Przegląd operacyjnej efektywności energetycznej (średnie roczne) europejskich jednostek energetycznego spalania opalanych gazem ziemnym	553
Tabela 7.4:	Obliczone emisje NO _x na poziomie 50 mg/Nm ³	559
Tabela 7.5:	Przykłady emisji do powietrza z turbin opalanych gazem ziemnym w 2010 r.	561
Tabela 7.6:	Przykłady emisji NO _x dla stałego pełnego obciążenia silnika (15 % O ₂)	562
Tabela 7.7:	Przykładowe emisje NMVOC, CO i CH ₄ z silników opalanych gazem ziemnym w Europie (15 % O ₂).....	563
Tabela 7.8:	Przykłady emisji do powietrza z kotłów opalanych gazem ziemnym w 2010 r.	564
Tabela 7.9:	Ogólne techniki zwiększania efektywności energetycznej kotłów, turbin gazowych i silników opalanych gazem ziemnym.....	567
Tabela 7.10:	Ogólne techniki zapobiegania emisjom NO _x i CO z kotłów opalanych gazem ziemnym oraz ich ograniczania.....	583
Tabela 7.11:	Ogólne techniki zapobiegania emisjom NO _x i CO z turbin opalanych gazem ziemnym oraz ich ograniczania.....	588
Tabela 7.12:	Typowe składniki kosztów stosowania SCR w turbinie gazowej.....	590
Tabela 7.13:	Typowe koszty stosowania SCR w turbinie gazowej	590
Tabela 7.14:	Koszty modernizacji SCR dla turbiny gazowej o cyklu złożonym o mocy 375 MW _e	591
Tabela 7.15:	Ogólne techniki zapobiegania emisjom NO _x i niespalonego węgla ze stacjonarnych silników opalanych gazem ziemnym oraz ich ograniczania	603
Tabela 7.16:	Poziomy emisji z dwóch elektrowni z silnikami opalonymi gazem wyposażonymi w SCR.....	605
Tabela 7.17:	Koszty montażu SCR dla silników gazowych działających 4 000 h/rok	607
Tabela 7.18:	Techniki zapobiegania emisjom do gleby	607
Tabela 7.19:	Przegląd efektywności turbiny gazowej opalanej biogazem	608
Tabela 7.20:	Charakterystyka oczyszczonego gazu koksowniczego	612
Tabela 7.21:	Charakterystyka oczyszczonego gazu wielkopieczowego (średnia roczna).....	613
Tabela 7.22:	Charakterystyka oczyszczonego gazu konwertorowego (średnia roczna).....	614
Tabela 7.23:	Porównanie średniej wartości LHV i liczby Wobbego dla gazu wielkopieczowego, gazu konwertorowego i mieszanki gazu wielkopieczowego i gazu konwertorowego	615
Tabela 7.24:	Skład gazu ziemnego wykorzystywanego w obiektach energetycznego spalania opalanych paliwami procesowymi z produkcji żelaza i stali	616
Tabela 7.25:	Dobowe objętości gazu, tonaż dodatkowego paliwa i moc cieplna dostarczona w paliwie w obiektach energetycznego spalania opalanych gazami procesowymi z produkcji żelaza i stali.....	619
Tabela 7.26:	Przykładowy skład surowego gazu ziemnego pochodzącego z pola naftowego na Morzu Północnym.....	651
Tabela 7.27:	Techniki do rozważenia przy ustalaniu BAT dla zwiększania efektywności energetycznej instalacji morskich	654
Tabela 7.28:	Techniki do rozważenia przy ustalaniu BAT dla zapobiegania emisjom NO _x i CO z instalacji morskich oraz ich ograniczania.....	656
Tabela 8.1:	Zakresy zgłaszanych emisji do powietrza z kotłów opalanych paliwami procesowymi pochodzącymi z przemysłu chemicznego.....	671
Tabela 8.2:	Techniki zapobiegania emisjom NO _x oraz ich ograniczania	675
Tabela 9.1:	Przykładowe składy węgla kamiennego/brunatnego i niektórych typowych osadów ściekowych	693
Tabela 9.2:	Przykładowe składy odpadów drewnianych wykorzystywanych w obiektach LCP	694
Tabela 9.3:	Różnice zanieczyszczeń w różnych mieszankach drewna i odpadów	694
Tabela 9.4:	Doświadczenia z współspalaniem odpadów w niektórych obiektach LCP w państwach członkowskich UE	696
Tabela 9.5:	Wpływ współspalania na pozostałości po spalaniu (pozostałości sorpcji suchej).....	704
Tabela 9.6:	Wpływ współspalania na pozostałości po spalaniu (gruby popiół).....	704
Tabela 9.7:	Ogólne techniki magazynowania i gospodarowania odpadami przeznaczonymi do współspalania	707
Tabela 9.8:	Ogólne techniki wstępnej obróbki odpadów przeznaczonych do współspalania	709
Tabela 9.9:	Ogólne techniki wprowadzania odpadów do procesu spalania.....	712
Tabela 9.10:	Ogólne techniki zapobiegania emisjom do powietrza ze współspalania odpadów w obiektach energetycznego spalania oraz ich ograniczania.....	713
Tabela 9.11:	Specjalne techniki zapobiegania emisjom do powietrza ze współspalania odpadów w obiektach energetycznego spalania oraz ich ograniczania.....	714
Tabela 9.12:	Stopień współspalania i emisje HCl w dobrze funkcjonujących obiektach opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym o mocy ponad 100 MW _{th} (patrz Rysunek 5.34).....	716

Tabela 9.13:	Stożenie współspalania i średnioroczne emisje HF w dobrze funkcjonujących obiektach opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym o mocy ponad 100 MW _{th} (patrz Rysunek 5.35)	717
Tabela 9.14:	Ogólne techniki ograniczania wpływu współspalania odpadów na wytwarzane pozostałości	726
Tabela 10.1:	BAT-AEL dla bezpośredniego zrzutu do odbiorczego zbiornika wodnego z oczyszczania gazów odlotowych	752
Tabela 10.2:	BAT-AEEL dla spalania węgla kamiennego i/lub brunatnego	756
Tabela 10.3:	BAT-AEL dla emisji NO _x do powietrza ze spalania węgla kamiennego i/lub brunatnego	758
Tabela 10.4:	BAT-AEL dla emisji SO ₂ do powietrza ze spalania węgla kamiennego i/lub brunatnego	760
Tabela 10.5:	BAT-AEL dla emisji HCl i HF do powietrza ze spalania węgla kamiennego i/lub brunatnego	761
Tabela 10.6:	BAT-AEL dla emisji pyłu do powietrza ze spalania węgla kamiennego i/lub brunatnego	761
Tabela 10.7:	BAT-AEL dla emisji rtęci do powietrza ze spalania węgla kamiennego i brunatnego	763
Tabela 10.8:	BAT-AEEL dla spalania biomasy stałej i/lub torfu	763
Tabela 10.9:	BAT-AEL dla emisji NO _x do powietrza ze spalania biomasy stałej i/lub torfu	764
Tabela 10.10:	BAT-AEL dla emisji SO ₂ do powietrza ze spalania biomasy stałej i/lub torfu	766
Tabela 10.11:	BAT-AEL dla emisji HCl i HF do powietrza ze spalania biomasy stałej i/lub torfu	766
Tabela 10.12:	BAT-AEL dla emisji pyłu do powietrza ze spalania biomasy stałej i/lub torfu	767
Tabela 10.13:	BAT-AEEL dla spalania ciężkiego oleju opałowego i/lub napędowego w kotłach	769
Tabela 10.14:	BAT-AEL dla emisji NO _x do powietrza ze spalania ciężkiego oleju opałowego i/lub napędowego w kotłach	771
Tabela 10.15:	BAT-AEL dla emisji SO ₂ do powietrza ze spalania ciężkiego oleju opałowego i/lub napędowego w kotłach	772
Tabela 10.16:	BAT-AEL dla emisji pyłu do powietrza ze spalania ciężkiego oleju opałowego i/lub napędowego w kotłach	773
Tabela 10.17:	BAT-AEEL dla spalania ciężkiego oleju opałowego i/lub napędowego w silnikach tłokowych	774
Tabela 10.18:	BAT-AEL dla emisji NO _x do powietrza ze spalania ciężkiego oleju opałowego i/lub napędowego w silnikach tłokowych	775
Tabela 10.19:	BAT-AEL dla emisji SO ₂ do powietrza ze spalania ciężkiego oleju opałowego i/lub napędowego w silnikach tłokowych	776
Tabela 10.20:	BAT-AEL dla emisji pyłu do powietrza ze spalania ciężkiego oleju opałowego i/lub napędowego w silnikach tłokowych	777
Tabela 10.21:	BAT-AEEL dla turbin gazowych opalanych olejem napędowym	778
Tabela 10.22:	BAT-AEL dla emisji SO ₂ i pyłu do powietrza ze spalania oleju napędowego w turbinach gazowych, w tym dwupaliwowych turbinach gazowych	779
Tabela 10.23:	BAT-AEEL dla spalania gazu ziemnego	780
Tabela 10.24:	BAT-AEL dla emisji NO _x do powietrza ze spalania gazu ziemnego w turbinach gazowych	784
Tabela 10.25:	BAT-AEL dla NO _x do powietrza ze spalania gazu ziemnego w kotłach i silnikach	785
Tabela 10.26:	BAT-AEL dla emisji formaldehydu i CH ₄ do powietrza ze spalania gazu ziemnego w silnikach o zapłonie iskrowym opalanych gazem o mieszance ubogiej	786
Tabela 10.27:	BAT-AEEL dla spalania gazów procesowych z produkcji żelaza i stali w kotłach	786
Tabela 10.28:	BAT-AEEL dla spalania gazów procesowych z produkcji żelaza i stali w CCGT	787
Tabela 10.29:	BAT-AEL dla emisji NO _x do powietrza ze spalania 100% gazów procesowych z produkcji żelaza i stali	789
Tabela 10.30:	BAT-AEL dla emisji SO ₂ do powietrza ze spalania 100% gazów procesowych z produkcji żelaza i stali	790

Tabela 10.31:	BAT-AEL dla emisji pyłu do powietrza ze spalania 100% gazów procesowych z produkcji żelaza i stali	790
Tabela 10.32:	BAT-AEL dla emisji NO _x do powietrza ze spalania paliw gazowych w turbinach gazowych o cyklu otwartym na platformach morskich	792
Tabela 10.33:	BAT-AEEL dla spalania paliw procesowych z przemysłu chemicznego w kotłach.....	793
Tabela 10.34:	BAT-AEL dla emisji NO _x do powietrza ze spalania 100% paliw procesowych z przemysłu chemicznego w kotłach	795
Tabela 10.35:	BAT-AEL dla emisji SO ₂ do powietrza ze spalania 100% paliw procesowych z przemysłu chemicznego w kotłach	796
Tabela 10.36:	BAT-AEL dla emisji HCl i HF do powietrza ze spalania paliw procesowych z przemysłu chemicznego w kotłach	796
Tabela 10.37:	BAT-AEL dla emisji pyłu do powietrza ze spalania mieszanin gazów i cieczy składających się w 100% z paliw procesowych z przemysłu chemicznego w kotłach	797
Tabela 10.38:	BAT-AEL dla emisji PCDD/F i TVOC do powietrza ze spalania 100% paliw procesowych z przemysłu chemicznego w kotłach	797
Tabela 10.39:	BAT-AEL dla emisji metali do powietrza ze współspalania odpadów z węglem kamiennym i/lub brunatnym	800
Tabela 10.40:	BAT-AEL dla emisji metali do powietrza ze współspalania odpadów z biomasą i/lub torfem	800
Tabela 10.41:	BAT-AEL dla emisji PCDD/F i TVOC do powietrza ze współspalania odpadów z biomasą, torfem, węglem kamiennym i/lub brunatnym.....	801
Tabela 10.42:	BAT-AEEL dla zgazowania dla zgazowania i jednostek IGCC802 Tabela 10.43: BAT-AEL dla emisji NO _x	804
Tabela 10.44:	BAT-AEL dla emisji pyłu i metali zawartych w pyłach do powietrza z obiektów IGCC	804
Tabela 11.1:	Usuwanie metali ciężkich i innych zanieczyszczeń ze ścieków ze skrubera	816
Tabela 11.2:	Parametry ekonomiczne dla przykładowego obiektu z ultrafiltracją z wykorzystaniem membran SiC	816
Tabela 11.3:	Technologie zgazowania	829
Tabela 12.1:	Najważniejsze etapy przeglądu BREF dla dużych obiektów energetycznego spalania	849
Tabela 12.2:	Wyrażone głosy odrębne.....	851
Tabela 13.1:	Wykaz europejskich obiektów, które wzięły udział w zbieraniu danych w 2012 r.....	866
Tabela 13.2:	Przykłady średniomiesięcznych poziomów obliczanych przy użyciu narzędzia NL/Eurelectric	914

Spis rysunków

Rysunek 1.1:	Wskaźnik zaludnienia dla całego świata (1995 = 100)	1
Rysunek 1.2:	Wytwarzanie energii elektrycznej na świecie w latach 1971 - 2012 w podziale na rodzaj paliwa (TWh)	2
Rysunek 1.3:	Udział poszczególnych paliw w światowej produkcji energii elektrycznej w 1973 r. i 2012 r.	2
Rysunek 1.4:	Światowa produkcja energii elektrycznej w latach 1971 - 2012 wg. regionu (TWh)	3
Rysunek 1.5:	Produkcja energii elektrycznej netto w państwach UE-28 w 2013 r. (% całości, na podstawie danych w GWh)	3
Rysunek 1.6:	Produkcja energii elektrycznej brutto wg. paliwa (GWh) w państwach UE-28 w latach 1990-2013	4
Rysunek 1.7:	Struktura paliw wykorzystywanych w produkcji energii elektrycznej w państwach UE -28 w 2011 r.	5
Rysunek 1.8:	Całkowite zużycie energii elektrycznej w państwach UE-28 (TWh) w 2011 r.	6
Rysunek 1.9:	Lokalizacja dużych obiektów energetycznego spalania w Europie	8
Rysunek 1.10:	Produkcja energii elektrycznej wg. rodzaju paliwa - tendencje w państwach UE-28 do 2050 r. Raport EU Reference Scenario 2013	9
Rysunek 1.11:	Paliwa używane w wytwarzaniu pary w sieciach ciepłowniczych i kotłach - tendencje w państwach UE-28 do 2050 r.	10
Rysunek 1.12:	Silniki i turbiny wykorzystywane jako napędy mechaniczne do przesyłu i magazynowania gazu (2009 r.)	11
Rysunek 1.13:	Przykładowe roczne koszty redukcji zanieczyszczeń w przeliczeniu na wytworzoną jednostkę jako funkcja współczynnika obciążenia	15
Rysunek 1.14:	Przykładowe roczne koszty redukcji zanieczyszczeń w przeliczeniu na tonę usuniętych zanieczyszczeń jako funkcja pozostałego okresu użytkowania	15
Rysunek 1.15:	Ogólny schemat funkcjonowania obiektu energetycznego spalania i czynności towarzyszących	16
Rysunek 1.16:	Emisje SO _x /SO ₂ do powietrza wg. sektora przemysłu/działalności w państwach UE-28 w 2014 r.	20
Rysunek 1.17:	Emisje NO _x /NO ₂ do powietrza wg. sektora przemysłu/działalności w państwach UE-28 w 2014 r.	22
Rysunek 1.18:	Emisje PM ₁₀ do powietrza wg. sektora przemysłu/działalności w państwach UE-28 w 2014 r.	24
Rysunek 1.19:	Podział metali podczas spalania węgla kamiennego	25
Rysunek 1.20:	Emisje Hg do powietrza wg. sektora przemysłu/działalności w państwach UE-28 w 2014 r.	26
Rysunek 1.21:	Emisje CO do powietrza wg. sektora przemysłu/działalności w państwach UE-28 w 2014 r.	27
Rysunek 1.22:	Emisje CO ₂ do powietrza wg. sektora przemysłu/działalności w państwach UE-28 w 2014 r.	28
Rysunek 1.23:	Emisje N ₂ O do powietrza wg. sektora przemysłu/działalności w państwach UE-28 w 2014 r.	29
Rysunek 1.24:	Emisje SF ₆ do powietrza wg. sektora przemysłu/działalności w państwach UE-28 w 2014 r.	29
Rysunek 1.25:	Emisje CH ₄ do powietrza wg. sektora przemysłu/działalności w państwach UE-28 w 2014 r.	30
Rysunek 1.26:	Emisje chloru i związków nieorganicznych (jak HCl) do powietrza wg. sektora przemysłu/działalności w państwach UE-28 w 2014 r.	31
Rysunek 1.27:	Emisje HF do powietrza wg. sektora przemysłu/działalności w państwach UE-28 w 2014 r.	31
Rysunek 1.28:	Emisje NMVOC do powietrza wg. sektora przemysłu/działalności w państwach UE-28 w 2014 r.	33
Rysunek 1.29:	Ścieki z dużych obiektów energetycznego spalania opalanych paliwami kopalnymi	34
Rysunek 2.1:	Różne układy palnika węglowego (główne systemy)	45
Rysunek 2.2:	Komora spalania z palnikami tangencjalnymi	46
Rysunek 2.3:	Kocioł opalany ciężkim olejem opałowym	47
Rysunek 2.4:	Schemat kotła z pęcherzykowym złożem fluidalnym i kotła z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym	48
Rysunek 2.5:	Kocioł BFBC (po lewej) i kocioł CFBC (po prawej)	50
Rysunek 2.6:	Obiekt CFBC o wysokiej efektywności (Lagisza, 966 MW _{th} , 361/306 kg/s, 275/50 bar, 560/580 °C)	51
Rysunek 2.7:	Obiekt CFBC opalany niskiej jakości węglem brunatnym (Turów, 3 x 557 MW _{th} , 195/181 kg/s, 170/39 bar, 568/568 °C)	51
Rysunek 2.8:	Rysunek schematyczny systemu PFBC ze złożem pęcherzykowym	52
Rysunek 2.9:	Spalanie węgla kamiennego na ruszcie ruchomym	54
Rysunek 2.10:	Spalanie paliw stałych na ruszcie z podajnikiem narzutnikowym	55
Rysunek 2.11:	Silnik opalany gazem ziemnym	58
Rysunek 2.12:	Przemysłowe jednostki wytwarzania energii elektrycznej napędzane turbiną gazową wykonane przez różnych producentów	59
Rysunek 2.13:	Schemat procesu zachodzącego w turbinie gazowej ze spalaniem sekwencyjnym	60
Rysunek 2.14:	Zasada działania obiektu kogeneracyjnego 1+1	61
Rysunek 2.15:	Turbina gazowa (159 MW) z silosową komorą spalania	62
Rysunek 2.16:	Elektrownia z turbiną gazową o cyklu łączonym wybudowana niedawno w Belgii	63
Rysunek 2.17:	Turbina parowa elektrowni opalanej węglem kamiennym	64
Rysunek 2.18:	Schemat idealnego spalania w cyklu pary Rankina	65
Rysunek 2.19:	Koncepcje kotła z naturalną cyrkulacją i kotła przepływowego	66
Rysunek 2.20:	Elektrownia z turbiną gazową o cyklu łączonym	69
Rysunek 2.21:	Kogeneracja (CHP) oparta na cyklu łączonym, w którym chłodzenie kondensatora turbiny parowej dla cyklu pary jest zapewniane przez sieć ciepłowniczą	70
Rysunek 2.22:	Krzywa trwania obciążenia dla sieci ciepłowniczej w regionie Helsinek w 2003 r.	72
Rysunek 2.23:	Główne cechy tlenowego IGCC	77
Rysunek 2.24:	Idealna efektywność (Carnota) w porównaniu z efektywnością faktycznie osiąganą przez obecnie stosowane techniki wytwarzania energii cieplnej	79
Rysunek 2.25:	Granice systemowe dla określania efektywności	81
Rysunek 2.26:	Względne odchylenie sprawności elektrycznej elektrowni opalanej węglem kamiennym w zależności od obciążenia	82

Rysunek 2.27:	Przykład przedstawiający metodologię obliczania sprawności egzergetycznej	86
Rysunek 2.28:	Ulepszenia efektywności elektrowni w latach 1993 - 2000	93
Rysunek 2.29:	System gospodarowania torfem, drewnem i węglem kamiennym	96
Rysunek 2.30:	Europejska sieć gazu ziemnego w 2011 r.	99
Rysunek 3.1:	Przegląd urządzeń ograniczania emisji pyłu	104
Rysunek 3.2:	Przegląd wtórnych technik stosowanych do obniżania emisji tlenków siarki	106
Rysunek 3.3:	Przegląd modyfikacji procesu spalania mających na celu obniżenie emisji tlenków azotu	110
Rysunek 3.4:	Proces z zastosowaniem węgla aktywnego	113
Rysunek 3.5:	Bilans masowy metali, fluorku i chlorku w obiektach energetycznego spalania opalanych węglem kamiennym	114
Rysunek 3.6:	Oczyszczalnia ścieków z instalacji FGD	120
Rysunek 3.7:	Dwustopniowa oczyszczalnia ścieków	121
Rysunek 3.8:	Roczne stężenia siarczanów w bezpośrednich emisjach do wód - porównanie obiektów wyposażonych w system redukcji zanieczyszczeń powietrza na mokro i obiektów bez takiego systemu	122
Rysunek 3.9:	Roczne stężenia rtęci w bezpośrednich emisjach do wód - porównanie obiektów wyposażonych w system redukcji zanieczyszczeń powietrza na mokro i obiektów bez takiego systemu	122
Rysunek 3.10:	Wpływ zmian współczynnika obciążenia na emisje NO _x w opalonym gazem ziemnym obiekcie GDF Suez pracującym w cyklu łączonym, obejmującym jednostki o mocy 385 MW _e	131
Rysunek 3.11:	Przykład NO _x (mg/Nm ³ , po lewej) i O ₂ (% , po prawej) (oś y) dla różnych współczynników obciążenia (oś x) kotła BFB w Szwecji	131
Rysunek 3.12:	Ciągła poprawa funkcjonowania modelu systemu zarządzania środowiskiem	135
Rysunek 3.13:	Typowy układ elektrofiltru	139
Rysunek 3.14:	Ogólny układ filtra workowego (z jedną komorą w cyklu oczyszczającym)	143
Rysunek 3.15:	Niskociśnieniowy pulsacyjny filtr workowy	144
Rysunek 3.16:	Typowy schemat przepływu układu Venturiego	150
Rysunek 3.17:	Skruber z wypełnieniem ruchomym	151
Rysunek 3.18:	Schemat przepływu w procesie odsiarczania z mokrym skruberm zasilanym zawiesiną wapna/wapienia	154
Rysunek 3.19:	Różne rodzaje mokrych skruberm zasilanych zawiesiną wapna/wapienia	156
Rysunek 3.20:	Różne rodzaje absorberów	158
Rysunek 3.21:	Przykład współprądowego i przeciwprądowego mokrego systemu FGD	159
Rysunek 3.22:	Skruber zasilany wodą morską	164
Rysunek 3.23:	Mokry skruberm zasilany amoniakiem	168
Rysunek 3.24:	Schemat technologiczny procesu suchego skrubera natryskowego	170
Rysunek 3.25:	Schemat procesu skrubera CFB	175
Rysunek 3.26:	Wtrysk kanałowy sorbentu	178
Rysunek 3.27:	"Zmodyfikowane suche FGD"	180
Rysunek 3.28:	Wtrysk sorbentu do komory spalania	184
Rysunek 3.29:	Reakcje usuwania SO ₂ we wtrysku sorbentu do komory spalania	185
Rysunek 3.30:	Związek między NO _x , CO i nadmiarem powietrza w różnych sekcjach opalanego węglem brunatnym kotła o mocy 150 MW _e	190
Rysunek 3.31:	Powstawanie NO _x w kotle z palnikami tangencjalnymi (przed i po instalacji rotacyjnego systemu spalania objętościowego ROFA)	193
Rysunek 3.32:	Recyrkulacja gazu odlotowego w kotle	196
Rysunek 3.33:	Porównanie konwencjonalnych palników o niskiej emisji NO _x ze stopniowaniem i zaawansowanym stopniowaniem powietrza	200
Rysunek 3.34:	Recyrkulacja gazu odlotowego w palnikach o niskiej emisji NO _x	201
Rysunek 3.35:	Stopniowanie paliwa w palniku	202
Rysunek 3.36:	Trzy strefy spalania i parametry procesu reburningu	205
Rysunek 3.37:	Porównanie węgla kamiennego, oleju i gazu ziemnego jako paliwa w procesie reburningu	206
Rysunek 3.38:	Stopień denitryfikacji w zależności od stopnia reburningu	207
Rysunek 3.39:	Schemat komory spalania suchego palnika o niskiej emisji NO _x (wstępne mieszanie)	209
Rysunek 3.40:	Redukcja NO _x przez wtrysk pary lub wody	216
Rysunek 3.41:	Różne rodzaje katalizatorów	220
Rysunek 3.42:	Konfiguracja reaktora katalitycznego	221
Rysunek 3.43:	Konfiguracje technik SCR stosowane obecnie do redukcji emisji NO _x	222
Rysunek 3.44:	Przykład wysokopyłowego katalizatora SCR	223
Rysunek 3.45:	System SCR wdrożony w stacjonarnym silniku spalinowym	225
Rysunek 3.46:	Koszty inwestycji dla procesu SCR w obiekcie energetycznego spalania	228
Rysunek 3.47:	Proces SNCR	231
Rysunek 3.48:	Proces z zastosowaniem węgla aktywnego	236
Rysunek 3.49:	Proces WSA-SNO _x	238
Rysunek 3.50:	Proces DeSONO _x	241
Rysunek 3.51:	Wpływ wytwarzania ciepła na efektywność użytkowania obiektu CHP	258
Rysunek 3.52:	Szkiecyklu wtrysku pary Chenga	260
Rysunek 3.53:	Emisje NO _x i CO w zależności od wskaźnika pary	261

Rysunek 3.54:	Wstępne podgrzanie wody zasilającej.....	265
Rysunek 3.55:	Zaawansowany system kontroli stosowany w obiekcie Billerud AB Karlsborg w Szwecji	268
Rysunek 3.56:	Schemat elektrowni pracującej w układzie skojarzonym wyposażonej w parowy kocioł odzysknicowy (HRSG)	271
Rysunek 3.57:	Schemat cyklu produkcji energii elektrycznej z odzyskiem ciepła	273
Rysunek 3.58:	Emisje zawiesiny ogólnej (TSS) w bezpośrednich zrzutach do odbiorczego zbiornika wodnego	296
Rysunek 3.59:	Emisje całkowitego węgla organicznego (TOC) w bezpośrednich zrzutach do odbiorczego zbiornika wodnego	297
Rysunek 3.60:	Chemiczne zapotrzebowanie na tlen (COD) w emisjach w bezpośrednich zrzutach do odbiorczego zbiornika wodnego	297
Rysunek 3.61:	Emisje fluorków (F) w bezpośrednich zrzutach do odbiorczego zbiornika wodnego	298
Rysunek 3.62:	Emisje siarczanów (SO_4^{2-}) w bezpośrednich zrzutach do odbiorczego zbiornika wodnego	299
Rysunek 3.63:	Emisje siarczków (S^{2-}) w bezpośrednich zrzutach do odbiorczego zbiornika wodnego	300
Rysunek 3.64:	Emisje siarczynów (SO_3^{2-}) w bezpośrednich zrzutach do odbiorczego zbiornika wodnego	300
Rysunek 3.65:	Emisje arsenu (As) w bezpośrednich zrzutach do odbiorczego zbiornika wodnego	301
Rysunek 3.66:	Emisje kadmu (Cd) w bezpośrednich zrzutach do odbiorczego zbiornika wodnego	301
Rysunek 3.67:	Emisje chromu (Cr) w bezpośrednich zrzutach do odbiorczego zbiornika wodnego	302
Rysunek 3.68:	Emisje miedzi (Cu) w bezpośrednich zrzutach do odbiorczego zbiornika wodnego	302
Rysunek 3.69:	Emisje rtęci (Hg) w bezpośrednich zrzutach do odbiorczego zbiornika wodnego	303
Rysunek 3.70:	Emisje niklu (Ni) w bezpośrednich zrzutach do odbiorczego zbiornika wodnego	303
Rysunek 3.71:	Emisje ołowiu (Pb) w bezpośrednich zrzutach do odbiorczego zbiornika wodnego	304
Rysunek 3.72:	Emisje cynku (Zn) w bezpośrednich zrzutach do odbiorczego zbiornika wodnego	304
Rysunek 4.1:	Schemat blokowy i możliwości integracji obiektu IGCC	318
Rysunek 4.2:	Jednostopniowy gazogenerator przepływowy General Electric	319
Rysunek 4.3:	Skład gazu syntezowego jako funkcja stosunku O_2 do wsadu węgla	321
Rysunek 4.4:	Schemat blokowy obiektu IGCC w Tampie	322
Rysunek 4.5:	Schemat blokowy obiektu IGCC w Nuon	323
Rysunek 4.6:	Schemat blokowy projektu IGCC w Wabash River	323
Rysunek 4.7:	Schemat blokowy obiektu IGCC ELCOGAS	324
Rysunek 4.8:	Gazogenerator atmosferyczny CFB Foster and Wheeler	327
Rysunek 4.9:	Ciśnieniowy gazogenerator powietrzny BFB ANDRITZ Carbona	328
Rysunek 4.10:	Różne możliwości podłączenia gazogeneratorów CFB/BFB do kotłów	329
Rysunek 4.11:	Emisje SO_2 z dostępnych obecnie technologii przemiany węgla kamiennego na energię elektryczną bez wychwytywania CO_2	332
Rysunek 4.12:	Emisje NO_x z dostępnych obecnie technologii przemiany węgla kamiennego na energię elektryczną bez wychwytywania CO_2	332
Rysunek 4.13:	Emisje cząstek stałych z dostępnych obecnie technologii przemiany węgla kamiennego na energię elektryczną bez wychwytywania CO_2	333
Rysunek 4.14:	Statystyki dostępności pierwszych obiektów IGCC danego rodzaju	343
Rysunek 4.15:	Gazogenerator CFB Kymijarvi	346
Rysunek 4.16:	Gazogenerator Vaskiluoto	346
Rysunek 4.17:	Schemat technologiczny obiektu CHP Skive	349
Rysunek 5.1:	Moc elektrowni opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym w państwach UE-27 w 2011 r.	357
Rysunek 5.2:	Moc, wiek i liczba jednostek elektrowni opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym w państwach UE-27 w 2011 r.	358
Rysunek 5.3:	Wiek i liczba jednostek elektrowni opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym w państwach UE-27 w 2011 r.	358
Rysunek 5.4:	Ważony mocą średni wiek elektrowni opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym w państwach UE-27	359
Rysunek 5.5:	Przykładowa duża elektrownia opalana węglem brunatnym z odprowadzaniem spalin poprzez chłodnię kominową	360
Rysunek 5.6:	Wpływ jakości węgla kamiennego na działanie obiektu energetycznego spalania	364
Rysunek 5.7:	Mokre FGD z kolumna zraszającą	370
Rysunek 5.8:	Obiekty zamkniętego magazynowania gipsu	376
Rysunek 5.9:	Węgiel w Europie w 2012 r. - Wydobycie i import węgla brunatnego i kamiennego	379
Rysunek 5.10:	Najwięksi wydobywcy węgla brunatnego w Europie w 2000 r. (w mln ton)	380
Rysunek 5.11:	Zawartość siarki i popiołu w węglu brunatnym w UE ([wt-%], wartości średnie)	381
Rysunek 5.12:	Wpływ mocy elektrowni (MWth) na efektywność w oparciu o wartości projektowe	382
Rysunek 5.13:	Efektywność elektrowni węglowych W Europie w odniesieniu do roku uruchomienia, w oparciu o wartości projektowe	382
Rysunek 5.14:	Wpływ mocy elektrowni na efektywność w oparciu o średnioroczne dane dotyczące efektywności energetycznej	383
Rysunek 5.15:	Efektywność elektrowni opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym w Europie w odniesieniu do roku uruchomienia w oparciu o średnioroczne dane dotyczące efektywności energetycznej	383
Rysunek 5.16:	Zwiększona efektywność elektrowni węglowej - poszczególne działania	385

Rysunek 5.17:	Zwiększona efektywność elektrowni węglowej - rozwój materiałów	385
Rysunek 5.18:	Wpływ ekwiwalentnego wskaźnika pełnego obciążenia na emisję N ₂ O w Obiekcie 387 (Łagisza, PL)	393
Rysunek 5.19:	Roczna produkcja CCP w elektrowni węglowej 450 MW _e przy pełnym obciążeniu 6 000 godzin (całkowita CCP = 187 000 ton)	395
Rysunek 5.20:	Wytwarzanie produktów spalania węgla w państwach UE-15 w 2010 r.	396
Rysunek 5.21:	Rozwój produkcji CCP w państwach UE-15 w latach 1993 - 2010	396
Rysunek 5.22:	Utylizacja i unieszkodliwianie CCP w państwach UE-15 w 2010 r.	397
Rysunek 5.23:	Utylizacja i unieszkodliwianie CCP w państwach UE-15 w 2010 r.	398
Rysunek 5.24:	Operacyjna efektywność energetyczna europejskich obiektów opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnych o mocy > 1000MW _{th}	410
Rysunek 5.25:	Operacyjna efektywność energetyczna europejskich obiektów opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym o mocy < 1000 MW _{th}	411
Rysunek 5.26:	Emisje pyłu z dobrze funkcjonujących obiektów opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym o mocy poniżej 100 MW _{th}	414
Rysunek 5.27:	Średnioroczne emisje pyłów z dobrze funkcjonujących obiektów opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym o mocy od 100 MW _{th} do 300 MW _{th}	415
Rysunek 5.28:	Emisje pyłu z dobrze funkcjonujących obiektów opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym o mocy od 300 MW _{th} do 1 000 MW _{th}	416
Rysunek 5.29:	Emisje pyłu z dobrze funkcjonujących obiektów opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym o mocy ponad 1000 MW _{th}	417
Rysunek 5.30:	Emisje rtęci z dobrze funkcjonujących obiektów opalanych węglem kamiennym	419
Rysunek 5.31:	Emisje rtęci z dobrze funkcjonujących obiektów opalanych węglem brunatnym	420
Rysunek 5.32:	Emisje SO ₂ z dobrze funkcjonujących obiektów energetycznego spalania opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym o mocy ponad 300 MW _{th} spalających węgiel kamienny i/lub nierodzący węgiel brunatny	436
Rysunek 5.33:	Emisje SO ₂ z przykładowych obiektów o mocy ponad 300 MW _{th} spalających rodzimy węgiel brunatny	437
Rysunek 5.34:	Emisje HCl z dobrze funkcjonujących obiektów opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym o mocy > 100 MW _{th}	438
Rysunek 5.35:	Emisje HF z dobrze funkcjonujących obiektów opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym o mocy > 100 MW _{th}	439
Rysunek 5.36:	Przemieszczenie ciepła wokół jednostki FGD	440
Rysunek 5.37:	Emisje NO _x z dobrze funkcjonujących kotłów opalanych sproszkowanym węglem kamiennym o mocy ponad 300 MW _{th}	445
Rysunek 5.38:	Emisje NO _x z dobrze funkcjonujących kotłów opalanych sproszkowanym węglem brunatnym oraz kotłów ze złożem fluidalnym opalanych węglem kamiennym lub brunatnym o mocy ponad 300 MW _{th}	446
Rysunek 5.39:	Chłodzony wodą system ruchomego rusztu wibracyjnego z kotłem o ruszcie pochyłym do spalania biomasy	451
Rysunek 5.40:	Obiekt energetycznego spalania opalany słomą	452
Rysunek 5.41:	Kocioł z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym opalany biomasą	453
Rysunek 5.42:	Przepływ paliwa i materiału złoża w kotle CFBC opalany biomasą	457
Rysunek 5.43:	Przykład bilansu przepływu masowego w kotle CFBC opalany torfem	461
Rysunek 5.44:	Operacyjna efektywność energetyczna europejskich obiektów energetycznego spalania opalanych biomasą i/lub torfem	470
Rysunek 5.45:	Emisje NO _x z dobrze funkcjonujących obiektów opalanych biomasą i/lub torfem o mocy < 100 MW _{th}	476
Rysunek 5.46:	Emisje NO _x z dobrze funkcjonujących obiektów opalanych biomasą i/lub torfem o mocy od 100 MW _{th} do 300 MW _{th}	477
Rysunek 5.47:	Emisje NO _x z dobrze funkcjonujących obiektów opalanych biomasą i/lub torfem o mocy ≥ 300 MW _{th}	477
Rysunek 5.48:	Emisje SO ₂ z dobrze funkcjonujących obiektów opalanych biomasą i/lub torfem o mocy < 100 MW _{th}	481
Rysunek 5.49:	Emisje SO ₂ z dobrze funkcjonujących obiektów opalanych biomasą i/lub torfem o mocy od ≥ 100 MW _{th} do < 300 MW _{th}	482
Rysunek 5.50:	Emisje SO ₂ z dobrze funkcjonujących obiektów opalanych biomasą i/lub torfem o mocy ≥ 300 MW _{th}	482
Rysunek 5.51:	Emisje HCl z dobrze funkcjonujących obiektów opalanych biomasą i/lub torfem o mocy < 100 MW _{th}	483
Rysunek 5.52:	Emisje HCl z dobrze funkcjonujących obiektów opalanych biomasą i/lub torfem o mocy od ≥ 100 MW _{th} do < 300 MW _{th}	484
Rysunek 5.53:	Emisje HF z dobrze funkcjonujących obiektów opalanych biomasą i/lub torfem o mocy < 100 MW _{th}	484
Rysunek 5.54:	Emisje HF z dobrze funkcjonujących obiektów opalanych biomasą i/lub torfem o mocy od ≥ 100 MW _{th} do < 300 MW _{th}	485
Rysunek 5.55:	Emisje pyłu z dobrze funkcjonujących obiektów opalanych biomasą i/lub torfem o mocy < 100 MW _{th}	487
Rysunek 5.56:	Emisje pyłu z dobrze funkcjonujących obiektów opalanych biomasą i/lub torfem o mocy od 100 MW _{th} do 300 MW _{th}	488
Rysunek 5.57:	Emisje pyłu z dobrze funkcjonujących obiektów opalanych biomasą i/lub torfem o mocy ≥ 300 MW _{th}	488
Rysunek 5.58:	Emisje rtęci z dobrze funkcjonujących obiektów opalanych biomasą i/lub torfem	492
Rysunek 6.1:	Operacyjna efektywność energetyczna europejskich jednostek spalania opalanych ciężkim olejem opalowym i/lub olejem napędowym	510
Rysunek 6.2:	Emisje NO _x z dobrze funkcjonujących kotłów opalanych ciężkim olejem opalowym i/lub olejem napędowym o mocy < 100 MW _{th}	516
Rysunek 6.3:	Emisje NO _x z dobrze funkcjonujących kotłów opalanych ciężkim olejem opalowym i/lub olejem napędowym o mocy ≥ 100 MW _{th}	517
Rysunek 6.4:	Emisje SO ₂ z dobrze funkcjonujących kotłów opalanych ciężkim olejem opalowym i/lub olejem napędowym o mocy < 300 MW _{th}	521
Rysunek 6.5:	Emisje SO ₂ z dobrze funkcjonujących kotłów opalanych ciężkim olejem opalowym i/lub olejem napędowym o mocy ≥ 300 MW _{th}	521
Rysunek 6.6:	Emisje pyłu z dobrze funkcjonujących kotłów opalanych ciężkim olejem opalowym i/lub olejem napędowym o mocy < 300 MW _{th}	524

Rysunek 6.7:	Emisje pyłu z dobrze funkcjonujących kotłów opalanych ciężkim olejem opałowym i/lub olejem napędowym o mocy $\geq 300 \text{ MW}_{\text{th}}$	525
Rysunek 6.8:	Operacyjna efektywność energetyczna europejskich silników spalinowych opalanych ciężkim olejem opałowym i/lub olejem napędowym.....	526
Rysunek 6.9:	Typowe koszty SCR jako funkcja stopnia redukcji NO_x w elektrowni wytwarzającej energię w oparciu o silniki Diesla średniej prędkości opalane ciężkim olejem opałowym.....	532
Rysunek 6.10:	Roczne emisje NO_x , NH_3 , TVOC i CO z silników opalanych ciężkim olejem opałowym i/lub olejem napędowym wyposażonych w SCR i/lub techniki podstawowe.....	533
Rysunek 6.11:	Emisje SO_2 z silników opalanych ciężkim olejem opałowym i/lub olejem napędowym, dla których zgłaszano poziomy emisji poniżej 280 mg/Nm^3	536
Rysunek 6.12:	Emisje pyłu z dobrze funkcjonujących silników opalanych ciężkim olejem opałowym i/lub olejem napędowym.....	538
Rysunek 6.13:	Konfiguracja silnikowego obiektu energetycznego spalania wyposażonego w SCR, kocioł odzysknicowy, DSI oraz filtr workowy.....	538
Rysunek 6.14:	Operacyjna efektywność energetyczna europejskich turbin gazowych opalanych olejem napędowym.....	539
Rysunek 6.15:	Emisje SO_2 z dobrze funkcjonujących turbin gazowych opalanych olejem napędowym.....	542
Rysunek 6.16:	Emisje pyłu z dobrze funkcjonujących turbin gazowych opalanych olejem napędowym.....	543
Rysunek 7.1:	Właściwości fizyczne gazu rurociągowego i LNG w Europie i na świecie.....	546
Rysunek 7.2:	Konstrukcja HRSG i instalacja SCR.....	549
Rysunek 7.3:	Instalacja SCR z przepływem pionowym.....	550
Rysunek 7.4:	Schemat Grassmanna turbiny gazowej z HRSG.....	552
Rysunek 7.5:	Operacyjna sprawność elektryczna netto obiektów CCGT w Europie w 2010 r.....	554
Rysunek 7.6:	Operacyjna sprawność elektryczna netto obiektów CCGT z dodatkowym dopalaniem w 2010 r.....	554
Rysunek 7.7:	Operacyjna sprawność elektryczna netto obiektów CCGT bez dodatkowego dopalania w 2010 r.....	555
Rysunek 7.8:	Operacyjna sprawność elektryczna netto obiektów CCGT wytwarzających tylko energię elektryczną eksploatowanych ≥ 4000 godzin w 2010 r.....	555
Rysunek 7.9:	Operacyjna sprawność elektryczna netto obiektów CCGT wytwarzających tylko energię elektryczną eksploatowanych < 4000 godzin w 2010 r.....	556
Rysunek 7.10:	Operacyjna sprawność elektryczna netto i całkowite zużycie paliwa w 2010 r. w kotłach opalanych gazem ziemnym.....	557
Rysunek 7.11:	Emisje NO_x z turbin opalanych gazem ziemnym w Europie w 2010 r.....	557
Rysunek 7.12:	Emisje NO jako funkcja ciśnienia przy różnych temperaturach spalania i czasie przebywania w strefie reakcji wynoszącym 30 ms.....	558
Rysunek 7.13:	Przykład CCGT osiągającego niski poziom emisji NO_x i wysoką operacyjną sprawność elektryczną.....	559
Rysunek 7.14:	Emisje NO_x (średnie roczne) z CCGT z dodatkowym dopalaniem na poziomie HRSG.....	560
Rysunek 7.15:	Emisje NO_x (średnie roczne) z CCGT bez dodatkowego dopalania na poziomie HRSG.....	561
Rysunek 7.16:	Emisje NO_x (średnie roczne) z europejskich kotłów na gaz ziemny w 2010 r.....	563
Rysunek 7.17:	Typowa operacyjna sprawność elektryczna netto europejskich turbin gazowych o cyklu otwartym opalanych gazem ziemnym w 2010 r.....	570
Rysunek 7.18:	Typowa operacyjna efektywność energetyczna netto europejskich turbin gazowych o cyklu łączonym opalanych gazem ziemnym wytwarzających ciepło i energię elektryczną w 2010 r. (obiekty o mocy od $50 \text{ MW}_{\text{th}}$ do $600 \text{ MW}_{\text{th}}$).....	571
Rysunek 7.19:	Typowa operacyjna efektywność energetyczna netto europejskich turbin gazowych o cyklu łączonym opalanych gazem ziemnym wytwarzających ciepło i energię elektryczną w 2010 r. (obiekty o mocy $> 600 \text{ MW}_{\text{th}}$).....	572
Rysunek 7.20:	Typowa operacyjna sprawność elektryczna netto europejskich turbin gazowych o cyklu łączonym opalanych gazem ziemnym wytwarzających tylko energię elektryczną.....	573
Rysunek 7.21:	Typowe operacyjne całkowite zużycie paliwa netto w europejskich kotłach opalanych gazem ziemnym w 2010 r.....	574
Rysunek 7.22:	Typowa operacyjna efektywność energetyczna netto europejskich silników opalanych gazem ziemnym w 2010 r.....	574
Rysunek 7.23:	Wpływ temperatury wlotowej na sprawność termiczną turbiny gazowej wykorzystującej chłodzenie wyparne i absorpcyjne.....	580
Rysunek 7.24:	Emisje NO_x do powietrza z dobrze funkcjonujących kotłów w Europie w 2010 r.....	586
Rysunek 7.25:	Emisje NO_x i CO do powietrza z dobrze funkcjonujących europejskich CCGT o mocy $\geq 600 \text{ MW}_{\text{th}}$ w 2010 r.....	592
Rysunek 7.26:	Emisje NO_x i CO do powietrza w 2010 r. z dobrze funkcjonujących europejskich CCGT o mocy $50\text{-}600 \text{ MW}_{\text{th}}$ i całkowitym zużyciem paliwa netto $< 75 \%$	593
Rysunek 7.27:	Emisje NO_x i CO do powietrza w 2010 r. z dobrze funkcjonujących europejskich CCGT o mocy $50\text{-}600 \text{ MW}_{\text{th}}$ i całkowitym zużyciem paliwa netto $\geq 75 \%$	593
Rysunek 7.28:	Emisje NO_x i CO do powietrza w 2010 r. z europejskich turbin gazowych o cyklu otwartym z wyjątkiem turbin jako napędy mechaniczne.....	594
Rysunek 7.29:	Emisje NO_x i CO do powietrza w 2010 r. z dobrze funkcjonujących europejskich turbin gazowych o cyklu otwartym użytkowanych > 500 h/rok jako napędy mechaniczne.....	595

Rysunek 7.30: Emisje NO _x i CO do powietrza w 2010 r. z dobrze funkcjonujących europejskich turbin gazowych użytkowanych < 500 h/rok	596
Rysunek 7.31: Schematyczne przedstawienie katalitycznego systemu ograniczania zanieczyszczeń SCONOX TM	597
Rysunek 7.32: Przykład przepływu energii w zintegrowanych zakładach hutniczych	610
Rysunek 7.33: Porównanie gazów procesowych powstałych przy produkcji żelaza i stali z gazem ziemnym	611
Rysunek 7.34: Średnie godzinowe wartości mocy cieplnej dostarczonej do kotła wykorzystującego gaz wielkopiecowy, gaz koksowniczy i ciężki olej opałowy w okresie trzech miesięcy	620
Rysunek 7.35: Średni godzinowy wkład gazu wielkopiecowego i koksowniczego do kotła w okresie dwóch tygodni	621
Rysunek 7.36: Średnie godzinowe wartości mocy cieplnej dostarczonej w gazie wielkopiecowym, gazie koksowniczym i ciężkim oleju opałowym do kotła w okresie dwóch tygodni	622
Rysunek 7.37: Średnie dzienne wartości mocy cieplnej dostarczonej w gazie wielkopiecowym, koksowniczym i konwertorowym z użyciem dodatkowego paliwa w postaci gazu ziemnego do CCGT w 2010 r.	623
Rysunek 7.38: Średnie godzinowe wartości mocy cieplnej dostarczonej w gazie wielkopiecowym, gazie koksowniczym i ciężkim oleju opałowym do kotła w okresie dwóch tygodni	624
Rysunek 7.39: Średnie godzinowe wielkości emisji pyłu, NO _x , SO _x i CO (wartość referencyjna 3 % O ₂) z kotła opalanego gazem wielkopiecowym i gazem koksowniczym z dodatkiem ciężkiego oleju opałowego (w miarę konieczności) w okresie dwóch tygodni	624
Rysunek 7.40: Średnie półgodzinne wartości mocy cieplnej dostarczonej w gazie wielkopiecowym i koksowniczym oraz całkowitej mocy cieplnej dostarczonej do kotła w okresie 25 dni w listopadzie 2010 r.	625
Rysunek 7.41: Średnie półgodzinne wielkości emisji NO _x i SO ₂ (wartość referencyjna 3 % O ₂) z kotła opalanego gazem wielkopiecowym i koksowniczym w okresie 25 dni w listopadzie 2010 r. (zgodnie z Rysunkiem 7.40)	625
Rysunek 7.42: Średnie dzienne wartości mocy cieplnej dostarczonej gazami procesowymi powstałymi przy produkcji żelaza i stali z dodatkiem gazu ziemnego oraz całkowita moc cieplna dostarczona do CCGT w okresie 50 dni	626
Rysunek 7.43: Średnie godzinowe wielkości emisji z CCGT w okresie 50 dni (zgodnie z Rysunkiem 7.42)	626
Rysunek 7.44: Związek między emisjami NO _x i względną mocą cieplną dostarczoną do kotła z gazem wielkopiecowym i koksowniczym, w oparciu o średnie wartości godzinne z okresu trzech miesięcy	628
Rysunek 7.45: Emisje NO _x (mg/Nm ³) a przepływy gazu (m ³ /h) dla kotła wykorzystującego trzy różne mieszanki gazów podstawowych	629
Rysunek 7.46: Emisje NO _x i względna moc cieplna dostarczona z paliwem dla układu trzech CCGT spalających gaz koksowniczy, w oparciu o średnie wartości dzienne w 2010 r.	630
Rysunek 7.47: Związek między emisjami SO ₂ i względną mocą cieplną dostarczoną do kotła z gazem wielkopiecowym i koksowniczym, w oparciu o średnie wartości godzinne z okresu trzech miesięcy	631
Rysunek 7.48: Związek między emisjami SO ₂ i wkładem gazu koksowniczego do 3 CCGT, w oparciu o średnie wartości dzienne z 2010 r.	632
Rysunek 7.49: Operacyjna efektywność energetyczna kotłów spalających gazy procesowe powstałe przy produkcji żelaza i stali w połączeniu z innymi paliwami gazowymi/płynnymi, 2012 r.	635
Rysunek 7.50: Operacyjna efektywność energetyczna CCGT spalających gazy procesowe powstałe przy produkcji żelaza i stali w połączeniu z innymi paliwami gazowymi, 2012 r.	635
Rysunek 7.51: Emisje NO _x z dobrze funkcjonujących kotłów gazowych spalających gazy procesowe powstałe przy produkcji żelaza i stali	638
Rysunek 7.52: Emisje NO _x z dobrze funkcjonujących CCGT spalających gazy procesowe powstałe przy produkcji żelaza i stali	639
Rysunek 7.53: Związek między emisjami NO _x i mocą cieplną dostarczoną z gazem koksowniczym (%) dla obiektów LCP wykorzystujących gazy procesowe powstałe przy produkcji żelaza i stali	640
Rysunek 7.54: Emisje SO ₂ z dobrze funkcjonujących kotłów spalających gazy procesowe powstałe przy produkcji żelaza i stali	643
Rysunek 7.55: Związek między średnią dzienną wielkością emisji SO ₂ i mocą cieplną dostarczoną z gazem koksowniczym (%) dla kotłów wykorzystujących gazy procesowe powstałe przy produkcji żelaza i stali (moc cieplna dostarczana z paliwami dodatkowymi < 5 %)	644
Rysunek 7.56: Emisje SO ₂ z dobrze funkcjonujących CCGT spalających gazy procesowe powstałe przy produkcji żelaza i stali	645
Rysunek 7.57: Emisje pyłu z dobrze funkcjonujących kotłów spalających gazy procesowe powstałe przy produkcji żelaza i stali	646
Rysunek 7.58: Emisje pyłu z dobrze funkcjonujących CCGT spalających gazy procesowe powstałe przy produkcji żelaza i stali	647
Rysunek 7.59: Platforma wiertnicza na Morzu Północnym	648
Rysunek 8.1: Przemysłowy kocioł CFB z wielowłotowym cyklonem do spalania wielopaliwowego	662
Rysunek 8.2: Wpływ wielopaliwowego spalania biomasy na emisje SO ₂	664
Rysunek 8.3: Kotły energetyczne w instalacjach chemicznych	668
Rysunek 8.4: Obraz emisji NO _x jako funkcja dziennego użytkowania kotła energetycznego niewyposażonego w rozwiązanie "końca rury" (wartości nie pochodzą z rzeczywistych instalacji)	672
Rysunek 8.5: Obraz stężenia NO _x w surowym gazie odlotowym jako funkcja mieszanki paliwa przy obciążeniu nominalnym	673
Rysunek 8.6: Emisje NO _x i CO z przykładowych kotłów spalających mieszanki gazowych i płynnych paliw procesowych z przemysłu chemicznego	677
Rysunek 8.7: Emisje NO _x i CO przykładowych kotłów spalających gazowe paliwa procesowe z przemysłu chemicznego	678
Rysunek 8.8: Emisje NO _x i CO z przykładowych turbin gazowych spalających paliwa procesowe z przemysłu chemicznego	678
Rysunek 8.9: Technika powietrza dopalającego (OFA) zamontowana w zmodernizowanym kotle w instalacji chemicznej	679

Rysunek 8.10:	Emisje SO ₂ , HCl i HF z przykładowych obiektów spalających mieszanki gazowych i płynnych paliw procesowych z przemysłu chemicznego.....	680
Rysunek 8.11:	Emisje pyłu z przykładowych obiektów spalających mieszanki gazowych i płynnych paliw procesowych z przemysłu chemicznego.....	681
Rysunek 9.1:	Współspalanie węgla kamiennego i osadów ściekowych.....	688
Rysunek 9.2:	Ruszty wewnętrzne w kotle opalanym sproszkowanym węglem kamiennym	689
Rysunek 9.3:	Emisje Sb+As+Pb+Cr+Co+Cu+Mn+Ni+V z dobrze funkcjonujących obiektów opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym o mocy ponad 300 MW _{th} , w tym obiektów współspalających odpady	719
Rysunek 9.4:	Emisje Cd+Tl z dobrze funkcjonujących obiektów opalanych węglem kamiennym i brunatnym o mocy ponad 300 MW _{th} , w tym obiektów współspalających odpady (średnie odnotowane w ciągu roku).....	719
Rysunek 9.5:	Emisje TVOC z dobrze funkcjonujących obiektów opalanych węglem kamiennym i brunatnym, w tym obiektów współspalających odpady	720
Rysunek 9.6:	Emisje PCDD/F z dobrze funkcjonujących obiektów opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym o mocy ponad 300 MW _{th} , w tym obiektów współspalających odpady	721
Rysunek 9.7:	Emisje Sb+As+Pb+Cr+Co+Cu+Mn+Ni+V z dobrze funkcjonujących obiektów opalanych biomasą i/lub torfem, w tym obiektów współspalających odpady	723
Rysunek 9.8:	Emisje Cd+Tl z dobrze funkcjonujących obiektów opalanych biomasą i/lub torfem, w tym obiektów współspalających odpady.....	724
Rysunek 9.9:	Emisje TVOC z dobrze funkcjonujących obiektów opalanych biomasą i/lub torfem, w tym obiektów współspalających odpady	725
Rysunek 9.10:	Emisje PCDD/F z dobrze funkcjonujących obiektów opalanych biomasą i/lub torfem, w tym obiektów współspalających odpady	726
Rysunek 11.1:	Proces aminowy z wykorzystaniem UCARSOL™ FGC 3000 (Alstom i Dow Chemical)	819
Rysunek 11.2:	Uproszczony schemat przepływu elektrowni z technologią wychwytywania CO ₂ z gazów spalinowych	820
Rysunek 11.3:	Schemat przepływu dla procesu wychwytywania CO ₂ z wykorzystaniem schłodzonego amoniaku (CAP)	822
Rysunek 11.4:	Uproszczony schemat przepływu w elektrowni ze spalaniem tlenowym.....	824
Rysunek 11.5:	Pilotażowy obiekt do suszenia węgla brunatnego	836
Rysunek 11.6:	Prezentacja procesu wzbogacania węgla kamiennego K-Fuel.....	837
Rysunek 11.7:	Typowy obraz spalania palnikiem bezpłomieniowym	844
Rysunek 13.1:	Niepewności pomiaru zgłaszane dla emisji NO _x	915
Rysunek 13.2:	Niepewności pomiaru zgłaszane dla emisji SO ₂	916
Rysunek 13.3:	Niepewności pomiaru zgłaszane dla emisji pyłu	917

ZAKRES

Niniejszy BREF dla dużych obiektów energetycznego spalania dotyczy następujących rodzajów działalności wymienionych w Załączniku I do Dyrektywy 2010/75/UE:

- 1.1: Spalanie paliw w instalacjach o całkowitej nominalnej mocy cieplnej dostarczonej w paliwie wynoszącej 50 MW lub więcej, wyłącznie gdy działalność taka ma miejsce w obiektach energetycznego spalania o całkowitej nominalnej mocy cieplnej dostarczonej w paliwie wynoszącej 50 MW lub więcej.
- 1.4: Zgazowanie węgla lub innych paliw w instalacjach o całkowitej nominalnej mocy cieplnej dostarczonej w paliwie wynoszącej 20 MW lub więcej, wyłącznie gdy działalność taka jest bezpośrednio związana z obiektem energetycznego spalania.
- 5.2: Unieszkodliwianie lub odzysk odpadów we współspalarniach odpadów innych niż niebezpieczne, o wydajności przekraczającej 3 tony na godzinę, lub odpadów niebezpiecznych, o wydajności przekraczającej 10 ton dziennie, wyłącznie gdy działalność ta ma miejsce w obiektach energetycznego spalania uwzględnionych w pkt 1.1 powyżej.

W szczególności, niniejszy dokument obejmuje czynności wykonywane na początkowych (upstream) i późniejszych (downstream) etapach działalności bezpośrednio związanych z wyżej wymienionymi działalnościami, w tym stosowane techniki zapobiegania i ograniczania emisji.

Do paliw uwzględnionych w niniejszym dokumencie należą wszelkie stałe, płynne i/lub gazowe materiały palne,

w tym:

- paliwa stałe (np. węgiel kamienny, węgiel brunatny, torf);
- biomasa (zgodnie z definicją podaną w art. 3 pkt 31 Dyrektywy 2010/75/UE);
- paliwa płynne (np. ciężki olej opałowy i olej napędowy);
- paliwa gazowe (np. gaz ziemny, gaz zawierający wodór i gaz syntezowy);
- paliwa właściwe dla danej branży (np. produkty uboczne branży z chemicznej oraz żelaznej i stalowej);
- odpady, z wyjątkiem zmieszanych odpadów komunalnych zdefiniowanych w art. 3 pkt 39 oraz z wyjątkiem odpadów wymienionych w art. 42 pkt 2 lit. a (ii) i (iii) Dyrektywy 2010/75/UE.

Niniejszy dokument nie dotyczy:

- spalania paliw w jednostkach spalania o nominalnej mocy cieplnej dostarczonej w paliwie mniejszej niż 15 MW;
- zgazowania paliw, jeżeli nie są bezpośrednio powiązane ze spalaniem powstającego w ich wyniku gazu syntezowego;
- zgazowania paliw i następnie spalania gazu syntezowego, jeśli jest to bezpośrednio związane z rafinacją ropy naftowej i gazu;
- działań poprzedzających i następczych, które nie są bezpośrednio związane z działaniami w zakresie spalania lub zgazowania;
- spalania w paleniskach procesowych lub nagrzewnicach;
- spalania w instalacjach dopalających;
- spalania gazu w pochodniach;
- spalania w kotłach odzysknicowych i palnikach całkowitej redukcji siarki w instalacjach do produkcji masy celulozowej i papieru, ponieważ są one objęte BREF dotyczącym produkcji masy celulozowej, papieru i tektury;
- spalania paliw rafineryjnych na terenie rafinerii, ponieważ jest to ujęte w konkluzjach dotyczących BAT w odniesieniu do rafinacji ropy naftowej i gazu;
- unieszkodliwiania lub odzysku odpadów w:
 - spalarniach odpadów (zdefiniowanych w art. 3 pkt 40 Dyrektywy 2010/75/UE),

Zakres

- wóspółspalarniach odpadów, gdzie ponad 40 % powstającego wydzielanego ciepła pochodzi z odpadów niebezpiecznych,
- wóspółspalarniach odpadów, gdzie spalane są wyłacznie odpady, z wyjątkiem sytuacji, gdy takie odpady przynajmniej czesciowo składają są z biomasy, zgodnie z definicj w art. 3 pkt 31 lit. b) Dyrektywy 2010/75/UE,

ponieważ jest to ujęte w BREF dotyczącym spalania odpadów.

Pozostałe dokumenty referencyjne, które mogą być istotne dla działalności objętych niniejszym dokumentem, są następujące:

- Wspólne systemy oczyszczania ścieków i gazów odlotowych/systemy zarządzania w sektorze chemicznym (CWW);
- Seria dokumentów referencyjnych BAT dotyczących sektora chemicznego (LVOC itp.);
- Ekonomia i efekty wzajemnych powiazn pomiędzy roznymi komponentami środowiska (ECM);
- Emisje z magazynowania (EFS);
- Efektywnoc energetyczna (ENE);
- Przemysłowe systemy chłodzenia (ICS);
- Produkcja żelaza i stali (IS);
- Monitorowanie emisji do powietrza i wody z instalacji IED (ROM);
- Produkcja masy celulozowej, papieru i tektury (PP);
- Rafinacja ropy naftowej i gazu (REF);
- Spalanie odpadów (WI);
- Przetwarzanie odpadów (WT).

1 OGÓLNE INFORMACJE NA TEMAT STRUKTURY SEKTORA

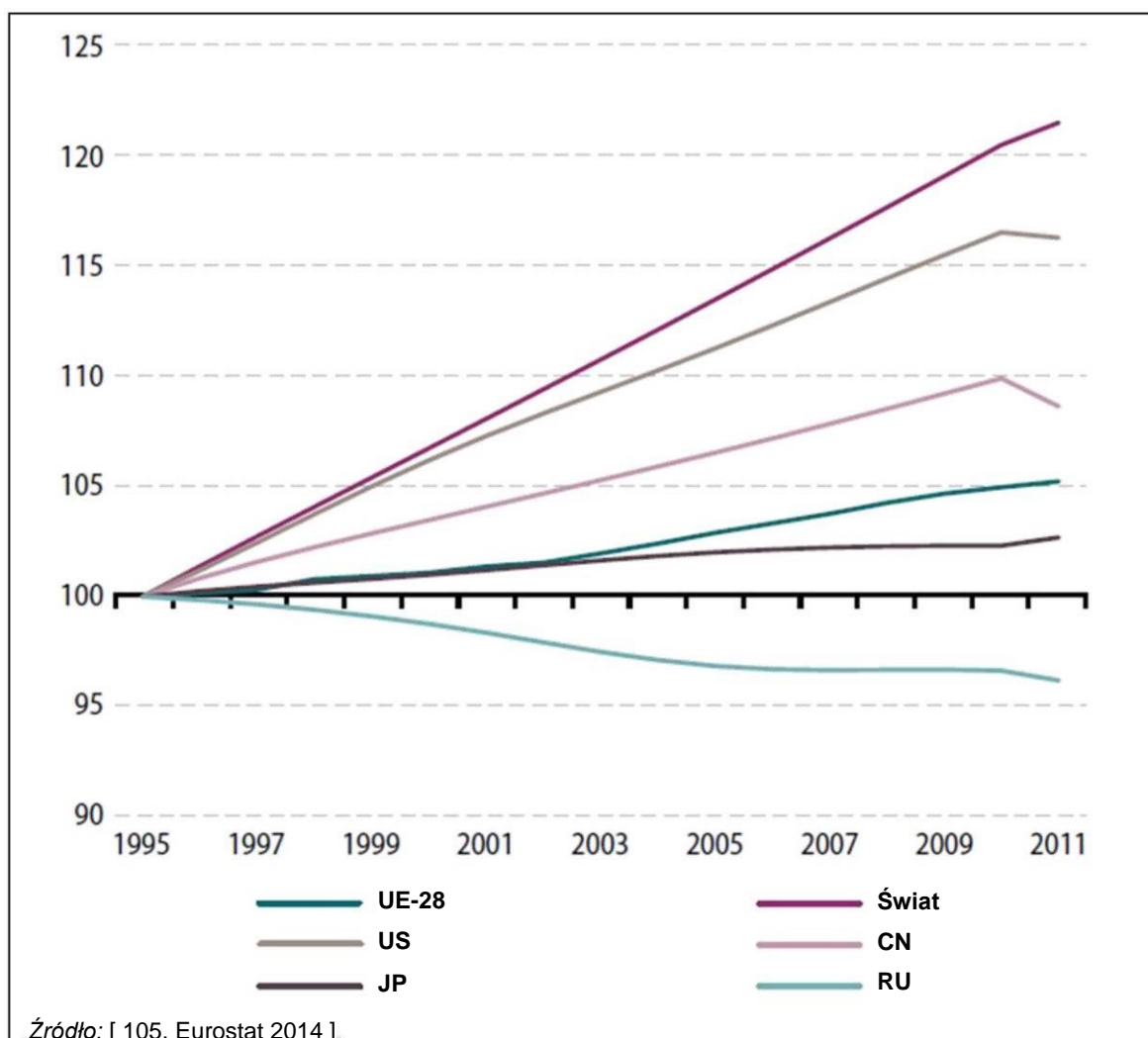
1.1 Przegląd sektora

W 2014 r. liczba ludności na świecie osiągnęła 6 974 mln, a tempo wzrostu było najwyższe od 1995 r. Patrz Tabela 1.1 i Rysunek 1.1.

Tabela 1.1: Powierzchnia i ludność na świecie w 2011 r.1

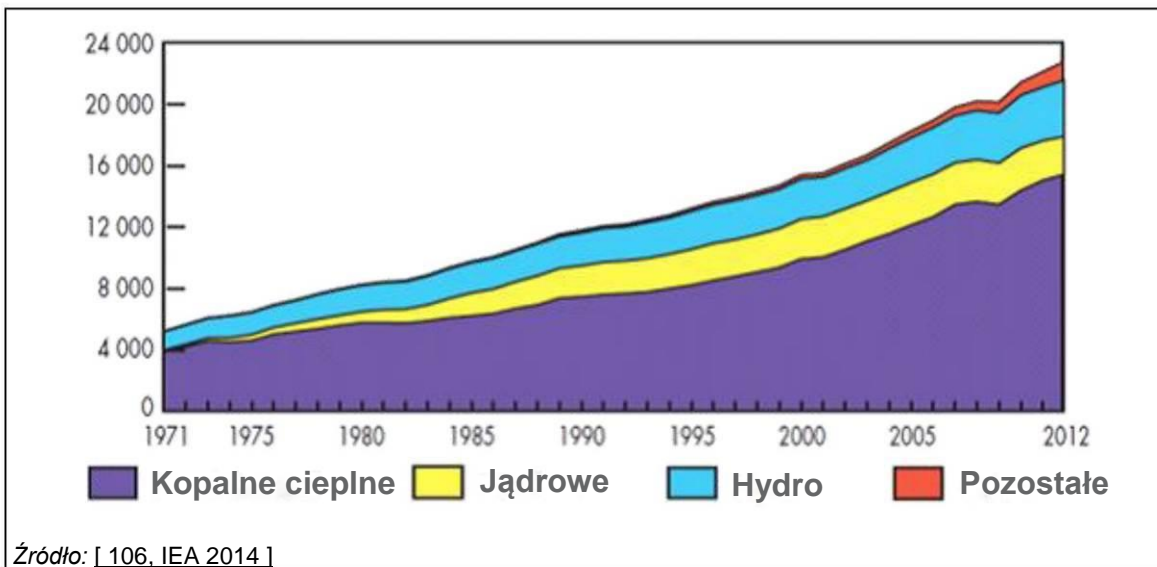
Kraj:	Powierzchnia (w 1 000 km ²)	Ludność (w tys.)	Gęstość zaludnienia (mieszkańców/km ²)
UE-28	4 381	506 781	116
Chiny	9 597	1 344 100	140
Japonia	378	127 817	338
Rosja	17 098	142 961	8
Stany Zjednoczone	9 629	311 592	32
Świat	136 127	6 974 036	51

Źródło: [104. Eurostat 2011]

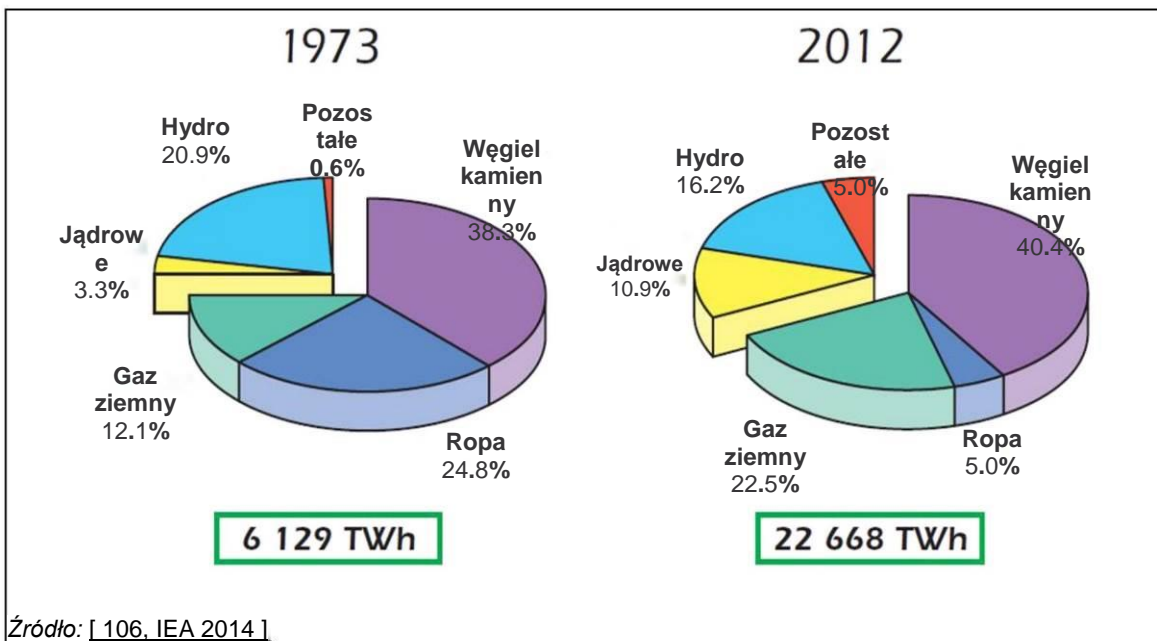


Rysunek 1.1: Wskaźnik zaludnienia dla całego świata (1995 = 100)

Wzrost liczby ludności doprowadził również do stałego wzrostu w światowej produkcji energii elektrycznej, który przedstawiono w podziale na poszczególne rodzaje paliwa na Rysunku 1.2. Rysunek 1.3 przedstawia udział poszczególnych rodzajów paliwa w światowej produkcji energii elektrycznej w 1973 r. i 2012 r. Całkowita ilość energii wytworzonej w tych latach wyniosła odpowiednio 6 129 TWh i 22 668 TWh.

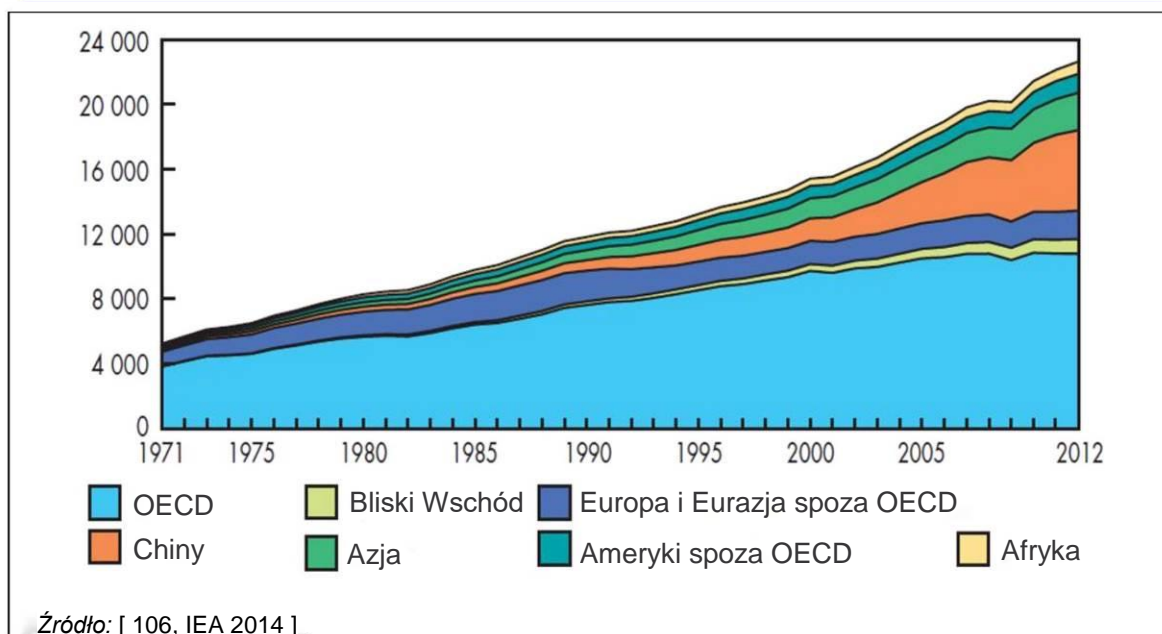


Rysunek 1.2: Wytwarzanie energii elektrycznej na świecie w latach 1971 - 2012 w podziale na rodzaj paliwa (TWh)



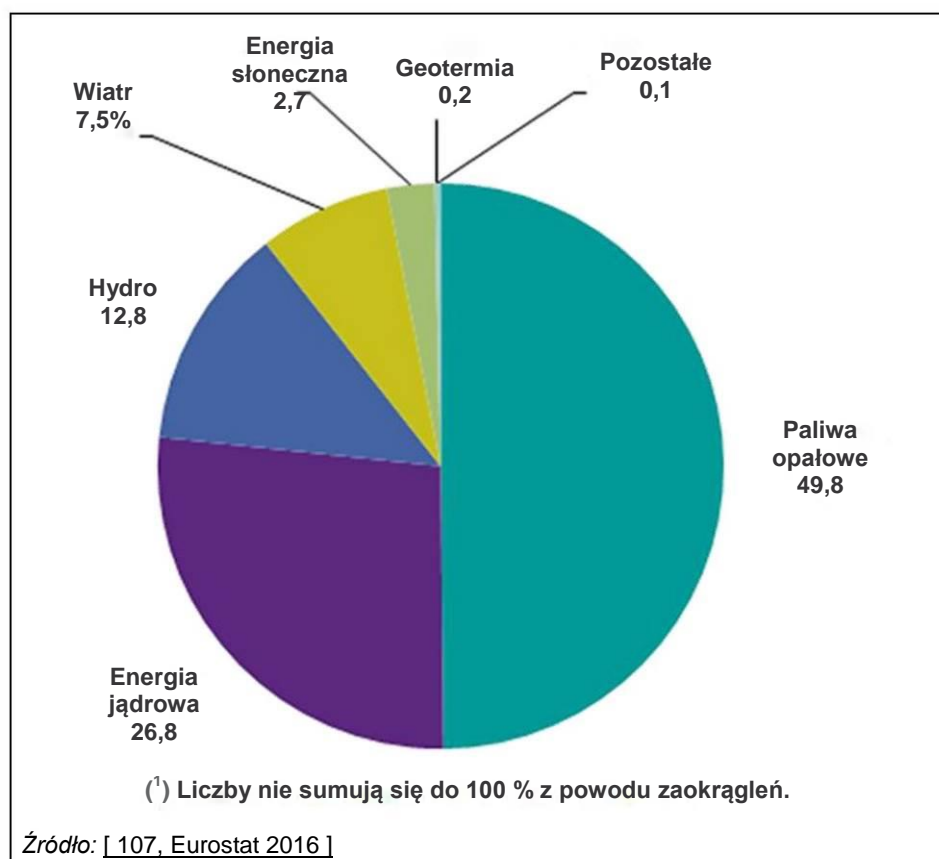
Rysunek 1.3: Udział poszczególnych paliw w światowej produkcji energii elektrycznej w 1973 r. i 2012 r.

Światową produkcję energii elektrycznej w poszczególnych regionach latach 1971 - 2012 przedstawiono na Rysunku 1.4. W produkcji energii elektrycznej w Azji nie uwzględniono energii elektrycznej wyprodukowanej w Chinach.



Rysunek 1.4: Światowa produkcja energii elektrycznej w latach 1971 - 2012 wg. regionu (TWh)

Ponad jedna czwarta energii elektrycznej netto wytworzonej państwach UE-28 w 2013 r. pochodziła z elektrowni jądrowych (26,8 %), a niemal dwa razy tyle (49,8 %) z elektrowni opalanych paliwami opałowymi (takimi jak biomasa, gaz ziemny, węgiel kamienny i ropa). Spośród odnawialnych źródeł energii przedstawionych na Rysunku 1.5, najwyższy udział w produkcji energii elektrycznej netto w 2013 r. miały elektrownie wodne (12,8 %), a następnie turbiny wiatrowe (7,5 %) i energia słoneczna (2,7 %).

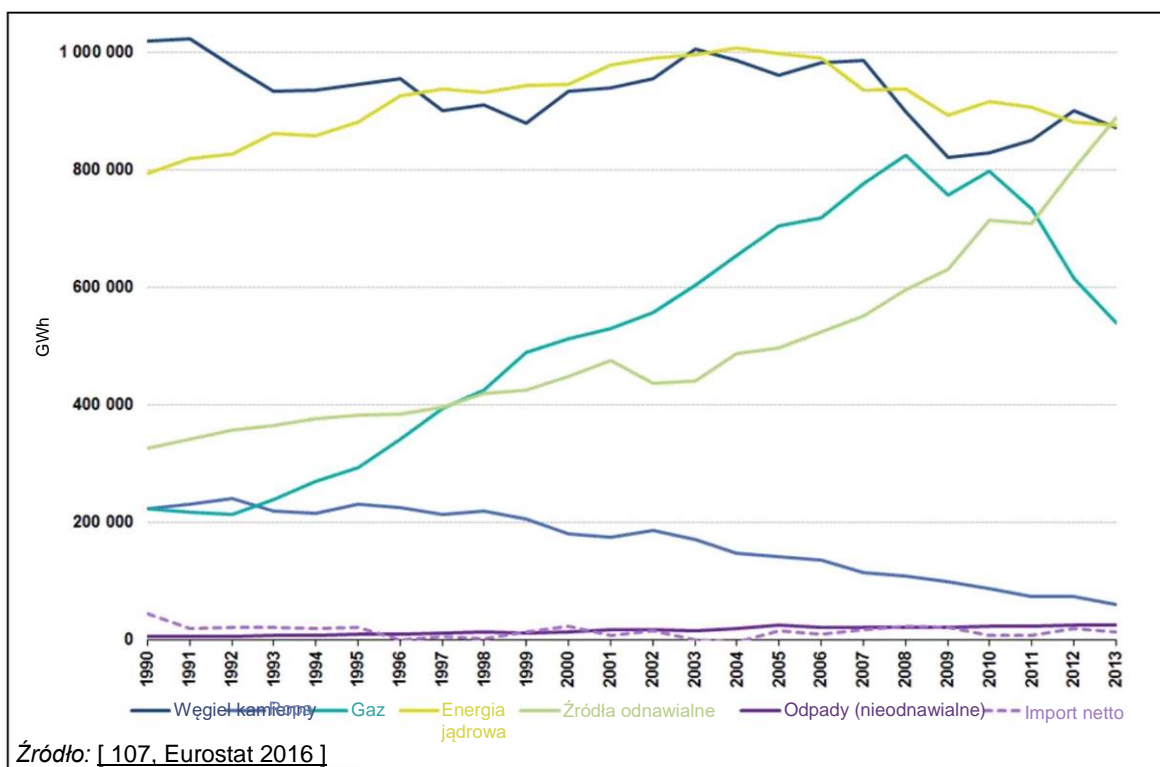


Rysunek 1.5: Produkcja energii elektrycznej netto w państwach UE-28 w 2013 r. (% całości, na podstawie danych w

Całkowita produkcja energii elektrycznej w 2013 r. w państwach UE-28 wyniosła 3 262 TWh. Największa ilość energii elektrycznej wyprodukowanej w 2013 r. pochodziła z elektrowni wykorzystujących odnawialne źródła energii (27,3 %), a następnie elektrowni jądrowych (26,9 %), elektrowni opalanych węglem kamiennym (26,7 %), gazem (16,6 %), ropą (1,9 %) i nieodnawialnymi odpadami (0,8 %). Szereg czasowy dla produkcji energii elektrycznej brutto z najważniejszych rodzajów paliw przedstawiono na Rysunku 1.6.

Ilość energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych wzrosła ponad dwukrotnie od 1900 r. Ponadto, są to źródła, których udział w produkcji energii stale rośnie od 2008 r. W latach 1992 - 2008, ilość energii elektrycznej wytworzonej przy użyciu gazu wykazywała największy wzrost, który wyniósł w tym okresie średnio niemal 9 % rocznie. W 2009 r. w produkcji energii elektrycznej z gazu spadła, po czym nastąpiło krótkotrwałe odbicie w 2010 r. i następnie stały spadek w latach 2011, 2012 i 2013. Produkcja energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych wykazywała umiarkowany wzrost od 1999 r. do 2004 r., kiedy to zaczął się trend spadkowy.

W 2013 r., 92,0 % energii elektrycznej wyprodukowanej w państwach UE-28 wytworzyli producenci zawodowi, z czego 77,0 % pochodziło z elektrowni a 15,0 % z elektrociepłowni (CHP). Niemal 58 % energii elektrycznej wytworzonej przez producentów zawodowych pochodziło z paliwa jądrowego i paliw stałych (odpowiedni 29,2 % i 28,9 %), 27,0 % z odnawialnych źródeł energii, 13,3 % z gazu a 1,5 % z ropy i produktów ropopochodnych.



Rysunek 1.6: Produkcja energii elektrycznej brutto wg. paliwa (GWh) w państwach UE-28 w latach 1990-2013

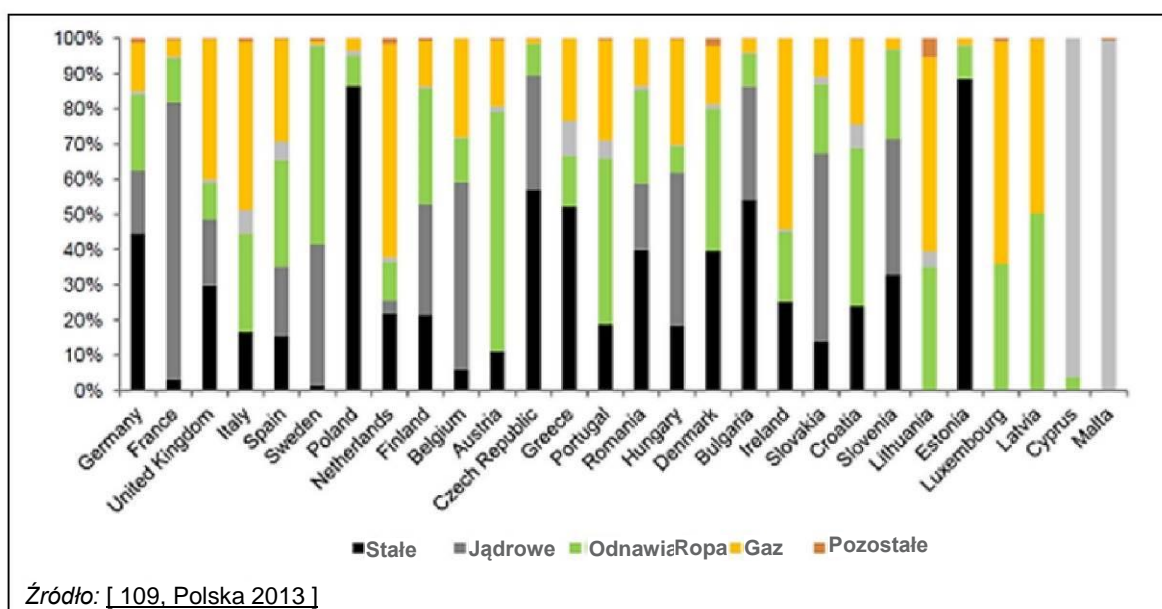
W 2013 r., maksymalna moc elektryczna państw UE-28 wyniosła około 958 500 MW, z czego połowa przypadła na paliwa opałowe. W Tabeli 1.2 przedstawiono maksymalną moc elektryczną w państwach UE-28 w latach 1990 - 2013 wg. rodzaju paliwa.

Tabela 1.2: Maksymalna moc elektryczna w 28 państwach członkowskich UE w latach 1990-2013 (MW)

	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013
Energia jądrowa	121 070	128 435	136 637	134 994	131 731	132 087	123 183	122 971
Hydro	119 652	127 466	132 866	143 363	147 516	148 687	148 687	150 145
Geotermia	499	480	604	687	762	764	768	781
Energia słoneczna	10	49	180	2 297	30 131	52 463	70 789	81 876
Pływy, fale i ocean	240	240	241	240	241	241	243	243
Wiatr	471	2 447	12 711	40 568	84 624	94 290	105 421	117 936
Paliwa opałowe	321 479	353 250	391 490	435 137	487 854	490 982	494 100	482 464
Odpady przemysłowe	420	682	1 063	514	1 820	1 866	2 020	1 879
Odpady komunalne	968	1 418	2 488	4 426	6 029	6 095	6 080	6 959
Biopaliwa stałe	2 988	3 862	5 329	10 019	14 195	15 829	16 639	16 465
Biogazy	260	509	1 243	3 088	5 934	7 031	8 279	8 660
Biopaliwa płynne	0	0	0	704	1 068	1 141	1 842	1 864
Inne źródła	10	142	229	905	883	2 162	2 044	2 111

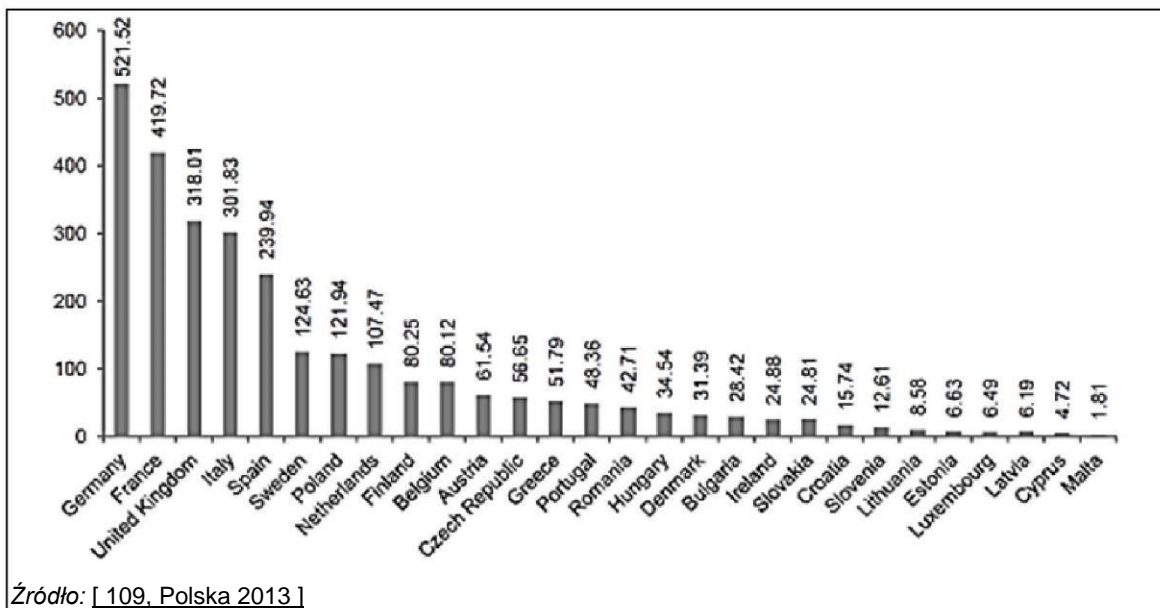
Źródło : [108, Eurostat 2016]

Do wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej w Unii Europejskiej wykorzystywane są wszystkie dostępne źródła energii. Rodzaj paliwa wykorzystywany w tym celu w każdym państwie członkowskim UE w dużej mierze zależy od jego zasobów, np. miejscowej lub ogólnokrajowej dostępności węgla kamiennego, węgla brunatnego, gazu ziemnego lub ropy naftowej. Na przykład w Grecji oraz niektórych częściach Niemiec i Polski na potrzeby produkcji energii dostępne są znaczne pokłady węgla brunatnego. Z kolei w Finlandii i Irlandii, ważnym krajowym źródłem energii jest torf, który w związku z tym jest jedną z podstaw narodowej polityki energetycznej tych krajów. We Francji, gdzie większość krajowego zapotrzebowania na energię jest zaspokajana przez elektrownie jądrowe, wykorzystanie paliw kopalnych jest ograniczone głównie do niewielkiej liczby elektrowni szczytowych. W Szwecji i Finlandii, ważnym krajowym źródłem energii jest biomasa. Strukturę paliw wykorzystanych przez poszczególne państwa członkowskie UE w 2011 r. do produkcji energii elektrycznej przedstawiono na Rysunku 1.7.



Rysunek 1.7: Struktura paliw wykorzystywanych w produkcji energii elektrycznej w państwach UE-28 w 2011 r.

Obiekty energetycznego spalania są eksploatowane w UE zgodnie z zapotrzebowaniem i wymogami jako duże zakłady energetyki zawodowej lub przemysłowe obiekty energetycznego spalania dostarczające energię elektryczną, parę lub energię cieplną na potrzeby procesów przemysłowych. Obciążenie poszczególnych obiektów może być częściowe lub pełne, a godziny pracy mogą wahać się między zaledwie kilkoma godzinami wytwarzania energii w roku aż do eksploatacji w pełnym wymiarze czasowym. Tryb eksploatacji może ulec zmianie z pełnowymiarowego na częściowy za sprawą zwiększenia produkcji energii ze źródeł uzależnionych od warunków pogodowych. Całkowite zużycie energii elektrycznej netto w państwach UE-28 (TWh) w 2011 r. przedstawiono na Rysunku 1.8.



Rysunek 1.8: Całkowite zużycie energii elektrycznej w państwach UE-28 (TWh) w 2011 r.

Począwszy od 2004 r. państwa członkowskie UE zgłaszają emisje z dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z przepisami Dyrektywy 2001/80/WE w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania. Dane dotyczące poszczególnych obiektów obejmują całkowitą roczną wielkość emisji SO₂, NO_x i pyłu oraz całkowitą roczną ilość nakładu energii, wyrażoną jako wartość opału netto, w podziale na pięć kategorii paliw: biomasę, inne paliwa stałe, paliwa płynne, gaz ziemny, inne gazy. W Tabeli 1.3 przedstawiono liczbę obiektów nierafineryjnych w poszczególnych państwach członkowskich UE, które zgłosiły emisje do powietrza w 2013 r. wraz z łączną całkowitą nominalną mocą cieplną dostarczoną w paliwie oraz rodzajem wykorzystanego paliwa. Emisje do powietrza podano w Tabeli 1.5.

Tabela 1.3: Obiekty LCP w UE (2013 r.)

	Liczba obiektów	MW _{th}	Biomasa (TJ)	Inne paliwa stałe (TJ)	Paliwa płynne (TJ)	Gaz ziemny (TJ)	Inne gazy (TJ)
AT	90	19 709	9 812	47 331	1 195	75 728	24 293
BE	86	20 367	36 553	29 460	3 556	124 245	25 469
BG	24	23 601	5 533	234 164	0	33 935	676
CY	16	3 864	0	0	32 534	0	0
CZ	101	43 639	10 588	504 010	3 690	22 218	34 076
DE	560	272 785	48 196	2 681 498	57 173	68 5006	239 077
DK	73	16 481	36 221	131 095	4 521	24 407	154
EE	20	10 300	7 020	125 652	643	6 110	5 970
EL	50	24 613	0	282 023	17 113	92 904	0
ES	144	77 686	5 517	408 664	68 303	216 257	55 993
FI	159	30 493	86 336	160 433	2 271	57 355	6 271
FR	235	79 595	22 456	256 303	52 297	136 131	52 485
HR	13	4 617	0	23 290	1 395	12 434	483
HU	42	17 665	17 132	75 074	753	47 257	5 129
IE	27	13 973	1 969	61 456	5 268	96 011	2
IT	342	136 366	19 704	425 569	39 777	732 406	134 531
LT	21	12 488	4 620	0	5 265	30 102	974
LU	1	730	0	0	0	7 218	0
LV	20	5 711	667	42	2	23 866	0
MT	9	1 745	0	0	21 603	0	0
NL	146	50 529	20 108	221 556	8 442	266 803	143 734
PL	96	104 409	81 946	1 446 819	6 909	33 630	33 531
PT	26	12 387	6 516	106 016	849	33 592	1 869
RO	85	36 459	128	205 722	1 752	98 273	278
SE	128	28 340	96 157	17 760	7 330	14 577	10 943
SI	16	4 653	1 009	55 791	132	1 950	0
SK	63	11 286	7 443	51 228	342	29 595	12 603
UK	248	152 905	83 805	1 137 287	10 249	765 457	48 500

Źródło: [113, EEA 2013]

Na Rysunku 1.9 przedstawiono lokalizację dużych obiektów energetycznego spalania w Europie (północna Szwecja, północna Finlandia oraz Wyspy Kanaryjskie i inne odległe wyspy europejskie nie zostały przedstawione na mapie).



Rysunek 1.9: Lokalizacja dużych obiektów energetycznego spalania w Europie

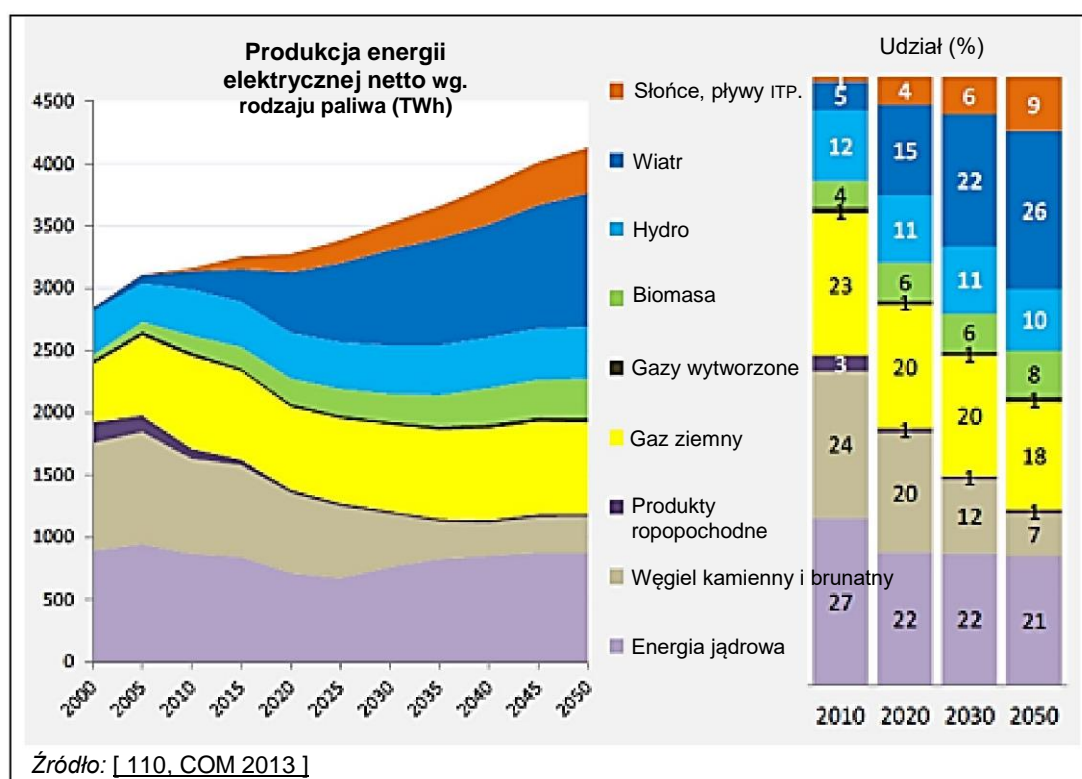
Zmiany klimatyczne oraz strategie dotyczące energii i jakości powietrza doprowadziły do wprowadzenia ograniczeń emisji do powietrza i zaostrzenia obowiązującego prawa. W tym kontekście, Komisja Europejska zainicjowała szereg działań, które będą miały wpływ na sektor LCP - jednego z największych sprawców emisji gazów cieplarnianych i zanieczyszczenia powietrza. Wśród nich są:

- promowanie odnawialnych źródeł energii do roku 2020 i dalej;
- umocnienie i rozszerzenie europejskiego systemu handlu uprawnieniami do emisji (UE ETS), który ogranicza ilość CO₂ jaka może być emitowana przez duże obiekty przemysłowe w UE;
- promowanie rozwoju i bezpiecznego stosowania sekwestracji dwutlenku węgla (CCS);
- wzmocnienie limitów emisji SO₂, NO_x i pyłu za sprawą takich instrumentów polityki jak Dyrektywa 2016/2284 w sprawie redukcji krajowych emisji niektórych rodzajów zanieczyszczeń atmosferycznych (zastępująca dyrektywę w sprawie krajowych poziomów emisji);
- podnoszenie efektywności energetycznej poszczególnych instalacji i całej sieci;
- tematyczne strategie dotyczące zanieczyszczenia powietrza;
- normy jakości powietrza, np. Dyrektywa 2008/50/WE w sprawie jakości powietrza.

Oznacza to, że wiele z obecnie istniejących obiektów opalanych paliwami kopalnymi będzie stopniowo zastępowanych w miarę budowy nowych obiektów niskoemisyjnych. Niemniej jednak, z powodu dużego rozpowszechnienia niespokojnych odnawialnych źródeł energii (np. wiatr), niektóre z tych obiektów mogą w przyszłości okazać się potrzebne jako rezerwa dla obiektów zasilanych źródłami odnawialnymi oraz zabezpieczenie utrzymania dostaw energii na wypadek gdyby nie można było zaspokoić zapotrzebowania innymi sposobami, np. przez szersze wykorzystanie połączeń międzysystemowych czy rozwój systemów magazynowania energii.

Jest zatem oczywiste, że sektor LCP stoi przed perspektywą zasadniczej transformacji wynikającej z potrzeby dostosowania się do głębokich zmian w polityce ochrony środowiska przy jednoczesnym zapewnieniu dostaw bezpiecznej i przystępnej cenowo energii [85, Eurelectric 2012]

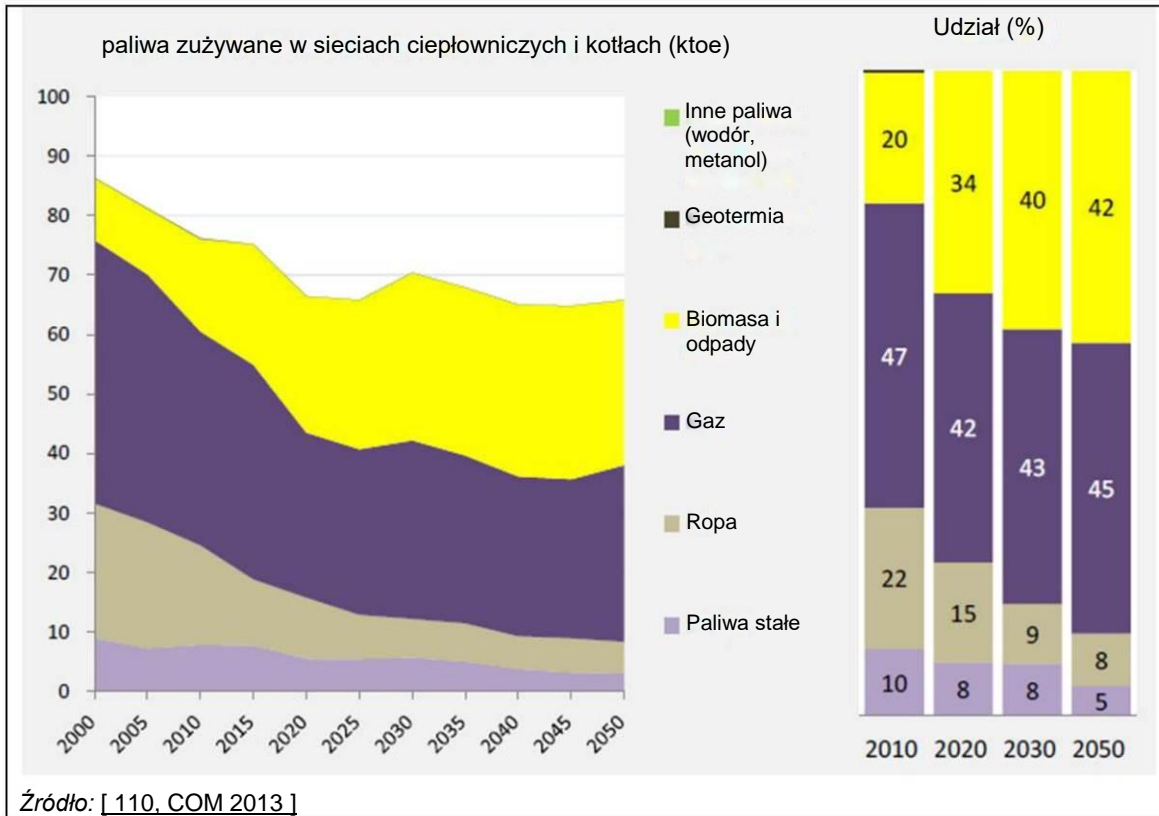
Raport UE Reference Scenario 2013 [110, COM 2013] to zaktualizowana i rozszerzona wersja wcześniejszych raportów przedstawiających scenariusze rozwoju systemów energetycznych z uwzględnieniem zmian zachodzących w transporcie i emisji gazów cieplarnianych, jak np. dokument pt. "Europejskie trendy w energetyce i transporcie do roku 2030" opublikowany w 2003 r. i jego wydania z lat 2005, 2007 i 2009. Raport ten skupia się na prognozach trendów w ramach scenariusza referencyjnego. Podobnie jak w przypadku poprzedniej wersji scenariusza z roku 2009, to wydanie zakłada realizację prawnie obowiązujących celów na rok 2020 dotyczących gazów cieplarnianych i odnawialnych źródeł energii oraz wdrożenie postanowień polityki uzgodnionej na szczelbu UE do wiosny 2012 r. (szczególnie w zakresie efektywności energetycznej) i odpowiednich polityk przyjętych przez poszczególne państwa członkowskie. Rysunek 1.10 przedstawia trendy w wytwarzaniu energii elektrycznej w podziale na rodzaj paliwa w państwach UE- 28 do roku 2050. W przypadku wytwarzania energii z paliw stałych można zauważyć znaczący spadek w okresie objętym prognozą, szczególnie w latach 2030-50. Produkcja energii z gazu ziemnego spada nieznacznie do roku 2020, po czym rośnie i w roku 2050 osiąga poziom z roku 2010.



Rysunek 1.10: Produkcja energii elektrycznej wg. rodzaju paliwa - tendencje w państwach UE-28 do 2050 r. Raport EU Reference Scenario 2013

W latach 2020-2050, udział energii elektrycznej brutto wytworzonej w obiektach CHP osiąga poziom ok. 16 %, co jest znaczącym wzrostem w porównaniu z 13 % z roku 2010. Udział kogeneracji w dostawach pary i ciepła rośnie z 73 % w 2010 r. do 76 % w 2030 r. i 80 % w 2050 r. Jeżeli chodzi o paliwa zużywane w sieciach ciepłowniczych, udział paliw stałych i ropy znacząco spada, podobnie jak udział gazu, choć ten ostatni w wolniejszym tempie i tylko do roku 2030. Rośnie wykorzystanie biomasy, która stanowi prawie 50 % paliwa zużywanego w 2020 r. i 57 % w 2050 r. (w porównaniu z 26 % w

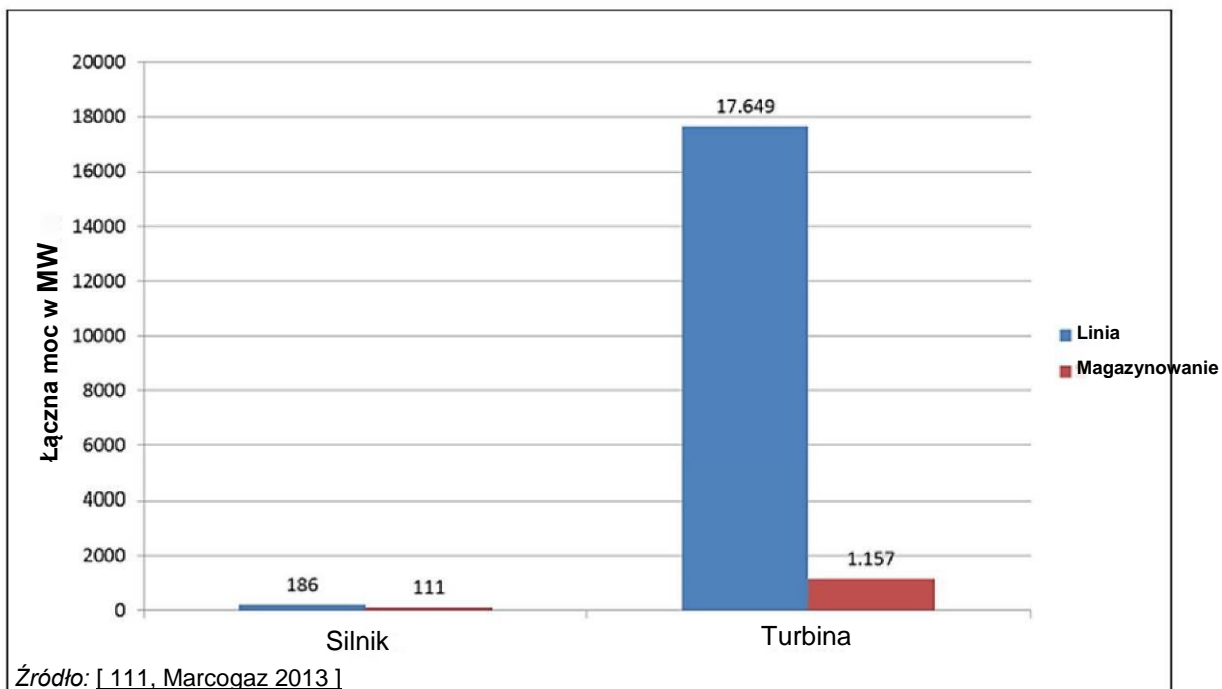
2010 r.). Rysunek 1.11 przedstawia paliwa zużywane do wytwarzania pary w sieciach ciepłowniczych i kotłach.



Rysunek 1.11: Paliwa zużywane w wytwarzaniu pary w sieciach ciepłowniczych i kotłach - tendencje w państwach UE-28 do 2050 r.

Sieć przesyłu gazu ziemnego wysokiego ciśnienia ma w państwach UE-28 łączną długość 235 000 km. Gazociągi wysokiego ciśnienia dostarczają gaz do sieci dystrybucji niskiego ciśnienia o łącznej długości 1 649 400 km. Tłocznie gazu (w sumie 167 tłoczni) działają wyłącznie w sieci wysokiego ciśnienia. Liczba agregatów sprężających w jednej tłoczni wynosi od minimum 2 (w związku wymogiem zapewnienia bezpieczeństwa dostaw, zawsze stosuje się układ nadmiarowy) do maksimum 12. Do sieci gazowej podłączonych jest ogółem 120 682 000 odbiorców. Tłocznie są niezbędne, ponieważ gaz przemieszcza się wyłącznie w warunkach różnicy ciśnień. Sprężenie gazu powoduje zmniejszenie jego objętości, dzięki czemu możliwe jest zmniejszenie średnicy rur. Tłocznie gazu działają w oparciu o turbiny gazowe, gazowe silniki tłokowe oraz, w szczególnych okolicznościach, silniki elektryczne.

Według wyników badania przeprowadzonego w 2009 r. przez Marcogaz, w którym udział wzięło 11 krajów użytkujących ogółem 32 silniki i 515 turbin gazowych o łącznej mocy 19 103 MW, turbiny i silniki zużyły 71 554 TJ gazu ziemnego, co stanowi 93 % zdolności przesyłowych - patrz Rysunek 1.12. [111, Marcogaz 2013]



Rysunek 1.12: Silniki i turbiny wykorzystywane jako napędy mechaniczne do przesyłu i magazynowania gazu (2009 r.)

1.2 Sytuacja gospodarcza

Otwieranie rynków energii elektrycznej, to proces który toczy się na całym świecie. Jego głównym celem jest zwiększenie konkurencyjności sektora i zachęcenie do obniżenia kosztów wytwarzania, przesyłu, dystrybucji i dostaw z korzyścią zarówno dla odbiorców przemysłowych i prywatnych.

Równoległe z liberalizacją rynku energii elektrycznej czynione są starania w kierunku wykorzystania instrumentów gospodarczych mających na celu realizację krajowych i międzynarodowych celów dotyczących ochrony środowiska. Forma tych instrumentów może przyjmować różnorodną postać - mogą to być m.in. podatki, instrumenty motywacyjne czy możliwości obrotu rynkowego.

W 1996 r. Unia Europejska wprowadziła Dyrektywę 96/92/WE w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej (IEM), uchyloną przez Dyrektywę 2009/72/2009, która zobowiązała państwa członkowskie do otwarcia do 25 % ich rynków na konkurencję. Jednocześnie, przepisy dyrektywy umożliwiały jeszcze większe otwarcie rynku, o ile takie było życzenie danego państwa. Stopień faktycznego otwarcia rynku w UE jest zróżnicowany - od pełnego otwarcia w niektórych krajach do częściowego otwarcia w innych.

Otwarcie rynku na konkurencję może mieć znaczący wpływ na szereg czynników oddziałujących na funkcjonowanie obiektów LCP i regulowanie ich działalności. Czynniki te można wziąć pod uwagę przy badaniu zasadności poszczególnych technik ograniczania emisji do powietrza, wód i gleby. Konieczność zarządzania przez niektóre zakłady stawianymi przez odbiorców wymaganiami, w tym takimi usługami dodatkowymi jak utrzymanie napięcia i częstotliwości, prowadzi do dostosowywania mocy wyjściowej do obciążenia (ang. load following), produkcji przy obciążeniu szczytowym i zdolności do rozruchu autonomicznego (ang. black start). Czynniki te to m.in.:

- Bezpieczeństwo dostaw energii. Może ono mieć wpływ na poziomy nadwyżki mocy w systemie oraz zakres różnorodności paliw, choć wpływ na samą moc ma potrzeba zapewnienia rezerwy ukrytej oraz dostępność magazynowania paliwa.
- Koszt i dostępność paliwa.
- Koszt i dostępność przydziałów w ramach europejskiego systemu handlu uprawnieniami do emisji (ETS).
- Poziom bezpieczeństwa systemu wymagany na danym rynku może znacząco wpływać na takie czynniki jak redundancja w konstrukcji obiektu, co bezpośrednio przekłada się na wysokość nakładów inwestycyjnych i poziom cen energii wymagany do osiągnięcia ich zwrotu.
- Kształtu rynku (tzn. krzywa trwania obciążeń), który wraz z takimi czynnikami jak koszt krańcowy produkcji, może wpływać na poziom wykorzystania poszczególnych typów obiektów, wymogi dotyczące dostępności i poziom nadwyżki mocy.
- Struktura wynagrodzeń na poszczególnych rynkach, w tym istnienie rynków kontraktowych, rynków bilansujących, obrotu za pośrednictwem giełdy energii elektrycznej, opłat za moc itp.
- Poziom ceny terminowej na rynku oraz struktura cen w odniesieniu do kosztów wykorzystania obiektu i wytwarzania energii, co może mieć wpływ na zdolność danego rynku do osiągnięcia zwrotu z inwestycji.
- Stopień w jakim taryfy na danym rynku są ustalone w celu kontrolowania podaży lub zużycia energii elektrycznej wytwarzanej daną techniką lub pochodzącej z danego paliwa z myślą o wspieraniu realizacji polityki energetycznej poszczególnych państw członkowskich. W tym celu państwa członkowskie wykorzystują również inne instrumenty takie jak np. podatek węglowy, energetyczny i od emisji zanieczyszczeń.
- Moc wytworzona z odnawialnych źródeł energii korzystających z preferencyjnych taryf gwarantowanych.
- Konieczność zarządzania przez obiekt wymogami stawianymi przez poszczególnych klientów, w tym usługami dodatkowymi takimi jak utrzymywanie napięcia i częstotliwości w systemie, dostosowywanie mocy wyjściowej do obciążenia, zdolność do rozruchu autonomicznego oraz dostosowanie do ograniczeń sieci lokalnej, które mogą mieć znaczny wpływ na charakterystykę eksploatacji takiego obiektu.

- Współdziałanie połączonych rynków, jak np. w systemach gdzie sieci gazowe i energetyczne stwarzają możliwość zabezpieczenia dostaw gazu i wytwarzania energii elektrycznej w oparciu o różnice w cenach paliw, które również mogą wynikać z krótkoterminowego zapotrzebowania.
- Infrastruktura sieciowa i struktura opłat na danym rynku mogą mieć skutki dla działania konkretnego obiektu takie jak np. straty na przesyłach i opłaty systemowe oraz długość okresów wymuszonego pozostawiania online.
- Bodźce regulacyjne na poszczególnych rynkach promujące generację rozproszoną. Mogą one mieć wpływ na poziom wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych, tam gdzie istnieje możliwość realizacji celów krajowych przez wprowadzenie dodatkowych mechanizmów wsparcia, w tym zobowiązań lub subsydiów dla dostawców. [123, Eurelectric 2001]

Lokalizacja instalacji energetycznego spalania

Praktyką ogólnie przyjętą w Europie jest lokalizowanie elektrowni opalanych paliwami kopalnymi w miejscach, w których koszty montażu i eksploatacji są minimalne, uwzględniając jednocześnie szereg czynników korzystnych dotyczących obszaru, na którym zlokalizowany jest obiekt oraz istnienie infrastruktury wspierającej jego eksploatację. Choć znaczenie każdego z tych czynników jest różne w zależności od względów lokalnych i krajowych, to w często najważniejszymi czynnikami przemawiającymi za lokalizacją obiektu LCP w danym miejscu są dostępność przyłączenia do systemu przesyłu/dystrybucji energii, bliskość zapotrzebowania na energię oraz dostępność wody do układów chłodzenia i bliskość obszarów górniczych/portów morskich. W przeszłości, wybór rozmiaru i lokalizacji elektrowni determinowały prognozy przyszłego zapotrzebowania energetycznego w poszczególnych krajach oraz optymalne koszty długoterminowe związane z wybranym rodzajem obiektu.

Ponieważ koszty inwestycji są znacząco niższe w przypadku dużych jednostek ($> 300 \text{ MW}_{\text{th}}$) niż mniejszych ($< 300 \text{ MW}_{\text{th}}$), co przekłada się na niższe koszty wytwarzania energii elektrycznej, na przestrzeni ostatnich kilkudziesięciu lat dał się zauważyć wzrost mocy pojedynczych jednostek energetycznych. Chociaż jest to ważny czynnik na stałym lądzie, generatory na wyspach mogą stać w obliczu szczególnych wyzwań. Rozmiar generatorów montowanych na wyspach jest kompromisem między wykorzystaniem większych jednostek energetycznych z myślą o lepszej efektywności, a zachowaniem odpowiedniego poziomu redundancji na wypadek awarii. Generatory na wyspach nie korzystają z efektu skali. Przy wyborze generatorów na wyspach kluczowym czynnikiem jest elastyczność, ponieważ muszą one być użytkowane w wielu różnych cyklach pracy wynikających z dziennych i sezonowych wahań w zapotrzebowaniu na energię na danej wyspie.

Tłocznie gazu są lokalizowane w ustalonych odległościach wzdłuż rurociągu przesyłowego, a magazyny w zależności od miejsca geologicznego. Do zapewnienia optymalnego przepływu gazu i bezpieczeństwa dostaw konieczne okazać się mogą małe i redukcyjne stacje.

Pozostałe czynniki są często mniej ważne przy wyborze lokalizacji obiektu LCP. Do częstych czynników mających wpływ na projekt i umiejscowienie elektrowni należą: dostępność odpowiednich gruntów, wpływ na lokalny krajobraz i jakość powietrza oraz dostęp do transportu i magazynowania paliw. Są one jednak szczegółowo rozpatrywane dopiero po wyborze ogólnej lokalizacji obiektu a ich analiza często nie ma już wpływu na podjętą wcześniej decyzję o budowie.

Dzięki szerokiemu upowszechnieniu infrastruktury energetycznej, jakie ma miejsce w Europie, zmieniło się również podejście do poszczególnych czynników przy wyborze lokalizacji elektrowni. Obecnie łatwiej jest doprowadzić przyłącza paliwa i zasilania do odpowiedniego miejsca, zamiast wybierać miejsce budowy w zależności od już istniejącej infrastruktury. W wyniku znaczącego wzrostu wykorzystania gazu ziemnego jako paliwa rozrosła się infrastruktura przesyłowa, dzięki czemu gaz stał się bardziej dostępny pod ciśnieniem i w ilościach wymaganych do użytkowania silników i turbin gazowych do celów wytwarzania energii przy niskich kosztach przesyłu i braku konieczności magazynowania paliwa. Rozwój zintegrowanego systemu dystrybucji energii elektrycznej poszerzył możliwości włączenia dostaw energii z danego obiektu do systemu. Do bezpieczniejszych i bardziej efektywnych połączeń przyczyniają się również nowe systemy rozdzielni i sterowania.

Ponieważ sektor LCP importuje ogromne ilości paliw (w tym węgla kamiennego i gazu) spoza UE, bezpieczeństwo dostaw odgrywa ważną rolę przy projektowaniu, wyborze technologii i lokalizacji obiektów. Dostawy ze źródeł rodzimych będą coraz ważniejsze dla utrzymania różnorodności źródeł i bezpieczeństwa dostaw. Dodatkowo, obiekty węglowe często szukają możliwości dalszej dywersyfikacji wykorzystywanych paliw o biomasę, odpady czy koks naftowy. W przyszłości obiekty LCP mogą również potrzebować większej elastyczności w wykorzystaniu paliw oraz funkcjonowaniu w związku z rosnącą rolą niespokojnych odnawialnych źródeł energii.

Maleje dostępność miejsc spełniających główne wymogi stawiane elektrowniom. Może to w przyszłości stać się jeszcze bardziej odczuwalne w miarę jak coraz szerzej stosowana sekwestracja dwutlenku węgla (CCS) będzie wpływać na decyzje o takiej lokalizacji nowych obiektów opalanych paliwami kopalnymi, aby możliwy był dostęp do składowisk CO₂ [85, Eurelectric 2012].

Jednocześnie, zmiany w technikach wytwarzania energii i redukcji zanieczyszczeń znacząco podniosły efektywność produkcji i pozwoliły na osiąganie większej czystości gazów odlotowych niż w przypadku wcześniejszych obiektów opalanych paliwami kopalnymi. Wykorzystanie turbin gazowych do wytwarzania energii oraz rozwój nowych obiektów energetycznego spalania i metod oczyszczania gazów odlotowych skutkują powstawaniem elektrowni, które mogą wykorzystywać szereg rodzajów paliw gazowych, płynnych lub stałych emitujących o wiele mniej zanieczyszczeń na jednostkę wytworzonej mocy niż w poprzednio. Ogólny wpływ nowych obiektów na ich środowisko lokalne jest znacząco mniejszy niż w przypadku obiektów starszych.

W niektórych krajach, zapotrzebowanie odbiorców mieszkaniowych i komercyjnych z danego obszaru na ciepło jest ważnym parametrem w wyborze lokalizacji zakładów ciepłowniczych lub elektrociepłowni (CHP). W przypadku zakładów zasilających sieci ciepłownicze, optymalna sytuacja ekonomiczna wymaga produkcji szczytowej na tym samym obszarze. W przypadku wysokiego obciążenia, kotły szczytowe zawsze pracują razem z obiektami CHP. Oznacza to, że każdy obiekt zasila okoliczny obszar przy zachowaniu stosunkowo niewielkiej odległości od odbiorców. Podłączanie obiektów CHP i zakładów szczytowych do sieci ciepłowniczej musi zatem przebiegać zgodnie z pewnymi zasadami.

Nowsze obiekty mają wyższą efektywność energetyczną, co skutkuje m.in. produkcją mniejszej ilości emisji (do wód i powietrza) w przeliczeniu na jednostkę wytworzonej mocy. Dalszy wzrost efektywności obiektów będzie jednak w przyszłości ograniczony z powodu:

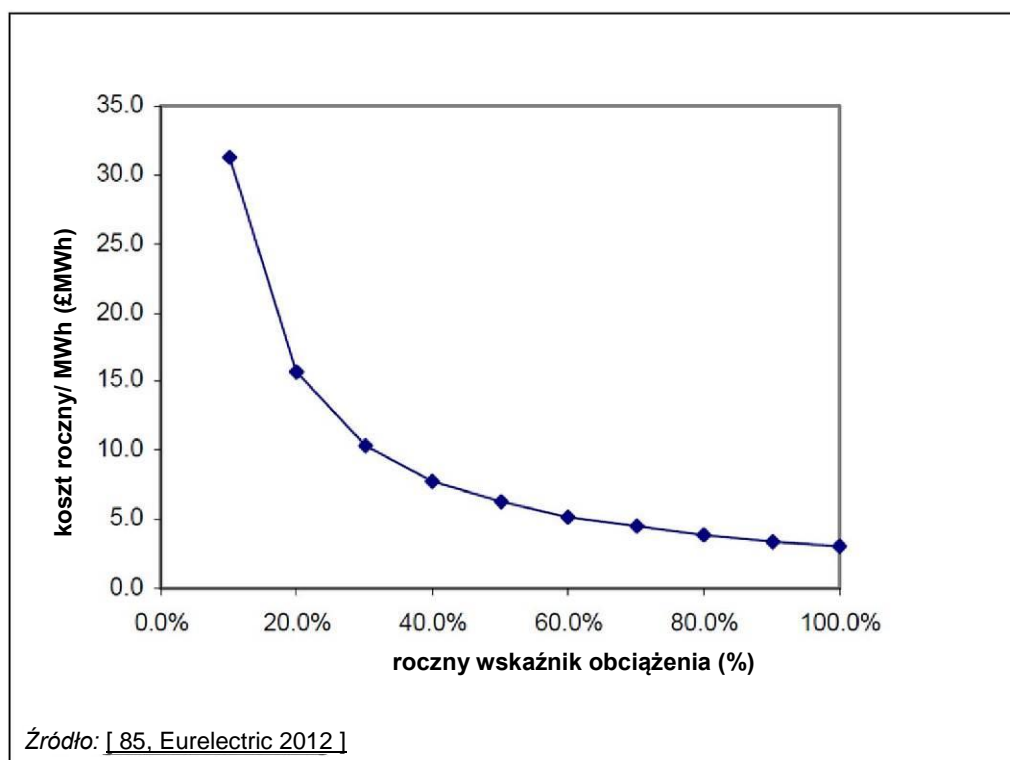
- praw termodynamiki;
- malejących zwrotów z rosnących nakładów na rozwój;
- rosnących nakładów inwestycyjnych skutkujących wyższymi kosztami wytwarzania;
- działań podejmowanych w celu sekwestracji CO₂;
- niewykorzystaniem przez obiekty całej posiadanej mocy.

Wpływ pozostałego okresu eksploatacji i funkcjonowania obiektów

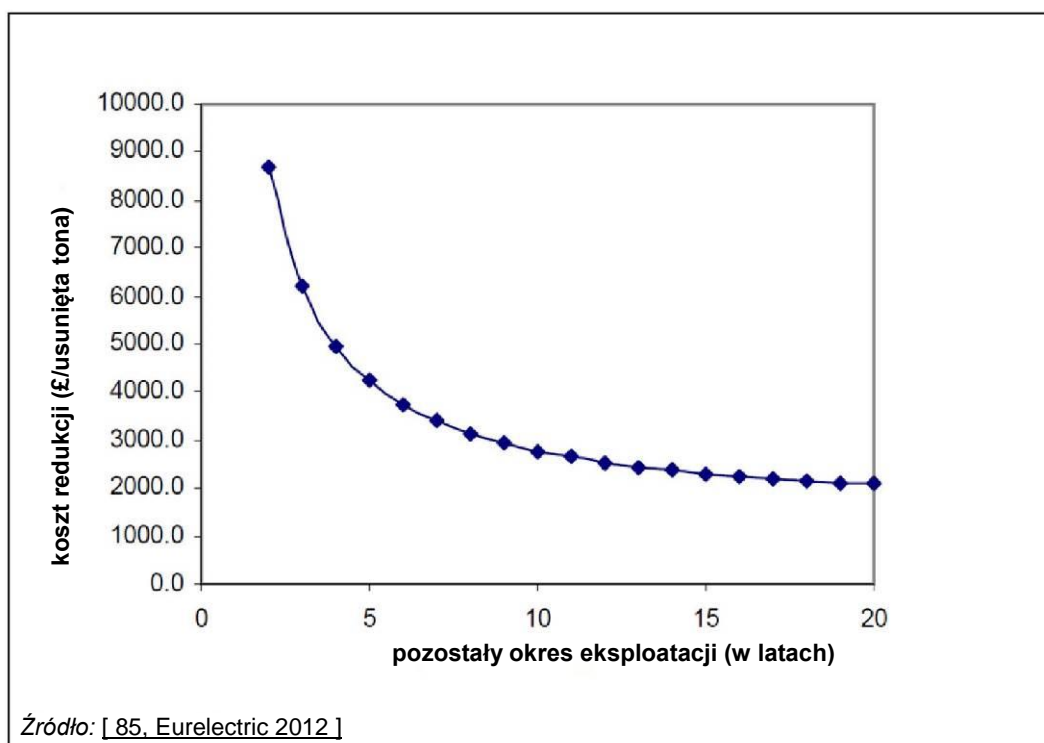
Opłacalność ekonomiczna wdrażania nowych technik ochrony środowiska ma znaczenie ponieważ dekarbonizacja wytwarzania energii elektrycznej będzie wymagać szeregu nowych technologii i odejścia od technologii obecnych. W przyszłości, przewidywany okres eksploatacji i systemy funkcjonowania mogą być zupełnie inne niż obecnie, szczególnie w przypadku obiektów istniejących. Niski poziom eksploatacji oraz ograniczony pozostały czas eksploatacji to kluczowe parametry do rozważenia przy ocenianiu możliwości osiągnięcia zwrotu z dalszych inwestycji w istniejący obiekt. Zależność między kosztami jako funkcją pozostałego okresu eksploatacji obiektu i współczynnikiem obciążenia można ocenić odrębnie dla każdego przypadku (dla danych założeń dotyczących kosztów inwestycji i użytkowania, stopy dyskontowej oraz użyteczności ekonomicznej). Poziom eksploatacji jest wyrażany współczynnikiem obciążenia obiektu lub jego ekwiwalentem.

W poniższym przykładzie założono, że układ selektywnej redukcji katalitycznej (SCR) zamontowano w ramach modernizacji w opalanej węglem jednostce o mocy 500 MW_{th} użytkowanej w wymiarze 6 000 godzin rocznie przy koszcie 60 mln EUR. Założono również, że dodatkowe koszty operacyjne tego układu SCR wynoszą 2,5 mln EUR rocznie (zakładając brak strat ze sprzedaży popiołu). Dla tego ćwiczenia, stopa dyskontowa wynosi 10 % przy kosztach amortyzowanych przez okres 10 lat. W tym przypadku, Rysunek 1.13 wskazuje, że

roczny koszt zamontowanego SCR w przeliczeniu na wytworzoną MWh wzrasta do około dwukrotności kosztu podstawowego w sytuacji gdy współczynnik obciążenia wynosi 40 %, i następnie wzrasta ponad dwukrotnie w sytuacji gdy współczynnik obciążenia spada do 20 %. Rysunek 1.14 wskazuje, że roczny koszt na tonę usuniętych zanieczyszczeń wzrasta dwukrotnie na poziomie "nowego obiektu" w momencie gdy pozostały czas eksploatacji wynosi 5 lat. [85, Eurelectric 2012]



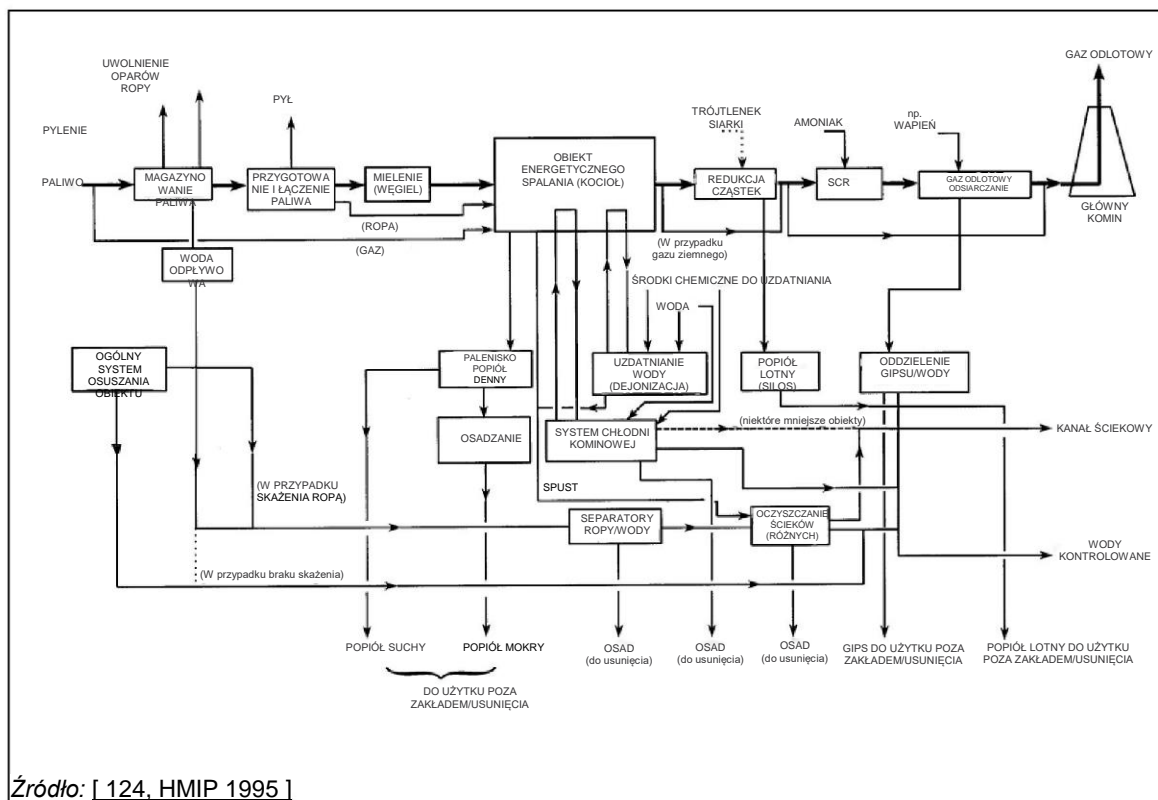
Rysunek 1.13: Przykładowe roczne koszty redukcji zanieczyszczeń w przeliczeniu na wytworzoną jednostkę jako funkcja współczynnika obciążenia



Rysunek 1.14: Przykładowe roczne koszty redukcji zanieczyszczeń w przeliczeniu na tonę usuniętych zanieczyszczeń jako funkcja pozostałego okresu użytkowania

1.3 Najważniejsze kwestie środowiskowe

Użytkowanie instalacji energetycznego spalania do wytwarzania energii elektrycznej i/lub ciepła, a zwłaszcza funkcjonowanie przemysłu wytwarzania energii elektrycznej ze względu na działające w nim duże scentralizowane elektrownie, jest ważnym osiągnięciem naszego nowoczesnego społeczeństwa i gospodarki europejskiej. Z drugiej strony, do wytworzenia użytecznej energii instalacje energetycznego spalania zużywają ogromne ilości paliw i innych surowców czerpanych z bogactw naturalnych Ziemi. Obiekty te wytwarzają szereg pozostałości, odpadów oraz ogromne ilości emisji do wszystkich mediów środowiskowych. Ogólny przegląd różnych strumieni masowych przedstawiono na schemacie obiektu energetycznego spalania i towarzyszących mu działań widocznym na Rysunku 1.15.



Rysunek 1.15: Ogólny schemat funkcjonowania obiektu energetycznego spalania i czynności towarzyszących

Paliwa opałowe to obecnie główne źródło energii. Jednakże ich spalanie niesie ze sobą skutki dla środowiska jako całości, które nierzadko są znaczące. Proces spalania prowadzi do wytwarzania emisji do powietrza, wód i gleby, z których to emisje do atmosfery są uważane jedne z najbardziej problematycznych dla środowiska. W kolejnych sekcjach niniejszego dokumentu przedstawiono ogólne informacje o najważniejszych emitowanych substancjach. Przegląd emitowanych substancji, ich źródła oraz wpływ na różne media środowiskowe przedstawiono w Tabeli 1.4.

Tabela 1.4: Potencjalne ścieżki emisji w podziale na rodzaj źródła i substancji

UWALNIANIE Powietrze (P) Woda (W) Gleba (G)	Substancje												
	Pył	Tlenki siarki	Tlenki azotu	Tlenki węgla	Związki organiczne	Kwasy/zasady/sole	Chlorowodor/fluorowodor	Lotne związki organiczne	Metale i ich sole	Chlor (jako podchloryn)	Rtęć i/lub kadm	PAH	Dioksyny
Magazynowanie i gospodarka	P				W			P					
Uzdatnianie wody	W								W		W		
Gaz odlotowy	P	P	P	P	P		P	P	P		P	P	P
Oczyszczanie gazów odlotowych	W				W				WG		W		
Osuszanie zakładu, w tym z wody deszczowej	W				W								
Oczyszczanie ścieków	W	G			W	W			G		G		
Spust wody chłodzącej	W				W				W	W	W		
Wydech z chłodni kominowej								P					

Źródło: [124, HMIP 1995]

1.3.1 Efektywność energetyczna

Rozważne zarządzanie zasobami naturalnymi i efektywne wykorzystanie energii to dwa ważne wymogi Dyrektywy w sprawie emisji przemysłowych. Dlatego efektywność z jaką paliwo jest przetwarzane na energię odgrywa obecnie coraz ważniejszą rolę jako wskaźnik wpływu tego procesu na środowisko. Efektywność energetyczna to nie tylko ważny znak oszczędności traktowania zasobów naturalnych, ale również wskaźnik emisji uwalnianych podczas produkcji jednostki energii. Efektywność energetyczną można podnieść przez optymalizację zużycia energii i efektywności procesu jej wytwarzania. Optymalizacja taka jest uzależniona od szeregu czynników, w tym od charakteru i jakości paliwa, rodzaju systemu spalania, temperatur roboczych turbiny gazowej, silnika tłokowego i/lub turbiny parowej, lokalnych warunków klimatycznych, rodzaju stosowanego systemu chłodzenia, cykli działania, współczynnika obciążenia, możliwości wykorzystania w sieci ciepłowniczej, symbiozy przemysłowej, grupowania zakładów (w przypadku CHP), magazynowania ciepła czy możliwość wykorzystania w sieci chłodniczej itp.

Każdy kolejny etap w procesie przetwarzania paliwa na energię użyteczną ma własny parametr efektywności. Ogólna efektywność energetyczna procesu jest iloczynem wszystkich poszczególnych parametrów efektywności energetycznej.

Efektywność energetyczna netto uwzględnia wszystkie straty związane z zaopatrzeniem stacji pomocniczej (i zapotrzebowaniem na ciepło procesowe), przygotowaniem paliwa, oczyszczaniem produktów ubocznych, oczyszczaniem gazów odlotowych, oczyszczaniem ścieków, systemem chłodzenia, transformatorem wysokiego napięcia oraz działaniem wentylatorów i pomp. Optymalizacja efektywności energetycznej jest możliwa w przypadku wszystkich parametrów, w tym wszystkich urządzeń używanych w celu ochrony środowiska. W przypadku dostaw energii elektrycznej należy uwzględnić wszelkie straty sieciowe i transformatorowe, a w przypadku dostaw ciepła z jednostek kogeneracji (CHP) należy uwzględnić straty na przesyle z sieci ciepłowniczej i pomp.

Okresy, w których temperatura otoczenia zakładu jest wysoka obniżają efektywność wytwarzania energii elektrycznej zarówno w obiektach gazowych jak i parowych. W przypadku turbin gazowych i silników Diesla, temperatura powietrza w otoczeniu ma większe znaczenie, natomiast w przypadku turbin parowych ważniejsza jest temperatura środka chłodzącego. Do kondensacji schłodzonej rozprężonej pary stosuje się różne rodzaje systemów chłodzenia: chłodzenie bezpośrednie wodą morską bądź wodą z jeziora lub rzeki lub powietrzem (kondensator powietrzny), chłodzenie bezpośrednie lub pośrednie przy pomocy mokrych lub suchych chłodni kominowych bądź przy pomocy wody

z sieci ciepłowniczej lub wody technologicznej. Każdy z tych systemów ma inny wpływ na efektywność energetyczną. Dalsze informacje znajdują się w dokumencie BREF "Przemysłowe systemy chłodzenia".

Efektywność energetyczna i emisje

Nawet najbardziej efektywne elektrownie kondensacyjne mogą oddawać do środowiska znaczącą część pobieranego przez siebie wkładu energii w postaci ciepła odpadowego. Może ono być wchłaniane do lokalnej atmosfery lub cieków wodnych ze stosunkowo niewielką szkodą dla środowiska lokalnego, ale każda zużyta jednostka energii oznacza dodatkowe emisje do środowiska. Obecnie, najbardziej skutecznym sposobem poprawy efektywności energetycznej wytwarzania energii jest maksymalizacja wykorzystania wytworzonego ciepła, a nie jego trwanie.

W przypadku wykorzystania ciepła odpadowego należy wziąć pod uwagę szereg kryteriów termodynamicznych, technicznych i ekonomicznych. Do kryteriów termodynamicznych należy, z jednej strony, temperatura oraz, z drugiej, wynikająca z niej energia zawarta w ciepłe odpadowym. Temperaturę należy również wziąć pod uwagę, jeżeli ciepło odpadowe ma być wykorzystywane do celów grzewczych. Energia zawarta w ciepłe jest ważna, jeżeli ciepło odpadowe ma być wykorzystywane do produkcji energii elektrycznej i mocy. Kryteria techniczne są uzależnione od warunków panujących w danym miejscu.

Dzięki redukcji i wykorzystaniu ciepła odpadowego często możliwe jest oszczędzanie energii, ograniczenie emisji oraz zachowanie zasobów. Istnieje szeroka gama procesów, które wymagają ciągłych dostaw ciepła w postaci pary, gorącej wody lub gorącego powietrza jako wkładu dla urządzeń produkcyjnych i wyposażenia. Ta technika jest znana pod nazwą kogeneracji lub produkcji energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu (ang. combined heat and power production, CHP). Związane z nią zużycie paliwa jest zwykle niższe w porównaniu z oddzielnym wytwarzaniem ciepła i energii elektrycznej. Zalety zwiększonego wykorzystania energii mogą prowadzić do zmniejszenia emisji CO₂, tlenków azotu (NO_x) i innych zanieczyszczeń, w zależności od rocznego wykorzystania procesu CHP, rodzaju zastępowanego paliwa oraz możliwości zastąpienia małych obiektów energetycznego spalania ciepłem z pobliskiej elektrowni. Jednakże stopień korzystnego wpływu niższego zużycia paliwa wynikający z kogeneracji jest często uzależniony od danego miejsca, a także od utrzymania wysokiego stopnia wykorzystania, szczególnie latem, kiedy zapotrzebowanie na ciepło jest najniższe.

Wpływ obciążenia na efektywność energetyczną obiektu

Już na etapie budowy, niektóre obiekty LCP są przeznaczone do eksploatacji przy pełnym lub podstawowym obciążeniu, a inne przy obciążeniu zmiennym. Wraz z upływem czasu, budowane mogą być inne, wydajniejsze lub mniej kosztowne obiekty, które będą wymuszały eksploatację starszych obiektów przy coraz niższych obciążeniach, aż do ich ostatecznego zamknięcia. Przewiduje się, że istniejące obiekty opalane paliwami kopalnymi będą w przyszłości musiały funkcjonować coraz częściej przy niższych lub zmiennych obciążeniach, w miarę powstawania coraz większej liczby niespokojnych odnawialnych źródeł energii. Do decyzji o zmniejszeniu obciążenia przed ostatecznym zamknięciem obiektu przyczynić się może również koszt wdrożenia lub montażu sprzętu ograniczającego zanieczyszczenia.

Analogicznie, obiekt pracujący przy częstych wyłączeniach i uruchomieniach jest znacząco mniej wydajny niż obiekt eksploatowany przy stałym obciążeniu. [85, Eurelectric 2012]

Kotły rezerwowe (kotły utrzymywane w stanie ciepłym dla celów planowego użycia lub na wypadek sytuacji nagłej) oraz nieregularnie eksploatowane obiekty często prowadzą do słabej efektywności całego systemu.

1.3.2 Emisje do powietrza

Do najważniejszych emisji do powietrza powstałych w wyniku spalania paliw opałowych należą emisje SO₂, NO_x, CO, cząstek stałych (pyłu) oraz gazów cieplarnianych takich jak CO₂. Inne substancje, takie jak metale ciężkie, fluorowodór, chlorowodór, niespalone węglowodory, niemetanowe lotne związki organiczne (NMVOC) i dioksyny są emitowane w mniejszych ilościach, ale z powodu swojej toksyczności lub trwałości mogą mieć znaczący wpływ na środowisko. Emisje popiołu lotnego można również zaliczyć do emisji cząstek stałych o średnicy aerodynamicznej mniejszej niż 10 µm, które nazywane są PM₁₀.

Zgodnie z Dyrektywą 2001/80/WE w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania, państwa członkowskie UE zgłaszają emisje z dużych obiektów energetycznego spalania, w tym całkowite roczne emisje SO₂, NO_x i pyłu. Emisje do powietrza z obiektów nierafineryjnych zgłoszone przez państwa członkowskie w 2013 r. przedstawiono w Tabeli 1.5 wraz z liczbą zgłaszających obiektów i całkowitym rocznym nakładem energii. Używane rodzaje paliwa przedstawiono w Tabeli 1.3.

Tabela 1.5: Emisje do powietrza z dużych europejskich obiektów energetycznego spalania (2013 r.)

	Liczba obiektów	MW _{t_h}	SO ₂ (t)	NO _x (t)	Pył (t)
AT	90	19 709	2 718	6 478	456
BE	86	20 367	2 218	9 558	173
BG	24	23 601	116 666	36 846	4 479
CY	16	3 864	10 396	2 908	345
CZ	101	43 639	98 321	65 802	3 389
DE	560	272 785	160 299	226 042	5 385
DK	73	16 481	3 353	8 533	644
EE	20	10 300	25 992	9 430	7 866
EL	50	24 613	52 736	39 633	12 403
ES	144	77 686	92 841	88 091	4 816
FI	159	30 493	19 308	30 757	1 062
FR	235	79 595	79 640	57 680	4 311
HR	13	4 617	6 925	7 470	109
HU	42	17 665	8 627	12 922	424
IE	27	13 973	10 188	9 245	388
IT	342	136 366	29 963	49 695	1 280
LT	21	12 488	2 094	2 250	138
LU	1	730	2	175	0
LV	20	5 711	49	1 054	2
MT	9	1 745	4 880	2 954	228
NL	146	50 529	9 681	21 367	355
PL	96	104 409	324 712	219 905	15 490
PT	26	12 387	5 760	8 435	288
RO	85	36 459	160 211	42 065	10 007
SE	128	28 340	1 794	6 314	449
SI	16	4 653	5 292	8 430	269
SK	63	11 286	40 076	11 978	706
UK	248	152 905	152 644	198 000	6 947
Źródło: [113. EEA 2013]					

1.3.2.1 Tlenki siarki (SO_x)

Emisje tlenków siarki są przede wszystkim skutkiem obecności siarki w paliwie. Paliwa kopalne zawierają siarkę w postaci nieorganicznych siarczków lub związków organicznych. Na przykład, siarka występuje w węglu jako siarka pirytowa, siarka organiczna, sole siarki i siarka elementarna. Zdecydowana większość tlenków siarki jest wytwarzana podczas spalania w postaci dwutlenku siarki (SO₂).

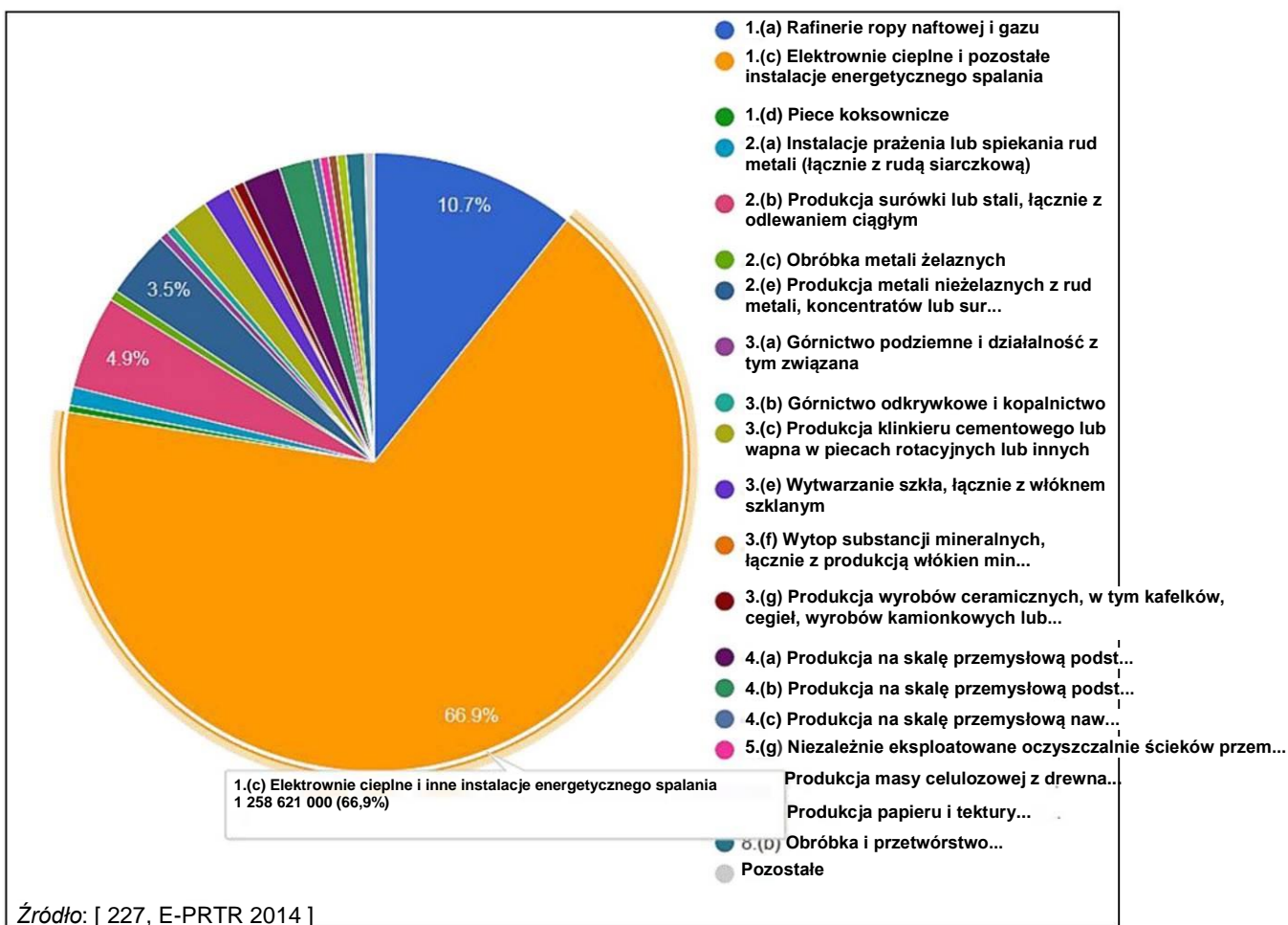
Podczas spalania paliw stałych lub płynnych, obecność metali przejściowych powoduje również utlenianie katalityczne od 0,5 % do 4 % siarki do trójtlenku siarki (SO₃). Dodatkowe utlenianie może zachodzić w obiektach wyposażonych w układ SCR, w którym to przypadku emisje SO₃ mogą stanowić około 5 % całej wyemitowanej siarki. Trójtlenek siarki jest adsorbowany

przez pył, a w przypadku paliw stałych, może wspomagać działanie elektrofiltrów. W przypadku paliw płynnych, wysoka zawartość SO₃ przyczynia się do powstawania kwaśnej sadzy.

Dodatkowo, z kotłów opalanych ciężkim olejem opałowym może być emitowany "niebieski dym". Przyjmuje się, że to zjawisko optyczne jest wywołane przez postępującą hydratację SO₃ do aerozolu kwasu siarkowego, a produkcja SO₃ jest zwiększana przez zawartość wanadu w ropie oraz, prawdopodobnie, przez działanie katalizatora SCR.

Gaz ziemny jest ogólnie uznawany za wolny od siarki. Może to jednak nie być prawda w przypadku niektórych gazów przemysłowych, dla których konieczne może być odsiarczanie paliwa gazowego [125, OSPAR 1997].

Emisje SO_x/SO₂ do powietrza przedstawiono na Rysunku 1.16 w podziale na sektory przemysłu. W 2014 r. 458 zakładów z sektora "Elektrownie ciepłych i pozostałych instalacji energetycznego spalania" wyemitowało do powietrza ogółem 1 259 kt SO_x/SO₂, co stanowi 66,9 % całości emisji ze wszystkich instalacji objętych przepisami Dyrektywy w sprawie ustanowienia Europejskiego Rejestru Uwalniania i Transferu Zanieczyszczeń (E-PRTR).



Rysunek 1.16: Emisje SO_x/SO₂ do powietrza wg. sektora przemysłu/działalności w państwach UE-28 w 2014 r.

1.3.2.2 Tlenki azotu (NO_x)

Tlenki azotu emitowane podczas spalania paliw kopalnych to przede wszystkim tlenek azotu (NO), dwutlenek azotu (NO₂) oraz tlenek diazotu (N₂O). Pierwsze dwa z wymienionych powyżej tworzą mieszaninę znaną jako NO_x, która stanowi zdecydowaną większość tlenków azotu w głównych typach dużych instalacji energetycznego spalania.

Powstawanie NO_x podlega trzem najważniejszym mechanizmom, które charakteryzuje pochodzenie azotu oraz środowisko, w którym zachodzi reakcja:

- termiczne NO_x są wynikiem reakcji między tlenem i azotem z powietrza;
- paliwowe NO_x powstają z azotu zawartego w paliwie;
- szybkie NO_x powstają w wyniku przekształcenia molekularnego azotu w czole płomienia w obecności pośrednich związków węglowodorów.

Ilość NO_x powstałych w wyniku mechanizmu szybkiego NO_x jest generalnie dużo mniejsza niż w przypadku pozostałych ścieżek reakcji.

Powstawanie termicznych NO_x w dużej mierze zależy od temperatury. Jeżeli spalanie jest możliwe w temperaturze niższej niż $1\ 000\ ^\circ\text{C}$, emisja NO_x jest znacząco niższa. Jeżeli szczytowa temperatura płomienia jest niższa niż $1\ 000\ ^\circ\text{C}$, tworzenie NO_x w dużej mierze zależy od azotu zawartego w paliwie.

Powstawanie paliwowych NO_x zależy od zawartości azotu w paliwie i stężenia tlenu w środowisku reakcyjnym. Ilość wytwarzanych paliwowych NO_x jest większa w instalacjach wykorzystujących węgiel kamienny, ponieważ zawiera on większą ilość azotu niż inne rodzaje paliwa. Średnią zawartość azotu zwykle zawartą w różnych rodzajach paliwa przedstawiono w Tabeli 1.6

Tabela 1.6: Azot zawarty w paliwie

Paliwo	Azot zawarty w paliwie (wt-%, sucha, bezpopiołowa)
Węgiel kamienny	0,5-2
Biomasa (drewno)	< 0,5
Torf	1,5-2,5
Olej opałowy	< 1,0
Gaz ziemny	0,0
Gazy wytworzone	0,1-1 (>> 1 źródła chemiczne)

Rodzaj zastosowanego procesu spalania również wpływa na ilość emitowanych tlenków azotu. Na przykład, w przypadku węgla kamiennego:

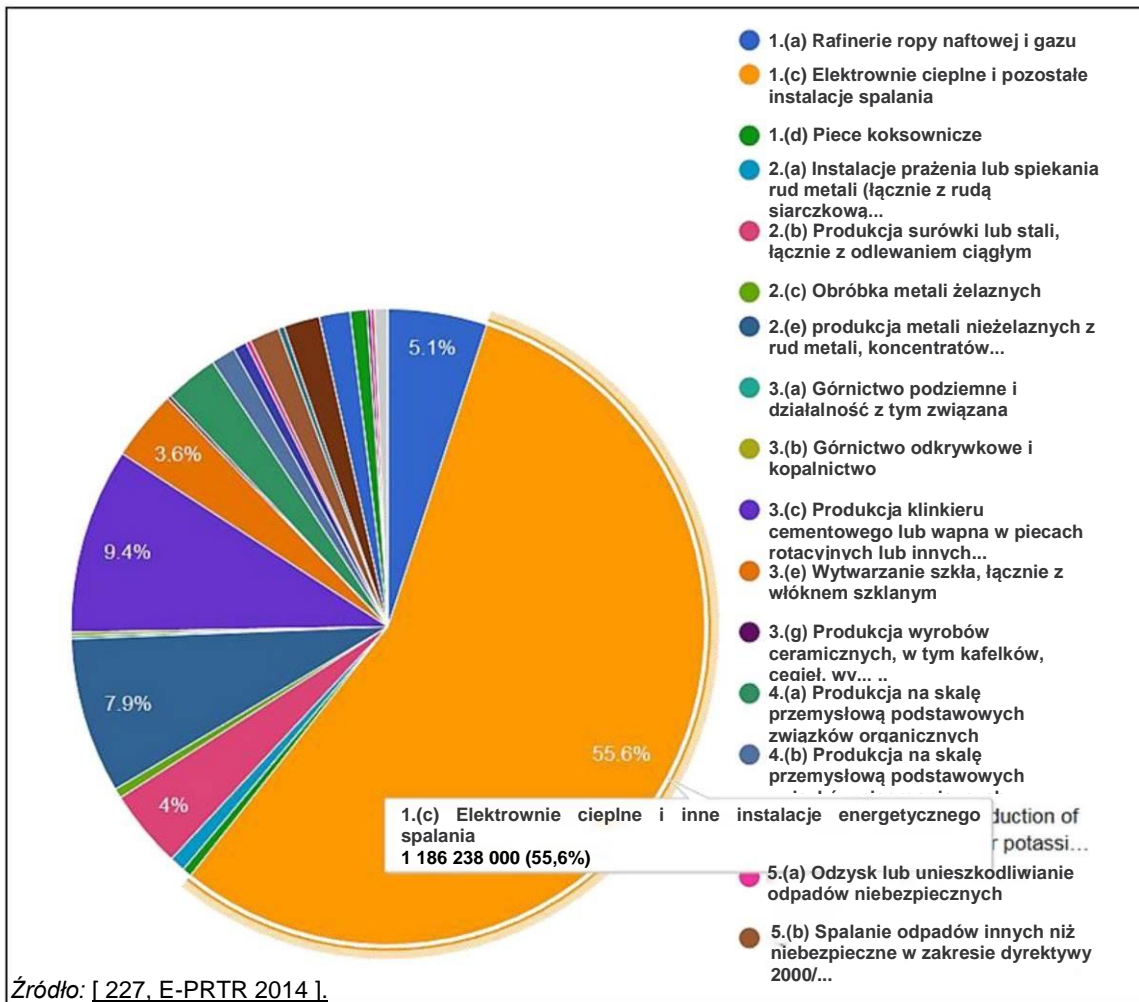
- emisje NO_x są niższe w przypadku kotła z ruchomym rusztem z powodu stosunkowo niskiej temperatury spalania i jego postępującego charakteru wynikającego z przesuwania się po ruszcie;
- emisje są wyższe w kotłach opalanych sproszkowanym węglem, w zależności od rodzaju palnika i konstrukcji komory spalania;
- emisje NO_x z kotłów ze złożem fluidalnym są niższe niż w przypadku kotłów konwencjonalnych, choć emisje N_2O mogą być wyższe, jeżeli temperatura pracy paleniska jest zbyt niska.

Termiczne NO_x to dominująca ścieżka powstawania NO_x w instalacjach wykorzystujących paliwa gazowe i płynne paliwa destylowane. Ilość wytwarzanych paliwowych NO_x jest większa w instalacjach wykorzystujących węgiel i ciężki olej opałowy, ponieważ te paliwa charakteryzują się wyższą zawartością azotu.

Mechanizm powstawania tlenku diazotu (N_2O) nie został jeszcze całkowicie wyjaśniony. Jeden z możliwych mechanizmów powstawania opiera się o produkty pośrednie (HCN , NH_3) i jest zbliżony do mechanizmu powstawania NO . Stwierdzono, że niższe temperatury spalania, tzn. poniżej $1\ 000\ ^\circ\text{C}$, powodują większe emisje N_2O . W niższych temperaturach, cząsteczka N_2O jest

stosunkowo stabilna, natomiast w wyższych temperaturach, powstający N_2O ulega redukcji do N_2 . W porównaniu z emisjami z konwencjonalnych stacjonarnych jednostek energetycznego spalania, emisje tlenku diazotu ze spalania w fluidalnym złożu pęcherzykowym, cyrkulacyjnym lub ciśnieniowym są stosunkowo wysokie. Tlenek diazotu (N_2O) przyczynia się również bezpośrednio do powstawania efektu cieplarnianego za sprawą absorpcji ciepłego promieniowania podczerwonego w troposferze. Żywotność N_2O w troposferze jest całkiem długa z powodu jego minimalnego oddziaływania z innymi gazami, chmurami i aerozolami. N_2O ulega rozkładowi w obecności O_3 i tworzy NO_2 i NO , znane jako NO_x .

EMISJE NO_x/NO_2 do powietrza przedstawiono na Rysunku 1.17 w podziale na sektory przemysłu. W 2014 r. 892 zakładów z sektora "Elektrownie ciepłych i pozostałych instalacji energetycznego spalania" wyemitowało do powietrza ogółem 1 186 kt NO_x/NO_2 , co stanowi 55,6 % całości emisji ze wszystkich instalacji objętych przepisami Dyrektywy E-PRTR.



Rysunek 1.17: Emisje NO_x/NO_2 do powietrza wg. sektora przemysłu /działalności w państwach UE-28 w 2014 r.

1.3.2.3 Pył

Pył emitowany podczas spalania węgla, torfu i biomasy wynika niemal wyłącznie z frakcji mineralnej paliwa. Niewielka część pyłu może składać się z niespalonego węgla z paliwa oraz bardzo drobnych cząsteczek powstałych w wyniku kondensacji związków, które ulatniają się podczas spalania.

Rodzaj procesu spalania ma znaczący wpływ na udział pyłu w emisjach gazów odlotowych z kotłów. Na przykład, kotły z ruchomym rusztem wytwarzają stosunkowo mało popiołu lotnego (20-40 % całkowitej ilości popiołu), natomiast ilość wytwarzana w kotłach na sproszkowany węgiel jest spora (80-90 %).

Spalanie paliw płynnych również jest źródłem emisji cząstek stałych, chociaż w mniejszym stopniu niż w przypadku węgla. W szczególności, złe warunki spalania prowadzą do powstawania sadzy, która w obecności trójtlenku siarki tworzy struktury kwasowe o właściwościach korozyjnych.

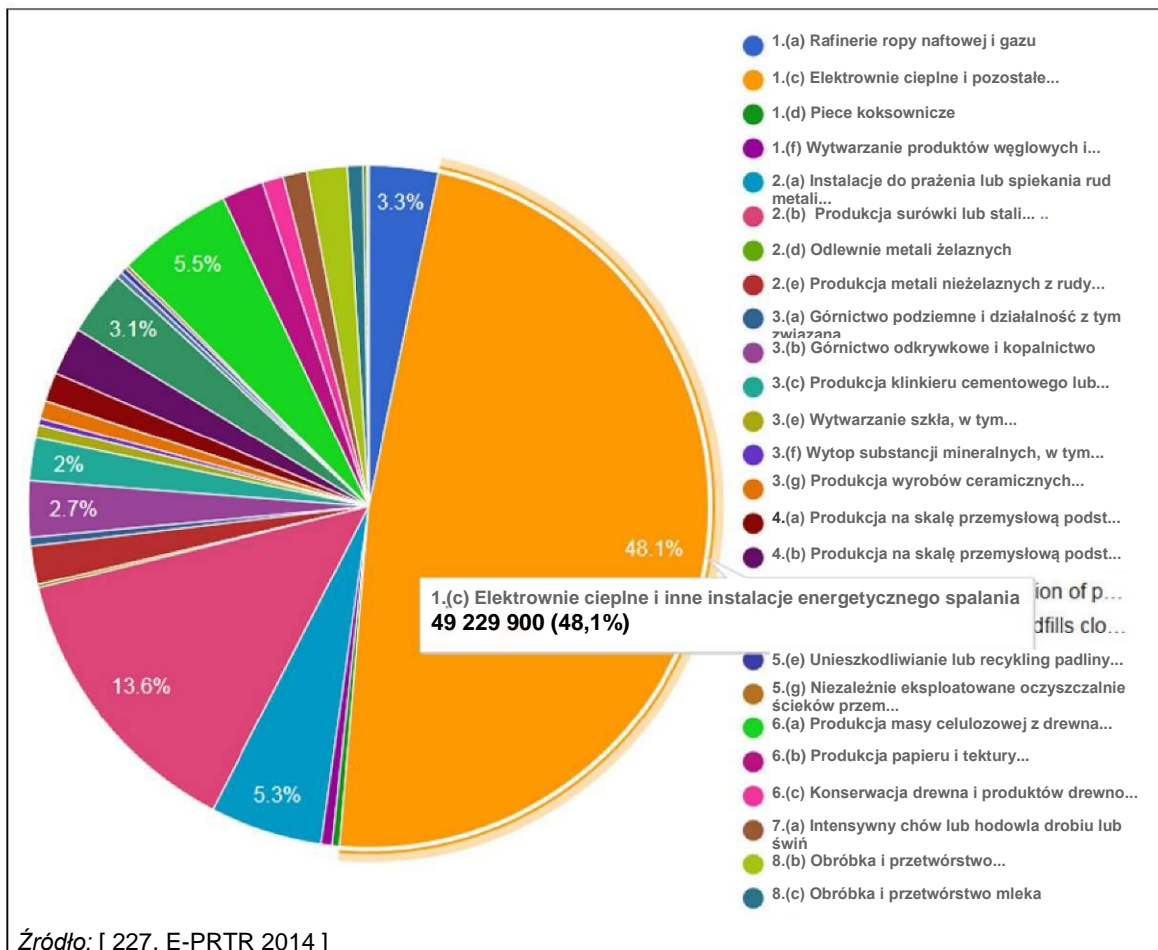
Spalanie gazu ziemnego nie jest znaczącym źródłem emisji pyłu. Z drugiej strony, niektóre gazy przemysłowe mogą zawierać cząsteczki, które są odfiltrowywane w procesie produkcji lub, jeżeli to się nie uda, przed spalaniem.

W przypadku wielu instalacji istnieje również możliwość emisji niezorganizowanych (przeładunek i składowanie węgla na wolnym powietrzu, kruszenie węgla w kotłach na sproszkowany węgiel, gospodarowanie popiołem itp.). [125, OSPAR 1997]

Problemy środowiskowe, w szczególności wpływ na zdrowie, są związane głównie z cząsteczkami o średnicy mniejszej niż 2,5 μm , które mogą unosić się w atmosferze przez wiele dni lub nawet tygodni. Problemy związane ze środowiskiem mogą również występować w związku z długookresowym gromadzeniem się trwałych związków po ich osadzeniu się na glebie oraz w wyniku przeniknięcia do zbiorników wodnych. Odległości na jakie przemieszczają się cząsteczki przed ich usunięciem z powietrza w wyniku osiadania lub opadu są uzależnione od ich właściwości fizycznych oraz warunków pogodowych. Na tempo osiadania cząsteczki mają wpływ jej rozmiar, gęstość i kształt. Cząsteczki o średnicy większej niż 10 μm osiadają stosunkowo szybko. Ich wpływ jest ograniczony głównie do obszaru w pobliżu źródła emisji. Mniejsze cząsteczki, o średnicy mniejszej niż 10 μm , a zwłaszcza mniejszej niż 2,5 μm , mogą podróżować setki kilometrów zanim osiadą. Aerozole często działają jako jądra kondensacji przy powstawaniu chmur i są wymywane z deszczem.

Przemysłowe techniki ograniczania emisji cząstek stałych (PM) są bardzo skuteczne i umożliwiają usuwanie wagowo ponad 99,8 % cząstek z surowego gazu podanego do instalacji. Możliwe do osiągnięcia stopnie ograniczania emisji zależą od stosowanych wtórnych technologii redukcji i w przypadku niektórych innych paliw, takich jak olej, mogą być niższe z powodu odmiennego składu cząsteczek i ich rozmiarów. Jedynie w przypadku małych cząstek, takich jak PM₁₀ i mniejszych, skuteczność usuwania spada do wartości między 95 % i 98 %. Z tego powodu, większość cząstek emitowanych z obiektów LCP do powietrza ma średnicę od 0,1 μm do 10 μm .

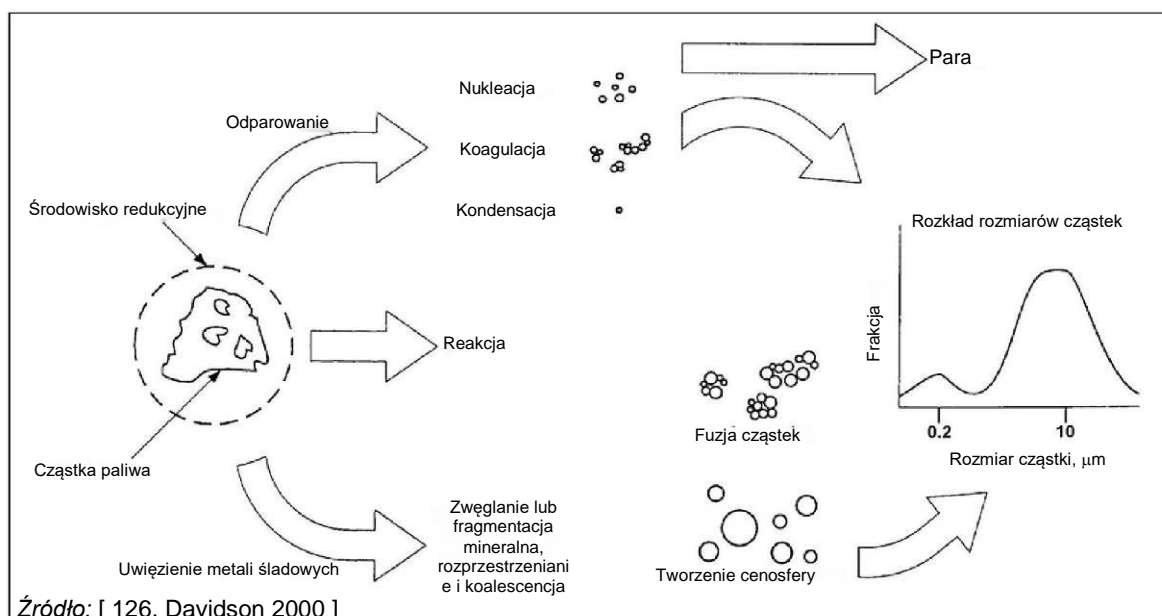
Emisje PM₁₀ do powietrza przedstawiono na Rysunku 1.18 w podziale na sektory przemysłu. W 2014 r. 165 zakładów z sektora "Elektrowni ciepłych i pozostałych instalacji energetycznego spalania" wyemitowało do powietrza ogółem 49 kt PM₁₀, co stanowi 48,1 % całości emisji ze wszystkich instalacji objętych przepisami Dyrektywy E-PRTR.



Rysunek 1.18: Emisje PM₁₀ do powietrza wg. sektora przemysłu/działalności w państwach UE-28 w 2014 r.

1.3.2.4 Metale

Emisja metali wynika z ich naturalnej obecności w paliwach. Większość uwzględnianych metali (As, Cd, Cr, Cu, Hg, Ni, Pb, Se, Zn, V) jest zwykle uwalniana w postaci związków (np. tlenków, chlorki) w towarzystwie cząstek stałych. Jedynie Hg i Se są, przynajmniej częściowo, obecne w fazie gazowej. Szczególnie Hg jest znana jako zanieczyszczenie transgraniczne dalekiego zasięgu, które może wywoływać problemy w dużej odległości od źródła emisji. Mniej lotne pierwiastki mają tendencję do kondensowania na powierzchni mniejszych cząstek strumienia gazów odlotowych. Dlatego można zaobserwować wzbogacenie najdrobniejszych frakcji cząstek. Podział metali podczas spalania przedstawiono na Rysunku 1.19.



Rysunek 1.19: Podział metali podczas spalania węgla kamiennego

Zawartość metali w węglu jest zwykle o kilka rzędów wielkości większa niż w oleju (czasem z wyjątkiem Ni i V w ciężkim oleju opałowym) czy gazie ziemnym. Wiele metali jest chemicznie związanych w związki takie jak tlenki, siarczany, glinokrzemiany oraz minerały takie jak anhydryty i gips. Uwalnianie pierwiastków zależy od charakteru i rozmiaru cząstki związku. Na przykład, podczas spalania węgla cząstki przechodzą złożone przemiany prowadzące do odparowania pierwiastków lotnych. Stopień uwalniania związków metali zależy od właściwości paliwa (np. stężenia w węglu, frakcji związków nieorganicznych takich jak wapń) oraz charakterystyki zastosowanej technologii (np. rodzaj kotła, tryb pracy).

W rezultacie, popioły lotne i denne różnią się zawartością różnych metali. Na przykład, mangan i żelazo mają podobny udział w popiele lotnym i dennym, a ich zawartość w emisjach cząstek stałych z komina jest niska. Natomiast do 80 % kadmu, cyny, cynku, ołowiu, antymonu i miedzi pozostaje w popiele lotnym, a około 5-10 % pozostaje w popiele dennym. Jednakże, jedynie 15 % selenu i 2 % arsenu pozostaje w cząstkach stałych, a tylko około 5 % tych pierwiastków pozostaje w popiele dennym. Podobnie wysoka ilość rtęci jest uwalniana do atmosfery -- do 85 % rtęci jest albo emitowane do atmosfery albo wychwytywane przez stałe cząstki popiołu lotnego, a tylko mało istotna część pozostaje w popiele dennym.

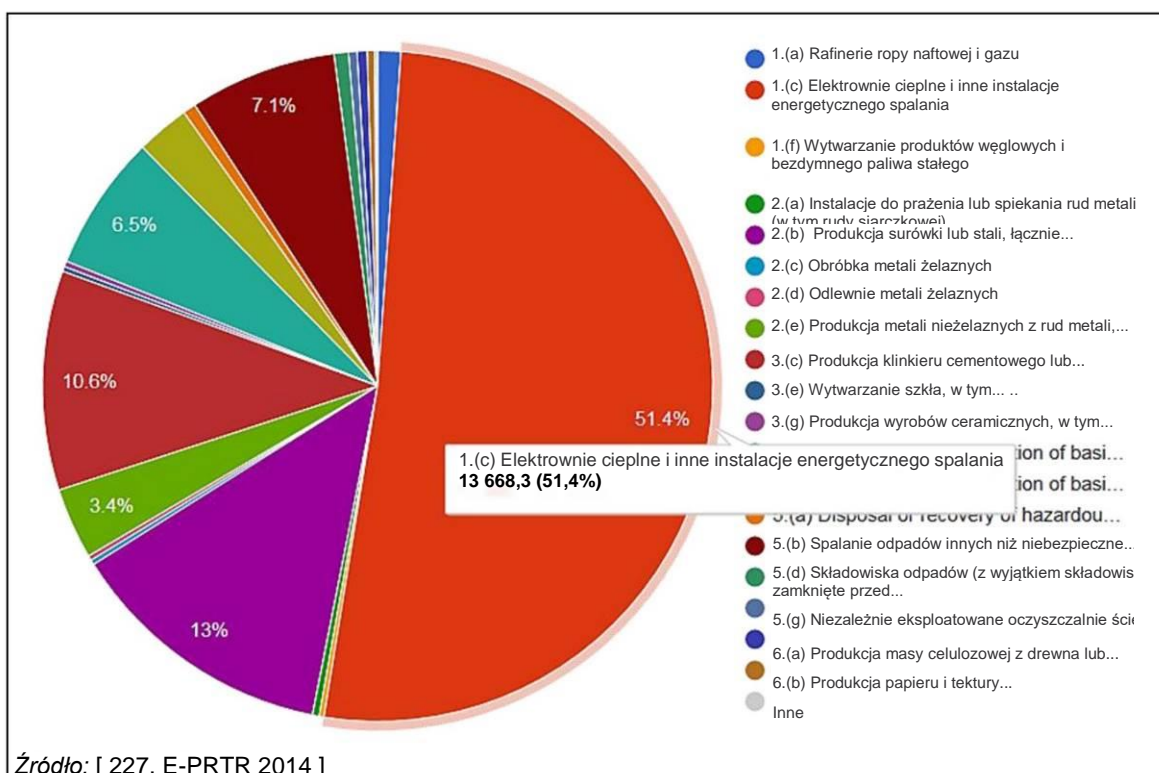
Spalanie węgla uwalnia rtęć w postaci utlenionej (Hg^{2+}), pierwiastkowej (Hg^0) lub związanej z pyłem (Hg_p). Rtęć jest obecna w węglu w ilościach śladowych, a proces spalania uwalnia ją do spalin jako rtęć pierwiastkową. Może ona być następnie utleniana w reakcjach homogenicznych (gaz-gaz) lub heterogenicznych (gaz-ciało stałe). Głównym homogenicznym mechanizmem utleniania jest reakcja z fazą gazową chloru do HgCl_2 , natomiast heterogeniczne reakcje utleniania mają miejsce na powierzchni cząstek popiołu lotnego i niespalonego węgla (UBC). Rtęć adsorbowana na powierzchni cząstek stałych określa się jako rtęć związaną z cząstkami stałymi.

Utleniona rtęć powszechnie występuje w gazie odlotowym ze spalania węgla, a ponieważ jest rozpuszczalna w wodzie, można ją stosunkowo łatwo wychwytywać przy użyciu SO_2 np. w mokrych skrubierach zasilanych wapieniem. Stężenie halogenków (tzn. chlorków) w gazie odlotowym jest ma znaczenie ponieważ promują one utlenianie rtęci. Rtęć związana z cząstkami stałymi można również stosunkowo łatwo wychwytywać w istniejących urządzeniach do ograniczania emisji cząstek. Rtęć pierwiastkowa, obecna w wyższych stężeniach w gazach odlotowych ze spalania węgla brunatnego, jest trudniejsza do wychwycenia w istniejących urządzeniach do ograniczania zanieczyszczeń stosowanych w obiektach opalanych węglem brunatnym (tzn. bez SCR). Do tego dochodzą niższe poziomy zawartości węgla w popiele lotnym, co

daje większe emisje rtęci z tych paliw. Adsorpcja/absorpcja rtęci na cząstkach jest w tym przypadku mniejsza.

Żywotność rtęci pierwiastkowej w atmosferze wynosi do jednego roku, natomiast utlenione formy rtęci mają żywotność nie dłuższą niż kilka dni. Wynika to z ich większą rozpuszczalnością w w wilgoci atmosferycznej. Rtęć pierwiastkowa może być zatem przenoszona na duże odległości, a utleniona i związana z pyłem osadza się w pobliżu punktu emisji.

Emisje Hg do powietrza w poszczególnych sektorach przemysłu przedstawiono na Rysunku 1.20. W 2014 r. 169 urządzeń z sektora "Elektrownie ciepłych i pozostałych instalacji energetycznego spalania" wyemitowało do powietrza ogółem 13,7 ton Hg, co stanowi 51,4 % całości emisji ze wszystkich instalacji objętych przepisami Dyrektywy E-PRTR.

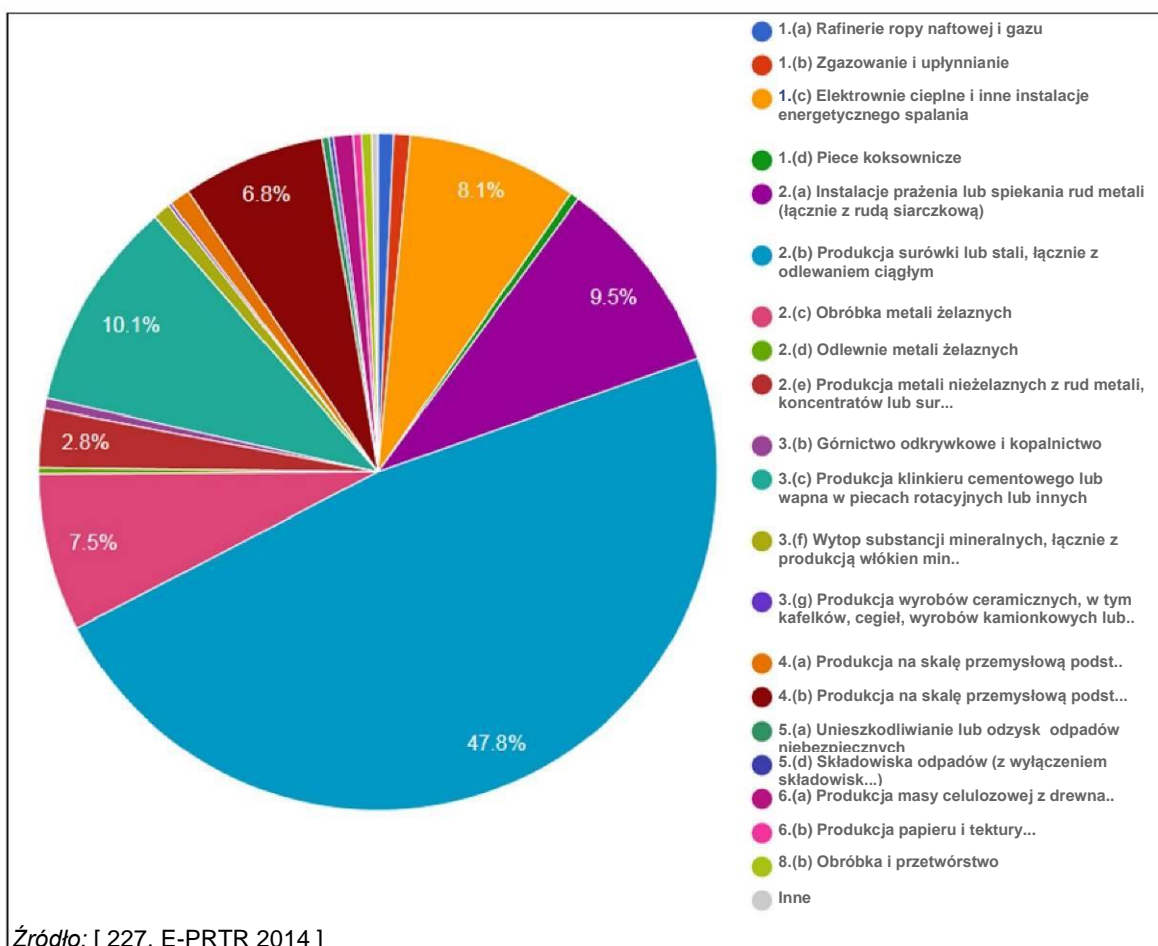


Rysunek 1.20: Emisje Hg do powietrza wg. sektora przemysłu/działalności w państwach UE-28 w 2014 r.

1.3.2.5 Tlenek węgla (CO)

Tlenek węgla (CO) zawsze występuje jako produkt pośredni procesu spalania, zwłaszcza w warunkach spalania podstechiometrycznego. Użytkownicy obiektów zawsze starają się zminimalizować powstawanie CO, ponieważ obecność CO oznacza ryzyko korozji i obecność niespalonego paliwa, a zatem straty efektywności. Mechanizmy powstawania CO, termicznego NO oraz lotnych związków organicznych (VOC) są w podobnym stopniu zależne od warunków spalania. [127, Corinair 1996]

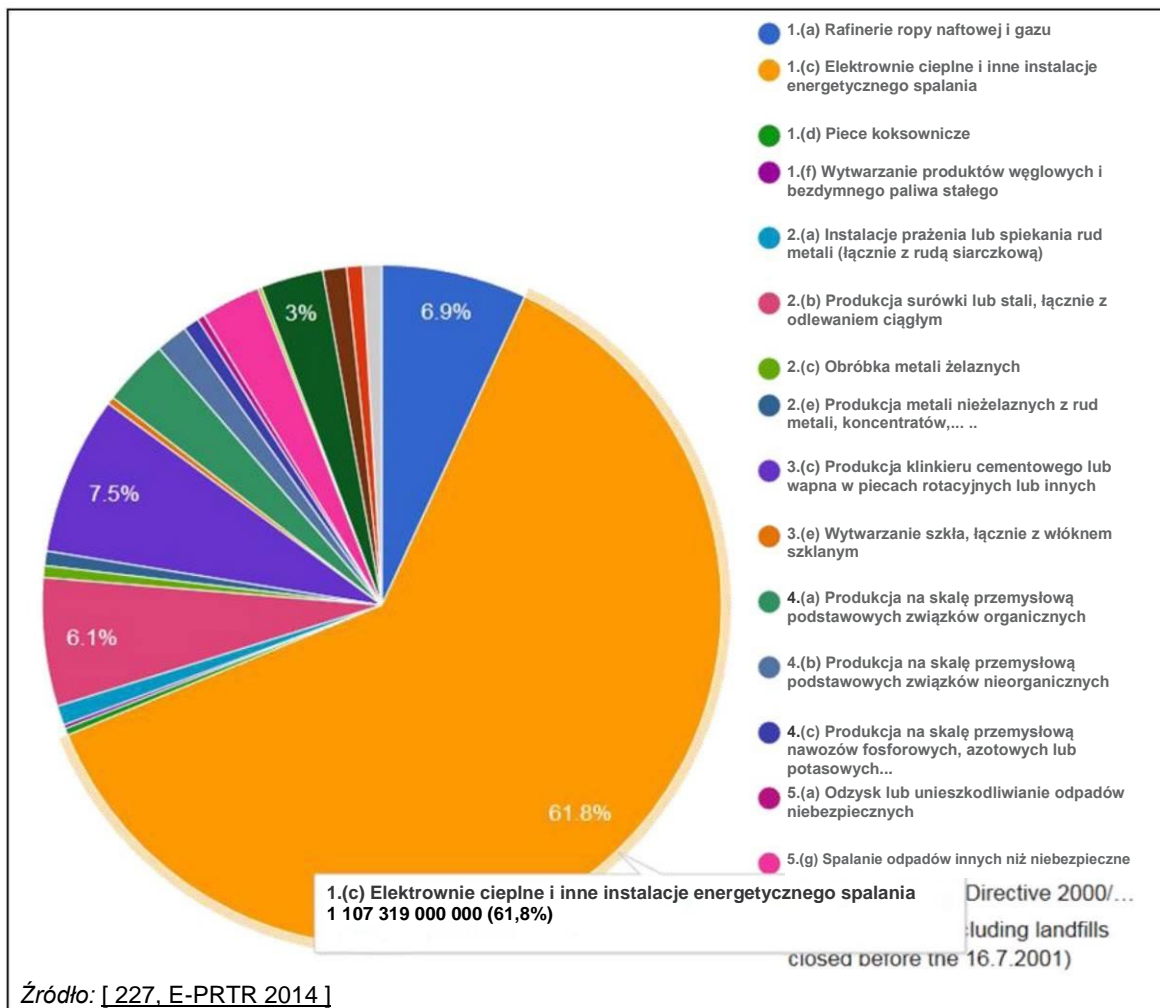
Emisje CO do powietrza przedstawiono na Rysunku 1.21 w podziale na sektory przemysłu. W 2014 r. 108 zakładów z sektora "Elektrownie ciepłych i pozostałych instalacji energetycznego spalania" wyemitowało do powietrza ogółem 264 kt CO, co stanowi 8,1 % całości emisji ze wszystkich instalacji objętych przepisami Dyrektywy E-PRTR.



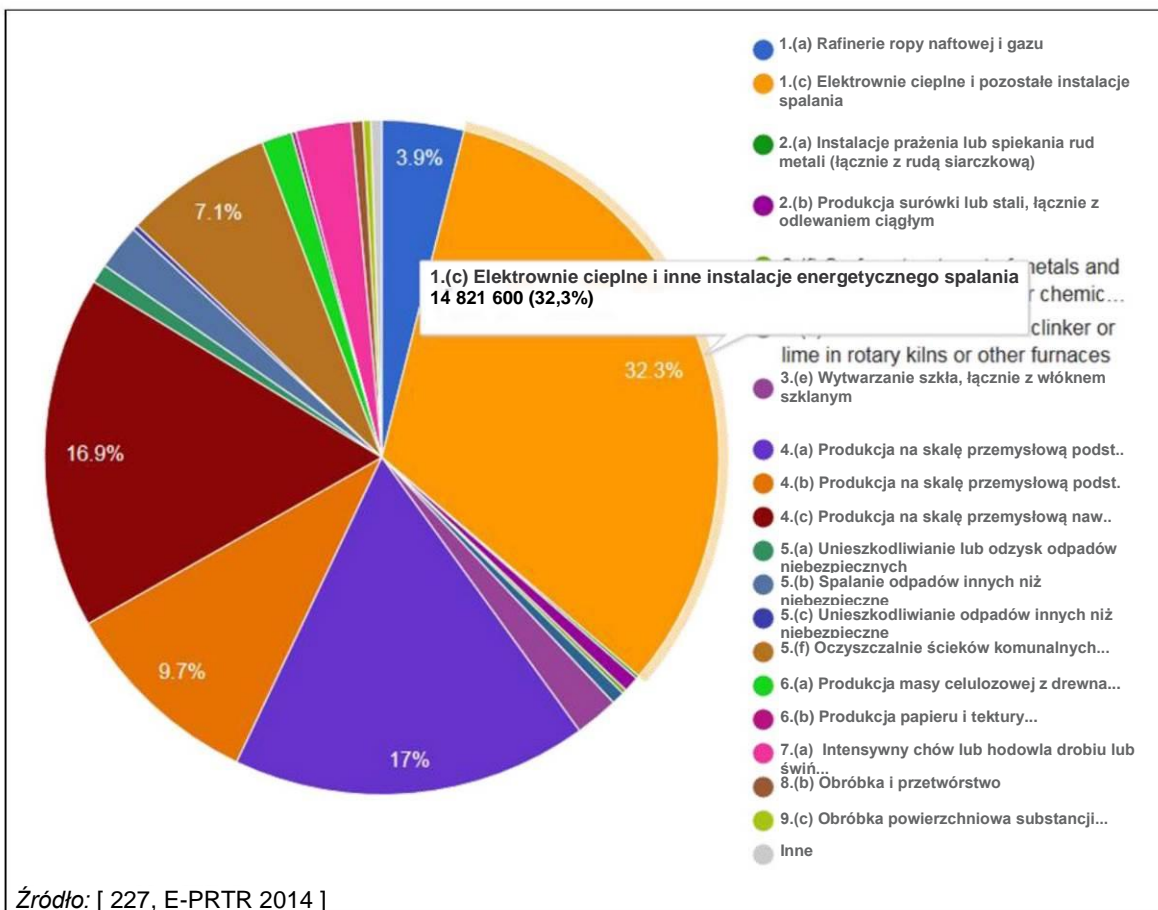
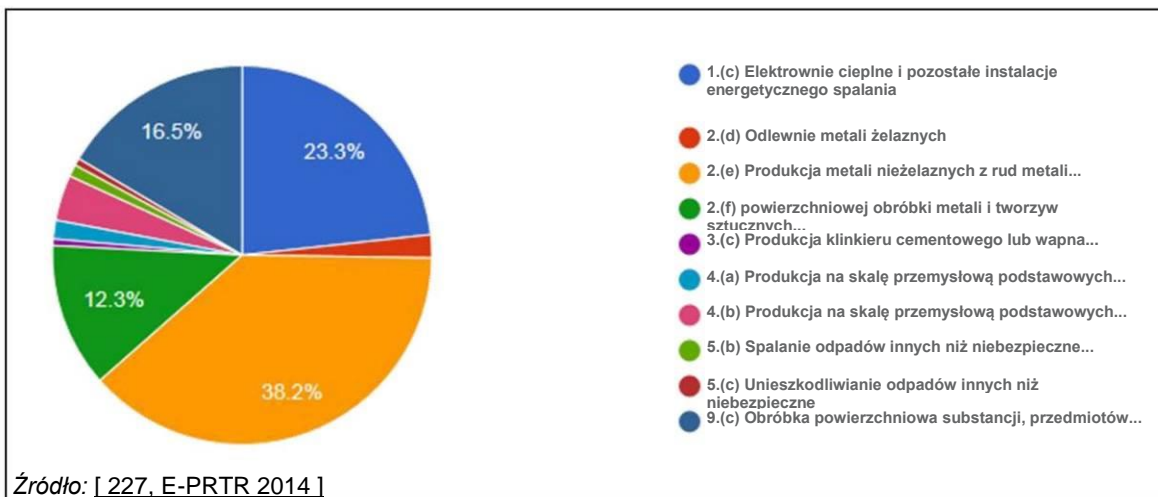
Rysunek 1.21: Emisje CO do powietrza wg. sektora przemysłu/działalności w państwach UE-28 w 2014 r.

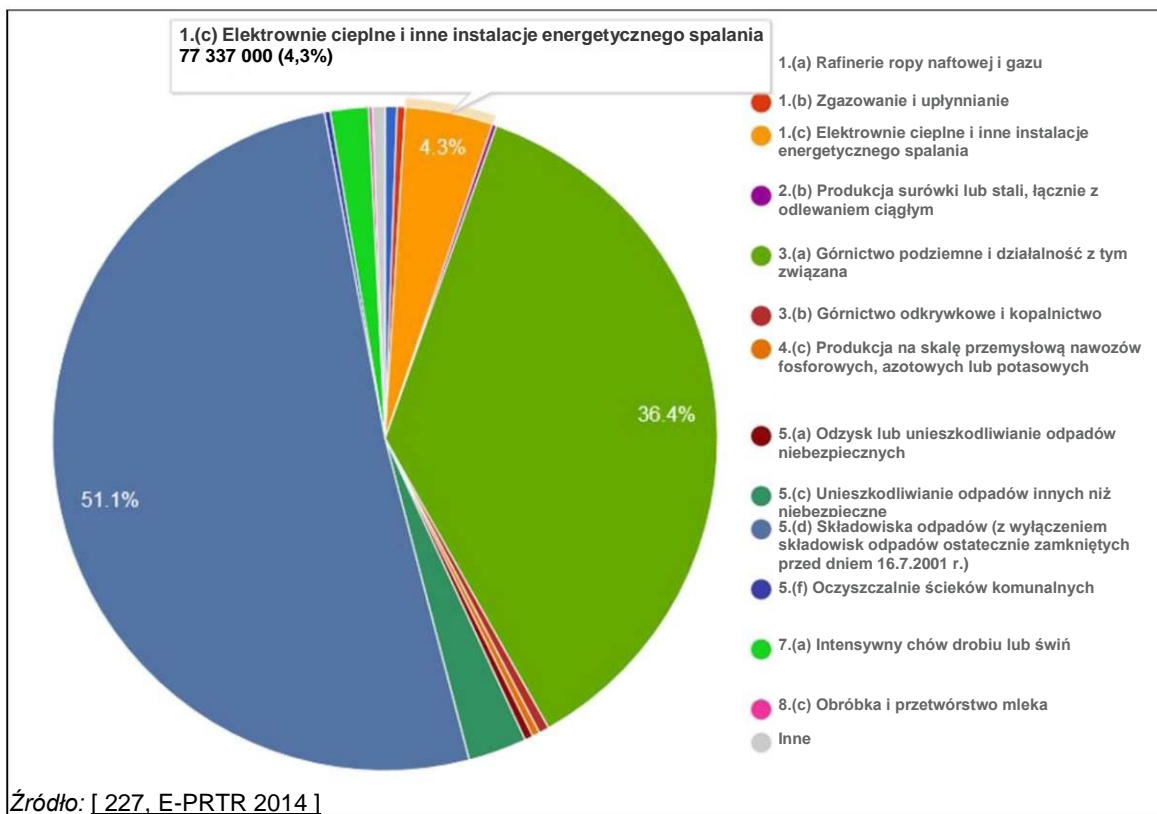
1.3.2.6 Gazy cieplarniane

Gazy cieplarniane przyczyniają się do globalnego ocieplenia w związku z ich zdolnością do zatrzymywania ciepła w atmosferze. Najważniejszymi gazami cieplarnianymi związanymi z obiektami LCP są dwutlenek węgla (CO₂), tlenek diazotu (N₂O), heksafluorek siarki (SF₆) oraz metan (CH₄). Emisje CO₂, N₂O, SF₆ i CH₄ do powietrza w państwach UE-28 w 2014 r. przedstawiono w podziale na sektory przemysłu/działalność na Rysunkach 1.22, 1.23, 1.24 i 1.25.



Rysunek 1.22: Emisje CO₂ do powietrza wg. sektora przemysłu/działalności w państwach UE-28 w 2014 r.

Rysunek 1.23: Emisje N₂O do powietrza wg. sektora przemysłu/działalności w państwach UE-28 w 2014 r.Rysunek 1.24: Emisje SF₆ do powietrza wg. sektora przemysłu/działalności w państwach UE-28 w 2014 r.

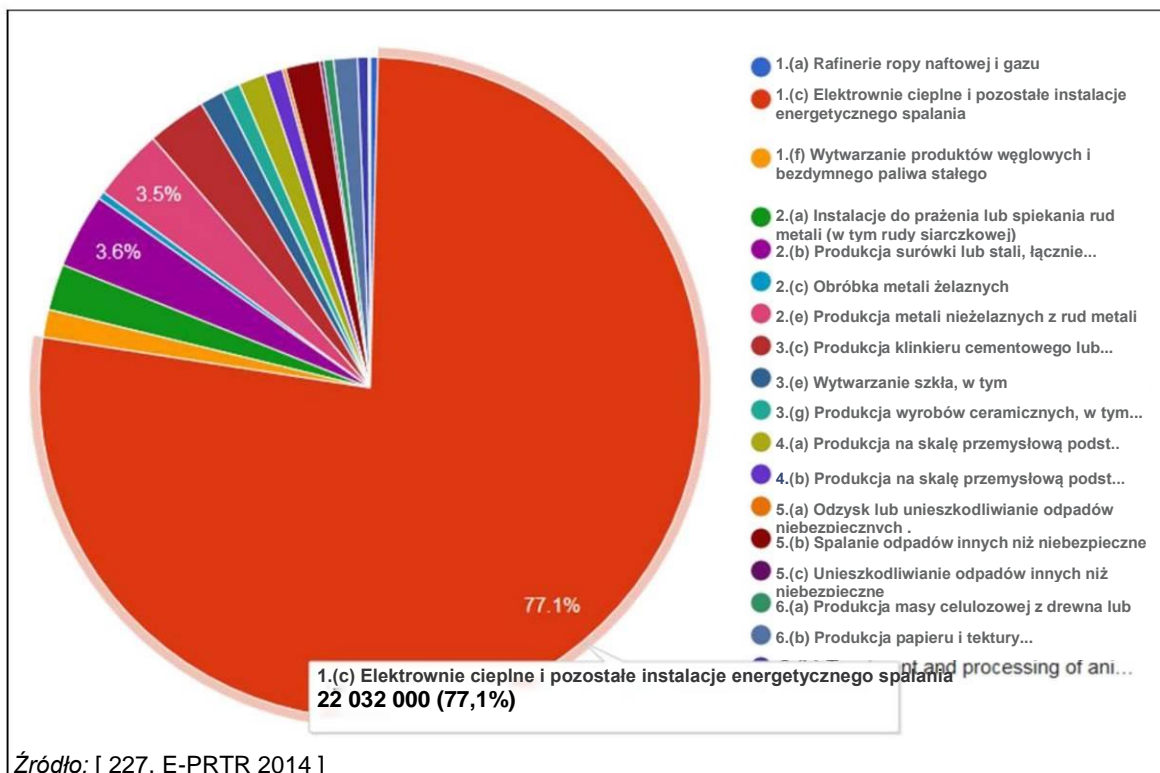


Rysunek 1.25: Emisje CH₄ do powietrza wg. sektora przemysłu/działalności w państwach UE-28 w 2014 r.

1.3.2.7 Chlorowódór (HCl)

Obiekty LCP nieposiadające instalacji odsiarczania gazów odlotowych (ang. flue-gas desulphurisation, FGD) uznaje się za główne źródło przemysłowych emisji chlorowodoru do atmosfery. Emisja fluorowodoru wynika z obecności śladowych ilości chlorków w paliwach kopalnych takich jak węgiel kamienny i ropa oraz w biomasie. Podczas spalania paliwa kopalnego uwalniane są niewielkie ilości chlorku. Pewna jego część łączy się następnie z wodorem tworząc chlorowódór. W połączeniu z wilgocią w powietrzu, chlorowódór przekształca się w aerozol kwasu solnego, który przyczynia się do powstawania problemów związanych z zakwaszeniem. Staje się on bardziej rozcieńczony w miarę przemieszczania się w atmosferze.

Emisje HCl do powietrza przedstawiono na Rysunku 1.26 w podziale na sektory przemysłu. W 2014 r. 202 zakłady z sektora "Elektrowni ciepłone i pozostałych instalacji energetycznego spalania" wyemitowało do powietrza ogółem 22 kt chloru i związków nieorganicznych (jak HCl), co stanowi 77,1 % całości emisji ze wszystkich instalacji objętych przepisami Dyrektywy E-PRTR.

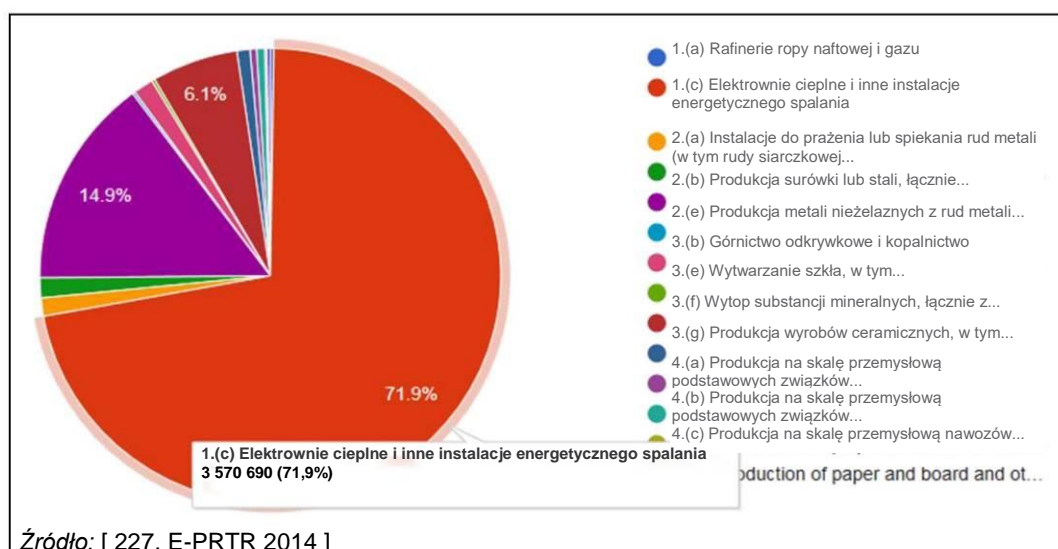


Rysunek 1.26: Emisje chloru i związków nieorganicznych (jak HCl) do powietrza wg. sektora przemysłu/działalności w państwach UE-28 w 2014 r.

1.3.2.8 Fluorowodór (HF)

Podobnie jak chlorek, fluorek również w sposób naturalny występuje w paliwach kopalnych i biomase. Podczas wykorzystania takich paliw jak węgiel kamienny do wytwarzania energii bez jednoczesnego zastosowania systemów FGD, do gazu odlotowego uwalniany jest fluorek. Łączy się on następnie z wodorem tworząc fluorowodór, a w połączeniu z wilgocią w otaczającym powietrzu tworzy kwas fluorowodorowy.

Emisje HF do powietrza przedstawiono na Rysunku 1.27 w podziale na sektory przemysłu. W 2014 r. 110 zakładów z sektora "Elektrowni ciepłych i pozostałych instalacji energetycznego spalania" wyemitowało do powietrza ogółem 3,57 kt fluoru i związków nieorganicznych (jak HF), co stanowi 71,9 % całości emisji ze wszystkich instalacji objętych przepisami Dyrektywy E-PRTR.



Rysunek 1.27: Emisje HF do powietrza wg. sektora przemysłu/działalności w państwach UE-28 w 2014 r.

1.3.2.9 Amoniak (NH₃)

Emisje amoniaku (NH₃) nie wynikają ze spalania paliw kopalnych, ale raczej są konsekwencją niekompletnej reakcji amoniaku w procesie DeNO_x. Amoniak jest wykorzystywany w roli reagenta jako czysty amoniak lub w roztworze wodnym w jednostkach SCR i SNCR. Amoniak reaguje chemicznie tworząc NH₄HSO₄ i jest usuwany z systemu razem z popiołem lotnym oraz - ponieważ jest gazem rozpuszczalnym - w mokrym skruberze odsiarczającym (FGD). W przypadku braku systemu usuwania pyłu lub FGD na dalszych etapach produkcji (układ DeNO_x na końcu), pozostałości amoniaku są emitowane z gazem odlotowym do atmosfery. Ilość pozostałości amoniaku w instalacjach SCR i SNCR wzrasta wraz ze wzrostem stosunku NH₃ do NO_x, ale również - w przypadku SCR - wraz z malejącą aktywnością katalizatora. Mała zawartość NH₃ w produktach ubocznych można zapewnić przez odpowiednie utrzymanie układu katalizatora.

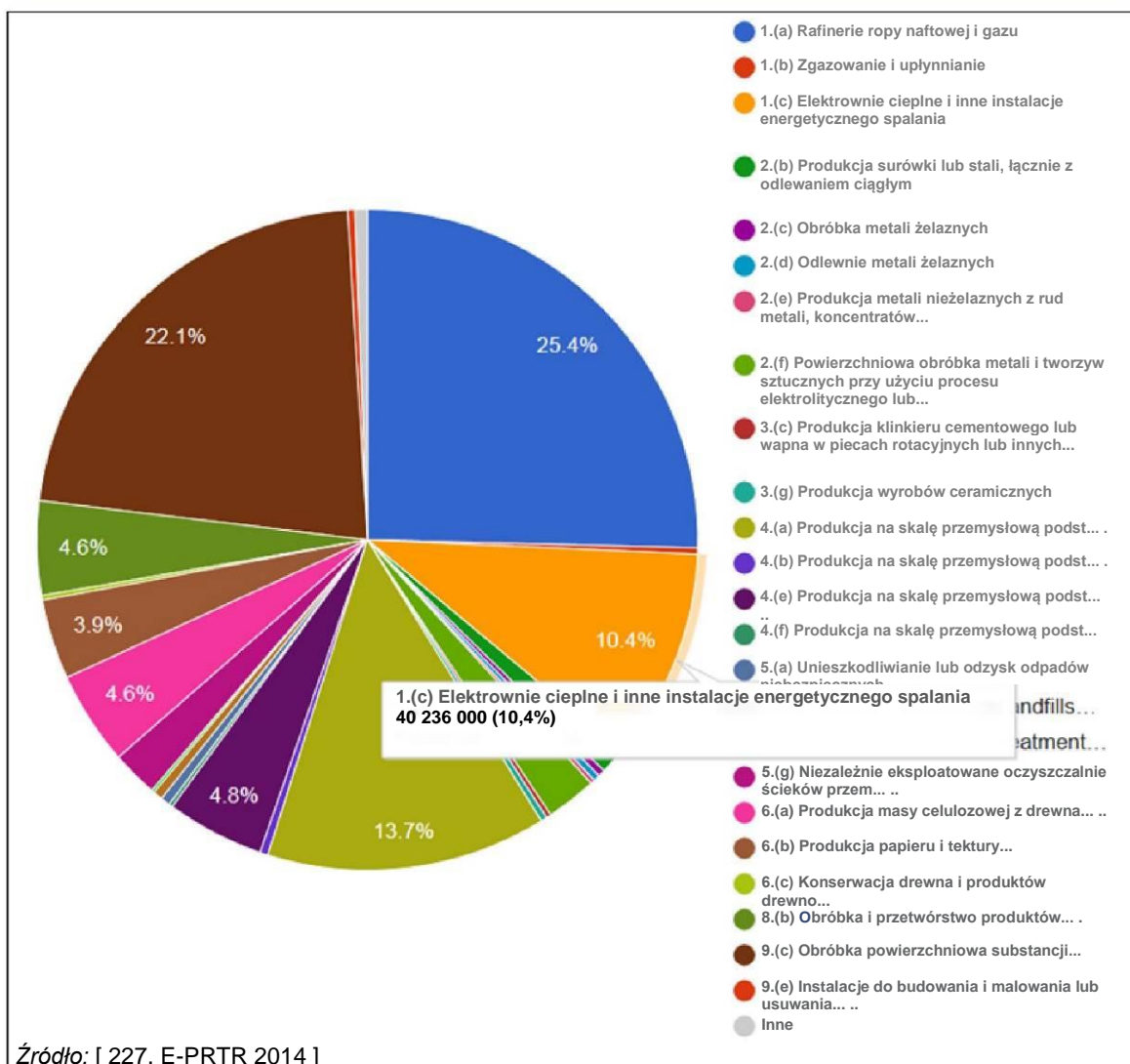
Amerykańska Agencja Ochrony środowiska (US EPA) uznała amoniak za największy pojedynczy prekursor zanieczyszczenia powietrza drobnymi cząstkami stałymi (o średnicy 2,5 mikronów lub mniejszej) w USA. [128, Heide 2011]

W 2014 r. 33 zakłady z sektora "Elektrowni ciepłych i pozostałych instalacji energetycznego spalania" wyemitowały do powietrza ogółem 997 ton NH₃, co stanowi 0,5 % całości emisji ze wszystkich instalacji objętych przepisami Dyrektywy E-PRTR (głównym źródłem emisji amoniaku jest chów świń i drobiu). [227, E-PRTR 2014]

1.3.2.10 Lotne związki organiczne

Źródła emisji lotnych związków organicznych (ang. volatile organic compounds, VOC) z działalności przemysłowej są liczne, ale spalanie paliw jest najważniejszym z nich.

Emisje niemetanowych lotnych związków organicznych (ang. non-methane volatile organic compounds, NMVOC) do powietrza przedstawiono na Rysunku 1.28 w podziale na sektory przemysłu. W 2014 r. 95 zakładów z sektora "Elektrowni ciepłych i pozostałych instalacji energetycznego spalania" wyemitowało do powietrza ogółem 40,24 kt NMVOC, co stanowi 10,4 % całości emisji ze wszystkich instalacji objętych przepisami Dyrektywy E-PRTR.



Rysunek 1.28: Emisje NMVOC do powietrza wg. sektora przemysłu/działalności w państwach UE-28 w 2014 r.

1.3.2.11 Trwałe zanieczyszczenia organiczne: wielopierścieniowe węglowodory aromatyczne, dioksyny i furany

Wśród trwałych związków organicznych, które mogą być emitowane podczas spalania paliw, należy wymienić wielopierścieniowe węglowodory aromatyczne (ang. polycyclic aromatic hydrocarbons, PAH), polichlorowane dibenzodioksyny (ang. polychlorinated dibenzo-dioxins, PCDD) oraz polichlorowane dibenzofurany (ang. polychlorinated dibenzo-furans, PCDF).

Postulowane jest istnienie trzech ogólnych mechanizmów odpowiadających za emisje PAH z procesów spalania [129, Sloss et al. 1993]

- PAH znajdujące się w materiale wsadowym, takim jak paliwo kopalne czy odpady, mogą przejść przez układ spalania bez ulegania zniszczeniu;
- ponowne tworzenie struktur pierścieniowych z fragmentów lub prekursorów może prowadzić do powstawania w strefie spalania, lub za nią, w temperaturze około 700 °C; oraz
- łańcuchy węglowe mogą formować pierścienie aromatyczne i następnie PAH - synteza *de novo*.

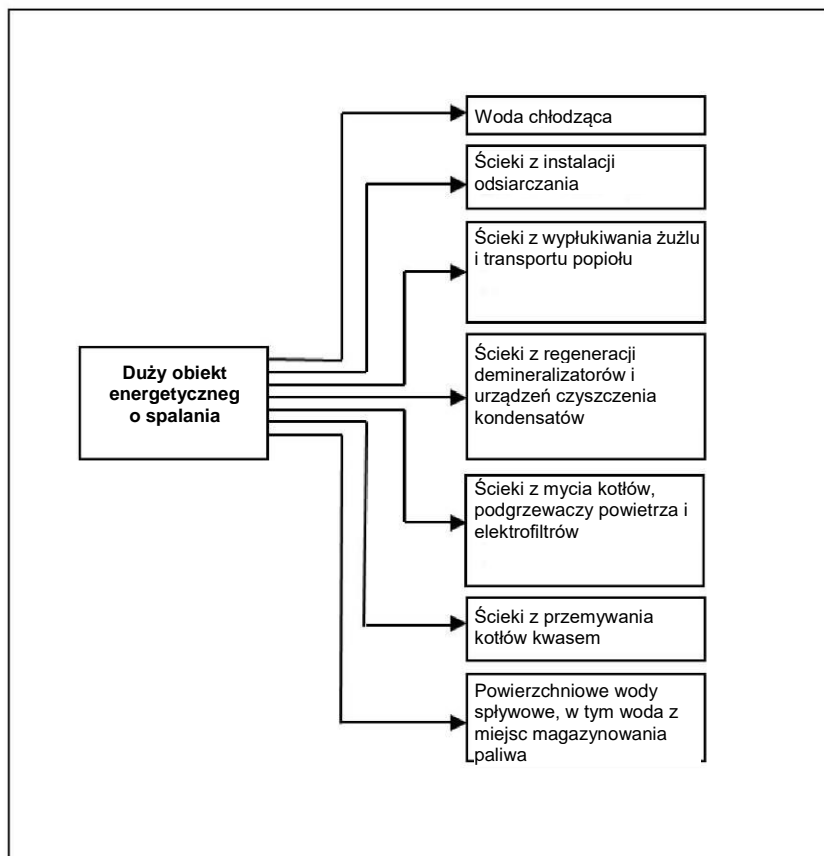
Uważa się, że synteza *de novo* wielopierścieniowych węglowodorów aromatycznych zachodzi przez oligomeryzację i cyklizację acetylenów, które powstają w wyniku niepełnego spalania. Reakcje przebiegają w fazie gazowej.

Oprócz spalania węgla, jako możliwe źródło emisji PCDD/F wymienia się instalacje energetycznego spalania wykorzystujące drewno lub inną stałą biomasę. Procesem biorącym w tym udział jest recykling drewna na potrzeby wytwarzania energii, na przykład w postaci płyt wiórowych lub odpadów drewnianych, które zostały przetworzone lub zawierają chlorowane związki organiczne (PCP, lindan, PVC, NH_4Cl , itp.). Ponadto, do znacznych emisji dioksyn przyczynić się mogło wprowadzenie łączonego spalania odpadów (osady ściekowe, tworzywa sztuczne i inne) do pewnych konwencjonalnych instalacji energetycznego spalania [125, OSPAR 1997]. PCDD/F mogą również powstawać w katalitycznych reakcjach węgla lub jego związków z nieorganicznymi związkami chloru z tlenkami metali, np. miedzią. Reakcje te zachodzą zwłaszcza w popiele lotnym lub pyłe z filtra w temperaturze między 200 °C i 450 °C.

PCDD/F nie są zbyt lotnymi cząsteczkami, a po adsorpcji przez cząstki wytworzone w procesie spalania uzyskują wysoką stabilność termiczną i chemiczną w środowisku. Można je zniszczyć wyłącznie w temperaturze wyższej niż 1 000 °C. W tym kontekście, należy zauważyć, że PCDD/F znajdują się nie tylko w gazach kominowych, ale również w stałych pozostałościach procesu spalania, takich jak popioły denne, żużle i popiół lotny.

1.3.3 Emisje do wód

Oprócz wytwarzania zanieczyszczeń powietrza, obiekty LCP są również znaczącym źródłem zrzutów (z systemów chłodzenia i ścieków) do rzek, jezior i środowiska morskiego. Zrzuty te mogą być przyczyną problemów z jakością wody, które mogą mieć różnorodny charakter - w zależności od rodzaju użytego paliwa, stosowanych technik redukcji zanieczyszczeń, techniki chłodzenia i ilości zużytej w tym procesie wody, a także odczynników chemicznych i biologicznych dodawanych na potrzeby oczyszczania/uzdatniania i konserwacji. Główne źródła strumienia ścieków w obiektach energetycznego spalania opalanych paliwami kopalnymi przedstawiono na Rysunku 1.29.



Rysunek 1.29: Ścieki z dużych obiektów energetycznego spalania opalanych paliwami kopalnymi

Sprawność termiczna cyklu spalania jest ograniczana granicami termodynamicznymi "cyklu Carnota", który jest teoretycznym cyklem spalania. Oznacza to, że nie cała energia chemicznie związana w paliwie kopalnym może być przekształcona na energię mechaniczną, a więc również elektryczną. Znacząca część energii dostarczonej przez proces spalania musi ulec rozproszeniu na poziomie kondensatora i przekazana do otaczającego środowiska w postaci ciepła. Wiele obiektów energetycznego spalania zużywa ogromne ilości wody chłodzącej, którą pobierają z rzek, jezior, wód podziemnych lub morza.

Ciepło odpadowe jest oddawane (przy wykorzystaniu technik chłodzenia takich jak otwarte systemy chłodzenia czy mokre chłodnie kominowe) do wody chłodzącej i dalej do środowiska wodnego. Wpływ jaki na środowisko mają przemysłowe układy chłodzenia, czyli również techniki chłodzenia stosowane w obiektach LCP, przedstawiono w dokumencie BREF dotyczącym przemysłowych systemów chłodzenia (ICS).

Wyżej wymienione strumienie ścieków mogą być skażone szeroką gamą substancji zanieczyszczających wodę.

W Tabeli 1.7 przedstawiono istotne parametry dotyczące zanieczyszczeń wody z obiektów LCP. Jednakże, znaczenie każdego z nich zależy od jakości surowej wody, konfiguracji danego obiektu oraz stosowanych w nim procesów, które również determinują rodzaje i ilości zanieczyszczeń obecnych w ściekach przed poddaniem ich oczyszczeniu. Treść Tabeli 1.7 nie dotyczy w pełni elektrowni opalanych paliwami gazowymi i płynnymi.

Tabela 1.7: Wykaz zanieczyszczeń wód pochodzących z obiektów LCP

Parametr/zanieczyszczeni	Parametr/zanieczyszczeni
pH	N (ogólny)
Temperatura	P (ogólny)
Barwa	As
TSS	Cd
TDS	Cr
BOD	Cu
COD	Hg
Oleje mineralne	Ni
Wolny chlor	Pb
NH ₃	Zn
Sb	AOX
As	PCDD+PCDF (jako TEQ)
Co	Fenole (jako ogólny C)
Mn	PAH
TI	TOC
V	Chlorek (jako ogólny Cl)
Sn	Fluorek (jako ogólny F)
CN	Fluoranten
S	
SO ₃	
SO ₄	
EOX	
Fenol	
PCDD/PCDF	
* Według Dodatku 5 do Wytocznych dotyczących wdrażania Europejskiego rejestru Uwalniania i Transferu Zanieczyszczeń (E-PRTR) (31 maja 2006 r.)	

Z powodu swojego zachowania chemicznego, biologicznego i/lub fizycznego, takie związki mogą mieć duży wpływ na środowisko wodne. Substancje te mogą powodować w odbiorczym zbiorniku wodnym takie zmiany jak wzrost kwasowości lub zasadowości wody zmieniający pierwotną wartość pH, wzrost zasolenia, zmniejszenie zawartości tlenu oraz wzmożony wzrost roślin wywołany emisją substancji odżywczych. Na przykład, woda z wypłukiwania żużlu i transportu popiołu ma charakter zasadowy spowodowany składem popiołu, natomiast woda z mycia kotła jest kwasowa. Ścieki z układów mokrego odsiarczania zawierają takie sole jak chlorki i siarczany.

1.3.4 Pozostałości po spalaniu

Spalaniu paliw towarzyszy wytwarzanie szeregu pozostałości (odpadów i/lub produktów ubocznych). Substancje lub przedmioty powstałe w wyniku procesów produkcyjnych, których głównym celem nie jest wytworzenie danej substancji lub przedmiotu, można uznać nie za odpady, ale za produkty uboczne, jeżeli spełnione zostaną odpowiednie wymogi dotyczące ich sprzedaży (są to np. popiół lotny, gips z odsiarczania gazu odlotowego). Ze względu na pochodzenie, pozostałości z obiektu energetycznego spalania można podzielić na bezpośrednio związane z procesem spalania lub wytwarzane w wyniku użytkowania obiektu i jego wyposażenia, takiego jak młyny węglowe czy urządzenia do uzdatniania wody. Pozostałości bezpośrednio związane ze spalaniem paliw to popioły (popiół lotny i denny) oraz pozostałości wytwarzane podczas odsiarczania gazów odlotowych. W Unii Europejskiej (państwa UE-15), wytworzono w 2010 r. około 48 300 kt pozostałości ze spalania węgla kamiennego, z czego około 25 290 kt wykorzystano w budownictwie (51,7 %), 19 500 kt w rekultywacji (40 %) a około 1 000 kt poddano unieszkodliwieniu (6,4 %). [64, ECOBA 2010]

Do głównych pozostałości wytwarzanych przez obiekty LCP należą:

- **Popiół denny i/lub żużel paleniskowy:** Popiół denny to materiał niepalny, który osadza się na dnie kotła i pozostaje w postaci nieskonsolidowanego popiołu. Jeżeli temperatura spalania jest wyższa od temperatury topliwości popiołu, popiół ten pozostaje jako żużel w stanie płynnym aż do momentu, kiedy zostanie usunięty z dna kotła jako żużel paleniskowy.
- **Popiół z kotłów fluidalnych:** Użytkowanie instalacji spalania w złożu fluidalnym z paliwem stałym takim jak węgiel kamienny, węgiel brunatny, biomasa czy torf, skutkuje wytwarzaniem popiołu, na który składa się zużyty materiał złoża i popiół z paliwa. Popiół ze złoża jest usuwany z dna komory spalania złoża fluidalnego.
- **Popiół lotny:** Popiół lotny stanowi część niepalnego materiału, który wydostaje się z kotła razem z gazem odlotowym. Popiół lotny jest zbierany z urządzeń ograniczania emisji cząstek stałych, takich jak elektrofiltry lub filtry workowe, a także z różnych części kotła, takich jak ekonomizer i podgrzewacz powietrza. Największa ilość popiołu jest wytwarzana podczas spalania węgla kamiennego i brunatnego. Na kolejnym miejscu jest spalanie torfu i biomasy. Natomiast urządzenia opalane gazem wytwarzają bardzo małe ilości popiołu. Choć ilość popiołu wytwarzana przez urządzenie opalane paliwem płynnym jest znacznie większa niż w przypadku kotła opalanego gazem, to i tak jest ona stosunkowo niewielka w porównaniu z ilością popiołu ze spalania węgla.
- **Pozostałości z odsiarczania gazów odlotowych:** Takie paliwa jak węgiel, torf i olej zawierają różne ilości siarki. Aby zapobiec dużym emisjom dwutlenku siarki do atmosfery, obiekty LCP (zwłaszcza te o mocy ponad 100 MW_{th}) są zwykle wyposażane w układy odsiarczania gazów odlotowych (ang. flue-gas desulphurisation, FGD). Różne obecnie stosowane techniki odsiarczania odpowiadają za wytwarzanie szeregu pozostałości. Na przykład, mokre skrubery zasilane wapnem/wapieniem wytwarzają produkt uboczny w postaci gipsu, natomiast skrubery suche wytwarzają pozostałości w postaci mieszaniny nieprzereagowanych sorbentu (np. wapna, wapienia, węglanów sodu, węglanów wapnia), soli siarki i popiołu lotnego.

Popiół i pozostałości z odsiarczania gazów odlotowych mają zdecydowanie największy udział w całości pozostałości pochodzących z obiektów LCP. Mogą one być unieszkodliwiane jako odpady na składowiskach odpadów lub wykorzystywane jako produkty uboczne w różnych celach, takich jak produkcja cementu i betonu, kruszywo do betonu lub asfaltu, rekultywacja terenów górniczych, stabilizacja odpadów oraz jako składnik wielu produktów.

Gips, produkt uboczny z odsiarczania, jest szeroko wykorzystywany w branży cementowej i gipsowej, np. w produkcji płyt gipsowych, oraz w coraz bardziej znaczącym i większym stopniu przyczynia się do zaspokojenia zapotrzebowania na gips.

Oprócz dużej ilości pozostałości bezpośrednio związanych z procesem spalania, mniejsze wolumeny pozostałości są wytwarzane w wyniku użytkowania samego obiektu i jego urządzeń. Poniżej przedstawiono typowe przykłady tych pozostałości:

- **Pozostałości z czyszczenia kotła:** Pozostałości wytwarzane podczas konserwacji strony gazowej i wodnej kotła, w tym podgrzewacza powietrza, ekonomizera, przegrzewacza, komina, kondensatora oraz sprzętu dodatkowego. Po stronie gazowej, na powierzchni sprzętu gromadzą się pozostałości po spalaniu takie jak sadza i popiół lotny, które muszą być okresowo usuwane. Po stronie wodnej, w kotle osadza się kamień i produkty korozji, które muszą być okresowo usuwane przy użyciu roztworów kwaśnych i zasadowych.
- **Odrzuty z przemiału paliwa stałego:** Paliwa stałe takie jak węgiel kamienny i brunatny są zwykle rozdrabniane, aby umożliwić ich zasypanie do kotła. Podczas mielenia węgla kamiennego, ze strumienia paliwa trzeba oddzielić wszelkie kamienie i piryt (minerał żelaza). Te pozostałości stałe mogą być usuwane razem z popiołem dennym.
- **Osad z uzdatniania wody uzupełniającej:** Pozostałości z uzdatniania wody uzupełniającej do cyklu pary. Uzdatnianie wody uzupełniającej do kotła może obejmować różne procesy, takie jak osadzanie, flokulacja, zmiękczenie, filtrowanie i osmoza. W wyniku stosowania tych metod powstają osady.
- **Zużyte żywice jonowymienne:** Żywice jonowymienne są wykorzystywane do uzdatniania wody uzupełniającej do kotła.
- **Zużyte katalizatory z procesów SCR:** Katalizatory SCR są wykorzystywane do redukcji emisji tlenków azotu do atmosfery. W związku z ich dezaktywacją, katalizatory te należy okresowo wymieniać (po kilku latach użytkowania). Obecnie, do regeneracji takich materiałów katalitycznych stosuje się różne metody. Zużyte elementy katalizatora są zwykle odsyłane do producenta w celu przygotowania do ponownego wykorzystania.
- **Osad po oczyszczeniu ścieków:** Osady powstałe w wyniku oczyszczania różnych strumieni ścieków z obiektu LCP.
- **Odpady laboratoryjne:** Niewielkie ilości odpadów powstających w laboratoriach, na przykład w wyniku analizowania próbek paliwa, pobieranej wody, produktów ubocznych, pozostałości itp.
- **Inne pozostałości:** Do innych pozostałości należą te, które pochodzą z oczyszczania urządzeń zakładu w celach konserwacji, a także zużyty olej i sprzęt zawierający olej, sprzęt zawierający PCB oraz odpady z obróbki paliwa (np. płukania węgla).

Większość z wyżej wymienionych pozostałości, zarówno z procesu spalania (np. popiół) jak i odsiarczania (np. gips), a także inne pozostałości powstające w obiekcie energetycznego spalania mogą stanowić potencjalne ryzyko dla środowiska. Na przykład, popiół z kotła opalanego węglem kamiennym zawiera takie pierwiastki jak krzem, aluminium, żelazo, wapń, magnez, potas, sód i tytan, a także takie metale jak antymon, arsen, bar, kadm, chrom, ołów, rtęć, selen, stront, cynk i inne.

Według obowiązujących przepisów unijnych, wiele z powyższych pozostałości pochodzących z obiektów energetycznego spalania to odpady. Jednakże, przemysł od wielu dziesięcioleci dokłada starań w celu rozwoju sposobów ich minimalizacji i/lub ponownego wykorzystania w różnych sektorach, takich jak branża cementowa i budowlana. W wyniku tych starań ilości odpadów wysyłanych na składowiska uległy faktycznemu zmniejszeniu. Zgodnie z Dyrektywą 2008/98/WE Parlamentu Europejskiego i Rady, jest to korzystne dla środowiska ponieważ wykorzystanie pozostałości jako surowca pomaga chronić zasoby naturalne i minimalizować ilość składowanych odpadów. Przykładowo, wykazano, że wykorzystanie popiołu węglowego zmniejszyło ogólną ilość CO₂ emitowanego przy produkcji cementu dzięki zmniejszeniu ilości wapienia do prażenia. [85, Eurelectric 2012]

Co do popiołu dennego i lotnego ze spalania węgla kamiennego, obydwa rodzaje składają się z różnych związanych z węglem pierwiastków obecnych w glebie. Jedną z ich najbardziej charakterystycznych cech jest to, że

w znacznej części są w stanie sproszkowanym lub spieczonym, a większość elementów jest zawarta w matrycy szklistej, co zasadniczo determinuje ich prawną klasyfikację w krajowych i międzynarodowych wykazach odpadów jako pozostałości obojętne, nieaktywne lub inne niż niebezpieczne (np. jako odpady inne niż niebezpieczne wg. europejskiego wykazu odpadów - Decyzja 2001/118/WE zmieniająca Decyzję 2000/532/WE, a także na "zielonej" liście w Decyzji OECD C (92)39/final).

Powszechnie wiadomo również, że pewne produkty uboczne, takie jak gips z układów odsiarczania, mają duży udział w rynku gipsu i są wykorzystywane jako najważniejszy surowiec w produkcji płyt gipsowych. Powyższe działania branży pomagają zmniejszyć efekty wzajemnych powiązań pomiędzy różnymi komponentami środowiska i ograniczyć ryzyko szkód środowiskowych, a także zmniejszyć konieczność wydobycia naturalnego gipsu.

1.3.5 Hałas i wibracje

Hałas i wibracje to powszechne problemy wynikające z użytkowania obiektów LCP. Zwłaszcza turbiny charakteryzują się potencjałem generowania dużych emisji hałasu. Ponieważ hałas emitowany przez pracującą instalację do otaczającego ją środowiska jest przyczyną wielu skarg, potrzebne są informacje dotyczące przyczyn powstawania i sposobów ograniczania hałasu i wibracji.

Największe źródła hałasu to: transport i gospodarowanie paliwami i pozostałościami (odpadami i produktami ubocznymi), użytkowanie dużych pomp i wentylatorów, zawory bezpieczeństwa, techniki chłodzenia, kotły, turbiny parowe i gazowe oraz inne silniki stacjonarne. Choć hałas i wibracje można mierzyć na wiele sposobów, często konkretna metoda jest uzależniona od danego miejsca i uwzględnia częstotliwość dźwięku oraz umiejscowienie obszarów mieszkalnych (wrażliwie obiekty oddziaływania).

Wpływ hałasu emitowanego z obiektu energetycznego spalania jest ograniczony do stosunkowo niewielkiego obszaru otaczającego instalację. W związku z tym, dokuczliwość hałasu może być najczęstszym problemem, szczególnie w godzinach nocnych, dla ludności mieszkającej w pobliżu obiektu. Z tego powodu, w niektórych krajach obiekty te podlegają surowszym dopuszczalnym poziomom hałasu nocą niż w ciągu dnia.

1.3.6 Emisje substancji radioaktywnych

Zgodnie z art. 3.1 (a) Dyrektywy w sprawie emisji przemysłowych, naturalne substancje radioaktywne nie są objęte jej przepisami. Jednakże w ramach technicznej grupy roboczej ds. LCP uzgodniono, żeby w ogólnej części niniejszego dokumentu uwzględnić pewne informacje na temat emisji naturalnych substancji radioaktywnych uwalnianych przez spalanie paliw kopalnych.

Emisje substancji radioaktywnych naturalnie występujących w większości paliw kopalnych nie są uważane za ważną kwestię środowiskową w przypadku obiektów LCP. W ostatnich latach, społeczność europejska (zwłaszcza ludzie mieszkający w pobliżu obiektów LCP) zaczęła coraz bardziej obawiać się promieniowania wynikającego z wykorzystania paliw kopalnych, w szczególności w przypadku spalania dużych ilości węgla kamiennego. W praktyce, stwierdzono, że emisje substancji radioaktywnych do powietrza z pojedynczej elektrowni lub komina są niemal niewykrywalne w porównaniu z promieniowaniem naturalnym.

Badanie radioaktywności materiału stałego przechodzącego przez elektrownie wykazało, że ponad 90 % obecnej w węglu radioaktywności zostaje zachowane w popiele. Jedynie niewielki jej odsetek można znaleźć w produktach odsiarczania gazów odlotowych takich jak gips FGD. Stężenie radionuklidów w popiele zależy od ich stężenia w węglu, zawartość popiołu w węglu oraz warunków panujących w danej elektrowni. Ze względu na zawartość popiołu, wartości stężenia naturalnych nuklidów radioaktywnych w popiele lotnym przekraczają te w węglu 2-15 krotnie. Wyniki międzynarodowych pomiarów radioaktywności popiołu powstałego w wyniku spalania węgla kamiennego mieszczą się w przedziale od 60 Bq/kg do 1 000 Bq/kg. Wartości średnie wynoszą od 90 Bq/kg do 180 Bq/kg z wartością szczytową 1 000 Bq/kg dla grupy uranu, oraz od 70 Bq/kg do 150 Bq/kg z wartością szczytową 290 Bq/kg dla grupy toru.

Popiół z torfu jest przeznaczony do unieszkodliwienia na składowiskach odpadów oraz wykorzystywany w zagospodarowaniu krajobrazu, produkcji betonu i jako luźny produkt w robotach drogowych. Może być również hałdowany. Narażenie na promieniowanie przy obsłudze i utylizacji popiołu z torfu oszacowano w oparciu o wskaźniki aktywności. W przypadku popiołu z torfu, stężenia promieniotwórcze radionuklidów są 20-25 razy wyższe niż w samym torfie. Stężenia radu i toru są tej samej wielkości jak w glebie i skałach. Stężenie uranu (do 1 000 Bq/kg) jest średnio około 25 razy wyższe niż w piasku i żwirze.

1.3.7 Działania ograniczające wpływ na środowisko

We wcześniejszych sekcjach przedstawiono zakres i wielkość potencjalnego wpływu obiektów LCP na środowisko w przypadku niewdrożenia technik redukcji zanieczyszczeń.

Nad faktycznym wpływem można zapanować dopierając odpowiednie techniki według zasad BAT. W kolejnych rozdziałach niniejszego dokumentu przedstawione zostaną dostępne techniki ograniczające potencjalny wpływ na środowisko.

Faktyczny wpływ danego obiektu LCP będzie zależeć od całości środków ograniczających zastosowanych na etapie projektowania, użytkowania i wycofania obiektu z eksploatacji.

1.3.8 Wprowadzenie do zintegrowanego podejścia do ochrony środowiska jako całości

Zintegrowane podejście omówiono poniżej z trzech punktów widzenia [130, Finland 2000]:

- wzajemny wpływ technik ograniczania emisji różnych zanieczyszczeń z perspektywy cech charakterystycznych danego procesu LCP;
- zależność skuteczności danej techniki redukcji emisji zanieczyszczeń od innych aspektów środowiskowych, zużycia energii i materiałów eksploatacyjnych oraz kwestii ekonomicznych;
- potrzeba znalezienia odpowiedniej równowagi między korzyściami dla środowiska (redukcja emisji różnych zanieczyszczeń), efektami wzajemnych powiązań pomiędzy różnymi komponentami środowiska i kwestiami ekonomicznymi.

Przykładem wzajemnego wpływu w przypadku zanieczyszczeń pochodzących z obiektów LCP jest współzależność między emisjami NO_x z palnika o niskiej emisji NO_x , niespalonym węglem, CO i węglowodorami. Starania mające na celu minimalizację powstawania NO_x powodują, że w pewnym punkcie gwałtownie wzrasta niespalona frakcja paliwa. Skutkuje to nie tylko zmniejszeniem efektywności spalania, ale również tworzy nowe zanieczyszczenia - CO i niespalone węglowodory. Ponadto, norma EN 197-1 określa granicę dla straty przy prażeniu (metoda pomiaru niespalonego węgla, ustalona zgodnie EN 197-2) dla popiołu lotnego, po przekroczeniu której popiół lotny nie może być już używany w branży cementowej lub budowlanej i w związku z czym musi być unieszkodliwiany na składowiskach odpadów.

Kolejnym przykładem jest zależność powstawania NO_x i N_2O od temperatury spalania w złożu fluidalnym. Powstawanie NO_x można minimalizować przez obniżanie temperatury złoża w kotle FBC, ale wtedy w pewnym punkcie rosnąć zaczyna szybkość powstawania N_2O . Należy znaleźć kompromis między wartością temperatury spalania i osądem, w jakiej temperaturze osiągnięta zostanie najlepsza równowaga. Oprócz tlenków azotu, temperatura złoża ma również wpływ na wychwytywanie siarki w złożu kotła FBC przez dodanie wapienia.

Kolejnym przykładem jest redukcja katalityczna NO_x . Chociaż jest ona skutecznym środkiem redukcji emisji NO_x , skutkuje wprowadzeniem niewielkich emisji amoniaku (pozostałości amoniaku) do środowiska. Ponadto, transport, gospodarowanie i magazynowanie samego amoniaku stanowi zagrożenie dla środowiska. Jest ono mniejsze w mniejszych obiektach, w których zwyczajowo stosuje się wodny roztwór

amoniaku, ale w dużych obiektach, w których stosowany jest czysty amoniak, skutki wypadków mogą być poważne.

Przy rozważaniach nad skutecznością danej techniki redukcji zanieczyszczeń w zależności od kosztów ekonomicznych jej zastosowania, jak również wymogów dotyczących energii i materiałów eksploatacyjnych oraz konieczności zagospodarowania powstałych substancji odpadowych, podstawową zasadą jest to, że lepsze wyniki osiąga się inwestując większe pieniądze. Przykładem jest redukcja siarki w kotłach FBC. Stopień wychwytywania siarki przez dodanie wapienia do złoża FBC rośnie w miarę stosowania większych ilości wapienia. Wysoki stopień redukcji siarki wymaga zatem zwiększonego zużycia wapienia. To z kolei oznacza konieczność umieszczenia gdzieś większych ilości popiołu. Zarówno wykorzystanie wapienia jak i zwiększone ilości popiołu są niepożądanymi środowiskowo skutkami ubocznymi zwiększonego wychwyty siarki w kotle FBC. Innym skutkiem wysokiej zawartości wapnia w popiele jest to, że czyni ona popiół nienadającym się do użycia. Taka sytuacja w odniesieniu do zużycia wapnia jest jakościowo podobna w przypadku pól suchego odsiarczania gazów odlotowych.

W przypadku odsiarczania w skruberach mokrych, dodatkowy wapń nie jest wymagany. Co więcej, nie może on być stosowany, jeżeli produktem końcowym ma być gips o jakości handlowej. Jednakże, w celu osiągnięcia wyższej efektywności redukcji, wymagany jest większy reaktor i konieczne jest większe zużycie energii elektrycznej do napędzania pomp cyrkulacyjnych, wentylatorów wyciągowych skrubera i wymienników ciepła. Jeżeli pożądanym jest wysoki stopień redukcji siarki, wzrost zużycia wapnia i produkcji gipsu jest niewielki, ale zużywane są większe ilości energii elektrycznej, a co za tym idzie do powietrza uwalniane są większe ilości CO₂.

Skuteczność usuwania cząstek z elektrofiltrów i filtrów workowych można podnosić niemal bez końca przez zwiększanie ich rozmiarów, a zatem również kosztu urządzeń. Warunki dotyczące selektywnej redukcji katalitycznej NO_x są analogiczne: przez dodanie większej ilości elementów katalitycznych, osiąga się lepszą redukcję i mniejsze uwalnianie amoniaku.

1.3.9 Zbieranie danych o poszczególnych obiektach w sektorze LCP

Informacje i dane na temat efektywności środowiskowej dużych obiektów energetycznego spalania gromadzono w 2012 r. na poziomie europejskim m.in. przez wykorzystanie kwestionariuszy dla poszczególnych obiektów. Celem kwestionariusza było uzyskanie informacji i danych dotyczących efektywności środowiskowej na poziomie istniejących obiektów/instalacji energetycznego spalania.

Każdemu kwestionariuszowi/obiektowi LCP przypisano indywidualny kod (np. 543-1), który w dalszej części niniejszego dokumentu jest stosowany do identyfikacji każdego z obiektów LCP. Na potrzeby oceny, kody identyfikujące uzupełniono następującymi symbolami literowymi:

- V dla kwestionariuszy zweryfikowanych (kwestionariusz wypełniony i wysłany przez użytkownika, sprawdzony przez odpowiednie państwo członkowskie, ponownie sprawdzony przez EIPPCB, zaktualizowany i odesłany przez użytkownika za pośrednictwem państwa członkowskiego - np. 543-1V).
- NV dla kwestionariuszy niekompletnie zweryfikowanych (kwestionariusz wypełniony i wysłany przez użytkownika, sprawdzony odpowiednie państwo członkowskie, ponownie sprawdzony przez EIPPCB, ale nie zaktualizowany przez użytkownika - np. 432NV).
- Brak symboli literowych (kwestionariusz wypełniony i wysłany przez użytkownika, sprawdzony przez odpowiednie państwo członkowskie, ponownie sprawdzony przez EIPPCB, ale bez odpowiedzi ze strony użytkownika - np. 536).
- C dla kwestionariuszy "skorygowanych" w przypadku gdy niepewność pomiaru dotycząca zgłaszanych danych została dodana do danych w celu zapewnienia porównywalności wszystkich zgłoszonych danych (tzn. bez konieczności odejmowania niepewności). "Korekta" została przeprowadzona przez dodanie wartości bezwzględnej, lub procentowej, w zależności od rodzaju informacji przedstawionych w kwestionariuszu. W przypadku nieprzedstawienia danych dotyczących niepewności, dodano "domyślną" niepewność odpowiadającą 2 % dla emisji CO, 3 % dla emisji NO_x i SO_x oraz 4 % dla emisji pyłu.

Zebrane dane i informacje szeroko wykorzystano w BREF, a dane dotyczące efektywności obiektów energetycznego spalania przedstawione w tabelach i wykresach są oznaczone ww. kodami. W przypadku wykresów emisji do wód, nie ma korekty niepewności. Wykaz kodów wraz z nazwami obiektów znajduje się w Załączniku I. [3, LCP TWG 2012]

W przypadku danych dotyczących zgłaszanych emisji do powietrza użytych do analizy nie odjęto niepewności pomiaru. Informacje na temat uśrednionej niepewności przypisanej pomiarom z europejskich obiektów energetycznego spalania, wywiedzione z danych zebranych przy pomocy kwestionariusza na poziomie obiektu, zostały podane w Załączniku IV.

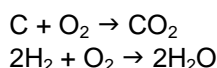
2 PROCESY WYTWARZANIA ENERGII

2.1 Zasady spalania

Do wytwarzania pary, kocioł potrzebuje źródła ciepła o wystarczającej temperaturze. Paliwa, w przypadku och użycia do wytwarzania pary, są spalane w palenisku lub komorze spalania kotła. Generatory pary mogą również korzystać z energii cieplnej w postaci ciepła odpadowego pochodzącego z innego procesu.

Spalanie można zdefiniować jako gwałtowne chemiczne połączenie tlenu z palnymi elementami paliwa. Istnieją tylko trzy istotne palne elementy: węgiel, wodór i siarka, przy czym siarka ma zwykle mniejsze znaczenie jako źródło ciepła.

Podczas kompletnego spalania, węgiel i wodór przechodzą przemianę w CO_2 i H_2O według poniższych reakcji:



Zwyczajowym źródłem tlenu dla paleniska kotła jest powietrze. Powyższe reakcje spalania są reakcjami egzotermicznymi, a wydzielane ciepło wynosi 32 800 kJ/kg spalonego węgla oraz 142 700 kJ/kg spalonego wodoru. Energii paliw nie można obliczać tylko przez zsumowanie energii związanej z samą zawartością wodoru i węgla, ponieważ trzeba uwzględnić również energię chemiczną przekształceń cząsteczkowych. Do uwalniania energii przyczynia się również siarka i inne pierwiastki zawarte w paliwie. Ponieważ podczas spalania uwalniana jest woda w postaci gazowej, ciepło przekazywane do generatora pary jest teoretycznym ciepłem spalania pomniejszonym o ciepło utajone pary wodnej w gazie odlotowym. Ta wartość energii jest wyrażana jako "wartość opałowa" (ang. lower heating value, LHV) lub "wartość opałowa netto". LHV można porównać do "ciepła spalania" (ang. higher heating value, HHV) lub "wartości opałowej brutto", które określa się dla wszystkich produktów spalania w warunkach środowiska (1 bar, 25 °C) i które uwzględniają ciepło utajone parowania wody podczas spalania. Większość dodatkowej energii jest dostępna jedynie przy pomocy kondensacji gazowego H_2O z gazu odlotowego do płynnego H_2O w temperaturze poniżej punktu rosy wody.

Celem dobrego spalania jest uwolnienie całego ciepła przy jednoczesnej minimalizacji strat wynikających z niedoskonałości spalania i zbędnych przepływów powietrza. Poprawne spalanie wymaga temperatury wystarczającej do zapłonu składników, dobrego wymieszania lub turbulencji oraz czasu wystarczającego na ukończenie spalania.

W palenisku kotła (gdzie nie wykonywana jest żadna praca mechaniczna), energia cieplna z reakcji elementów palnych z tlenem zależy od końcowych produktów spalania, a nie pośrednich kombinacji, które mogą się pojawiać na drodze do osiągnięcia ostatecznego wyniku.

Prostą demonstracją tego prawa jest reakcja 1 kg węgla z tlenem w celu wytworzenia konkretnej ilości ciepła. Reakcja ta może zachodzić w pojedynczym kroku tworząc CO_2 lub, w pewnych warunkach, w dwóch krokach: najpierw tworząc CO, który wytwarza dużo mniej ciepła, a następnie przez reakcję CO tworząc CO_2 . Jednakże, suma ciepła uwolnionego w tych dwóch krokach jest taka sama jak 32 800 kJ/kg wytworzone podczas spalania węgla do CO_2 w pojedynczym kroku.

Fakt, iż węgiel może reagować z tlenem na powyższe dwa sposoby ma zasadnicze znaczenie dla konstrukcji urządzeń spalania. Metody spalania muszą zapewniać kompletną mieszankę paliwa i tlenu, aby zapewnić spalanie całego węgla do CO_2 a nie do CO. Niespełnienie tego wymogu skutkuje znacznymi stratami efektywności spalania i ilości ciepła uwalnianego z paliwa, ponieważ jedynie 28 % ciepła dostępnego w węglu jest uwalniane w przypadku tworzenia CO zamiast CO_2 .

2.2 Powszechne procesy spalania technicznego

Niniejszy rozdział jest adresowany do osób zainteresowanych uzyskaniem ogólnego pojęcia o branży oraz osób zainteresowanych współzależnością procesów przemysłowych i zagadnień poruszonych w następujących sekcjach.

2.2.1 Ogólne przetwarzanie paliwa na ciepło

Przedstawione w niniejszej sekcji informacje stanowią jedynie ogólny przegląd różnych technik spalania. Tam gdzie to konieczne, konkretne procesy spalania przedstawiono bardziej szczegółowo w odpowiednich rozdziałach poświęconych paliwom. Ogólnie rzecz biorąc, techniki spalania stosuje się przy ciśnieniu zbliżonym do atmosferycznego, choć można je przystosować do wyższego ciśnienia. We wszystkich systemach spalania, niemal 100 % energii z paliwa jest przekształcane na ciepło. Efektywność tego przekształcenia jest określana jako "zużycie paliwa".

Ogólnie rzecz biorąc, ciepło netto z paliwa uwalniane w większości zastosowań jest przekazywane do procesów pary, turbin gazowych lub silników tłokowych i tam wykorzystywane. Niespalony węgiel zawarty w popiele, CO oraz VOC składają się na straty energii paliwa podczas procesu spalania.

W procesie zgazowania paliw stałych lub płynnych, ciepło jest uwalniane w dwóch krokach: najpierw kiedy zgazowywane jest paliwo, a następnie kiedy spalany jest wytworzony gaz.

Wybór systemu stosowanego w obiekcie opiera się na obciążeniach, dostępności paliw i wymogach dotyczących energii. Urządzenia wykorzystujące te systemy wymagają procesów dodatkowych obejmujących działania pomocnicze, takie jak obróbka węgla i redukcja zanieczyszczeń. [131, EPA 1997]

2.2.2 Opalanie paliwem sproszkowanym lub rozpylnym

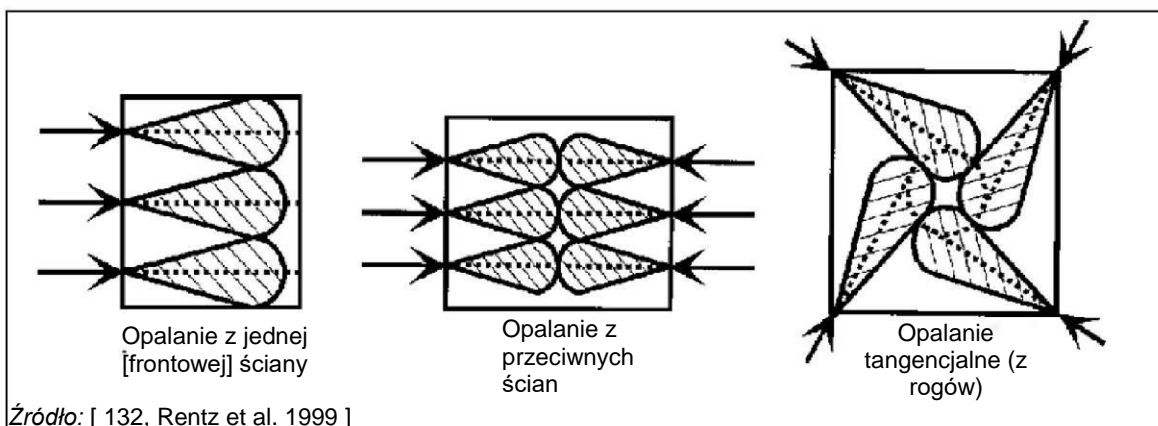
Rodzaje kotłów

Istnieją dwa rodzaje pieców/kotłów, w których paliwa stałe są poddawane sproszkowaniu lub paliwa płynne są rozpylane przed spalaniem:

- **Palenisko /kocioł z suchym odżużlaniem (ang. dry-bottom boiler, DBB):** Ten rodzaj kotła jest użytkowany w temperaturach dużo niższych od temperatury topnienia popiołu. Aby uniknąć zażużlenia, temperatura popiołu jest na tyle niska, aby nie przywierał on do ścian, a popiół jest zbierany z dna w postaci stałej. W centrum płomienia, temperatury są często wyższe niż temperatura topnienia cząstek popiołu, a temperatura na wyjściu z paleniska jest dużo niższa od temperatury płomienia, dzięki czemu cząstki pozostają w postaci stałej, nieprzywierającej do ścian. Od 0 % do 20 % popiołu jest przekazywane do suchego dna kotła i następnie usuwane jako popiół denny, natomiast pozostałe 80-100 % popiołu jest przenoszone z gazem odlotowym i następnie usuwane w dalszej części systemu. Technika DBB charakteryzuje się najwyższą zainstalowaną mocą spalania węgla na świecie. Nowe obiekty wykorzystujące tę technikę, posiadające jednostki o mocy jednostkowej do 1 100 MW_e są użytkowane w Europie do spalania węgla brunatnego. W USA i Japonii powstały jednostki o jeszcze większej mocy spalania węgla.
 - **Palenisko odciekowe /kocioł z mokrym odżużlaniem (ang. wet-bottom boiler, WBB):** Ten rodzaj kotła jest użytkowany w temperaturach wyższych niż temperatura topnienia popiołu, aby zapewnić by płynny popiół o wystarczającym stopniu płynności spływał po chronionych ścianach. Płynny popiół jest gaszony w wypełnionym wodą kolektorze. Piece te wymagają specjalnej okładziny ceramicznej, aby wytrzymać temperaturę stopionego popiołu oraz wysoką temperaturę reakcji chemicznej. Duża ilość popiołu jest transportowana do ścian i spływa w płynnej postaci przez otwór w dnie. W tego rodzaju systemie, popiół lotny może być poddany recyklingowi w komorze spalania w celu wytworzenia żużla paleniskowego zamiast popiołu lotnego jako pozostałości. Kocioł z mokrym odżużlaniem jest wykorzystywany głównie do spalania węgla kamiennego (np. antracytu), w którym zawartość związków lotnych jest stosunkowo niewielka. Współspalanie odpadów w paleniskach odciekowych jest często stosunkowo łatwe.
-

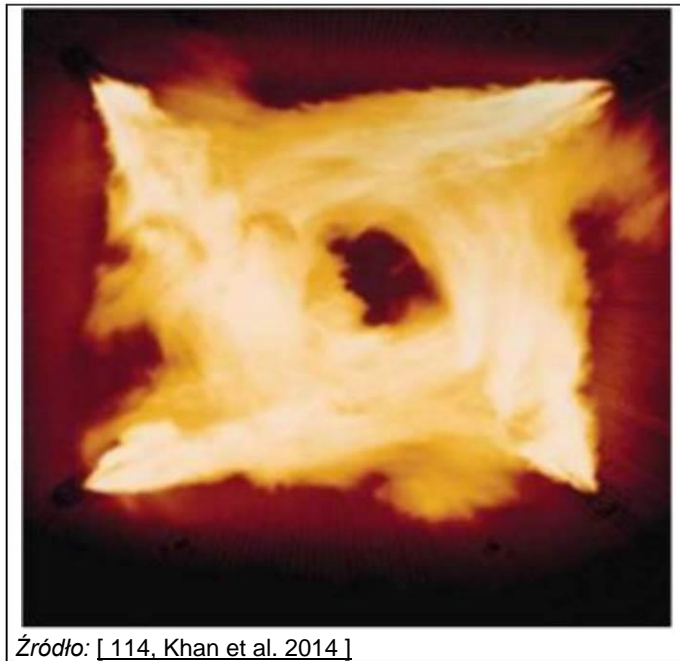
Systemy spalania

W spalaniu sproszkowanego/rozpylonego paliwa, mieszanina paliwa jest wtryskiwana do komory spalania przez dysze i spalana w powietrzu spalania. Podczas rozruchu, w sytuacji niestabilnego spalania i/lub do wyłączenia stosowane są oddzielne palniki zapłonowe/pilotowe. W większości przypadków, palniki te są zasilane zapłonowym/wspomagającym wkładem oleju napędowego, ale mogą wykorzystywać również gaz ziemny lub drobno zmielony węgiel brunatny. Różne konfiguracje palników do kotłów opalanych węglem kamiennym i brunatnym przedstawiono na Rysunku 2.1.



Rysunek 2.1: Różne układy palnika węglowego (główne systemy)

- **Systemy opalania ze ściany/frontu:** W systemach z poziomym opalaniem ze ściany, palniki są umiejscowione w rzędach na ścianie frontowej lub na frontowej i tylnej. Ta ostatnia konfiguracja jest nazywana "opalaniem przeciwstawnym".
- **Systemy opalania tangencjalnego lub narożnego:** W systemach opalania tangencjalnego lub narożnego, palniki są umiejscowione w każdym z czterech rogów paleniska. Dysze palników są tak skierowane, aby strumienie węgla i powietrza były kierowane wzdłuż linii stycznej z małym okręgiem położonym w płaszczyźnie poziomej w centrum paleniska. Ruch obrotowy, podobny do ruchu cyklonu, jest nadawany korpusowi płomienia, który rozchodzi się wypełniając obszar paleniska. Zapłon jednego palnika jest wspomagany przez płomień z palnika sąsiedniego. W wielu przypadkach, dysze można przechylić w celu kontrolowania temperatury gazu opuszczającego kocioł, tak aby utrzymywać temperaturę ogrzanego strumienia na poziomie temperatury obliczeniowej systemu. System opalania narożnego jest zawsze systemem tangencjalnym, ale konfiguracja ścienna również może zostać zbudowana jako system opalania tangencjalnego. Na Rysunku 2.2 przedstawiono przykład tangencjalnie opalanej komory spalania.



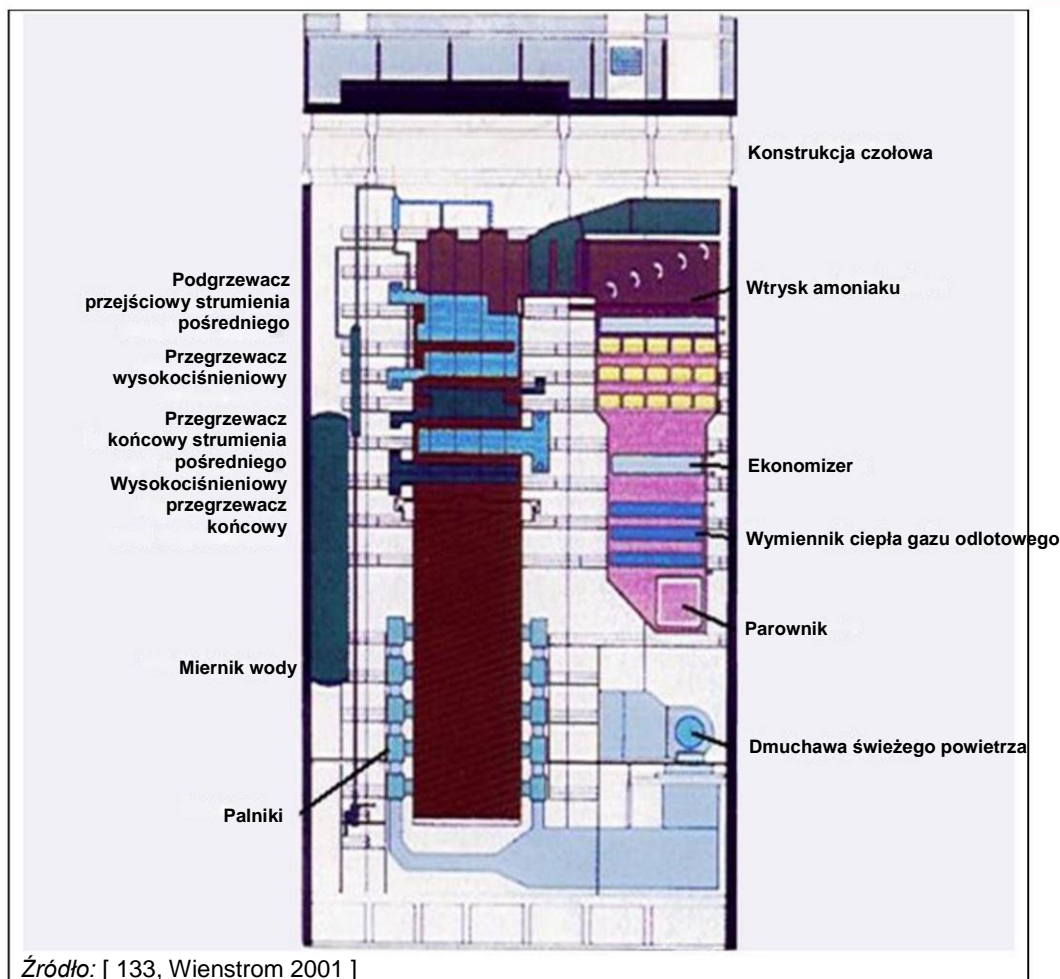
Źródło: [114, Khan et al. 2014]

Rysunek 2.2: Komora spalania z palnikami tangencjalnymi

- **Systemy opalane pionowo:** Pierwszy system spalania sproszkowanego węgla miał układ nazywany pionowym lub sklepieniowym. Jest ono obecnie wykorzystywane głównie do spalania węgla z zawartością materii lotnej w przedziale od 8 % do 15 % (w stanie suchym). Ten system opalania wytwarza długi, spętłony płomień w dolnej części paleniska z gorącymi gazami idącymi w górę do centrum.

Kotły zaprojektowane do spalania **paliw płynnych i gazowych** są bardzo podobne do kotłów używanych do spalania węgla. Podczas gdy paliwo gazowe jest spalane bezpośrednio w powietrzu, paliwa płynne są natrykiwane do paleniska przez dysze tworząc bardzo małe krople rozpylane parą lub powietrzem pod wysokim ciśnieniem i wytwarzając dużą ilość składników lotnych. Tylko ciężkie oleje opałowe wytwarzają znaczące ilości popiołu. Wszystkie czyste paliwa gazowe i płynne mogą być spalane przez palniki na dnie paleniska.

Typowy kocioł na ciężki olej opałowy przedstawiono na Rysunku 2.3.



Rysunek 2.3: Kocioł opalany ciężkim olejem opałowym

Wszystkie konstrukcje palników są zasilane bezpośrednio powietrzem.

W przypadku przeznaczenia tylko do **spalania gazu**, komora spalania jest nieco mniejsza, ale w większości przypadków kotły te mogą również, w sytuacjach nagłych, służyć do spalania paliw płynnych lub spalania wielopaliwowego.

2.2.3 Spalanie w złożu fluidalnym

Spalanie w złożu fluidalnym (ang. fluidised bed combustion, FBC) zachodzi przy wtrysku paliwa do gorącego turbulentnego złoża utworzonego z obojętnego materiału i popiołu, do którego z dna kotła doprowadzono również pierwotne powietrze spalania w celu wytworzenia fluidyzacji.

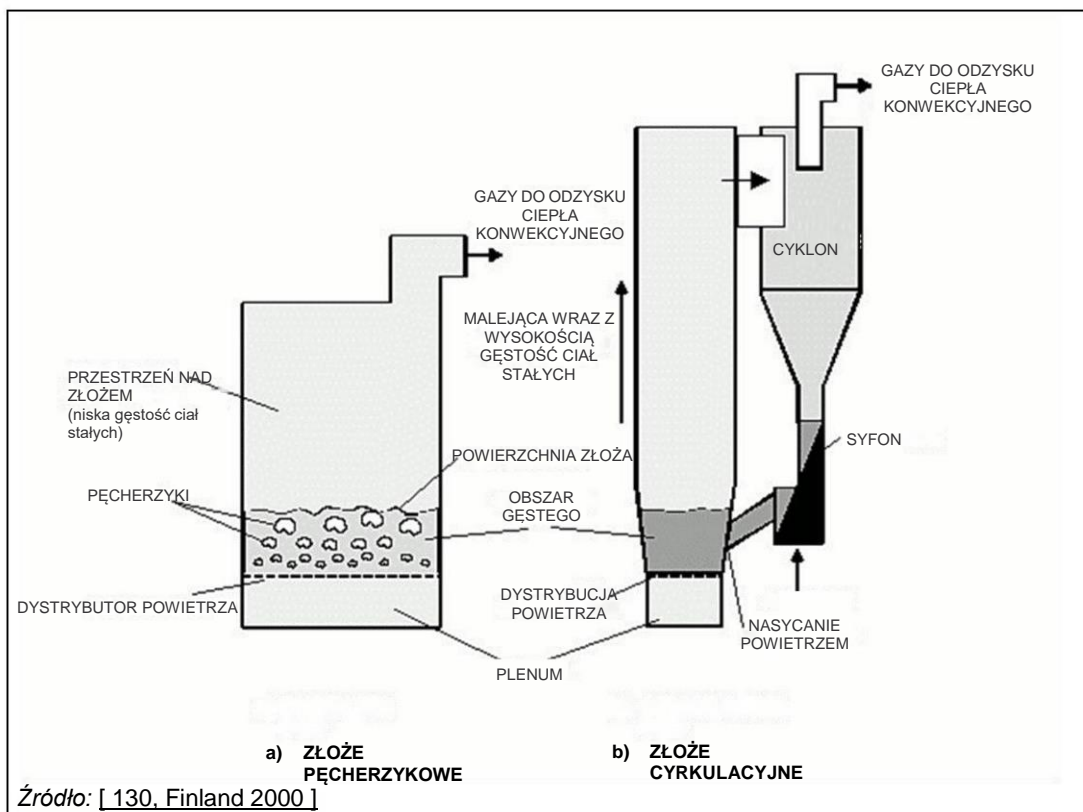
Jako pierwszy materiał złoża przy pierwszym rozruchu zwykle wykorzystuje się piasek. Cząstki złoża, w tym paliwo (od 1 % do 3 % materiału złoża), popiół i sorbenty są fluidyzowane przez płynący ku górze strumień powietrza i gazu odlotowego. Z powodu temperatury spalania wynoszącej około 850 °C oraz długiego czasu pozostawania w palenisku, stopień wypalenia paliwa jest bardzo duży, a co za tym idzie związane z nim emisje produktów spalania są stosunkowo niskie.

W przypadku tego rodzaju paleniska FBC, paliwo stałe trzeba grubo zmielić, ponieważ drobne cząstki zostałyby wydmuchnięte ze złoża fluidalnego, natomiast zbyt duże cząstki zatrzymałyby fluidyzację.

Małe jednostki pracują przy statycznej fluidyzacji. Wraz ze wzrostem rozmiarów kotłów oraz w przypadku mało reaktywnych rodzajów paliwa, preferowane jest zastosowanie spalania w cyrkulacyjnym złożu fluidalnym. Aby wykorzystać całość

paleniska, koncepcja ta opiera się na objętościowej ekstrakcji cząstek, separacji cyklonu oraz powtórny wykorzystaniu grubo zmielonych cząstek w złożu. Kilka pilotażowych obiektów FBC jest użytkowanych przy wysokim ciśnieniu i wykorzystaniu turbiny gazowej do ekspansji gazu odlotowego. Systemy te są nazywane systemami ciśnieniowego spalania w łożu fluidalnym (ang. pressurised fluidised bed combustion, PFBC). Mimo problemów technicznych występujących na etapie rozwoju tego systemu, dziś działa już kilka wykorzystujących go obiektów.

Obecnie istnieją dwa różne rodzaje kotłów ze złożem fluidalnym: kotły z pęcherzykowym złożem fluidalnym (ang. bubbling fluidised bed combustion, BFBC) i kotły z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym (ang. circulating fluidised bed combustion, CFBC). Na Rysunku 2.4 przedstawiono schemat obydwu rodzajów kotła fluidalnego. Spalanie w złożu fluidalnym jest wykorzystywane w zastosowaniach przemysłowych i energetycznych, w których spalane są różne paliwa stałe, takie jak węgiel kamienny, węgiel brunatny, torf, a zwłaszcza biomasa.



Rysunek 2.4: Schemat kotła z pęcherzykowym złożem fluidalnym i kotła z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym

Spalanie w złożu fluidalnym nie różni się znacząco od innych technik spalania. Spalanie w pęcherzykowym złożu fluidalnym pod wieloma względami przypomina spalanie na ruszcie z podajnikiem narzutnikowym. Główną korzyścią dla spalania jest lepsza kontrola temperatury. Spalanie w cyrkulacyjnym złożu fluidalnym przypomina spalanie paliwa pyłowego lub spalanie palnikowe. Różnicą jest jednak kompleksowa kontrola temperatury paleniska, która zapewnia zapłon paliwa bez potrzeby użycia płomienia o wysokiej temperaturze.

Temperatura w złożu fluidalnym wynosi zwykle 750-950 °C. Dolna granica bierze się z reaktywności spalania paliw, a górna z punktu początku spiekania popiołu.

Paliwo do użycia w kotłach fluidalnych nie musi być sproszkowane ani suszone. Do dostarczenia paliwa do złoża wystarczy jego mechaniczne skruszenie. Dzięki stabilizującemu działaniu złoża, złoża fluidalne tolerują dużą wilgotność. Pewne ograniczenia rozmiarów są związane z obrotowymi podajnikami paliwa. Z drugiej strony, wstępna obróbka paliwa reaktywnego jest bezpieczniejsza, jeżeli jest ono umiarkowanie wilgotne. Ryzyko powstania wybuchowej mieszaniny pyłu i

zapłonu podczas obróbki i transportu paliwa jest zwykle kontrolowane przez utrzymywanie wilgotności paliwa na poziomie powyżej 40 %.

Co do kwestii ochrony środowiska, dzięki niskiej temperaturze spalania, systemy FBC są w stanie zredukować emisje SO_2 przez wtrysk wapienia i mogą osiągać stosunkowo niski poziom powstawania termicznego NO_x . Jest to jeden z powodów, dla których ta technika spalania jest obecnie coraz intensywniej rozwijana. Co więcej, dzięki temu, że kotły te nie są zbyt wrażliwe na specyfikacje paliwa, w tym samym obiekcie można spalać szeroką gamę paliw.

W przestrzeni nad złożem pęcherzykowym (ang. freeboard), spalanie gazów z pirolizy może wytwarzać temperatury przekraczające 1 200 °C, a to może przyczynić się do powstawania termicznego NO_x . Ogólnie rzecz biorąc, powstawanie NO_x w odpowiednio zaprojektowanym złożu fluidalnym można utrzymywać na poziomie niższym niż w przypadku kotłów PC.

Wybór opcji spalania w złożu fluidalnym to zrównoważenie częściowo sprzecznych wymogów dotyczących ograniczania emisji NO_x , N_2O i SO_2 i ograniczania ilości niespalonych węglowodorów, CO i zwęglania.

W złożu fluidalnym nie mogą być spalane paliwa o niskiej temperaturze topnienia popiołu, ponieważ gromadzenie się stopionego popiołu szybko przerwie fluidyzację. Również ciężkich fizycznych nieczystości, takich jak kawałki metali znajdujące się w odpadach z gospodarstw domowych, nie można spalać w złożu fluidalnym, ponieważ opadają one na płytę dystrybucji powietrza, zakłócają fluidyzację i ciężko je usunąć z paleniska. Jednakże wdrożono już nowe rozwiązania mające zapewnić możliwość wykorzystania złoża z takimi paliwami.

2.2.3.1 Spalanie w pęcherzykowym złożu fluidalnym (BFBC)

Spalanie w pęcherzykowym złożu fluidalnym (BFBC) to nowoczesna technologia spalania, przydatna zwłaszcza do spalania niejednorodnych biopaliw. W BFBC, paliwo jest podawane do złoża. Piroliza biopaliw zachodzi natychmiast po kontakcie z gorącym złożem. 30-40 % powietrza spalania jest zużywane jako powietrze fluidyzacyjne, a reszta w spalaniu gazów z pirolizy w tzw. freeboard ponad złożem pęcherzykowym. W przestrzeni nad złożem spalana jest również większość najdrobniejszych cząstek. Temperatura spalania w przestrzeni nad złożem może sięgać 1 100-1 200 °C, a miejscowo nawet więcej. Złoże pęcherzykowe działa w zasadzie jako adiabatyczna komora spalania, przy czym niska temperatura spalania jest wynikiem użycia powietrza w stosunku podstechiometrycznym w strefie spalania pierwotnego.

BFBC składa się ze złoża o wysokości 0,5-1,5 m położonego na płycie rozpraszającej powietrze fluidyzacyjne. Prędkość fluidyzacji wynosi około 1 m/s. Gęstość złoża pęcherzykowego wynosi około 1 000 kg/m^3 . Wśród zwykle wykorzystywanych materiałów złoża są piasek, popiół z paliwa, dolomit, wapień, itp. Rozmiar cząstek materiału złoża fluidalnego zwykle wynosi 0,5-1,5 mm, ponieważ mniejsze cząstki są unoszone z przepływem gazu fluidyzacyjnego, a większe opadają na płytę dystrybucji powietrza. Z lewej strony Rysunku 2.5 przedstawiono jak szerokość paleniska kotła BFB (kolor niebieski, złoże fluidalne u dołu) utrzymuje prędkość gazu na odpowiednio niskim poziomie umożliwiającym pozostanie materiału fluidyzacyjnego w palenisku.

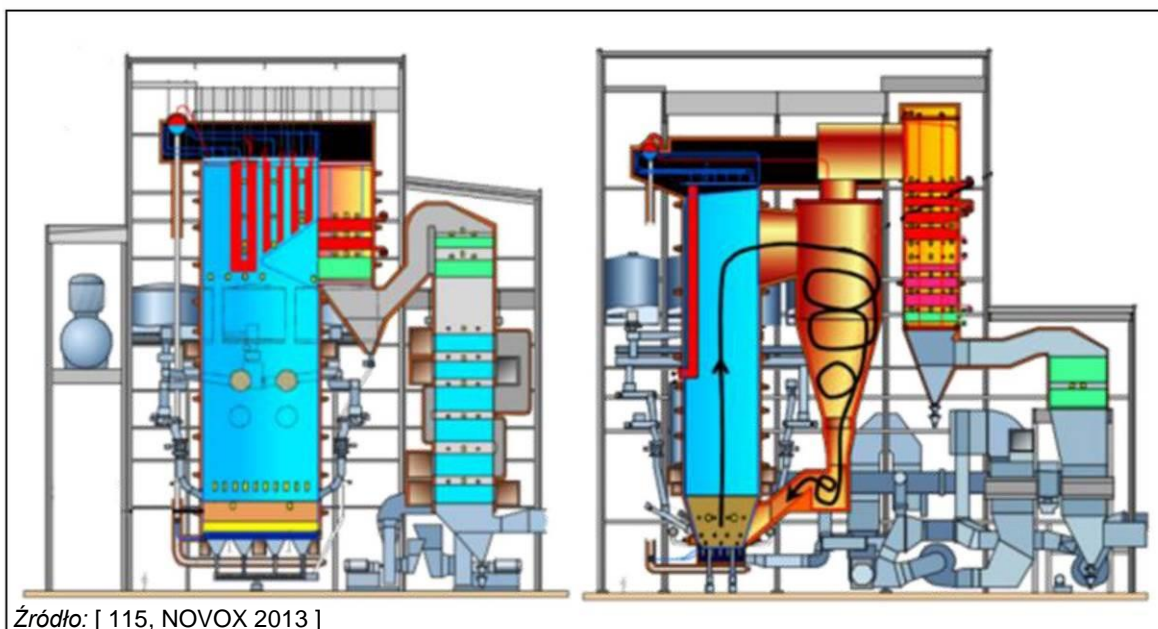
W przestrzeni nad złożem w palenisku BFBC można umieścić inne palniki i użytkować je jednocześnie ze złożem. Dla przykładu, zastosowano już palniki gazowe, olejowe i węglowe.

2.2.3.2 Spalanie w cyrkulacyjnym złożu fluidalnym (CFBC)

Spalanie w cyrkulacyjnym złożu fluidalnym (CFBC) różni się od spalania BFBC na dwa sposoby. Rozmiar cząstek materiału złoża jest mniejszy i wynosi 0,1-0,6 mm, a prędkość fluidyzacji jest wyższa i wynosi 4-6 m/s. Różnice te mają wpływ na warunki fluidyzacji w taki sposób, że część materiału złoża jest unoszona ze złoża przechodząc przez palenisko i do drugiego ciągu kotła. Cząstki te są oddzielane

od gazu odlotowego przez cyklon lub inną metodę separacji i ponownie kierowane do złoża fluidalnego. Separację można wykonać w środku drugiego ciągu oraz, częściowo, na wyjściu z ciągu kotła, gdzie mogą zostać użyte elektrofiltry i filtry workowe.

W spalaniu CFBC, powietrze jest wdmuchiwane do dna paleniska, częściowo jako pierwotne powietrze wprowadzane przez kratę i częściowo jako powietrze wtórne podawane kilka metrów nad kratą. Prędkość powietrza jest wystarczająco duża żeby mogło ono unieść ze sobą ciała stałe ze złoża wypełniając tym samym całą komorę spalania. Gorące gazy ze spalania unoszą cząstki w górę systemu spalania i do przemysłowego cyklonu lub innej jednostki separacji, gdzie są one oddzielane i wprowadzane z powrotem do dna głównej komory spalania, jak pokazano z prawej strony Rysunku 2.5. Aby umożliwić usuwanie SO_2 , do złoża dodawany jest pokruszony wapień lub dolomit. Systemy złoża cyrkulacyjnego wydłużają czas reakcji i zwiększają poziom zmieszania gazów, co prowadzi do efektywniejszego spalania i wiązania siarki.



Rysunek 2.5: Kocioł BFBC (po lewej) i kocioł CFBC (po prawej)

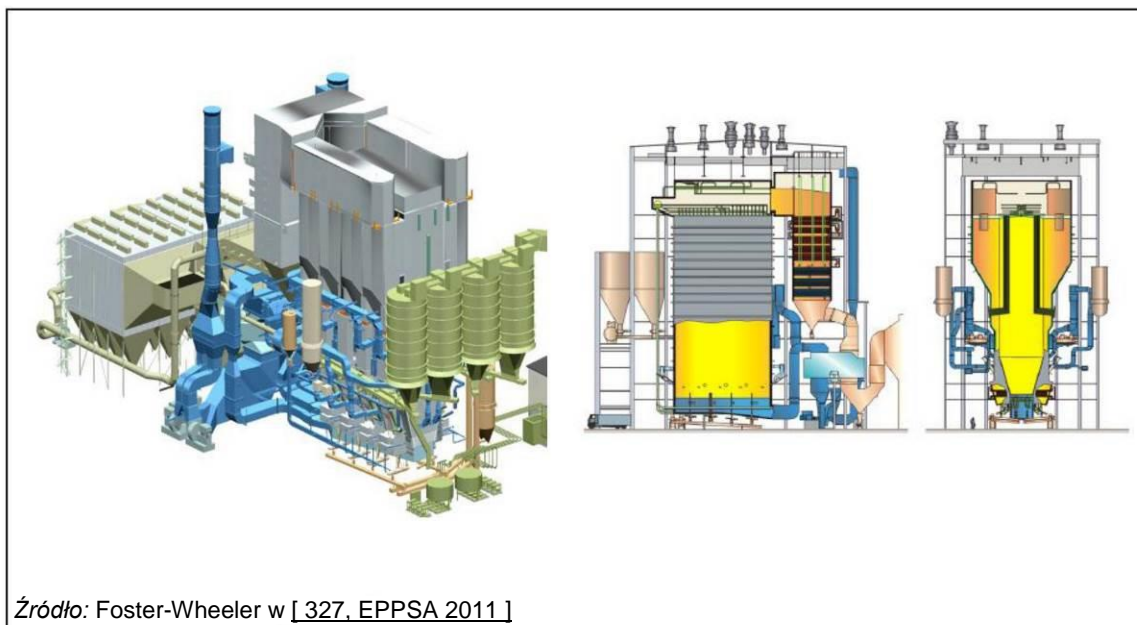
System CFBC posiada pęcherzykowe złożo fluidalne na dnie paleniska. Gęstość zawiesiny nad złożem spada wraz z wysokością, w miarę jak materiał złoża jest ponownie kierowany do paleniska wzdłuż ścian. Taki wysoki udział cyrkulacji obojętnego materiału wygładza profil temperatury w palenisku. Dzięki temu, powierzchnie przekazywania ciepła można umiejscowić w różnych miejscach paleniska lub w pętli obiegu materiału złoża. Ciepło w palenisku jest przekazywane bardzo równomiernie do wszystkich powierzchni ponieważ promieniowanie ciepłe gęstej zawiesiny nie zależy od właściwości promieniowania gazów odlotowych.

Metodą separacji cząstek stałych najpowszechniej stosowaną w kotłach CFBC jest cyklon. Doświadczenia zdobyte w istniejących obiektach CFBC pokazują, że efektywność cyklonu jest parametrem kluczowym dla funkcjonowania całego systemu CFBC. Efektywność cyklonu ma duży wpływ na spalanie węgla, zużycie wapienia, emisje SO_2 i CO oraz profil temperatury. Efektywność cyklonu ma znaczenie przede wszystkim dla paliw mało reaktywnych i mocno rozdrobnionych (muł węglowy), ponieważ im lepsza efektywność, tym dłuższy czas przebywania zwęglonych cząstek w palenisku i mniej zasobów paleniska traconych w cyklonie.

Wzrost efektywności cyklonu zdecydowanie poprawia cyrkulację cząstek stałych, tym samym zapewniając ciągłą wysoką wymianę ciepła w palenisku. Dzięki temu, możliwe jest osiągnięcie najbardziej korzystnych warunków dla niskich emisji NO_x i SO_x dla szerokiego zakresu paliw i obciążeń. Optymalizacja konstrukcji cyklonu jest kluczowa dla dobrego działania kotła CFBC.

Moc nadkrytycznych kotłów CFB przekroczyła 450 MW_e od 2009 r. i 600 MW_e od 2014 r. (Baima, Chiny). Większość dostawców kotłów jest w stanie budować obiekty CFB o mocy do 900 MW_e.

Ostatnie prace dotyczące obiektów CFBC skupiają się na niskoemisyjnym spalaniu szerokiej gamy rodzajów węgla, w tym słabej jakości węgla bitumicznego o wysokiej zawartości siarki i popiołu, a także niskopopiołowych antracytów i niskowapniowego węgla brunatnego. Wśród innych celów jest obniżenie kosztów użytkowania (głównie kosztów unieszkodliwiania wapienia i popiołu). Ponadto, podejmowane są różne działania mające zwiększyć wydajność obiektów i obniżyć emisje CO₂, np. wdrożenie technologii nadkrytycznego CFB (Rysunek 2.,6) i dalsze rozszerzenie możliwości spalania trudnych rodzajów węgla (Rysunek 2.7).



Źródło: Foster-Wheeler w [327, EPPSA 2011]

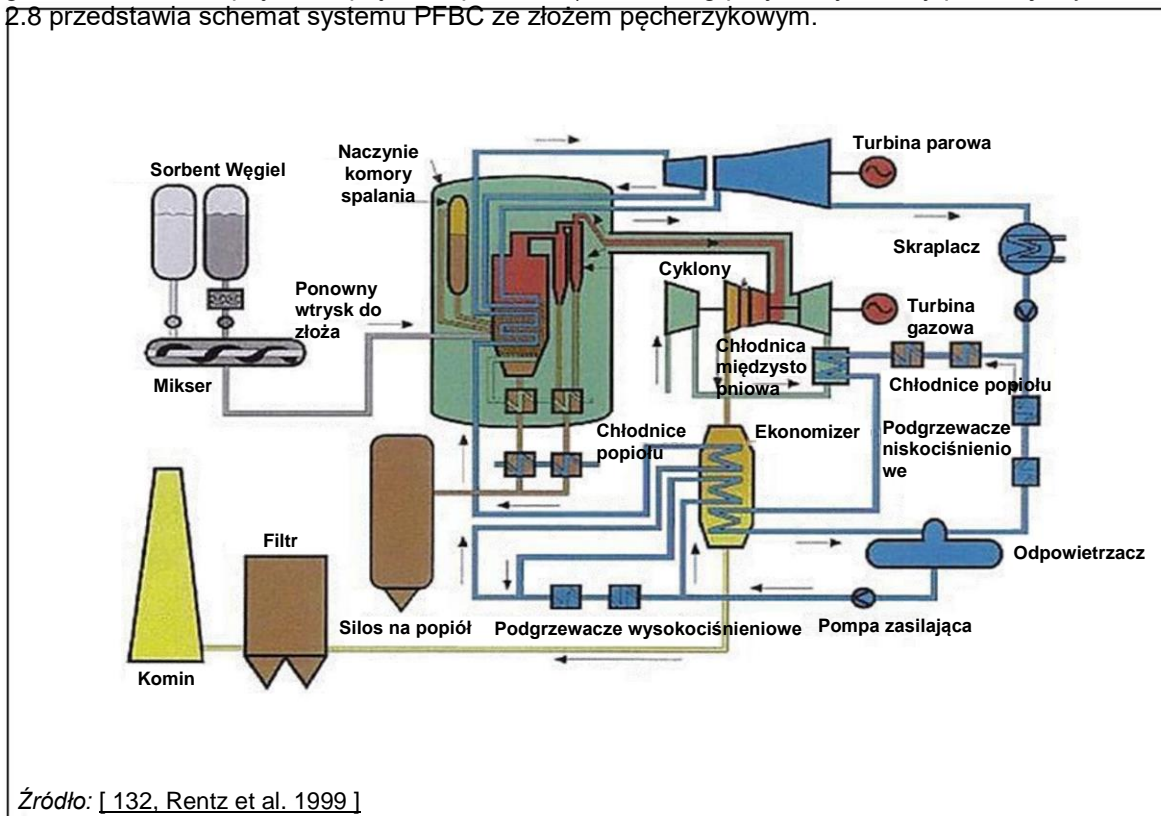
Rysunek 2.6: Obiekt CFBC o wysokiej efektywności (Łagisza, 966 MW_{th}, 361/306 kg/s, 275/50 bar, 560/580 °C)

Rysunek 2.7: Obiekt CFBC spalający węgiel brunatny niskiej jakości (Turów, 3 x 557 MW_{th}, 195/181 kg/s, 170/39 bar).

2.2.3.3 Spalanie w ciśnieniowym złożu fluidalnym (PFBC)

Na podstawie doświadczeń zebranych przy okazji wdrażania systemów spalania w atmosferycznym złożu fluidalnym, w połowie lat 70 ubiegłego wieku rozpoczęły się prace nad rozwojem spalania w ciśnieniowym złożu fluidalnym (ang. pressurised fluidised bed combustion, PFBC). Technologia ta jest połączeniem cyklu pary Rankina i cyklu turbiny gazowej Braytona. Systemy PFBC oferują zaletę w postaci mniejszego rozmiaru obiektu niż w przypadku konwencjonalnego FBC przy zachowaniu tej samej zdolności wytwórczej. Dzięki niskiej temperaturze spalania, nie powstaje termiczny NO_x , a paliwowy NO_x można zredukować podczas spalania przez wprowadzenie amoniaku do przestrzeni nad złożem lub do przewodu gazu odlotowego. Tak jak w przypadku atmosferycznego FBC, można wyróżnić systemy ze złożem pęcherzykowym i cyrkulacyjnym. Obiekty PFBC zostały oddane do użytku w latach 90 ubiegłego wieku i na początku obecnego wieku.

Główne elementy systemu PFBC to: sekcja przygotowania i obróbki paliwa, kocioł z ciśnieniowym pęcherzykowym lub fluidalnym, sekcja oczyszczania gazu odlotowego, turbina gazowa (w tym gazowa turbina rozprężna i sprężarka powietrza) oraz obieg pary/wody turbiny parowej. Rysunek 2.8 przedstawia schemat systemu PFBC ze złożem pęcherzykowym.



Rysunek 2.8: Rysunek schematyczny systemu PFBC ze złożem pęcherzykowym

Na schemacie przedstawionym na Rysunku 2.8, węgiel jest kruszony i następnie mieszany z wapniem (dolomitem). Mieszanina jest dostarczana przy użyciu systemu pneumatycznego lub pompy podającej przez granicę ciśnienia, a następnie wprowadzana do komory spalania przez szereg punktów zasilających. Powietrze spalania jest najpierw sprężane przy użyciu odpowiedniej sprężarki turbiny gazowej i kierowane do naczynia zawierającego komorę spalania przez zewnętrzny pierścień przewodu współosiowego, podczas gdy gorące gazy ze spalania wracają do turbiny przewodem środkowym. Spalanie zachodzi wewnątrz naczynia ciśnieniowego w temperaturze od 850 °C do 900 °C i ciśnieniu około 1,6 MPa. Komora spalania jest wyposażona w zanurzone wymienniki ciepła, co umożliwia utrzymanie stałej temperatury spalania i wytwarzanie pary pod wysokim ciśnieniem, która jest wykorzystywana w turbinie parowej. Gorące gazy odlotowe są najpierw oczyszczane przy użyciu ceramicznych filtrów świecowych lub cyklonów, a następnie rozprężane przez turbinę gazową podłączoną do sprężarki powietrza i generatora. Ekspander turbiny gazowej cyklu Braytona napędza sprężarkę powietrza dostarczającą powietrze potrzebne w procesie

spalania. Spaliny z turbiny są wprowadzane do generatora pary z odzyskiem ciepła i używane do wstępnego podgrzania wody zasilającej kocioł i wytwarzania pary. Turbina parowa wytwarza około 80 % całej energii elektrycznej wytwarzanej przez urządzenie.

Systemy PFBC są obecnie w stanie osiągać sprawność cieplną rzędu 45 %. Możliwości dalszych usprawnień są ograniczone ze względu na stosunkowo niską temperaturę wlotową turbiny gazowej, która jest warunkowana temperaturą spalania w kotle fluidalnym. Zaproponowano kilka procesów mających podnieść temperaturę wlotową turbiny gazowej, np. przez dodatkowe opalenie gazem ziemnym lub olejem opałowym bądź przez częściowe zgazowanie wkładu węglowego przed spalaniem i wykorzystanie powstałego paliwa gazowego w turbinie gazowej. Propozycje te są obecnie analizowane. Procesy te oferują znacznie większą efektywność. Nie powstał jednak jeszcze żaden projekt pilotażowy czy pokazowy. Jak wcześniej wspomniano, jedną z głównych cech technologii PFBC jest kontrola zanieczyszczeń. [132, Rentz et al. 1999]

2.2.3.4 NO_x i N_2O w spalaniu w złożu fluidalnym

Stopień powstawania termicznego NO_x podczas spalania w złożu fluidalnym jest niski dzięki niskiej temperaturze spalania. Większość NO_x powstającego w kotłach FBC powstaje z zawartego w paliwie azotu i jest skutecznie kontrolowana przez stopniowanie powietrza spalania. Stopniowanie w CFBC jest zawsze silne z powodu słabego poziomego wymieszania gazów nad obszarem gęstej zawiesiny. Gęsta zawiesina tłumi turbulencje, a strefa spalania lotnych składników paliwa rozszerza się od punktu podania ku górze. Stopniowanie powietrza spalania można wdrożyć również w BFBC.

Azot paliwowy może tworzyć również tlenek diazotu (N_2O). Emisje N_2O z kotłów FBC są większe niż z kotłów PC. Udział azotu paliwowego tworzącego tlenek diazotu maleje do wartości nieistotnej, jeżeli temperatura złoża zostaje podniesiona do ponad 950 °C. Z drugiej strony, wysoka temperatura spalania może powodować zwiększenie emisji tlenków azotu (NOE i NO_2). W przypadku BFBC, ryzyko emisji tlenku diazotu można z łatwością zniwelować ponieważ temperatura w strefie nad złożem (freeboard) może być utrzymywana na poziomie dużo wyższym niż 950 °C.

2.2.4 Spalanie paliw stałych na ruszcie

Spalanie na ruszcie jest najstarszą zasadą spalania stosowaną w kotłach. Systemy spalania na ruszcie są obecnie mocno rozwinięte. Zwykle wykorzystuje się w nich ruszt ruchomy. W zależności od właściwości danego paliwa, ruszt ruchomy jest ustawiony w poziomie (np. ruszt taśmowy) lub w pozycji pochylonej (np. ruszt popychowy lub wibrujący). Systemy rusztu ruchomego spalają paliwa stałe w powietrzu przechodzącym przez spód rusztu. Zwykle nie jest potrzebne duże przygotowanie paliwa. Duże kawałki paliwa stałego mogą być rozdrabniane, tak aby do komory spalania dostarczany było paliwo o mniej więcej zbliżonych rozmiarach cząstek. Maksymalny rozmiar cząstek paliwa jest często uzależniony od systemu podającego i warunkach technicznych rusztu.

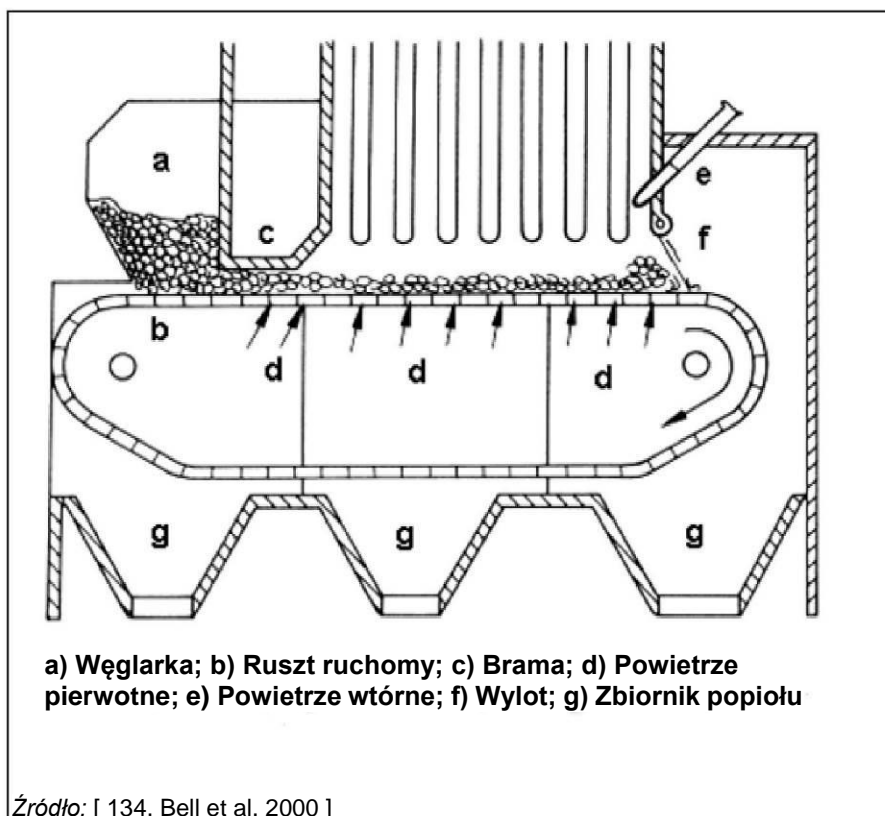
Systemy rusztowe lub narzutnikowe spalają paliwa stałe na ruszcie z powietrzem przechodzącym od spodu (patrz Rysunek 2.9). W systemach tych można spalać najbardziej gruboziarniste paliwa stałe. W przypadku rusztu spalania masowego, paliwo jest wstępnie osuszane i następnie, w miarę przesuwania się rusztu, poddawane pirolizie, a w końcu zwęglone cząstki są spalane, a popiół usuwany na końcu rusztu. W przypadku systemu narzutnikowego, część paliwa spala się w zawieszynie. Cięższe cząstki paliwa lądują na ruszcie i spalają mniej więcej jednolicie na jego powierzchni.

Proces spalania rusztowego nie jest tak dobrze kontrolowany, jak ma to miejsce w przypadku spalania paliwa sproszkowanego lub spalania z złożu fluidalnym. Chemia i temperatura spalania mogą się różnić nawet w przypadku tego samego rodzaju cząstek paliwa i zależy od ich położenia na ruszcie. W przypadku rusztu, wszystkie paliwa są najpierw suszone, następnie poddawane pirolizie i w końcu zwęglone cząstki są spalane na ruszcie. Udział pirolizy w energii z paliwa

Rozdział 2

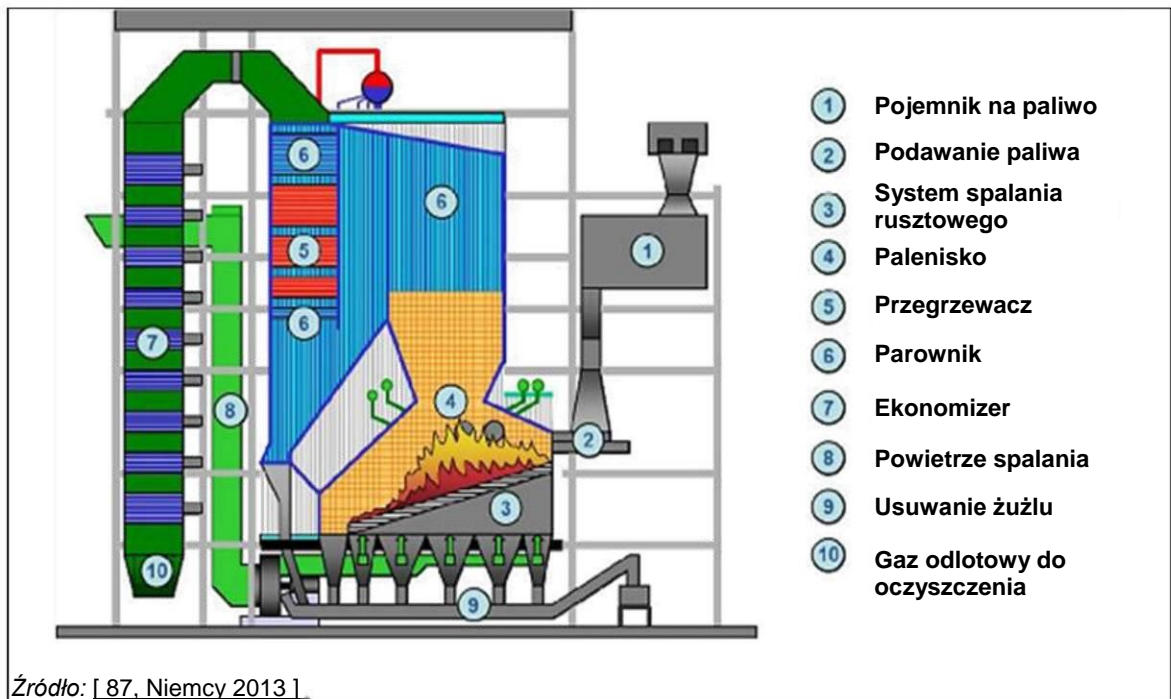
może wynieść około 80 % w przypadku biopaliw. Współczesne systemy kontroli spalania rusztowego zapewniają optymalne dostarczanie powietrza spalania, dzięki czemu zawartość niespalonych związków w gazach odlotowych jest niska.

Praktyka pokazuje, że paliwo może być podawane w postaci mieszaniny cząstek o rozmiarach 30 mm i mniejszych, w tym cząsteczek bardzo drobnych. Systemy spalania rusztowego działają przy stałym zasobie paliwa w komorze spalania. Paliwo można jednak zostawić na ruszcie przy wyłączonych wentylatorach i szybko rozpalić ponownie w przypadku nagłego wystąpienia zapotrzebowania na parę. W przypadku wystąpienia problemów z dostarczaniem powietrza, niezbędne jest wykonanie obejścia. Spalanie rusztowe jest technologią stosowaną do opalania kotłów na węgiel kamienny i biomasę o obciążeniu cieplnym do 150 MW, które są wykorzystywane w ciepłowniach przemysłowych i sieciach ciepłowniczych.



Rysunek 2.9: Spalanie węgla kamiennego na ruszcie ruchomym

W przypadku systemu narzutnikowego, paliwo może być podawane na ruszt przez tzw. narzutnik, który znajduje się na ścianie paleniska (patrz Rysunek 2.10). Narzutnik rozrzuca paliwo na ruszcie w kierunku przeciwnym do kierunku, w którym porusza się ruszt. Dzięki temu możliwe jest maksymalne wydłużenie czasu spalania największych cząstek ponieważ są one rzucane najdalej od miejsca podania.



Rysunek 2.10: Spalanie paliw stałych na ruszcie z podajnikiem narzutnikowym

2.3 Przetwarzanie bezpośrednie

2.3.1 Informacje ogólne

Rozprężanie gorącego sprężonego gazu (odlotowego) w turbinach gazowych i silnikach wewnętrznego spalania umożliwia wytwarzanie energii mechanicznej, a w konsekwencji również elektrycznej. Układy takie rozwinęły się z zastosowań mobilnych i są często wykorzystywane w miejscach odosobnionych, takich jak wyspy, lub w sieciach przesyłowych gazu ziemnego. Ponieważ w układach tych nie ma strat egzergetycznych spowodowanych ograniczeniami temperatury podczas przekazywania parze ciepła spalania w wysokiej temperaturze, rośnie zainteresowanie ich szerszym wykorzystaniem. Układy te można uruchomić bardzo szybko, dlatego mogą być wykorzystywane do pokrycia szczytowego zapotrzebowania na energię. Co więcej, te technologie niekoniecznie wymagają wody do chłodzenia, chociaż mogą być łączone z procesami parowymi w celu podniesienia ogólnej efektywności, tworząc w ten sposób układy skojarzone.

2.3.2 Silniki spalinowe

Silniki spalinowe lub tłokowe posiadają jeden lub więcej cylindrów, w których spalane jest paliwo. Silniki przetwarzają energię chemiczną paliw na energię mechaniczną w sposób podobny do silnika okrętowego (opalanego ciężkim olejem opałowym i/lub olejem napędowym) lub silnika samochodowego Otta (opalanego gazem o mieszanke ubogiej). Wytwarzanie energii elektrycznej polega w tym przypadku na przekazywaniu energii ze spalania przez poruszający się tłok do generatora podłączonego do obracającego się wału silnika.

Silniki tłokowe w elektrowniach są zwykle projektowane do pracy w systemie dwu- lub czterosuwowym. Na świecie często można spotkać zarówno większe elektrownie systemowe o mocy do 600 MW_e pracujące w oparciu o układy silników jak i mniejsze, zdecentralizowane elektrociepłownie (CHP). Do działalności systemowej nadają się wysokowydajne silniki średnio- i niskoobrotowe. Na rynku dostępne są średnioobrotowe jednostki silnikowe Diesla o wsadzie paliwa do 50 MW_{th} lub więcej oraz silniki gazowo-dieslowskie ("wysokociśnieniowe" i "niskociśnieniowe (dwupaliwowe)") o wsadzie paliwa do 40 MW_{th}. Niskoobrotowe jednostki silnikowe Diesla mają wkład paliwa 130 MW_{th} lub więcej. Wkład paliwa w przypadku czterosuwowych jednostek silnikowych o zapłonie iskrowym opalanych gazem o mieszanke ubogiej wynosi nie przekracza ok. 45 MW_{th}. [135, Wartsila 2000]

W porównaniu do turbin gazowych, spalanie w silnikach tłokowych nie ma charakteru ciągłego i zachodzi w zamkniętych komorach spalania. Podczas spalania, wzrost ciśnienia i temperatury jest bardzo duży, co daje wysoką efektywność przetwarzania w przypadku małych jednostek. Większość układów wykorzystuje olej napędowy lub ciężki olej napędowy jako paliwo płynne, choć opalenie paliwem gazowym jest również możliwe. Spełnienie obowiązujących obecnie norm emisji często wymaga specjalnych zabiegów.

W ramach europejskich połączonych systemów energetycznych działa zaledwie kilka takich obiektów opalanych paliwami płynnymi. Są one obecne głównie w odosobnionych systemach (np. użytkowanych na wyspach), gdzie niedostępna jest sieć gazu ziemnego. Obiekty bazujące na stacjonarnych silnikach gazowych są natomiast w powszechnym użyciu, np. w średniej wielkości obiektach CHP oraz dużych obiektach szczytowych na potrzeby stabilizacji sieci.

Użycie silników tłokowych do tego rodzaju zastosowań oferuje wiele zalet, w tym np. wysoką sprawność termiczną (niskie zużycie paliwa), optymalny układ do pokrywania zróżnicowanego zapotrzebowania, krótki czas budowy, łatwość konserwacji oraz solidną konstrukcję. Najwyższe wartości sprawności elektrycznej (na terminala alternatora) - obliczane w oparciu o wartość opałową paliwa - wynoszą od około 38 % do 48 % (w zależności od rozmiaru i wieku silnika oraz/lub tego czy pracuje on w układzie pojedynczym czy łączonym).

Wśród innych atrakcyjnych zalet obiektów energetycznego spalania napędzanych silnikami jest to, że mogą one być lokalizowane na obszarach miejskich lub przemysłowych w bliskiej odległości od odbiorców ciepła i energii elektrycznej. W takim przypadku potrzeba mniej linii przesyłowych, co pozwala zminimalizować towarzyszące im straty energii i zapotrzebowanie na grunty. Obiekty CHP napędzane silnikami dobrze sprawdzają się w zastosowaniach przemysłowych, lokalnych zakładach energetycznych, budynkach mieszkalnych i handlowych itp. Ciepło może być odzyskiwane w postaci pary, gorącej wody, gorącego powietrza itp. i wykorzystywane na potrzeby:

- sieci ciepłowniczych/chłodniczych;
- procesów odsalania;
- wstępnego podgrzewania powietrza w niektórych procesach.

2.3.2.1 Silniki Diesla

Silniki Diesla silniki charakteryzują się elastycznością paliwową - mogą być opalane olejem napędowym, ciężkim olejem opałowym, gazem, ropą naftową, biopaliwami, a nawet, w niektórych przypadkach, paliwami emulsyjnymi. W silniku Diesla powietrze jest wtłaczane do cylindra i sprężane przez tłok. Paliwo jest wtryskiwane do cylindra i zapalane ciepłem powstałym w wyniku sprężenia powietrza.

Optymalny stosunek ciepła do mocy dla silnika tłokowego wynosi zwykle około jeden (w wysokiej klasy ciepłowni), natomiast w systemach grzewczych niższej klasy - $3/2$ lub więcej.

Ciśnienie paliwa płynnego można podnieść do około 1 100-1 800 bar (w zależności od rodzaju silnika), tak aby kropelki paliwa były wystarczająco małe, by umożliwić szybkie i całkowite spalanie. Konstrukcja dyszy wlotu paliwa jest jednym z kluczowych czynników dla procesu spalania. Spalanie odbywa się częściowo w stałej objętości przy wzroście ciśnienia, przy czym główny proces spalania zachodzi przy stałym ciśnieniu. Spalanie nie jest ciągłe, ale zachodzi tylko w jednej części cyklu. Ważnymi parametrami zapewniającymi dobre spalanie są ciśnienie i temperatura na końcu sprężania. Maksymalne ciśnienie należy ograniczać, aby zapobiec uszkodzeniom. Materiały z jakich wykonano silnik mogą wytrzymać temperatury ok. 1 200 °C, co umożliwia osiągnięcie maksymalnej temperatury cyklu w wysokości 2 500 °C. W związku z tym efektywność tego rodzaju silnika wynosi około 40-50 %.

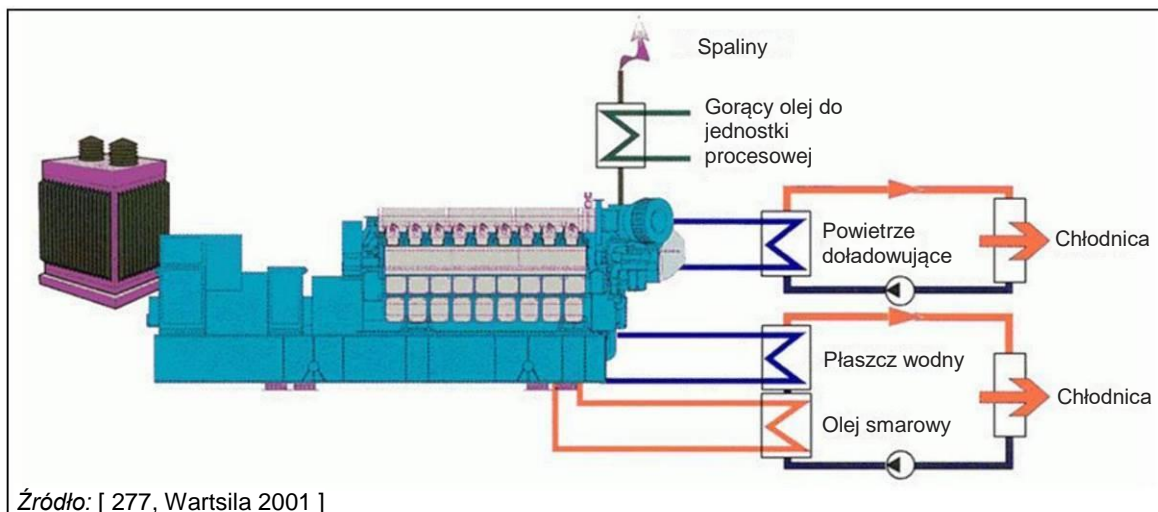
2.3.2.2 Silniki z zapłonem iskrowym (SG)

Silniki gazowe z zapłonem iskrowym (ang. spark ignited, SG) pracujące w cyklu Otta działają w oparciu o koncepcję spalania mieszanki ubogiej. Wyrażenie "mieszanka uboga" opisuje stosunek powietrza spalania do paliwa w cylindrze, które stanowią mieszankę ubogą, tzn. w cylindrze jest więcej powietrza niż potrzeba do spalania. W celu ustabilizowania zapłonu i spalania ubogiej mieszanki, w większych silnikach wykorzystuje się komorę wstępną, w której znajduje się bogatsza mieszanka powietrza i paliwa. Zapłon jest inicjowany przez świecę zapłonową znajdującą się w komorze wstępnej, dzięki czemu powstaje wysokoenergetyczne źródło zapłonu wsadu paliwa w cylindrze. Ten rodzaj silnika jest przeznaczony do pracy z gazem pod niskim ciśnieniem jako paliwem. Na rynku znajdują się silniki o zapłonie iskrowym pracujące przy wsadzie paliwa do 40 MWth.

2.3.2.3 Silniki niskoprężne dwupaliwowe (DF)

Silnik dwupaliwowy (ang. dual fuel, DF) pojawił się na rynku niedawno. Powstał z myślą o krajach, w których dostępny jest gaz ziemny. Ten rodzaj silnika jest wszechstronny pod względem paliwa, może pracować z gazem ziemnym pod niskim ciśnieniem lub paliwami płynnymi, takimi jak olej napędowy, ciężki olej opałowy, biooleje itp., przy czym w obydwu trybach paliwowych może pracować przy pełnym obciążeniu. W trybie gazowym, silnik pracuje zgodnie z zasadą spalania mieszanki ubogiej, tzn. w cylindrze znajduje się około dwa razy więcej powietrza niż minimum potrzebne do całkowitego spalania gazu. Umożliwia to kontrolowane spalanie oraz ociążenie wysokiej mocy wyjściowej cylindra bez bezpośredniego ryzyka spalania stukowego czy samozapłonu. W silnikach gazowych, sprężanie mieszanki powietrza i gazu przez tłok nie podnosi temperatury gazu na tyle, by rozpocząć proces spalania i dlatego potrzebna jest dodatkowa energia, która jest dostarczana przez wtrysk małego pilotowego strumienia paliwa (np. oleju napędowego). Ponieważ temperatura samozapłonu paliwa płynnego, takiego jak olej napędowy, jest niższa niż w przypadku gazu ziemnego, ciepło w cylindrze blisko górnej pozycji wystarcza do zapłonu paliwa, co z kolei tworzy ciepło wystarczające do zapalenia mieszanki powietrza i gazu. Ilość paliwa pilotowego waha się od 1 % do 2 % całego zużycia paliwa przy pełnym obciążeniu. W trybie spalania paliwa płynnego silnik pracuje cyklu Diesla, a w trybie gazowym w trybie

Otta [136, EUROMOT 2001]. Ze względu na różne cykle termodynamiczne zachodzące w silniku dwupaliwowym, silnika tego nie można zoptymalizować dla każdego paliwa i niezbędny jest pewien kompromis. Silnik dwupaliwowy jest zoptymalizowany głównie pod kątem paliwa gazowego. Dlatego stopień sprężania możliwy w silniku dwupaliwowym jest niższy niż w przypadku nowoczesnego silnika Diesla, i w konsekwencji w trybie płynnym emisja NO_x jest wyższa niż w nowoczesnym zoptymalizowanym silniku Diesla, chyba że zastosowane zostaną techniki redukcji NO_x .



Rysunek 2.11: Silnik opalany gazem ziemnym

2.3.2.4 Silniki wysokoprężne typu gazodiesel (GD)

Wysokoprężne silniki z wtryskiem paliwa pracują w cyklu Diesla zarówno w trybie paliwa płynnego jak i gazowego. W trybie gazowym, potrzeba pilotowego oleju opałowego (np. HFO) (zwykle 3-5 % całego ciepła doprowadzonego z paliwem) oraz gazu pod wysokim ciśnieniem około 350-400 bar. Silnik może pracować z pełnym obciążeniem zarówno w trybie płynnym jak i gazowym. Na rynku dostępne są wysokoprężne silniki gazowo-dieslowskie o mocy około $40 \text{ MW}_{\text{th}}$ lub 20 MW_{e} .

2.3.3 Turbiny gazowe

Turbiny gazowe wykorzystuje się do przetwarzania energii chemicznie zawartej w paliwie na energię mechaniczną w produkcji energii elektrycznej i do napędzania pomp i sprężarek. Liczba turbin gazowych znajdujących się w eksploatacji na świecie wzrosła znacząco w ciągu ostatnich kilkudziesięciu lat. Obecnie są one coraz częściej wykorzystywane do wytwarzania energii elektrycznej przy obciążeniach podstawowych i podszczytowych, a także do zasilania awaryjnego i szczytowego w dużych sieciach. W przypadku wysp, turbiny gazowe są opalane paliwem płynnym, głównie olejem napędowym, i pracują w trybie zasilania podstawowego lub podszczytowego. Wzrost ten można wyjaśnić wcześniejszym obfitym zaopatrzeniem w gaz ziemny po korzystnych cenach oraz rozwojem nowej generacji turbin gazowych o wyższych osiągnięciach, wydajności i niezawodności.

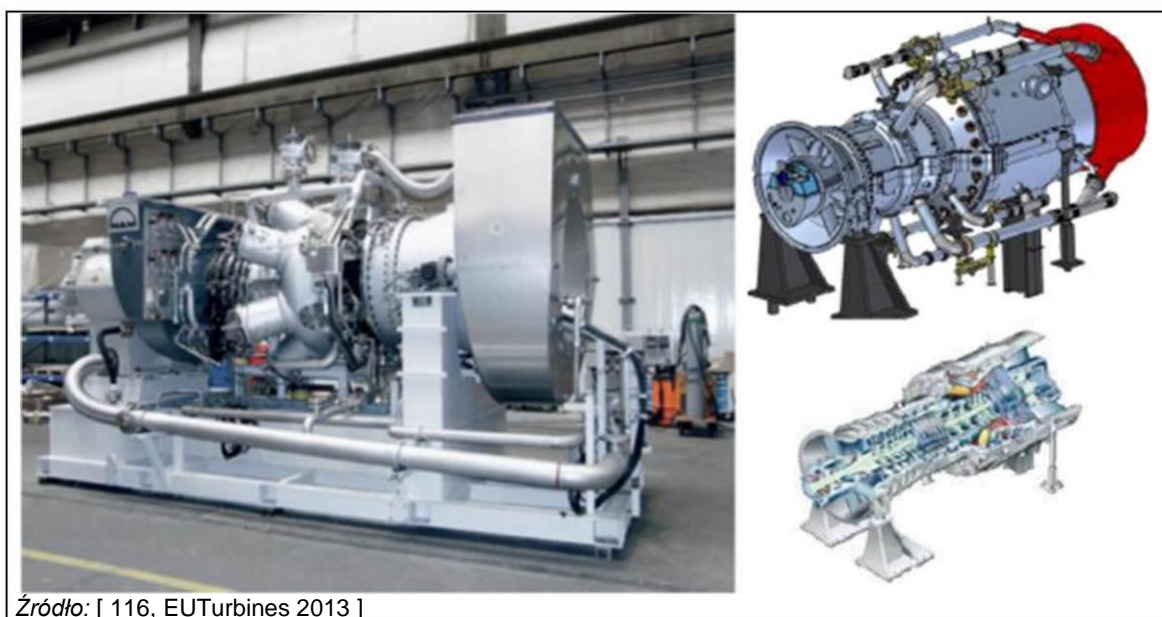
Stacjonarne turbiny gazowe dzieli się na trzy kategorie według właściwości konstrukcyjnych i parametrów termodynamicznych:

- turbiny gazowe wielkiej mocy;
- turbiny gazowe będące rozwinięciem konstrukcyjnym silników lotniczych;
- małe i mikro turbiny gazowe dla zasilania zdecentralizowanego.

[1, Eurelectric 2012]

Turbiny gazowe pracują w szerokim zakresie mocy termicznych, od małych rzędu około 100 kW_e do dużych sięgających 380 MW_e. Turbiny gazowe można opalać różnego rodzaju paliwami gazowymi i płynnymi. W turbinach gazowych zwykle wykorzystywany jest gaz ziemny, choć stosowane są również gazy o niskiej lub średniej wartości opałowej, takie jak gaz koksowniczy z jednostek zgazowania węgla kamiennego, gaz wielkopieczowy oraz gaz z jednostek zgazowania biomasy. Turbiny gazowe wielkiej mocy mogą spalać szeroką gamę różnych paliw płynnych - od ropy po pozostałości. Opalenie paliwami tworzącymi popiół, takimi jak ropa naftowa i pozostałości olejowe, wymaga stosowania kompleksowych systemów oczyszczania (np. odsalania czy usuwania cząstek stałych). Przed spalaniem w turbinie gazowej ciśnienie oleju jest podnoszone do wymaganej wartości wejściowej.

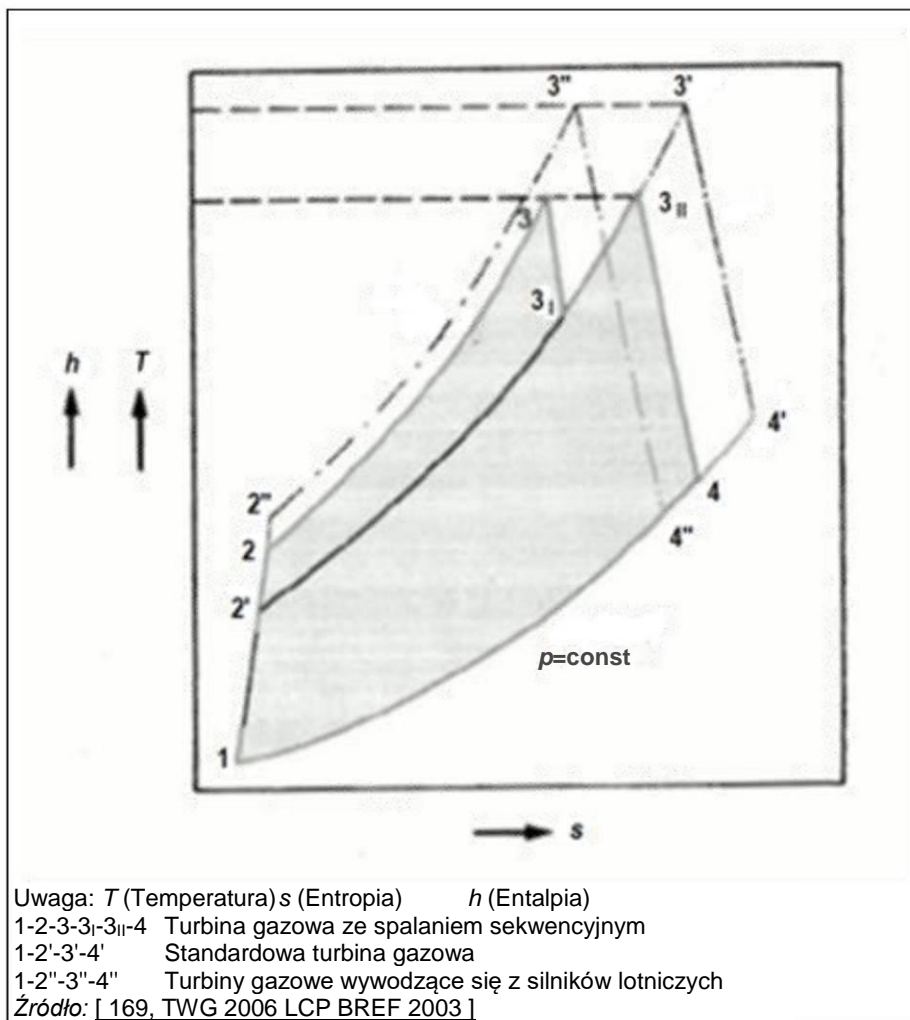
Turbiny gazowe są montowane w różnego rodzaju obiektach energetycznego spalania, takich jak jednostki pracujące w cyklu łączonym, elektrociepłownie czy bloki gazowo-parowe ze zintegrowanym zgazowaniem węgla (IGCC). Turbiny gazowe wywodzące się z silników lotniczych są dostępne w wersjach o mocy do 100 MW_e i efektywności do 42 %. Są one często używane na platformach morskich. Wysokowydajne turbiny gazowe o mocy wyjściowej od 150 MW_e do 380 MW_e osiągają efektywność do 39 % (cykl otwarty). Na Rysunku 2.12 przedstawiono przykłady turbin gazowych wysokiej mocy różnych producentów.



Źródło: [116, EUTurbines 2013]

Rysunek 2.12: Przemysłowe jednostki wytwarzania energii elektrycznej napędzane turbiną gazową wykonane przez różnych producentów

Spalanie sekwencyjne, przedstawione na Rysunku 2.13, umożliwia znaczące usprawnienie turbin gazowych wysokiej mocy pracujących w trybie cyklu prostego bez skojarzonego cyklu parowego. Jedną z zalet takich turbin gazowych jest to, że ich efektywność można podnosić bez ciągłego podnoszenia temperatury wlotowej turbiny, podczas gdy w przypadku klasycznych turbin gazowych wysokiej mocy pracujących przy wysokiej temperaturze wlotowej rośnie złożoność konstrukcji procesu na dalszych etapach z powodu wysokiej temperatury spalin.



Rysunek 2.13: Schemat procesu zachodzącego w turbinie gazowej ze spalaniem sekwencyjnym

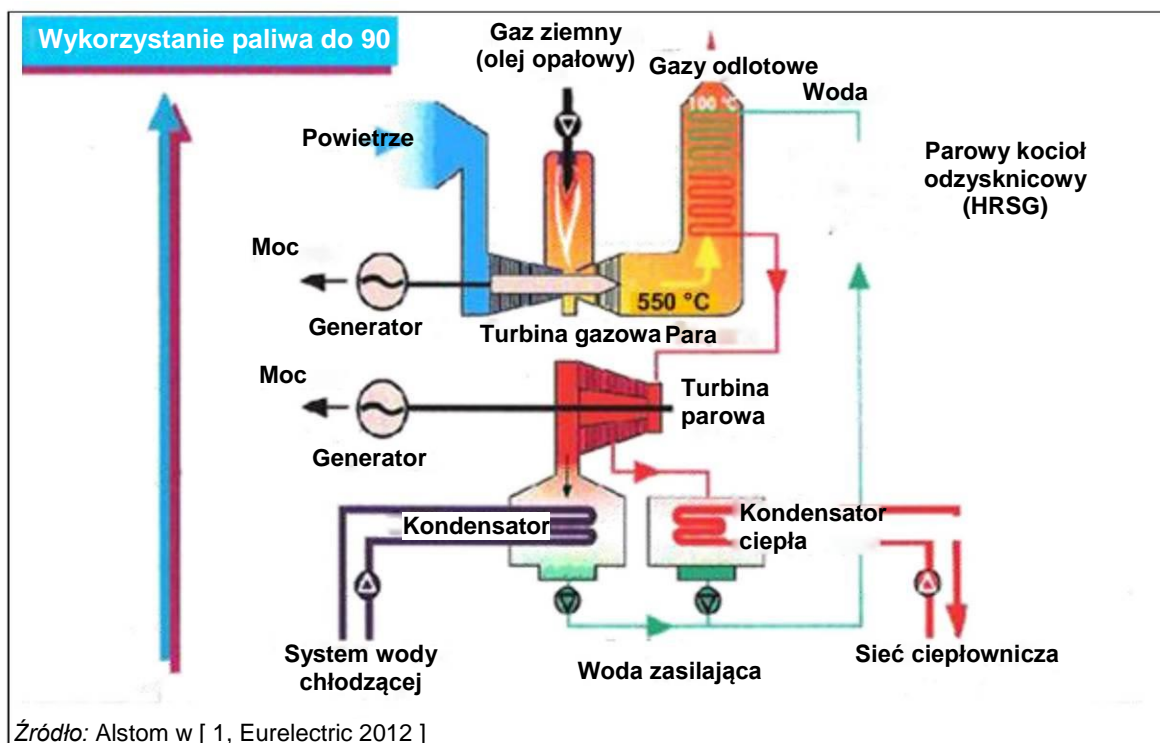
Na Rysunku 2.13 przedstawiono schemat procesu spalania sekwencyjnego (1-2-3-3_I-3_{II}-4). Stosunek ciśnienia procesu (p_2/p_1), temperatura wlotowa obydwu turbin (T_3 i T_{3II}) oraz temperatura wylotowa pierwszej turbiny (T_{3I}) stanowią trzy parametry umożliwiające ustawienie zoptymalizowanej temperatury wylotowej turbiny gazowej (T_4) w cyklu łączonym.

Klasyczny proces wysokiej mocy (1-2'-3'-4') przy wysokiej temperaturze wlotowej turbiny (T_3) również wytwarza spaliny o bardzo wysokiej temperaturze (T_4'), co wymaga większej złożoności procesu na dalszych etapach. Korzystne może być zaprojektowanie tego cyklu pod kątem dobrej egzergii. Wzrost stosunku ciśnienia do ciśnienia wlotowego turbiny, możliwy w turbinach gazowych wywodzących się z silników lotniczego i turbinach opalanych gazami wytworzonymi (turbina gazowa wywodząca się z silnika lotniczego = 1-2''-3''-4''), skutkuje temperaturą wylotową, która jest zbyt niska dla optymalnego wykorzystania w skojarzeniu. [1, Eurelectric 2012]

Turbiny gazowe można wykorzystywać w wyspecjalizowanych obiektach kogeneracyjnych (CHP). Kompleksy przemysłowe mogą wytwarzać energię elektryczną na miejscu w, o ile stosunek energii cieplnej do elektrycznej jest duży, tzn. od 1,5 do 3.

Systemy turbin gazowych są szeroko wykorzystywane do wytwarzania energii elektrycznej. Turbiny są w elektrowniach gazowych i parowych oraz systemach szczytowych.

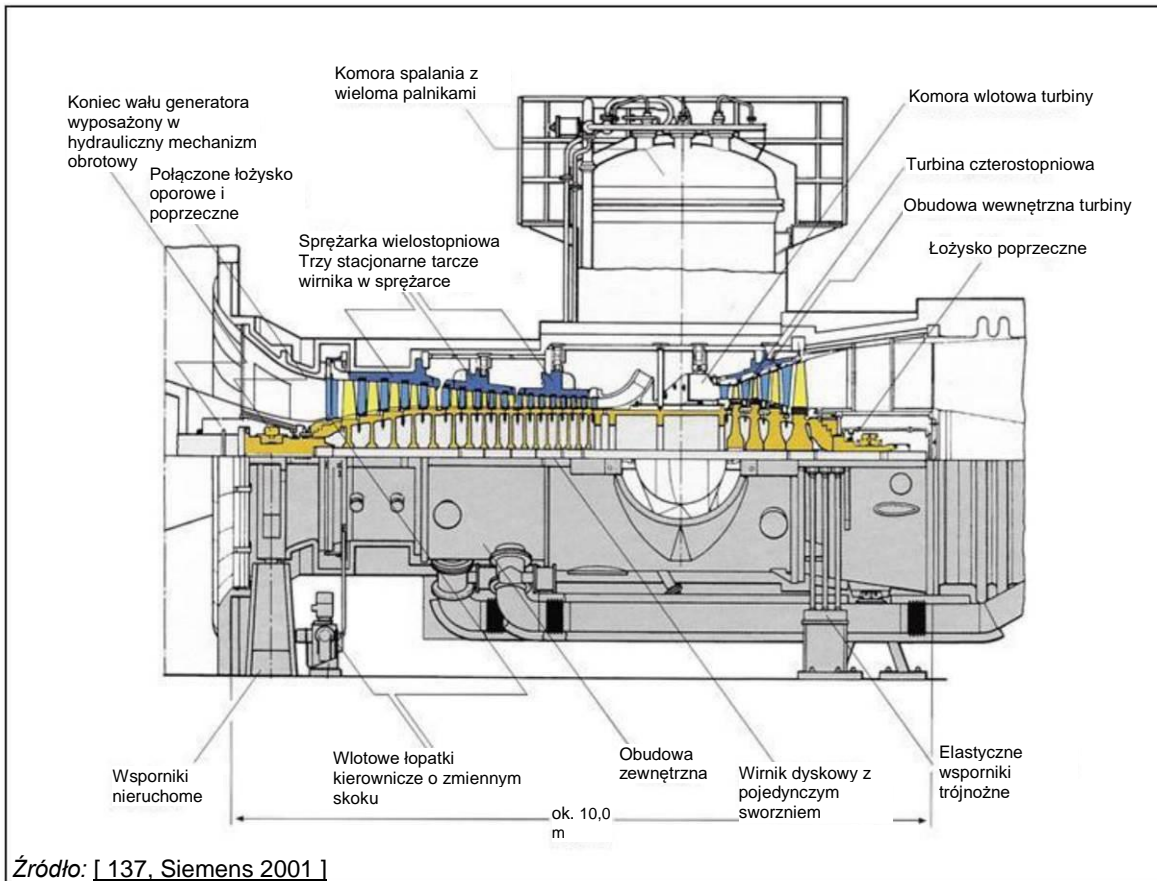
Proces turbiny gazowej otwartego cyklu charakteryzuje się stosunkowo wysoką temperaturą płynu wydostającego się z turbiny. Energia ta może zostać częściowo wykorzystana na przykład do na potrzeby procesów cyklu pary, jak pokazano na Rysunku 2.14. Znacząco zwiększa to wykorzystanie paliwa przez przekształcenie turbiny gazowej pracującej w cyklu otwartym w turbinę gazową pracującą w cyklu łączonym. [1, Eurelectric 2012].



Rysunek 2.14: Zasada działania obiektu kogeneracyjnego 1+1

Turbiny gazowe są coraz częściej wykorzystywane w jednostkach CHP jako sposób podnoszenia ogólnej efektywności i obniżania emisji. Efektywność turbin gazowych pracujących w cyklu otwartym wynosi ok. 30 % do 42 %. Efektywność cyklu łączonego można podnieść do 61 %, a wykorzystanie paliwa w zakładzie kogeneracyjnym może wynosić aż 90 %. Należy podkreślić, że powyższe wartości dotyczą nowych, dobrze utrzymanych turbin gazowych pracujących przy pełnym obciążeniu i w warunkach ISO. W innych warunkach, mogą być one znacznie niższe.

Turbina gazowa składa się zasadniczo z trzech elementów: sprężarki, komory spalania i turbina rozprężna (Rysunek 2.15). W turbinach gazowych wywodzących się z silników lotniczych lub w większych turbinach przemysłowych, sprężarka pobiera powietrze z otoczenia przez system czerpania, filtruje je i spręża do ciśnienia od 10 do 30 bar. Ponieważ turbina gazowa zużywa duże ilości powietrza spalania, obecność w powietrzu nawet niewielkich stężeń zanieczyszczeń może skutkować dużym jej zabrudzeniem. Dzieje się tak ponieważ na łopatkach sprężarki mogą osadzać się przenikające do środka zanieczyszczenia, co ma bezpośredni wpływ na działanie całej turbiny. Aby tego uniknąć, powietrze spalania jest najpierw filtrowane.



Źródło: [137, Siemens 2001]

Rysunek 2.15: Turbina gazowa (159 MW) z silosową komorą spalania

W komorze/komorach spalania, paliwo i sprężone powietrze są spalane w temperaturze od 1 000 °C do 1 450 °C. Po spalaniu, gaz jest rozprężany w turbinie wytwarzając w generatorze energię elektryczną, pobierając moc potrzebną do napędzania sprężarek lub wału, który przekazuje moc mechaniczną w przypadku układów napędu mechanicznego.

Turbiny gazowe są projektowane z jednym lub dwoma wałami. Ponieważ gazowe turbiny jednowałowe są skonfigurowane na wale jednoczęściowym, wszystkie stopnie pracują z tą samą prędkością. Jednostki te są najbardziej odpowiednie do napędów generatora, gdzie duże zmiany prędkości nie są wymagane czy nawet pożądane. W niektórych przypadkach, między turbiną gazową i generatorem stosuje się przekładnię redukcijną.

W turbinach gazowych wielowwałowych, niskociśnieniowa część turbiny (turbina elektryczna) jest oddzielona od części wysokociśnieniowej, która napędza sprężarkę. Turbina niskociśnieniowa może pracować w szerokim zakresie prędkości, co sprawia, że doskonale nadaje się do zastosowań wymagających zmiennych prędkości. Cecha ta nie jest jednak tak ważna w elektrowniach, ponieważ w normalnych warunkach napędzane urządzenie (tzn. generator) pracuje przy stałej prędkości, co ma związek z częstotliwością sieci.

Materiały używane w stacjonarnych turbinach gazowych można podzielić na trzy główne grupy: stal nierdzewna (na bazie żelaza), stopy na bazie niklu oraz stopy na bazie kobaltu. Ogólnie rzecz biorąc, materiały wykorzystywane w sprężarkach są takie same jak materiały wykorzystywane w wysokociśnieniowych częściach turbin parowych. W częściach komory spalania wykorzystywane są materiały na bazie niklu. Łopatki turbiny gazowej buduje się z superstopów na bazie niklu, ponieważ wykazują one dobre właściwości mechaniczne w wysokich temperaturach.

Aby poprawić odporność superstopów na korozję i utlenianie, a nie jest ona optymalna zwłaszcza w wysokich temperaturach, łopatki turbiny pokrywa się specjalnymi powłokami (jest to konieczne, bo w niskich temperaturach kondensat wilgoci i roztworów kwasów ma działanie żrące).

Ponieważ turbiny gazowe są z zasady bardzo głośne, obudowuje się je specjalnymi konstrukcjami tłumiącymi hałas, a tłumiki są zabudowane na wlocie powietrza i wylocie spalin.



Rysunek 2.16: Elektrownia z turbiną gazową o cyklu łączonym wybudowana niedawno w Belgii

Główne wymagania stawiane paliwu wykorzystywanemu w turbinach gazowych to:

- wysoka wartość opałowa;
- wysoka ciągłość doprowadzania ciepła do turbiny;
- wysoka czystość;
- niska korozyjność, zarówno dla wyposażenia jak i gorących łopatek turbiny;
- słabe zdolności do osadzania się i zanieczyszczania, zwłaszcza na gorących łopatkach turbiny.

W układzie o cyklu otwartym, gazy ze spalania są uwalniane bezpośrednio do atmosfery w temperaturze $> 450\text{ }^{\circ}\text{C}$.

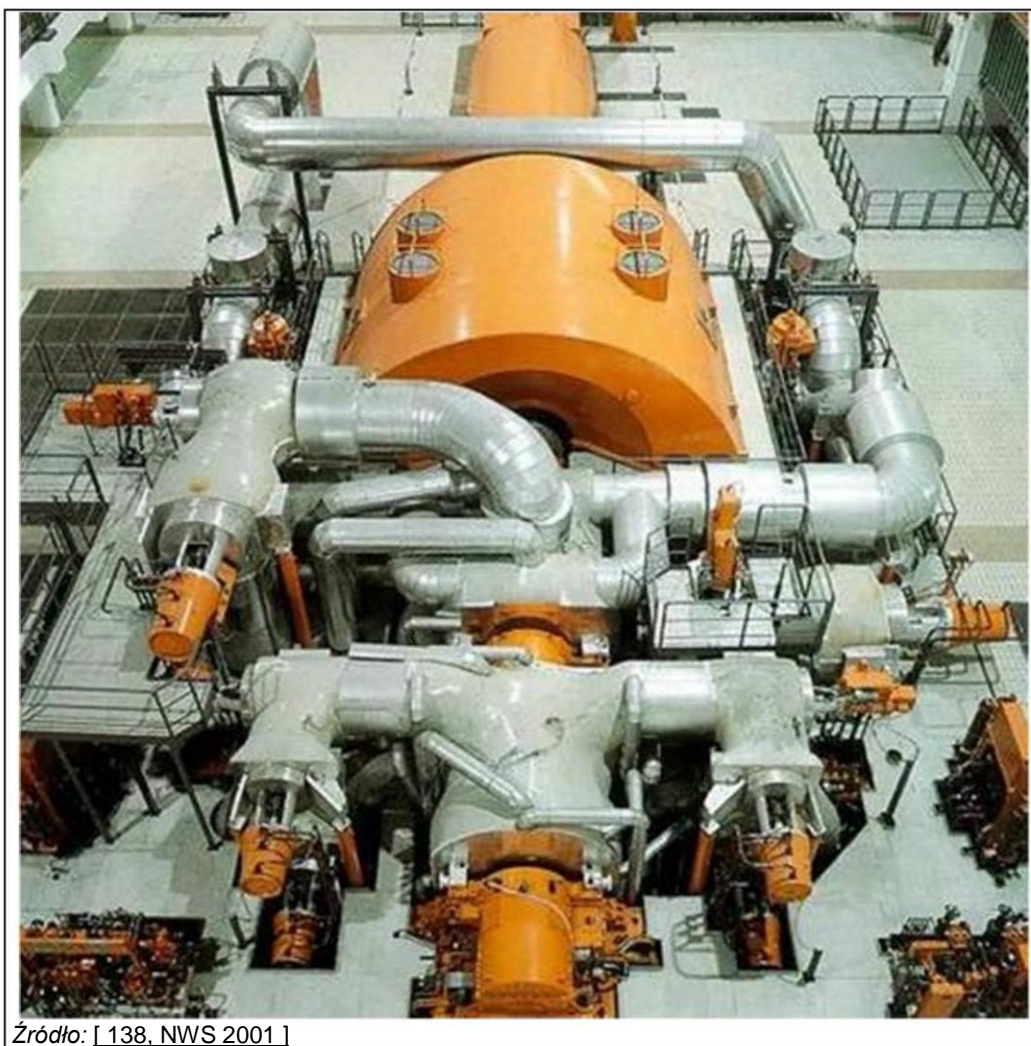
2.4 Procesy parowe

2.4.1 Informacje ogólne

Większość elektrowni działa z wykorzystaniem procesu pary, w którym do wytwarzania pary pod wysokim ciśnieniem i w wysokiej temperaturze (obydwa te czynniki są niezbędne dla wysokiej efektywności) zużywana jest energia z paliwa. Transfer ciepła z paliwa jest wykorzystywany do odparowania wody kotłowej i przegrzewania pary. W turbinie parowej, para jest rozprężana przez spadek ciśnienia w turbinie, który zależy od temperatury użytego chłodziwa. Zakres ciśnienia określa maksymalną sprawność elektryczną. Chłodzenie jest niezbędne do skraplania pary. Kondensat jest następnie wstępnie podgrzewany i wtłaczany do kotła do nowego cyklu.

2.4.1.1 Typowe elementy cyklu pary

Układ wytwarzania energii elektrycznej z pary składa się z czterech części: podsystemu ogrzewania (paliwo do produkcji pary), podsystemu pary (kocioł i układ dostarczania pary), turbiny parowej (Rysunek 2.17) oraz skraplacza (do skraplania zużytej pary).



Źródło: [138, NWS 2001]

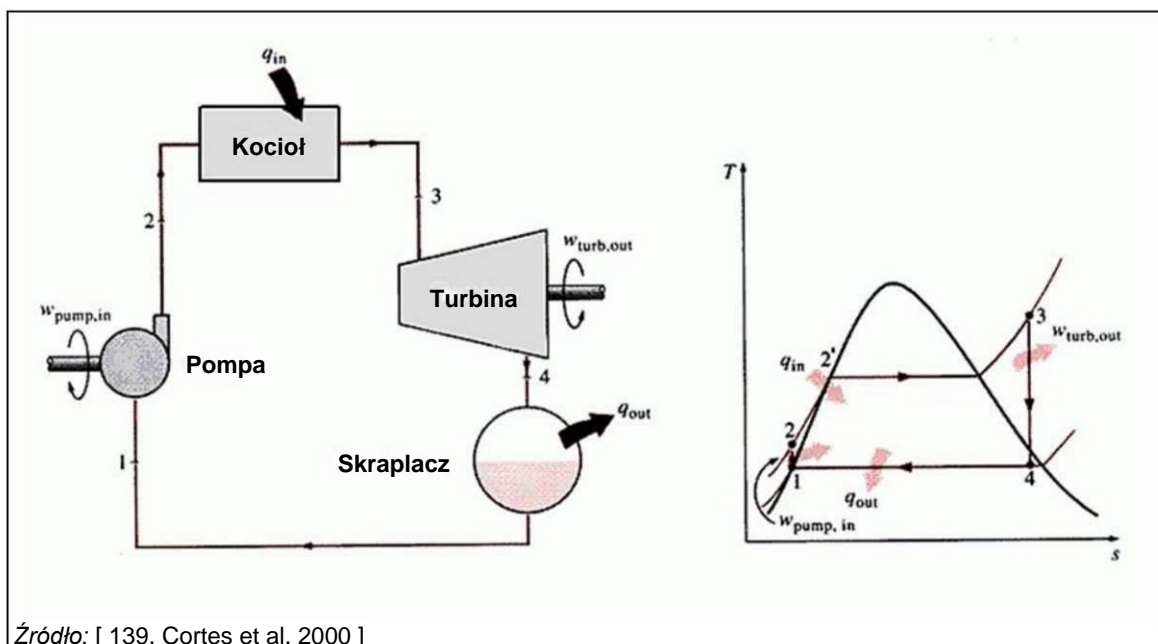
Rysunek 2.17: Turbina parowa elektrowni opalanej węglem kamiennym

Ciepło dla układu jest zwykle zapewniane przez spalanie węgla kamiennego, gazu ziemnego, biomasy lub oleju. Paliwo jest wprowadzane do paleniska kotła. Kotły wytwarzają parę w zbiornikach ciśnieniowych w przypadku małych kotłów lub w układzie rur ekranowych (Rysunek 2.19) w przypadku nowoczesnych urządzeń i

kotłów przemysłowych. Efektywność kotła podnoszą dodatkowe elementy, takie jak przegrzewacz, podgrzewacz, ekonomizer i ogrzewacz powietrza.

Pozostałościami z procesu spalania są gazy odlotowe oraz - w przypadku opalania węglem kamiennym, biomasą lub olejem - popiół.

W kotle wytwarzana jest para pod wysoką temperaturą i ciśnieniem, która następnie dostaje się do turbiny parowej, jak pokazano na Rysunku 2.18. Na drugim końcu turbiny parowej znajduje się skraplacz, w którym utrzymywana jest niska temperatura i ciśnienie. Para płynąca kotła pod wysokim ciśnieniem do skraplacza pod niskim ciśnieniem napędza łopatki turbiny, która napędza generator elektryczny.



Rysunek 2.18: Schemat idealnego spalania w cyklu pary Rankina

Ponieważ para podczas pracy ulega rozprężeniu, turbina po stronie, z której wydostaje się para jest szersza. Teoretyczna sprawność termiczna zależy od gradientu wysokiego ciśnienia i temperatury w kotle oraz niskiej temperatury i ciśnienia w skraplaczu.

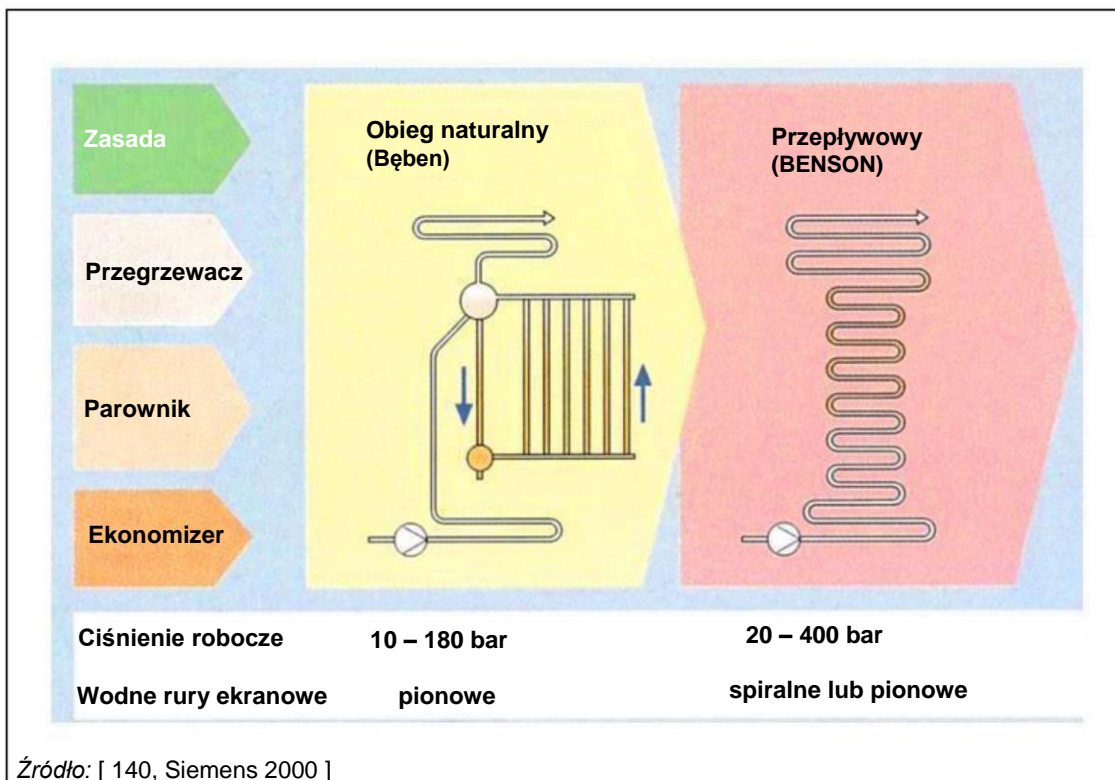
Para pod niskim ciśnieniem wychodząca z turbiny wchodzi do korpusu skraplacza i jest skraplana na rurkach skraplacza. Rurki skraplacza są utrzymywane w niskiej temperaturze przez przepływ chłodziwa. Skraplacz jest niezbędny dla efektywnego działania ponieważ zapewnia niskociśnieniowe ujęcie wydalonej pary. Po schłodzeniu i skropleniu pary, kondensat jest transportowany układem zasilania kotła w wodę z powrotem do kotła, gdzie jest wykorzystywany ponownie. Ponieważ kondensat wodny jest nieściśliwym płynem o małej objętości, może on być efektywnie wpompowany z powrotem do wysokociśnieniowego kotła.

Do utrzymania odpowiedniego ciśnienia w korpusie skraplacza (po stronie pary) i tym samym zapewnienia efektywnego wytwarzania energii elektrycznej konieczny jest stały i wystarczający przepływ chłodziwa o niskiej temperaturze w rurkach skraplacza. W procesie skraplania, chłodziwo ulega podgrzaniu. Jeżeli system chłodzenia jest układem otwartym lub przepływowym, ta ciepła woda jest uwalniana do źródłowego zbiornika wodnego. W systemie zamkniętym, ciepła woda jest chłodzona przez recyrkulację przez chłodnie kominowe, jeziora lub stawy, w których ciepło jest uwalniane do powietrza w wyniku parowania i/lub przekazania ciepła jawnego. W przypadku recyrkulacyjnego układu chłodzenia, potrzebna jest niewielka ilość wody dodatkowej do uzupełnienia strat z parowania i spustu z chłodni kominowej, który trzeba wykonywać okresowo w celu ograniczenia gromadzenia się ciał stałych. System recyrkulacyjny zużywa około jednej dwudziestej wody zużywanej w systemie jednorzeczywowym. [131, EPA 1997]

2.4.1.1.1 Kocioł

Ogólne rzecz biorąc, w powszechnym użyciu znajdują się trzy rodzaje kotłów: kotły z obiegiem naturalnym, kotły z obiegiem wymuszonym oraz kotły przepływowe.

Na Rysunku 2.19 wskazano ważniejsze różnice między konstrukcją kotła z obiegiem naturalnym i kotła przepływowego.



Rysunek 2.19: Koncepcje kotła z naturalną cyrkulacją i kotła przepływowego

W kotłach z obiegiem naturalnym, różnica gęstości między mieszaniną wody/pary na wylocie (górze) i pary/wody na wlocie (dół) generuje obieg naturalny. W kotłach z obiegiem wymuszonym, oprócz różnicy gęstości, wsparcie dla obiegu stanowią pompy cyrkulacyjne. W kotłach przepływowych, przepływ wody jest ustalany przez pompę zasilającą, a woda jest odparowywana podczas jednego przejścia. Zalety kotła przepływowego to:

- wytwarzanie pary jest możliwe pod każdym ciśnieniem;
- osiągnięcie najwyższej efektywności jest możliwe przy nadkrytycznych parametrach pary;
- wysoka efektywność obiektu, nawet przy częściowym obciążeniu;
- krótki rozruch;
- użytkowanie z ciśnieniem poślizgowym w stanach dużego obciążenia;
- odpowiednie dla wszystkich paliw dostępnych na świecie.

Elementy składowe kotła

Kocioł lub generator pary to zespół następujących elementów:

- **Ekonomizer:** Woda zasilająca jest ogrzewana w ekonomizerze do temperatury 10 °C poniżej punktu nasycenia. Ekonomizer to pierwszy wymiennik ciepła w kotle - odbiera ciepło od gazu odlotowego o niższej temperaturze na wylocie z kotła.
- **Parownik:** W komorze spalania, energia z paliwa jest uwalniana i przekazywana przez kocioł i ściany wymiennika ciepła do obiegu wody/pary. Ogrzana woda jest następnie odparowywana w parowniku kotła co najmniej do stanu nasyconej pary dla podkrytycznych warunków ciśnienia wody/pary lub przegrzanej pary dla warunków nadkrytycznych. Rurki parownika stanowią zwykle ściany komory spalania i są ułożone pionowo lub spiralnie. Nowoczesne obiekty pracują przy nadkrytycznym ciśnieniu wody/pary, tzn. ciśnieniu wyższym niż punkt krytyczny na wykresie wody-pary. Pod ciśnieniem nadkrytycznym, konwersja następuje bez przejścia fazowego, więc energia parowania wynosi zero i jedynie punkt szczytowy pojemności cieplnej stanowi zmianę w ciągłości cieczy.
- **Przegrzewacz:** Przegrzewacz wytwarza przegrzaną parę wykorzystując do tego obszar kotła, w którym gaz odlotowy ma najwyższą temperaturę. Zwykle etap przegrzewania składa się z kilku wymienników ciepła z wtryskiem między nimi. Wtrysk pozwala kontrolować temperaturę świeżej pary, która wynosi 540-570 °C w przypadku jednostek nadkrytycznych i około 600 °C w przypadku jednostek ultra nadkrytycznych. Temperatura pary przegrzanej jest znacznie wyższa od zależnej od ciśnienia temperatury kondensacji. Temperaturo takie są konieczne do ułatwienia spadku wysokiego ciśnienia w turbinie parowej i uniknięcia kondensacji podczas rozprężania pary w wysokociśnieniowej turbinie parowej. Część rozprężonej pary jest odprowadzana i wykorzystywana do przekazywania ciepła do wody zasilającej.
- **Podgrzewacz:** Większość pary jest podgrzewana powtórnie przez gaz odlotowy w układzie podgrzewacza, aby uzyskać dalszą pracę i większą efektywność w dalszej średniociśnieniowej turbinie parowej. Temperatura gorącej podgrzanej pary jest kontrolowana np. przez wtrysk wody lub przechylenie palnika. Ponowne podgrzanie zwykle stosuje się w dużych elektrowniach. Bardzo duże jednostki mogą mieć kolejny stopień przegrzewania mające jeszcze bardziej zwiększyć produkcję energii.

2.4.1.1.2 Turbina parowa

W turbinie parowej, energia cieplna pary jest przetwarzana na pracę mechaniczną (tzn. obroty wału turbiny). Dzieje się to między punktem wlotu pary i skraplaczem, a siła napędowa jest zapewniana przez rozprężanie pary. Rozprężaniu pary towarzyszy spadek ciśnienia i adiabatyczny spadek temperatury pary. Podczas adiabatycznego rozprężania pary, temperatura pary spada wraz ze spadkiem ciśnienia z około 180-300 bar do 0,03 bar w nowoczesnych obiektach LCP. W przypadku większych obiektów, z powodu dużej różnicy ciśnienia, rozprężanie pary odbywa się zwykle w trzech stopniach: wysokiego ciśnienia (ang. high pressure, HP), ciśnienia pośredniego (ang. intermediate pressure, IP) i niskiego ciśnienia (ang. low pressure, LP). W większości przypadków, stopnie te pozwalają na ponowne ogrzanie pary w podgrzewaczach przed jej ponownym wejściem do kolejnych etapów turbiny parowej o najniższym ciśnieniu. W przypadku mniejszych obiektów, stosuje się dwa stopnie (IP i LP).

2.4.1.1.3 Skraplacz

W końcu, w skraplaczu umiejscowionym za niskociśnieniową sekcją turbiny, para jest skraplana do postaci wody (kondensatu). Po rozprężeniu w turbinie parowej, w parze pozostaje pewna kondensacja i energia kinetyczna, która nie jest przekształcana na energię mechaniczną. Wydajne systemy skraplania pozwalają na redukcję ciśnienia turbiny parowej do wartości dużo niższej niż ciśnienie atmosferyczne (od próżni do 0,03 bar, w zależności od temperatury chłodziwa i przepływu masowego wody chłodzącej), co maksymalnie zwiększa odbiór energii mechanicznej w rozprężaniu pary w turbinie. W obiektach CHP skraplacz może być chłodzony wodą z

sieci ciepłowniczej. Dzięki temu ciśnienie skraplania jest wyższe, ale ciepło skraplania pary może być wykorzystywane do ogrzewania budynków lub procesów przemysłowych.

2.4.1.1.4 System chłodzenia

Techniki chłodzenia są stosowane do usunięcia z pary energii skraplania tj. termodynamicznie beзуżytecznej energii procesu. Szczegółowe informacje na temat technik chłodzenia znajdują się w dokumencie BREF ICF.

Wpływ technologii chłodzenia na ogólną sprawność obiektu ma znaczenie w obiektach energetycznego spalania. Systemy chłodzenia można podzielić w następujący sposób: jednoprzepływowe, recyrkulacyjne wykorzystujące wieże chłodnicze z ciągiem naturalnym, recyrkulacyjne wykorzystujące wieże chłodnicze z ciągiem mechanicznym (w tym hybrydowe) oraz suche, np. skraplacze chłodzone powietrzem. Tam gdzie dostępna jest duża ilość wody, stosowanie mokrych systemów chłodzenia skutkuje najwyższą wydajnością i produkcją energii elektrycznej w obiekcie niemal we wszystkich warunkach. W takich przypadkach, należy brać pod uwagę wpływ na środowisko wywierany przez zrzut wody do odbiorczego zbiornika wodnego. Systemy recyrkulacyjne wykorzystujące wieże chłodnicze oferują nieco niższą sprawność cieplną niż dostępne układy jednoprzepływowe, ale można je stosować w miejscach o ograniczonej dostępności wody lub tam, gdzie istnieje konieczność ograniczenia wpływu wywieranego przez pobór i zrzut wody oraz uwalnianie ciepła. Stosowanie suchych technologii chłodzenia jest ograniczone do miejsc o bardzo małych zasobach wodnych lub takich, w których należy uwzględnić szczególne uwarunkowania środowiskowe związane ze zużyciem wody.

2.4.2 Elektrownia kondensacyjna

Tak zwane elektrownie kondensacyjne wykorzystują źródła chłodzenia znajdujące się otoczeniu do skraplania pary w najniższej możliwej temperaturze i warunkach próżni.

Zimna woda chłodząca z morza, rzeki lub jeziora umożliwia najwyższą efektywność, . Nieco gorsze efekty uzyskuje się wykorzystując ciepłą wodę z tych źródeł w okresie letnim. Chłodzenie przy zastosowaniu obiegu pośredniego lub chłodni kominowych jest najmniej efektywne z powodu wyższej temperatury chłodziwa. W każdym przypadku potrzebny jest gradient temperatury pary i chłodziwa oraz środowiska. Ponieważ sprawność elektryczna jest uzależniona od temperatury otoczenia, dane referencyjne są obliczane dla standardowych warunków ISO.

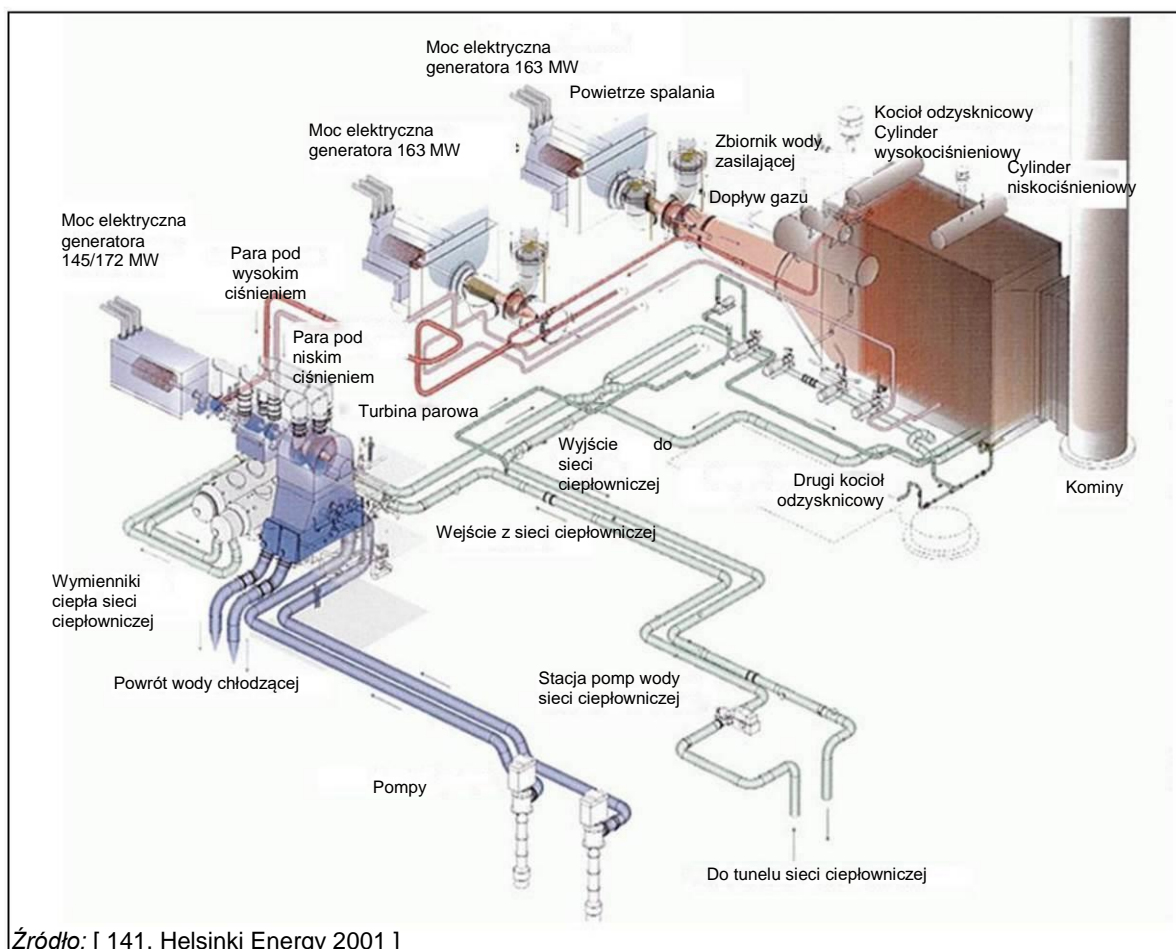
2.4.3 Cykl łączony

Idea cyklu łączonego wyrosła z potrzeby zwiększenia efektywności prostego obiegu Joule'a przez wykorzystanie ciepła odpadowego ze spalin z turbiny/silnika. Jest to naturalne rozwiązanie, ponieważ turbina gazowa/silnik to maszyna o stosunkowo wysokiej temperaturze, a turbina parowa o stosunkowo niskiej.

Temperatura gazu odlotowego na wyjściu z turbiny gazowej wynosi np. około 500 °C lub więcej, co stwarza możliwość zastosowania dodatkowego cyklu pary. Takie skojarzenie optymalizuje procesy gazu i pary zwiększając ogólną sprawność elektryczną lub mechaniczną.

Cykle połączone są wykorzystywane również w kogeneracji (CHP) z dodatkowym odzyskiem ciepła z energii skraplania. Ponieważ sprawność elektryczna jest uzależniona od temperatury otoczenia, dane referencyjne są obliczane dla standardowych warunków ISO. W sieci przesyłowej gazu ziemnego funkcjonuje niewiele układów łączonych, ponieważ związane z nimi wysokie koszty inwestycji mają sens tylko w przypadku dużego wykorzystania sprężarek w stosunku rocznym (np. > 6 000 h/rok). Ogólnie rzecz biorąc, ekonomiczna opłacalność systemów łączonych zależy od rocznej liczby przepracowanych godzin. [6, Marcogaz 2012].

Na Rysunku 2.20 przedstawiono elektrownię z turbiną gazową o cyklu łączonym zbudowaną w Finlandii

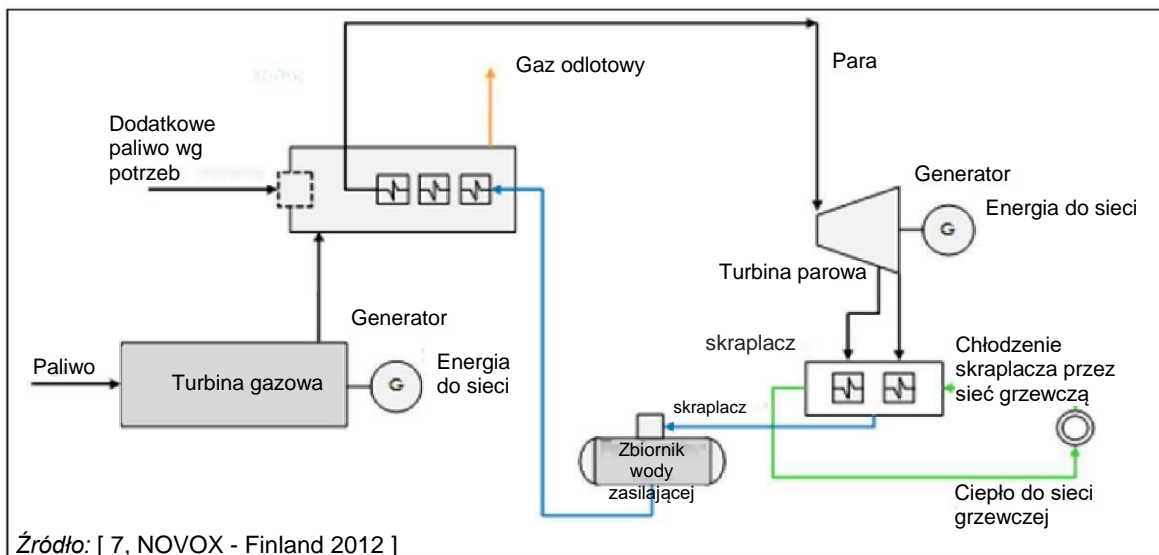


Źródło: [141, Helsinki Energy 2001]

Rysunek 2.20: Elektrownia z turbiną gazową o cyklu łączonym

2.4.4 Turbiny gazowe pracujące w cyklu łączonym z dodatkowym opalaniem

Turbiny gazowe o cyklu łączonym pracują z maksymalną sprawnością elektryczną przy pełnym obciążeniu. Parowy kocioł odzysknicowy (ang. heat recovery steam generator, HRSG) można wyposażyć w dodatkowe spalanie paliwa za turbiną gazową w celu zwiększenia ilości lub temperatury wytwarzanej pary (patrz schemat na Rysunku 2.21). Choć bez dodatkowego dopalania efektywność elektrowni o cyklu łączonym jest większa, to obiekty z dodatkowym opalaniem mogą lepiej reagować na zmiany obciążenia. Z tego powodu, dodatkowe opalanie HRSG jest często stosowane w prowadzonej na małą skalę działalności grzewczej przy obciążeniu szczytowym w ciepłownictwie przemysłowym i komunalnym. To rozwiązanie jest często stosowane w celu poprawienia opłacalności i elastyczności elektrowni o cyklu łączonym, np. w obiektach odsalania wody morskiej na Bliskim Wschodzie. Dodatkowo, wzrost zanieczyszczenia NO_x jest bardzo niski z powodu niskiej zawartości tlenu w spalonym gazie odlotowym. Niski poziom emisji jest zapewniany przez wykorzystanie palnika ze wstępnym mieszanym. [1, Eurelectric 2012].



Rysunek 2.21: Kogeneracja (CHP) oparta na cyklu łączonym, w którym chłodzenie kondensatora turbiny parowej dla cyklu pary jest zapewniane przez sieć ciepłowniczą

2.4.5 Modernizacja dotychczasowych elektrowni

Obecnie rozważana jest modernizacja (ang. repowering) istniejących elektrowni opalanych węglem kamiennym/olejem/gazem wykorzystujących proces pary przez zamontowanie dodatkowej turbiny gazowej w związku z tym, że obiekty takie emitują mniej CO₂ kiedy są opalane gazem. Dodatkowe zalety takiego układu to niewielka przestrzeń wymagana dla turbiny gazowej/silnika, duża elastyczność układu oraz fakt, że większość głównych urządzeń oraz sprzętu i infrastruktury pomocniczej już istnieje.

Pierwszymi zastosowaniami takiego układu były tzw. Kombi-anlagen (obiekty kombi), w których spaliny turbiny gazowej były wykorzystywane w generatorze pary jako powietrze spalania z gazem lub węglem w charakterze paliwa dla kotła parowego. Skojarzenie istniejących systemów z węglem kamiennym dla kotła parowego i gazem dla turbiny gazowej zapewnia elastyczność turbiny gazowej.

Kolejną możliwością modernizacji jest wykorzystanie rozprężonych spalin z turbiny gazowej lub silnika stacjonarnego do wstępnego podgrzania wody zasilającej innej elektrowni ciepłej. Korzyści ekonomiczne takiego układu zależą od cen względnych paliwa pierwotnego (np. węgla kamiennego) i wtórnego (zwykle gazu) wykorzystywanego w tym procesie.

Modernizacja przez "repowering" może podnieść efektywność istniejących obiektów o 5 punktów procentowych (np. z 40 % do 45 %)

2.5 Kogeneracja, czyli wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu (CHP)

W kogeneracji energia elektryczna i ciepło użyteczne są wytwarzane w ramach jednego procesu. Kogeneracja, czyli inaczej wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu (ang. combined generation of heat and power, CHP), to sprawdzona technologia. Jest ona wykorzystywana głównie w obiektach przemysłowych, sieciach ciepłowniczych i do obsługi mniejszych odbiorców lokalnych.

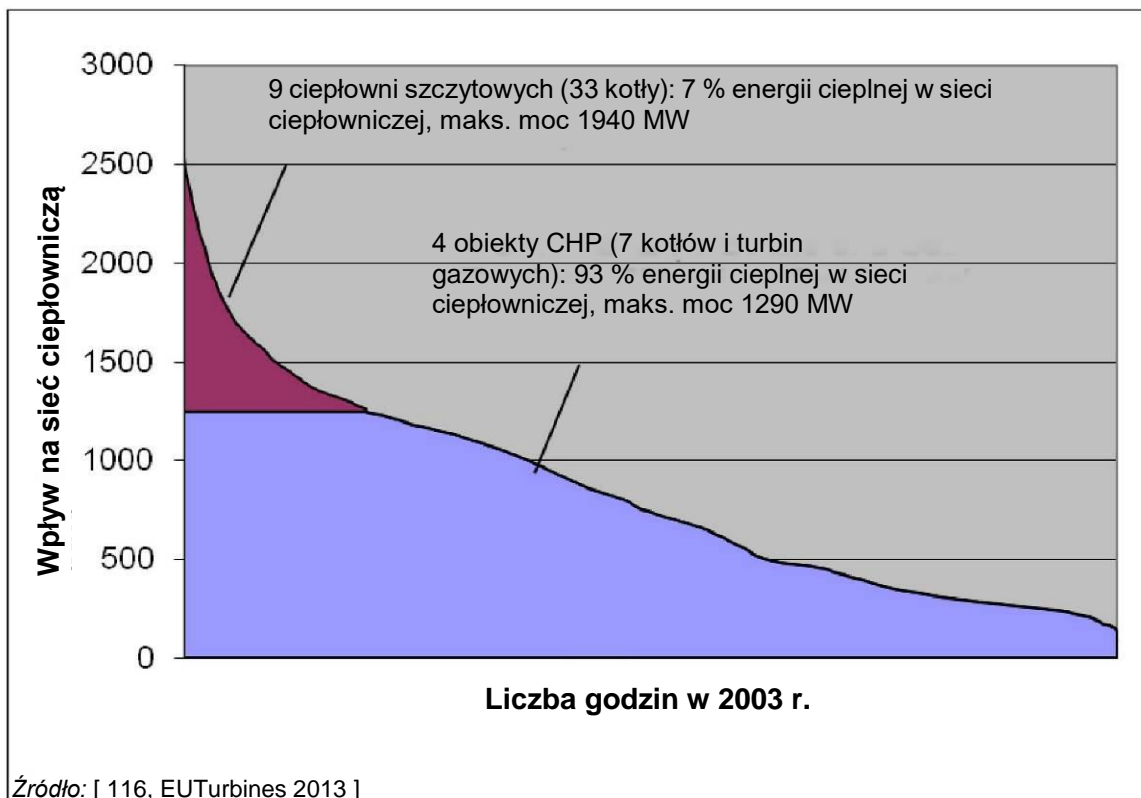
W obiektach wytwarzających wyłącznie energię elektryczną jedynie 40-60 % energii zawartej w paliwie (mierzonej jako wartość opałowa LVH paliwa) można przetworzyć na energię elektryczną. Reszta jest oddawana do powietrza i/lub wody w postaci ciepła odpadowego o niskiej temperaturze. Ponieważ również odbiorcy końcowi potrzebują dużo ciepła do ogrzewania pomieszczeń i obsługi wielu procesów przemysłowych, powstaje pytanie jak wykorzystać to ciepło tracone przez elektrownie kondensacyjne. Termodynamiczna odpowiedź na to pytanie jest całkiem prosta: trzeba podnieść temperaturę ciepła odpadowego do wymaganego użytecznego poziomu, np. do 70-120 °C dla ogrzewania pomieszczeń (ciepłownictwo) i 120-200 °C dla procesów przemysłowych. Odbywa się to jednak kosztem wytwarzania energii elektrycznej.

Kogeneracja to sposób na poprawę efektywności energetycznej przez zmianę struktury systemu dostarczania energii. W każdym przypadku, kogeneracja może przynieść oszczędność paliwa w porównaniu z oddzielnym wytwarzaniem ciepła i elektryczności. Jeżeli lokalne zapotrzebowanie na ciepło, a także sam obiekt kogeneracyjny, są wystarczająco duże, kogeneracja może również przynieść oszczędność pieniędzy. Kogeneracja może nie być opłacalna jeżeli zapotrzebowanie na ciepło lub parę odpadową jest niewystarczające.

Turbiny parowe napędzane przez obiekty energetycznego spalania są wykorzystywane w przemysłowych systemach kogeneracyjnych od wielu lat. Para pod wysokim ciśnieniem wytwarzana w konwencjonalnym kotle jest rozprężana w turbinie w celu wytworzenia energii mechanicznej, którą następnie można wykorzystać do napędzania generatora elektrycznego. Ilość wytworzonej energii zależy od tego, jak bardzo ciśnienie pary można zmniejszyć w turbinie przy jednoczesnym zaspokojeniu zapotrzebowania danego zakładu na ciepło.

Do opłacalnego wytwarzania ciepła niezbędne są temperatury wyższe niż w przypadku elektrowni kondensacyjnej. Jedną z możliwości jest pobór pary na potrzeby ogrzewania. Para ta jest tracona przy wytwarzaniu energii elektrycznej w niskociśnieniowej turbinie parowej. Inną możliwością jest wykorzystanie sieci ciepłowniczej do chłodzenia skraplacza turbiny. W takim przypadku, skraplanie odbywa się w temperaturze od około 100 °C do 130 °C i pod ciśnieniem wyższym od panującego w otoczeniu. W każdym przypadku, pobór ciepła ze zoptymalizowanego układu pary wodnej zmniejsza sprawność elektryczną. Jednak wraz ze wzrostem ilości odzyskiwanego ciepła, straty energii elektrycznej są kompensowane w postaci użytecznego ciepła. Współczynnik wytworzonego ciepła i strat energii wynosi zwykle między 4 i 7, w zależności od temperatury odzyskanego ciepła. Przy niższych temperaturach poboru, współczynnik ten jest wyższy. Jednakże, w przypadku sieci ciepłowniczych, najniższa temperatura jest ograniczana kryteriami technicznymi i zdrowotnymi. Dla wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu, wykorzystanie paliwa wynosi między 75 % i 99 %.

Przemysłowe zastosowanie ciepła mieści się w zakresie od temperatur wysokich do niskich powyżej temperatury otoczenia. Wybór źródła i nośnika ciepła (para, woda lub inne płyny służące wymianie ciepła) zależy od wymaganej temperatury. W tym przypadku, tracone ciepło przemysłowe można odzyskać w parowym kotle odzysknicowym i ponownie wykorzystać do wytwarzania pary na potrzeby dostaw ciepła o niższej jakości. Zużycie ciepła jest zwykle bardziej stabilne w przypadku zastosowań przemysłowych niż sieci ciepłowniczych, w których jest uzależnione od temperatury panującej na zewnątrz. W przypadku tych ostatnich, rozmiary obiektów CHP nie są projektowane pod zużycie szczytowe. Na Rysunku 2.22 przedstawiono przykład z regionu Helsinek, gdzie najzimniejszych okresach roku ciepłownie szczytowe pracują przez ułamek czasu, przez jaki użytkowane są obiekty CHP pracujące przy obciążeniu podstawowym.



Rysunek 2.22: Krzywa trwania obciążeń dla sieci ciepłowniczej w regionie Helsinek w 2003 r.

Ciepło odpadowe gazu z procesów pary lub "odpadowe" ciepło skraplania z przeciwprężnej turbiny parowej można odzyskać na potrzeby zastosowań niskotemperaturowych. Takie wykorzystanie ciepła skraplania podlegają takim samym warunkom jak dla zastosowań ciepłowniczych. Ogólnie rzecz biorąc, zastosowania przemysłowe nie są ograniczane okresami zimowymi, w których zapotrzebowanie na ogrzewanie komunalne jest wyższe, i dlatego są zwykle bardziej opłacalne.

W przypadku baku możliwości wykorzystania dostaw ciepła do kogeneracji z ciepłem wylotowym z turbiny gazowej, wciąż możliwy jest odzysk na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni kondensacyjnej. W takim przypadku, wykorzystanie energii paliwa jest ograniczone podobnie jak w bezpośrednim wytwarzaniu elektryczności z wykorzystaniem parowego kotła odzysknicowego (HRSG). Wytwarzanie energii elektrycznej w ten sposób nie wymaga dodatkowego paliwa. Produkcję energii elektrycznej można zwiększyć przez zastosowanie dodatkowego opalania. Użycie dodatkowego paliwa w celu zwiększenia produkcji pary może skutkować spadkiem efektywności energetycznej.

Dalsze szczegóły dotyczące efektywności energetycznej znajdują się w Sekcji 2.7.

Dodatkowe informacje na temat kogeneracji przedstawiono w Sekcjach 3.1.1.1 i 3.2.3.2.

W Tabeli 2.1 przedstawiono informacje o produkcji ciepła i energii elektrycznej brutto w obiektach CHP i obiektach wytwarzających tylko ciepło lub tylko energię elektryczną w państwach UE-28 (2013 r.).

Tabela 2.1: Produkcja ciepła i energii elektrycznej w obiektach CHP w państwach europejskich w 2013 r.

	Produkcja energii elektrycznej brutto w oparciu o paliwa spalane w 2013 r. (w tonach równoważnika olejowego)		Produkcja ciepła brutto w oparciu o paliwa spalane w 2013 r. (w tonach równoważnika olejowego)	
	Obiekty CHP	Obiekty wytwarzające tylko elektryczność	Obiekty CHP	Obiekty wytwarzające tylko ciepło
	39 843,3	82 085,5	35 467,4	13 340,6
Belgia	736,7	1 548,1	686,3	8,1
Bułgaria	423	1 452,7	1 056,7	142,8
Czechy	1 175,2	2 485,1	2 036,7	469
Dania	1 816,5	4,6	1 924,1	737,7
Niemcy	6 908,2	25 684,9	8 252,9	3227
Estonia	101,9	984,4	251,4	260,9
Irlandia	0	1 599,2	0	0
Grecja	781,6	2 752	41,5	0
Hiszpania	0	6 985,4	0	0
Francja	678,8	2 548,3	1 258,6	1 145,6
Chorwacja	169,3	215	217,8	62,6
Włochy	6 585,6	8 643,3	3 079,5	74,1
Cypr	1	339	1	0
Łotwa	251	0,6	417,7	153,8
Litwa	208,4	0	447,2	342
Luksemburg	111,2	8,2	56,7	4,9
Węgry	376,3	772,5	526,9	551,3
Malta	0	190,5	0	0
Holandia	2 493,4	3 511,6	2 131,7	133,7
Austria	483,1	486,8	969,7	838,8
Polska	12 608,9	Brak danych	4 273,8	2 500,4
Portugalia	16,5	1 301,6	0,8	0
Rumunia	879,4	935,1	1 581,9	247,3
Słowenia	418,7	46,8	170,5	51,4
Słowacja	430	39,3	563,7	262,4
Finlandia	1 374,5	756,5	2 784,7	1131
Szwecja	813,8	2,4	2 735,3	995,7
Zjednoczone Królestwo	0	18 791,4	0	0
Norwegia	32,1	9,1	227,6	226,3
Czarnogóra	0	123,9	0	0
Była Jugosłowiańska Republika Macedonii	31,1	355,7	21,4	28,4
Albania	0	0	0	0
Serbia	1212,6	1 265,7	76,5	488,5
Turcja	339,6	13 402,6	740,6	0

Źródło: [117, Eurostat 2013]

Sieci ciepłownicze

Obiekty wytwarzające ciepło i energię elektryczną w skojarzeniu (CHP) charakteryzują się bardzo wysokim poziomem całkowitego wykorzystania paliwa, osiąganym dzięki zintegrowaniu i połączeniu funkcjonowania sieci ciepłowniczej i wytwarzania energii elektrycznej. Tam gdzie zapotrzebowanie na ciepło jest stałe, rozmiar obiektu CHP jest dobierany tak, aby je zaspokoić, a część wytwarzająca energię elektryczną jest dopasowywana rozmiarem do produkcji ciepła.

Układ CHP jest szeroko wykorzystywany na obszarach UE leżących w chłodnym klimacie, czyli tam, gdzie występują długie okresy temperatur ujemnych (w stopniach Celsjusza), a najniższe temperatury sięgają minus 30 °C. W takich warunkach, bardzo ważna jest niezawodność systemu i bezpieczeństwo dostaw energii. Aby uzyskać wymagany wysoki poziom bezpieczeństwa dostaw, sieć składa się z co najmniej jednego obiektu CHP oraz kotłowni szczytowych i rezerwowych. Zapotrzebowanie na ciepło zwykle zmienia się wraz z temperaturą otoczenia, zużyciem gorącej wody i wiatrem. Latem zapotrzebowanie to jest niewielkie i dotyczy głównie produkcji gorącej wody. Zapotrzebowanie na ciepło w sieci zaczyna wzrastać zwykle gdy temperatura otoczenia spada poniżej ok. +15 °C. [7, NOVOX - Finland 2012]

Kotły ciepłownicze, które zwykle są lokalizowane w granicach lub w pobliżu obszarów zaludnionych, mogą mieć korzystny wpływ na jakość powietrza. Kilka dużych i dobrze utrzymanych kotłów z oczyszczaniem gazów odlotowych i wysokimi kominami może zastąpić dużą liczbę indywidualnych instalacji grzewczych z niskimi kominami i ewentualnie słabiej kontrolowanym spalaniem. Skutkiem może być znacząca redukcja emisji, dzięki czemu lokalna jakość powietrza w miastach, miasteczkach i wsiach ogrzewanych kotłami ciepłowniczymi może być dużo lepsza niż gdyby były ogrzewane indywidualnymi instalacjami.

Kogeneracja przemysłowa

Zapotrzebowanie obiektów przemysłowych na parę jest różne w zależności od zachodzących w nich cykli produkcyjnych. Zaburzenia w zużyciu pary mogą czasem skutkować gwałtownymi i nieprzewidywalnymi zmianami tego zapotrzebowania. Skutkiem są gwałtowne wahania w procesie spalania obiektu CHP dostarczającego parę do takich odbiorców.

Dostawy pary do odbiorców przemysłowych są zwykle zabezpieczane kotłami rezerwowymi podłączonymi do sieci pary, które zwykle nie uczestniczą w wytwarzaniu energii elektrycznej. Kocioł rezerwowy jest zwykle opalany gazem lub olejem opałowym i charakteryzuje się krótkim czasem rozruchu na wypadek awarii głównego kotła, ponieważ obiekty przemysłowe powinny być zabezpieczane co najmniej pod kątem szybkich dostaw ciepła. Kocioł rezerwowy pracuje przez niewielką liczbę godzin w roku - jedynie w trakcie planowanych corocznych wyłączeń głównego kotła albo nieoczekiwanych zakłóceń. Niektóre systemy są dodatkowo wyposażone w akumulatory pary zabezpieczające ciśnienie i dostawy pary podczas szybkich zmian obciążenia.

Jednostki rezerwowe podłączone do przemysłowych sieci pary to zwykle istniejące kotłownie, których użytkowanie w systemie ciągłym przestało być opłacalne. [8, NOVOX - Finland 2012]

Kompleksy przemysłowe mogą wytwarzać energię elektryczną na miejscu w, o ile stosunek energii cieplnej do elektrycznej jest duży, tzn. od 1,5 do 3.

Kogeneracja z użyciem turbin gazowych

Turbiny gazowe można wykorzystywać w przemysłowych obiektach CHP. Możliwości uzyskania dostaw ciepła z obiektu CCGT są większe w przypadku poboru pary z układu turbiny parowej obiektu. W przypadku systemu ciepłowniczego będzie to prawdopodobnie para pod niskim ciśnieniem przepuszczana przez znajdujący się na miejscu wymiennik ciepła w celu wytworzenia gorącej wody, która następnie jest odpompowywana poza obiekt. W przypadku zastosowań przemysłowych może to być para pod wyższym ciśnieniem pompowana bezpośrednio do odbiorcy. W praktyce jednak, ciepło odpadowe ze skraplaczy obiektu raczej nie będzie użyteczne z powodu niskiej temperatury (około 25 °C), choć zdarzają się wyjątki, jak np. wykorzystanie wody ze skraplacza o nieco wyższej temperaturze do regazyfikacji płynnego gazu ziemnego.

Kogeneracja z użyciem silników

Silniki stacjonarne dobrze nadają się do kogeneracji i są w niej szeroko wykorzystywane do wytwarzania gorącej wody, pary (czasami z użyciem dodatkowej turbiny parowej dla podniesienia sprawności elektrycznej), odsalania wody morskiej, zasilania systemów chłodzenia komunalnego oraz ogrzewania powietrza. Całkowita efektywność paliwowa tego rodzaju instalacji jest bardzo duża - do 90 % w niektórych zastosowaniach. Stosunek ciepła do energii elektrycznej silnikowych zastosowań CHP wynosi zwykle od 0,5 do 1,3. [136, EUROMOT 2001]

Powszechnym zastosowaniem w zakresie odzysku ciepła w obiektach CHP wykorzystujących silniki jest wytwarzanie pary pod niskim ciśnieniem na potrzeby przemysłowe. Zakres ciśnienia zwykle wynosi od 3 bar do 16 bar, ale możliwe jest zwiększenie ciśnienia i produkcji pary przez zastosowanie dodatkowego lub pomocniczego opalania kotłów. Para pod ciśnieniem 8 bar nadaje się do odsalania i agregatów absorpcyjnych, ale w niektórych procesach przemysłowych wymagane mogą być wyższe ciśnienia.

Drugim rozwiązaniem podnoszącym wydajność produkcji pary jest wyposażenie kotła odzysknicowego (HRSG) w dodatkowe opalenie. W przypadku większych silników z zapłonem iskrowym, zawartość tlenu wynosi zwykle 11-12 vol-%, a w wysokociśnieniowych silnikach gazowo-dieslowskich jest często wyższa. Tlen można wykorzystywać jako główne powietrze spalania w opalaniu dodatkowym. Układ ten umożliwi również wytwarzanie pary pod wysokim ciśnieniem i charakteryzuje się dobrą sprawnością termiczną w stosunku do paliwa wykorzystywanego w opalaniu dodatkowym. Dotychczas uruchomiono niewiele silników tłokowych wyposażonych w dodatkowe opalenie, co wynika z trudności w skojarzeniu płomienia spalania z pulsującym gazem odlotowym silnika oraz stosunkowo niskiej zawartości tlenu w gazie odlotowym. [135, Wartsila 2000]

Interesującą koncepcją CHP jest wstępne podgrzewanie wody zasilającej, w którym ciepło odpadowe z gazu odlotowego z silnika i układu chłodzenia jest wykorzystywane do podniesienia efektywności np. istniejącej kotłowni parowej. Sprawność elektryczną obiektu wykorzystującego silniki gazowe można podnieść wyposażając go w turbinę parową. W tym rozwiązaniu najczęściej wykorzystywane są jednostopniowe turbiny parowe kondensacyjne, a ciśnienie pary zwykle wynosi od 12 bar do 20 bar. W tym przypadku, produkcja energii elektrycznej wzrasta zwykle o 8-10 punktów procentowych, w zależności od rodzaju użytego silnika i temperatury chłodzenia przy skraplaniu.

Kogeneracja z użyciem obiektów opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym

Turbiny parowe napędzane przez kotły opalane paliwami kopalnymi są wykorzystywane w przemysłowych systemach kogeneracyjnych od wielu lat. Para pod wysokim ciśnieniem wytwarzana w konwencjonalnym kotle opalonym węglem kamiennym lub brunatnym jest rozprężana w turbinie w celu wytworzenia energii mechanicznej, którą następnie można wykorzystać do napędzania generatora elektrycznego. Ilość wytworzonej energii zależy od tego, jak bardzo ciśnienie pary można zmniejszyć w turbinie przy jednoczesnym zaspokojeniu zapotrzebowania danego zakładu na ciepło. W niektórych przypadkach, turbinę wyposaża się w oddzielny lub zintegrowany cylinder niskociśnieniowy, który umożliwia wytwarzanie energii elektrycznej niezależnie od dostaw ciepła.

Gotowość obiektów energetycznego spalania do pracy w układzie kogeneracyjnym

Biorąc pod uwagę zalety kogeneracji w zakresie ogólnej efektywności energetycznej i emisji zanieczyszczeń, należy zastanowić się nad gotowością obiektów do pracy w układzie kogeneracyjnym. W Zjednoczonym Królestwie zalecane jest aby nowo powstałe bloki gazowo-parowe z turbiną gazową (CCGT) były "CHP-ready" (CHPR) oraz aby unikać zablokowania CHP (sytuacji, w której projekt elektrowni wyklucza późniejszy pobór ciepła), czyli tzw. "CHP-lockout". Stopień do jakiego nowa elektrownia CCGT jest CHPR zależy od dotychczasowych i ewentualnych przyszłych możliwości dostaw ciepła na danym obszarze. Takie same zasady CHPR są analizowane w odniesieniu do elektrowni opalanych biomasą.

Obiekt CHP jest idealnie przygotowany do dostarczania zarówno ciepła jak i energii elektrycznej już od momentu uruchomienia, przy czym wielkość zapotrzebowania na ciepło oraz optymalny profil wytwarzania są znane już na etapie projektowania. Natomiast obiekt CCGT będący CHPR jest pierwotnie tworzony do dostarczania wyłącznie energii elektrycznej, przy różnym stopniu niepewności na etapie projektowania dotyczącym rodzaju i ilości ciepła, które ewentualnie będzie dostarczane w przyszłości.

Ogólnie rzecz biorąc, modernizacja umożliwiająca pobór większych ilości pary pod niskim ciśnieniem jest łatwiejsza w przypadku turbiny parowej z bocznym wylotem niż wylotem osiowym.

Może to zatem wpływać na wybór turbiny, w przypadku gdy istnieją spore szanse na to, by nowy CCGT miał w przyszłości pracować w układzie CHP. W innych przypadkach, status CHPR będzie miał niewielki wpływ na wybór turbiny parowej ze względu na szeroką dostępność innych możliwości, jak np. zimny przegrzew wtórny.

Gotowość do CHP a lokalizacja obiektu

Stare kotły, które osiągnęły koniec swojego okresu eksploatacji można zastępować elektrowniami CCGT, które buduje się w tym samym miejscu ze względu na łatwość podłączenia do sieci elektroenergetycznej oraz dostęp do chłodzenia. Ponieważ miejsca te są zwykle zlokalizowane z dala od skupisk ludności, nowe elektrownie CCGT nie są normalnie budowane jako obiekty CHP, jako że w najbliższym sąsiedztwie brak jest odbiorców ciepła. Nie będzie tak jednak zawsze. Dlatego tam gdzie istnieje realny potencjał kogeneracji w pobliżu danej elektrowni CCGT, bierze się go pod uwagę przy rozważaniu możliwości projektowych. [9, UK-TWG 2012]

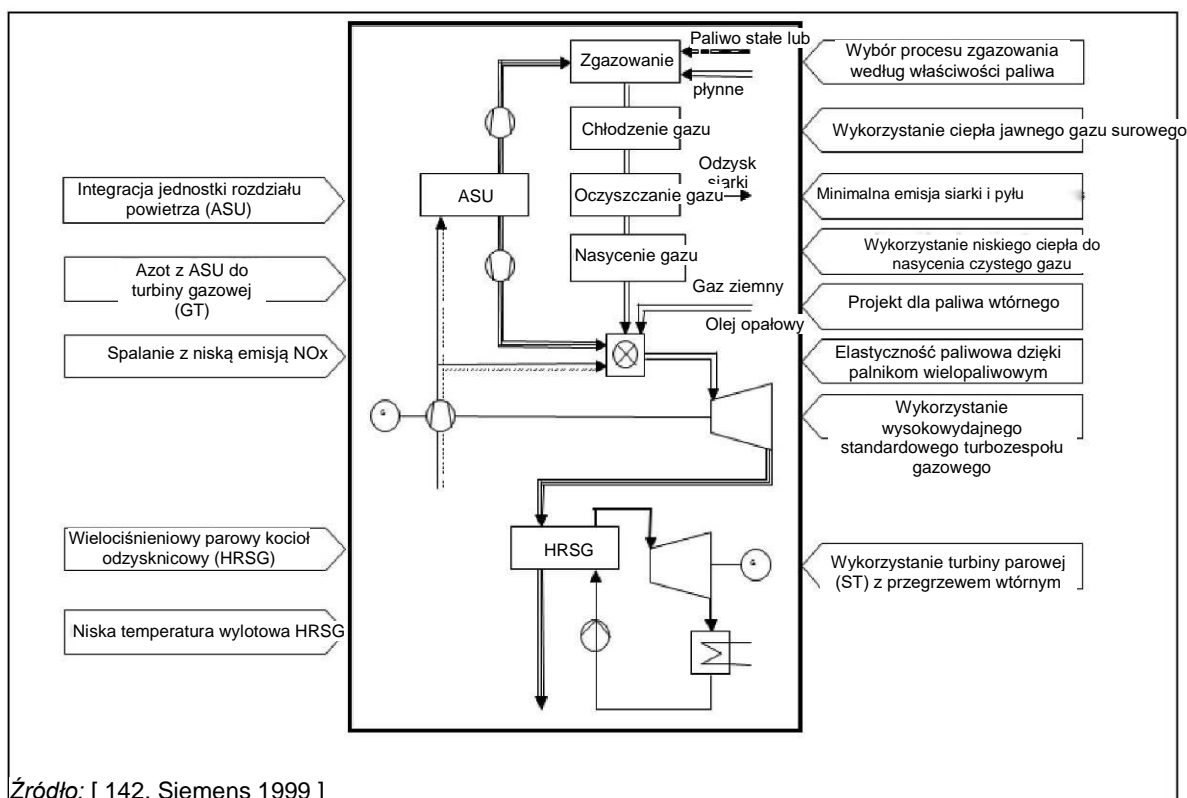
Układ Chenga

Układ Chenga to technologia CHP stosowana w istniejących lub nowych turbinach gazowych, połączona z obiegiem pary w turbinie gazowej, a nie w cyklu łączonym. Ciepło jest odzyskiwane z gazu odlotowego przez generator (kocioł) odzysknicowy (HRSG), co umożliwia wytwarzanie pary lub wody na potrzeby procesów przemysłowych lub do celów ciepłowniczych. Jednakże zamiast łączenia turbiny parowej z HRSG w celu wytwarzania energii elektrycznej z pozostałego ciepła/pary, układ Chenga przekierowuje parę do turbiny gazowej w celu wytworzenia dodatkowej energii elektrycznej i jednocześnie obniżenia emisji NO_x.

Zastosowanie takiej techniki w prostej turbinie gazowej poprawia ogólną efektywność energetyczną przez umożliwienie odzysku ciepła z gazu odlotowego. Jest to opcja dla obsługi zmiennego zapotrzebowania ze strony odbiorców zarówno pary jak i elektryczności. Na świecie działa około 300 obiektów posiadających taki układ. [4, deBiasi 2013]

2.6 Blok gazowo-parowy ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa

Blok gazowo-parowy ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa (ang. integrated gasification combined cycle, IGCC) łączy zgazowanie z oczyszczaniem gazu, konwersję gazu syntezowego oraz technologie turbiny w celu wytwarzania czystej energii po przystępnych cenach (patrz Rysunek 2.23). Taka integracja procesów konwersji energii umożliwia pełniejsze wykorzystanie surowców energetycznych oraz oferuje wysoką efektywność i ultra niskie poziomy zanieczyszczeń. Ponadto, IGCC może przetwarzać praktycznie każdy materiał wsadowy oparty na węglu na takie produkty jak energia elektryczna, para, wodór i wartościowe chemikalia. Różne techniki spalania pozwalają przemysłowi wykorzystywać tanie i łatwo dostępne surowce i odpady do wysokowydajnego przetwarzania energii. Możliwości przetwarzania można dobierać tak, aby spełnić całą gamę zastosowań rynkowych.



Źródło: [142, Siemens 1999]

Rysunek 2.23: Główne cechy tlenowego IGCC

Technologia IGCC jest obecnie wykorzystywana w kilku rafineriach we Włoszech do przetwarzania produktów ubocznych i pozostałości na wartościowy wodór do procesu krakingu oraz CO do wytwarzania ciepła i energii elektrycznej (zagadnienie omówiono w dokumencie BREF dot. rafinerii). Trzy obiekty IGCC użytkowane w Hiszpanii, Holandii i Czechach przetwarzają koks, węgiel kamienny i biomasę na energię elektryczną dla krajowych systemów energetycznych. Na świecie działa jeszcze kilka innych obiektów IGCC.

2.7 Efektywność energetyczna

Efektywność energetyczna elektrowni to niezbędny wskaźnik przy ocenie efektywności przetwarzania energii paliwa na energię elektryczną, gorącą wodę, parę lub energię mechaniczną. Dlatego efektywność energetyczna ma szczególne znaczenie. Poziom efektywności energetycznej informuje o niskim lub efektywnym wykorzystaniu energii paliwa. Przy założeniu wykorzystania tego samego paliwa, wskazuje ona również konkretny poziom emisji CO₂ (CO₂/kWh) uwalnianych podczas konwersji energii oraz ilość zużywanego paliwa (g paliwa/kWh). Wykorzystanie ciepła traconego w procesie wytwarzania energii elektrycznej na potrzeby przemysłowe czy ciepłownicze podnosi efektywność energetyczną wytwarzania kogeneracyjnego.

Według wyników badania, w którym uwzględniono szereg państw z całego świata, w tym Australię, Chiny, Francję, Niemcy, Indie, Japonię, kraje nordyckie (Danię, Finlandię, Szwecję i Norwegię razem), Koreę Południową, Zjednoczone królestwo i Irlandię (razem) oraz Stany Zjednoczone, średnia ważona efektywność wytwarzania energii elektrycznej we wszystkich tych krajach razem wyniosła 35 % w 2013 r. dla węgla kamiennego, 48 % dla gazu ziemnego, 40 % dla ropy i 38 % dla paliw kopalnych ogólnie [118, Hussy et al. 2014]. Według obecnego stanu wiedzy technicznej (2011 r.), dzięki wykorzystaniu ultra-nadkrytycznych warunków pary w opalanych węglem kamiennym elektrowniach na stałym łądzie z mokrym chłodzeniem (mokre chłodnie kominowe) osiągnięta jest efektywność ok. 45%. W przypadku wykorzystywania ciepła odpadowego w zastosowaniach CHP, możliwe jest podniesienie całkowitej efektywności o ponad 100 % dzięki zastosowaniu kondensatora gazu odlotowego. [1, Eurelectric 2012] [5, Eurelectric 2012] [3, LCP TWG 2012]

Efektywność energetyczna zależy od szeregu czynników, z których najważniejsze to:

- rodzaj elektrowni (warunki pary);
- rodzaj paliwa (węgiel kamienny, węgiel brunatny, gaz, olej, biomasa, itp.);
- lokalizacja obiektu (tzn. północ lub południe Europy);
- system chłodzenia (chłodnia kominowa, świeża woda, skraplacz zasilany powietrzem);
- wiek i stopień zabrudzenia;
- moc;
- tryb użytkowania wyrażony w liczbie godzin przepracowanych w roku;
- odzysk ciepła, np. w trybie CHP;
- obciążenie;
- liczba rozruchów i wyłączeń.

[1, Eurelectric 2012]

W kolejnych sekcjach niniejszego dokumentu, przedstawiono zestawienie różnych definicji efektywności energetycznej, ponieważ przepływ energii cieplnej jest często mylony z przepływem energii elektrycznej. Ponadto, opisano czynniki, które mają wpływ na Sprawność elektryczną w codziennym użytkowaniu.

Ponieważ efektywność energetyczna obiektu energetycznego spalania można opisać w różny sposób, niezbędne jest powiedzenie, w jaki sposób definiowana jest efektywność oraz w jakich warunkach jest mierzona. Istnieje również szereg wytycznych krajowych, takich jak VDI 3986, które opisują sposób wykonywania prób odbiorczych i pomiarów efektywności.

Efektywność energetyczną definiowaną według VDI 3986 należy rozumieć jako efektywność przy danej produkcji energii elektrycznej w normalnym trybie użytkowania, kiedy elektrownia działa w dziennym trybie wytwarzania (np. liczba młynów, liczba palników, czy jest podgrzewacz). Wartości efektywności są obliczane na podstawie uśrednionych pomiarów z danego okresu czasu.

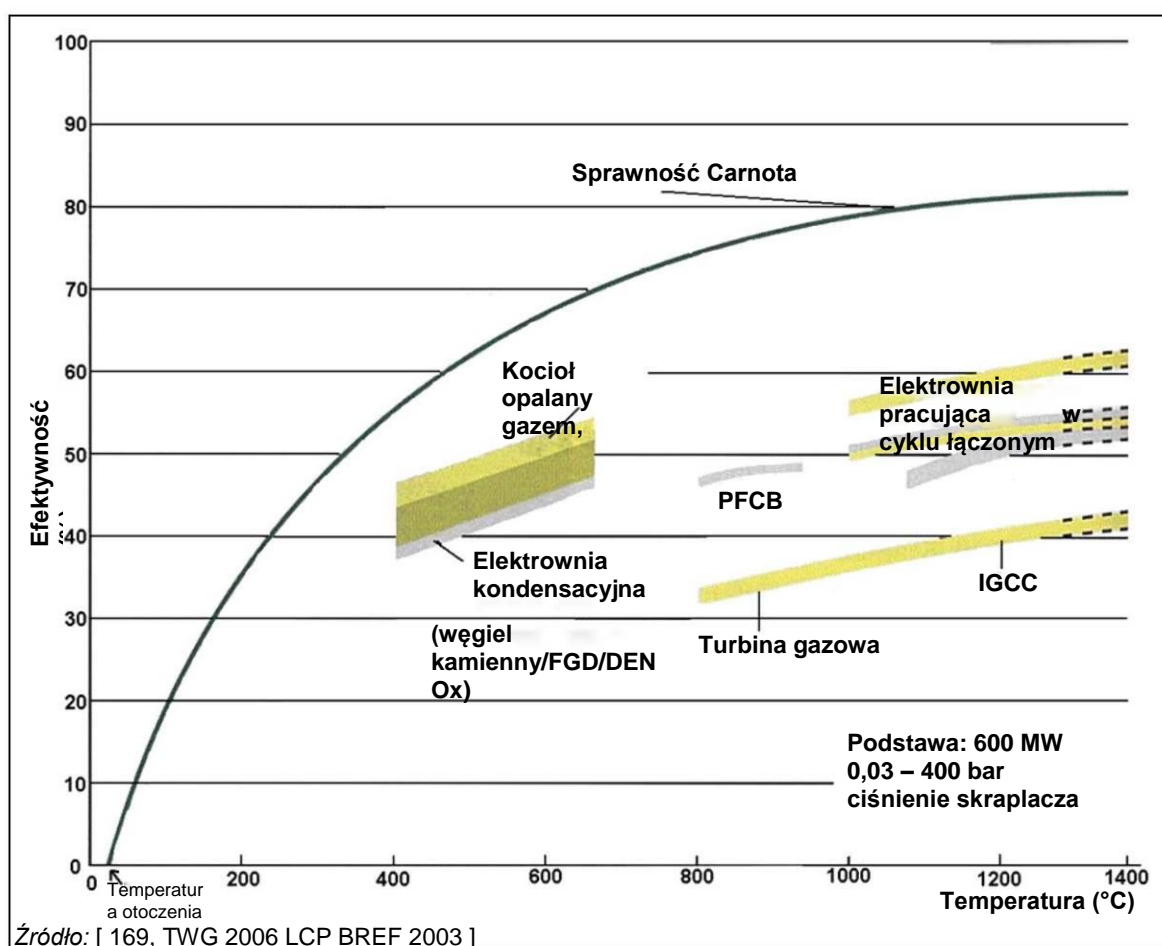
2.7.1 Sprawność Carnota

Idealna efektywność procesu termicznego, zwana też "sprawnością Carnota", to miara jakości przetwarzania ciepła na pracę między dwoma poziomami temperatury. Sprawność Carnota można zapisać jako:

$$\eta_C = 1 - T_0/T$$

gdzie T_0 to temperatura otoczenia a T to temperatura, w której wydzielane lub odbierane jest ciepło, obydwie wartości są wyrażone w stopniach Kelvina ($T(K) = T(^{\circ}C) + 273,15$).

Układ Carnota można wykorzystać jako układ porównawczy, ponieważ pokazuje on teoretycznie maksymalną możliwą do uzyskania efektywność procesu termicznego. Ze względu na nieodwracalność rzeczywistych procesów w postaci określonych różnic temperatur procesu przekazywania ciepła oraz strat wynikających z tarcia płynnego podczas procesu roboczego, osiągnięcie teoretycznej sprawności Carnota w rzeczywistym działaniu elektrowni (np. układzie Rankine'a) nie jest możliwe. Na Rysunku 2.24 porównano idealną efektywność (Carnota) z efektywnością faktycznie osiąganą obecnie stosowanymi technikami spalania (termicznymi).



Rysunek 2.24: Idealna efektywność (Carnota) w porównaniu z efektywnością faktycznie osiąganą przez obecnie stosowane techniki wytwarzania energii cieplnej

2.7.2 Sprawność termiczna

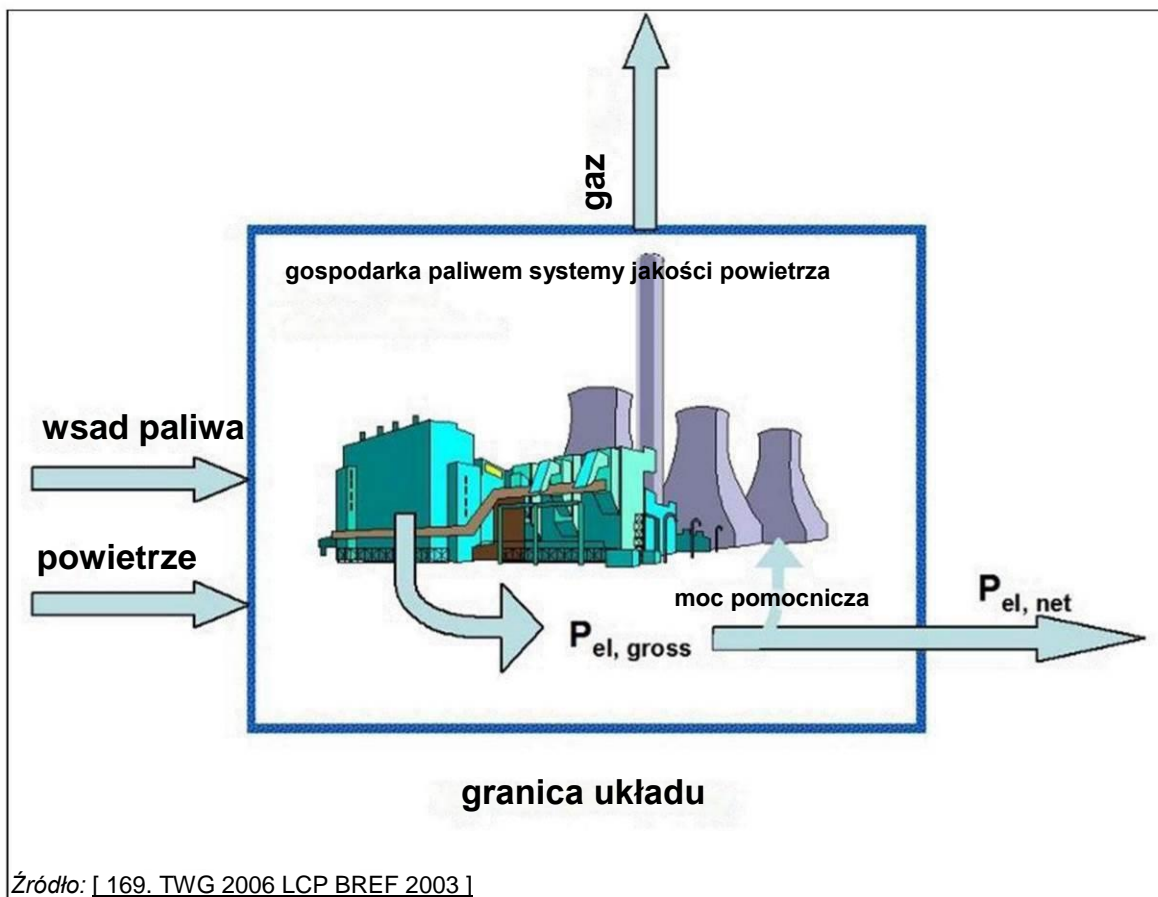
Definicja sprawności termicznej dotyczy jedynie cyklu faktycznie zachodzącego w obiekcie energetycznego spalania. W takim przypadku, sprawność to stosunek produkcji użytecznej energii mechanicznej do przepływu ciepła przekazanego do mediów procesowych (z reguły powietrza lub wody).

W tym kontekście, produkcja użytecznej energii mechanicznej to energia wytworzona przez turbinę w przypadku gdy pompa zasilająca jest napędzana przez turbinę eksploatowaną przy użyciu pary pobieranej z turbiny głównej. Ponieważ pompa kondensatu również przyczynia się do podniesienia ciśnienia, uznaje się ją za część pompy zasilającej z termodynamicznego punktu widzenia. Zatem, ilość wytworzonej przez nią energii mechanicznej należy odjąć od ilości energii mechanicznej wytworzonej przez turbinę. Ilość energii mechanicznej wytworzona przez turbinę, w sensie termodynamicznym, to w tym przypadku ilość wynikająca z różnicy przepływu masowego pary i entalpii. Jeżeli pompa zasilająca jest napędzana silnikiem elektrycznym, to wytworzona użyteczna ilość energii mechanicznej jest różnicą między energią mechaniczną wytworzoną przez turbinę i energią napędzającą wytworzoną przez pompę zasilającą i pompę kondensatu. Jest tak również wtedy, gdy pompa zasilająca jest napędzana bezpośrednio przez wał turbiny. Przepływ ciepła przekazywany do procesu przepływem ciepła przekazywanym do cyklu wody/pary.

W przypadku połączonego układu gazowo-parowego, produkcja użytecznej energii mechanicznej to energia mechaniczna wytworzona przez turbinę parową plus energia mechaniczna wytworzona przez turbinę gazową w przypadku gdy pompa zasilająca jest napędzana przez turbinę pracującą w oparciu o pobraną parę. Od tego należy jednak odjąć energię wytworzoną przez pompę kondensatu. Jeżeli pompa zasilająca jest napędzana silnikiem elektrycznym, to wytworzona użyteczna ilość energii mechanicznej jest równa różnicy między energią mechaniczną wytworzoną przez turbinę i energią napędzającą wytworzoną przez pompę zasilającą i pompę kondensatu. Przepływ ciepła przekazywany do układu w procesie gazowo-parowym jest równy sumie przepływu ciepła przekazanego do powietrza w komorze spalania turbiny gazowej i przepływu ciepła przekazanego w wyniku spalania do cyklu wody/pary w generatorze pary. W teoretycznym kotle parowym kotle odzysknicowym, przepływ ciepła przekazanego do cyklu wodno-parowego wynosi zero. [147, VDI 1998]

2.7.3 Sprawność elektryczna

Do określenia sprawności elektrycznej niezbędne jest staranne określenie granic układu. Uproszczony schemat przedstawiono na Rysunku 2.25. Wszystkie elementy składowe znajdujące się w granicach układu mogą mieć wpływ na moc pomocniczą i co za tym idzie na wartości netto.



Źródło: [169. TWG 2006 LCP BREF 2003]

Rysunek 2.25: Granice systemowe dla określania efektywności

Sprawność elektryczna jest definiowana jako współczynnik energii dostarczonej lub wytworzonej przez elektrownię do dostarczonego paliwa. Energia jest dostarczana przez elektrownię w postaci energii elektrycznej (wytwarzanie tylko energii elektrycznej).

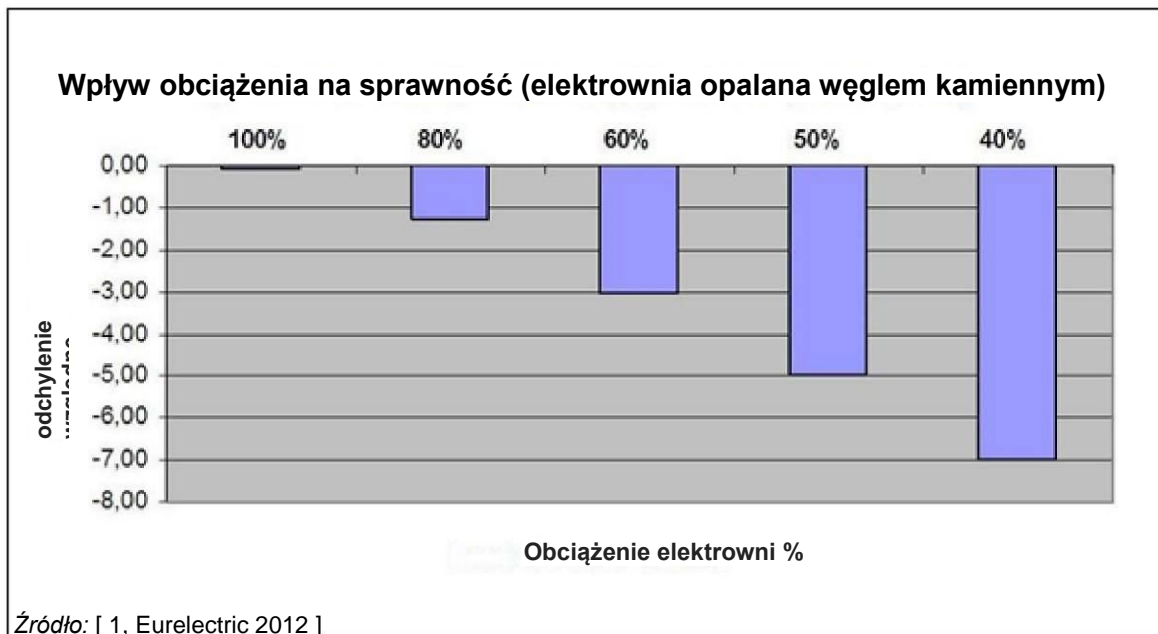
Moc brutto i netto elektrowni różnią się w zależności od wytworzonej efektywnej energii elektrycznej. Moc brutto to energia elektryczna dostarczona do zaciskach generatora elektrowni. Moc netto elektrowni to energia elektryczna oddawana do sieci zewnętrznej (sieci przesyłowej). Różnica w stosunku do mocy brutto wynika z pomniejszenia o energię elektryczną zużyta przez wszystkie urządzenia techniczne, np. pompy elektryczne, młyny węgla kamiennego, taśmociągi, systemy klimatyzacji i wentylacji, oświetlenie itp. Dlatego moc netto elektrowni jest ważniejsza niż jej moc brutto.

$$\eta_{net} = \frac{P_{el,net}}{\dot{m}_{fuel} H_u} = \frac{P_{el,gross} - P_{aux}}{\dot{m}_{fuel} H_u}$$

W Europie, efektywności ustala się zwykle na podstawie wartości opałowej (ang. lower heating value, LHV). W innych krajach, np. w USA, do obliczania efektywności wykorzystuje się głównie ciepło spalania (ang. higher heating value, HHV). W zależności od składników paliwa (zawartość wody i wodoru), współczynnik ciepła spalania do wartości opałowej wynosi od 1,03 do 1,11.

Duży wpływ na sprawność elektryczną elektrowni ma jej obciążenie. W trybie pracy przy częściowym obciążeniu, sprawność elektryczna stopniowo maleje. Główną przyczyną jest to, że większość elementów układu elektrowni nie osiąga swoich warunków projektowych w zakresie ciśnienia, temperatury i przepływu masowego.

Podczas użytkowania przy częściowym obciążeniu, nadmiar powietrza w kotle rośnie z powodu chłodzenia nieużytkowanych palników. Powoduje to dodatkowe straty. Powstały w ten sposób wpływ na sprawność elektryczną przedstawiono poniżej.



Rysunek 2.26: Względne odchylenie sprawności elektrycznej elektrowni opalanej węglem kamiennym w zależności od obciążenia

2.7.4 Sprawność mechaniczna

Jeżeli chodzi o wytwarzanie energii mechanicznej, np. do napędzania sprężarek gazu ziemnego w sieci przesyłowej gazu, sprawność jest prostu równa sprawności samej maszyny, jako że na wale turbiny gazowej czy silnika gazowego nie ma żadnego wewnętrznego zużycia obniżającego ilość wytwarzanej energii. Sprawność maszyn używanych jako napęd mechaniczny uległa poprawie i cały czas rośnie. Sprawność starszych turbin gazowych jest niższa w porównaniu z nowymi turbinami. Znaczenie ma również rozmiar maszyny - mniejsze maszyny mają niższą sprawność niż duże. Zostało to przedstawione w Tabeli 2.2.

Tabela 2.2: Typowe sprawności na wale wyjściowym turbin gazowych w odniesieniu do ich mocy cieplnej

Rodzaj obiektu	Sprawność (%) w warunkach ISO		Uwagi
	Nowe obiekty	Istniejące	
Turbina gazowa 15-50 MW	30-35	27-35	W przypadku istniejących obiektów - zależnie od ich
Turbina gazowa 50-100 MW	36-40	27-38	W przypadku istniejących obiektów - zależnie od ich
Turbina gazowa > 100 MW	36-40	32-38	

Źródło: [6, Marcoaaz 2012]

2.7.5 Operacyjna (roczna) efektywność energetyczna

Nawet dziś, nie jest możliwe magazynowanie dużych ilości energii elektrycznej w sieci. Dlatego operatorzy muszą stale dostosowywać obciążenie. Oznacza to, że elektrownie mogą pracować pod obciążeniem wspierającym częstotliwość w sieci (użytkowanie przy częściowym obciążeniu).

Oprócz wahań obciążenia powodowanych przez odbiorców elektryczności/odbiorców przemysłowych, wpływ na zwiększenie zmian obciążenia ma również priorytetowy dostęp do sieci przysługujący elektrowniom wykorzystującym odnawialne źródła energii (np. elektrowniom wiatrowym, instalacjom fotowoltaicznym itp.), które często dostarczają energię elektryczną do sieci w sposób nieregularny.

Wahania w dostawach energii elektrycznej do sieci prowadzą do tego, że elektrownie ciepłe dostosowują tryb pracy do obciążenia, tzn. w razie konieczności pracują w mniej efektywnym trybie obciążenia częściowego kiedy lub nawet są wyłączane.

Dodatkowo, należy wziąć pod uwagę to, że efektywność netto elektrowni można osiągnąć tylko w tzw. "warunków dostawy". Warunki dostawy odpowiadają teoretycznej idealnej wartości osiągniętej przy optymalnych warunkach pracy elektrowni. Oprócz wyżej wspomnianych wahań obciążenia, w grę wchodzi również warunki zewnętrzne, na które operator nie ma wpływu, w tym temperatura otaczającego powietrza i ciśnienie atmosferyczne.

Warunki pracy w dużym stopniu wpływają na średnią efektywność. Mierzona efektywność obiektu nie jest taka sama jak efektywność projektowa, ponieważ faktyczne warunki pracy rzadko odpowiadają warunkom idealnym (z powodu zabrudzeń, zażużlenia, ochładzania pary przegrzanej, nieidealnych warunków w skraplaczu, przedmuchu itp.) w wyniku rozruchów i zamknięć oraz ponieważ właściwości używanego paliwa rzadko dokładnie spełniają projektową charakterystykę paliwa (wartość opałowa, zawartość wody, zawartość popiołu itp.). Do pogorszenia efektywności prowadzi również starzenie się normalnie utrzymywanego obiektu (zabrudzenia, zażużlenie, erozja, wycieki itp.). Można temu przeciwdziałać dokonując wymiany i modernizacji komponentów, jak przedstawiono w Tabeli 2.3. [1, Eurelectric 2012]

Tabela 2.3: Techniki podnoszenia efektywności powszechnie stosowane w obiektach energetycznego spalania

Technika	Ulepszenie efektywności
Wymiana/modernizacja palników	Do 4-5 pkt procentowych
Ulepszenie ekonomizera	Wzrost temperatury gazu odlotowego o 40 °F równa się ~1 pkt procentowy utraty efektywności
Ulepszenie podgrzewacza powietrza	Spadek temperatury gazu o 300 °F odpowiada poprawie o ok. 6 pkt procentowych
Optymalizacja spalania	0,5-3,0 pkt procentowych
Oprzętdowanie i sterowanie	0,5-3,0 pkt procentowych (w dodatku optymalizacji)
Redukcja zażużenia i zabrudzenia powierzchni wymiany ciepła	1-3 pkt procentowych
Zwiększenie szczelności powietrznej	1,5-3,0 pkt procentowych
Źródło: [1, Eurelectric 2012]	

Roczna efektywność energetyczna została również omówiona w rozważaniach na temat efektywności energetycznej netto w Sekcjach 2.7.2 i 2.7.3. Jest ona obliczana jako stosunek użytecznej dostarczonej energii elektrycznej i cieplnej do całkowitej ilości energii dostarczonej do obiektu w tym samym okresie sprawozdawczym (w odniesieniu do roku kalendarzowego użytkowania).

2.7.6 Całkowite wykorzystanie paliwa

Całkowite wykorzystanie paliwa, albo inaczej cieplna efektywność wykorzystania (często podawana jako efektywność paliwa, efektywność całkowita, całkowita efektywność energetyczna netto, współczynnik wykorzystania paliwa lub efektywność energetyczna), elektrowni uwzględnia jednoczesną produkcję energii elektrycznej i ciepła. Jest to wskaźnik pomagający ocenić efektywność przetwarzania spalanego paliwa (węgla brunatnego, węgla kamiennego, biomasy, oleju, gazu) na produkowane w skojarzeniu ciepło i elektryczność.

Całkowite wykorzystanie paliwa jest obliczane jako iloraz sumy wytworzonej energii elektrycznej i cieplnej netto i dostarczonych paliw.

$$\varepsilon_{net} = \frac{P_{el,net} + \dot{Q}_{net}}{\dot{m}_{fuel} H_u}$$

Wytwarzanie ciepła (pary technologicznej lub na potrzeby sieci ciepłowniczej) i energii elektrycznej może podnieść cieplną efektywność wykorzystania do około 70-90 % lub nawet więcej. Dzieje się tak zwykle, jeżeli istnieje wystarczające zapotrzebowanie ze strony sieci ciepłowniczej, tak jak w przypadku odbiorców przemysłowych. Jednakże, jeżeli zapotrzebowanie na ciepło zależy od temperatury na zewnątrz, jak np. w przypadku ogrzewania miejskiego, obiekty CHP mogą nie osiągnąć pełnego obciążenia cieplnego.

Podczas wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu, oszczędność energii pierwotnej wynosi około 3 do 20 punktów procentowych w porównaniu z wytwarzaniem rozdzielnym. Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu ma szczególne znaczenie, zwłaszcza zakładając ostrożne gospodarowanie źródłami energii pierwotnej i biorąc pod uwagę potencjał w zakresie obniżania emisji gazów cieplarnianych.

Roczna efektywność termiczna skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła zależy od stabilności zużycia ciepła i elektryczności w ciągu roku.

2.7.7 Efektywność jednostki w przypadku wycofania pary

W jednostce elektrowni, para pobrana do ogrzewania lub na potrzeby technologiczne nie jest już dłużej dostępna na potrzeby wytwarzania energii. W takim przypadku, w celu porównania efektywności jednostki z produkcją czystej energii należy do wyprodukowanej energii elektrycznej dodać ilość energii elektrycznej, która mogłaby być wytworzona z pobranej pary grzewczej, gdyby ją rozprężono do ciśnienia skraplacza.

W przypadku poboru pary grzewczej stosuje się poprawkę na stratę mocy, jak to przedstawiono na wykresach w VDI 3986, gdzie charakterystyka straty mocy zależy od temperatury przepływu, przy czym temperatura powrotna jest ważnym parametrem dla ogrzewania jedno-, dwu- i trzystopniowego. Wykresy mają zastosowanie do ciśnienia skraplacza wynoszącego 30, 40, 70 i 80 mbar.

W przypadku poboru pary procesowej, kondensat może być kierowany z powrotem do obiegu. Wpływ powracającego kondensatu można oddzielić od wpływu pobranej pary. Poprawkę na pobór pary procesowej również przedstawiono na wykresach w VDI 3986.

2.7.8 Pojęcie egzergii i efektywności egzergetycznej

Ponieważ energię elektryczną można przetwarzać na ciepło, ale odwrotny proces nie do końca jest możliwy, energia elektryczna jest bardziej wartościowa niż ciepło. Ponieważ ilość możliwej do przetworzenia energii zawartej w cieple jest większa w wyższych niż w niższych temperaturach, jakość ciepła w wyższych temperaturach jest wyższa niż w niższych. Zagadnienia te zostały uwzględnione w pojęciu egzergii, które wyraża przekształcalność energii w ujęciu jakościowym. Można to osiągnąć przez zastosowanie współczynników jakości (ang. quality factors, QF), które dają część egzergii w całkowitej ilości energii. Współczynnik jakości energii elektrycznej i mechanicznej wynosi 1 (energia elektryczna to czysta egzergia). Natomiast współczynnik jakości ciepła zależy od temperatury, w której ciepło jest dostępne. Wyrażenie na konwersję jednej jednostki ciepła w temperaturze T na pracę jest znane od dawna. Nazywa się je "współczynnikiem Carnota" i zostało omówione w Sekcji 2.7.1. Współczynnik Carnota to po prostu współczynnik jakości dla ciepła. Jest on zawsze mniejszy od 1, a w temperaturze otoczenia wynosi 0. [143, Electrabel 1996]

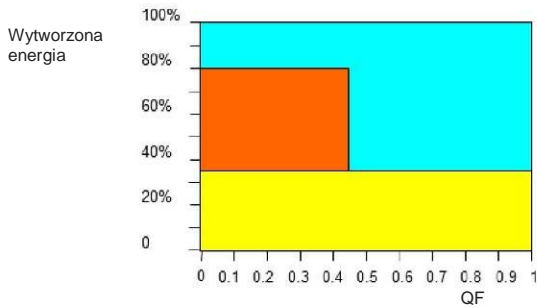
Przez podstawienie tych prostych współczynników jakości do ilości dostarczonej energii ($E_{n_{\text{energy input}}}$) i ilości wytworzonej użytecznej energii ($E_{n_{\text{useful energy output}}}$) w danym procesie, możliwe jest obliczenie efektywności egzergetycznej procesu spalania i porównanie jej do efektywności paliwowej. Efektywność egzergetyczną (η_{ex}) można wyrazić w następujący sposób:

$$\eta_{\text{ex}} = \frac{\sum(QF \cdot E_{n_{\text{useful energy output}}})}{\sum(QF \cdot E_{n_{\text{energy input}}})}$$

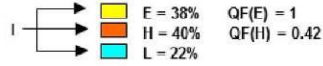
Wykorzystując tę metodologię można porównać efektywność energetyczną i egzergetyczną, tak jak to przedstawiono na Rysunku 2.27.

T_0 = Temperatura otoczenia w st. Kelvina ($0\text{ }^\circ\text{C} = 273\text{ K}$)
 T_w = Temperatura dostarczonego ciepła (w st. K)
 QF = Współczynnik jakości (stosunek egzergii/energia)
 η_c = współczynnik Carnota lub współczynnik jakości dla ciepła ($=1-T_0/T_w$)

E = Wytworzona energia elektryczna (%)
 H = Wytworzona użyteczna energia cieplna (%)
 L = Straty ciepła (%)
 I = Energia dostarczona z paliwem (= 100 %)



PRZYKŁAD: Przemysłowe wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu.
 Turbina gazowa (nowa technologia) i parowy kocioł odzysknicowy.
 Założenia: $T_w = 473\text{ K}$ ($200\text{ }^\circ\text{C}$)



$E = 38\%$ $QF(E) = 1$
 $H = 40\%$ $QF(H) = 0,42$
 $L = 22\%$

$EO = \text{całkowita wytworzona energia} = E + H$
 $EO = 0,78$
 $\eta_{ex} = \text{efektywność energetyczna} = E \times QF(E) + H \times QF(H)$
 $\eta_{ex} = 0,55 (= 0,38 \times 1 + 0,4 \times 0,42)$

Źródło: [143, Electrabel 1996]

Rysunek 2.27: Przykład przedstawiający metodologię obliczania sprawności egzergetycznej

Wyniki dla różnych rodzajów technik spalania przedstawiono w Tabeli 2.4.

Tabela 2.4: Przykłady efektywności energetycznych i egzergy w różnego rodzaju obiektach energetycznego spalania

Technika spalania	Energia dostarczona z paliwem (= 100 %)	Wytworzona energia elektryczna (%)	Wytworzone ciepło użyteczne (%)	Straty zewnętrzne (%)	T_w Temperatura dostarczonego ciepła (K)	Współczynnik jakości ciepła ($QF = 1 - T_0/T$)	Współczynnik jakości energii elektrycznej	Całkowita wytworzona energia EO (efektywność paliwowa)	Efektywność egzergy (η_{ex})
Wytwarzanie ciepła Rodzaj: kocioł grzewczy do ogrzewania pomieszczeń, gdzie $T_w = 70 \text{ °C}$ (343 K)	100	0	90	10	343	0,2	BD	0,90	0,18
Wytwarzanie energii elektrycznej Rodzaj: cykl łączony (nowa wysokowydajna technologia)	100	55	0	45	BD	BD	1	0,55	0,55
Przemysłowy obiekt CHP Rodzaj: kocioł parowy + przeciwnieprężna turbina parowa (gdzie $T_w = 200 \text{ °C}$ (473 K) para do celu przemysłowego)	100	20	60	20	473	0,42	1	0,80	0,45
Przemysłowy obiekt CHP Rodzaj: cykl łączony z upustem pary, gdzie $T_w = 200 \text{ °C}$ (473 K) (para do celu przemysłowego)	100	50	12	38	473	0,42	1	0,62	0,55
Przemysłowy obiekt CHP Rodzaj: turbina gazowa (nowa technologia) z parowym kotłem odzysknicowym, gdzie $T_w = 200 \text{ °C}$ (473 K)	100	38	40	22	473	0,42	1	0,78	0,55
Przemysłowy obiekt CHP Rodzaj: turbina gazowa z parowym kotłem odzysknicowym, gdzie $T_w = 200 \text{ °C}$ (473 K)	100	32	48	20	473	0,42	1	0,80	0,52
Przemysłowy obiekt CHP Rodzaj: turbina gazowa z parowym kotłem odzysknicowym z przeciwnieprężną turbiną parową gdzie $T_w = 200 \text{ °C}$ (473 K)	100	35	45	20	473	0,42	1	0,80	0,54
Mały obiekt CHP Rodzaj: silnik gazowy z wymiennikiem ciepła gdzie $T_w = 70 \text{ °C}$ (343 K) (do ogrzewania pomieszczeń i zastosowań przemysłowych o	100	35	55	10	343	0,20	1	0,90	0,46
Uwaga: BD: Brak danych. Źródło: [143. Electrabel 1996]									

2.7.9 Wpływ warunków klimatycznych na efektywność

Klimat, wyrażony przy pomocy temperatury suchego i mokrego termometru, jest bardzo ważnym aspektem warunków panujących w danym miejscu. Wpływa on zarówno na wybór typu chłodzenia, jak i na możliwość do uzyskania końcową temperaturę czynnika chłodzonego. Sprzeczność chłodzenia powietrzem i/lub wodą polega na tym, że gdy zapotrzebowanie na efektywność chłodzenia jest wysokie, trudniej jest osiągnąć wymagane poziomy, szczególnie na obszarach, gdzie wysokie temperatury powietrza i wody występują w powiązaniu z niską dostępnością wody w ciągu danej pory roku. Bardzo ważna jest elastyczność pracy systemu chłodzenia, która może być osiągnięta przez połączenie chłodzenia wodnego i powietrznego. Czasem jednak pewną utratę efektywności trzeba po prostu zaakceptować.

W celu osiągnięcia pożądaney temperatury końcowej procesu chłodziwo musi mieć temperaturę niższą od czynnika schładzanego, a to z kolei zależy od temperatury suchego i mokrego termometru. Temperatura mokrego termometru jest zawsze niższa od temperatury suchego termometru. Temperatura mokrego termometru zależy od mierzonej temperatury, wilgotności i ciśnienia powietrza atmosferycznego. W przypadku utajonej (przez odparowanie) wymiany ciepła temperaturą odniesienia jest temperatura mokrego termometru. Jest to teoretycznie najniższa temperatura, do jakiej można schłodzić wodę przez odparowanie. Dla jawnej wymiany ciepła temperaturą odniesienia jest temperatura suchego termometru (suchego powietrza), a chłodziwem jest powietrze.

Przy wyborze typu i projektu systemu chłodzenia ważna jest temperatura projektowana, która zwykle odnosi się do letnich poziomów temperatury suchego i mokrego termometru. Im wyższa różnica między tymi temperaturami i im wyższa temperatura suchego termometru, tym trudniej w przypadku systemów chłodzonych suchym powietrzem osiągnąć niską temperaturę końcową. Jak już wspomniano, może to prowadzić do strat efektywności. Co prawda można im zapobiec, ale wymaga to pewnych inwestycji.

Dla przykładu, w Tabeli 2.5 przedstawiono jak wybór między suchym a mokrym systemem chłodzenia może wpływać na spadki sprawności obiegu Carnota dla różnych warunków klimatycznych w Europie. W przykładzie rozważa się temperaturę spiętrzenia dla układu mokrego równą 4K i dodaje się ją do minimalnej końcowej temperatury chłodziwa. W przypadku układu suchego temperatura spiętrzenia wynosi 12 K i dodaje się ją do temperatury suchego termometru. Im większa różnica temperatur między temperaturą końcową uzyskiwaną w systemach mokrych i suchych, tym wyższy spadek efektywności (w tym przykładzie), przy czym średnio obserwuje się stratę rzędu 0,35% na stopień Kelvina. Jednocześnie, przy np. 5% spadku efektywności, efektywność konwencjonalnej elektrowni będzie, zamiast 40%, wynosić 38,6%

Tabela 2.5: Przykłady wpływu warunków klimatycznych panujących w Europie na straty efektywności w elektrowniach

Kraj i stacja ⁽¹⁾	Parametr						
	Temp. suchego termometru (1 %) ⁽²⁾ (°C)	Temp. mokrego termometru (1 %) ⁽²⁾ (°C)	Różnica temperatur (K)	Temp. końcowa ukl. suchego ⁽³⁾ (°C)	Temp. końcowa ukl. mokrego ⁽⁴⁾ (°C)	ΔT suchy-mokry (K)	Strata efektywności ⁽⁵⁾ (%)
Grecja Ateny	36	22	14	48	26	22	7,7
Hiszpania Madryt	34	22	12	46	26	20	7,0
Francja Paryż	32	21	11	44	25	19	6,7
Włochy Rzym	34	23	11	46	27	19	6,7
Austria Wiedeń	31	22	9	43	26	17	6,0
Niemcy Berlin	29	20	9	41	24	17	6,0
Holandia Amsterdam	26	18	8	38	22	16	5,6
Francja Nicea	31	23	8	43	27	16	5,6
Zjednoczone Królestwo Londyn	28	20	8	40	24	16	5,6
Niemcy Hamburg	27	20	7	39	24	15	5,3
Norwegia Oslo	26	19	7	38	23	15	5,3
Belgia Bruksela	28	21	7	40	25	15	5,3
Hiszpania Barcelona	31	24	7	43	28	15	5,3
Finlandia Helsinki	25	19	6	37	23	14	4,9
Dania Kopenhaga	26	20	6	38	24	14	4,9
Portugalia Lizbona	32	27	5	44	31	13	4,6
Zjednoczone Glasgow	23	18	5	35	22	13	4,6
Irlandia Dublin	23	18	5	35	22	13	4,6

⁽¹⁾ Dane zestawione w tabeli ilustrują różnice klimatyczne w Europie. Inne źródła mogą podawać nieco inne dane. Dokładne dane dla danego miejsca mogą być analizowane przez instytuty meteorologiczne.

⁽²⁾ Statystycznie tylko 1% temperatur przekracza te wartości.

⁽³⁾ Temperatura spiętrzenia 12 K.

⁽⁴⁾ Temperatura spiętrzenia układu mokrego: 4K.

⁽⁵⁾ Strata efektywności średnio 0,35 % na ΔT K.

Źródło: [144, Eurovent 1998]

2.7.10 Efektywność energetyczna a ochrona środowiska

2.7.10.1 Wpływ technik redukcji zanieczyszczeń na efektywność energetyczną obiektu

Stosowanie technik zapobiegania emisjom lub ich redukcji zwykle wymaga zużycia dodatkowej energii elektrycznej i/lub ciepła. Wiąże się to z szeregiem energochłonnych procesów, takich jak:

- praca dodatkowych wentylatorów gazu odlotowego wyrównujących spadki ciśnienia;
- praca pomp do recyrkulacji cieczy i szlamów;
- usuwanie placków filtracyjnych przy pomocy wstrząsania mechanicznego lub przedmuchiwanie sprężonym powietrzem;
- działanie pól wysokiego napięcia w elektrofiltrach;
- ponowne ogrzewanie gazu odlotowego, np. w końcowym SCR.

Główne techniki ograniczania skanalizowanych emisji do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania opisano w Sekcji 3.2.2. W Tabeli 2.6 przedstawiono zestawienie typowych wartości zużycia energii we wtórnych technikach redukcji zanieczyszczeń. Choć technikom podstawowym, takim jak stosowanie paliw o niskiej zawartości siarki czy palników o niskiej emisji NO_x, zwykle nie towarzyszy bezpośrednio zużycie energii lub jest ono minimalne, to niektóre z nich - jak np. pewne techniki ograniczania emisji NO_x - mogą wpływać na parametry cyklu termodynamicznego. Dlatego ich wybór może wiązać się z pewnymi kompromisami między ograniczaniem emisji a efektywnością energetyczną, co opisano również w Sekcji 1.3.8. Ponieważ zakres tych kompromisów ściśle zależy od rodzaju użytego paliwa i konkretnego procesu, opisano go w sekcjach poświęconych poszczególnym paliwom (o ile dostępne są odpowiednie informacje).

Tabela 2.6: Typowe zużycie energii we wtórnych technikach redukcji zanieczyszczeń

Główne ograniczane zanieczyszczenie	Technika	Zużycie energii jako % produkcji energii elektrycznej brutto	Sekcja w niniejszym BREF
Pył	ESP	0,32 %	3.2.2.1.1
	Filtry workowe	Do 0,6 %	3.2.2.1.2
	Skrubery mokre	Do 3 %	3.2.2.1.4
SO _x	Mokre FGD	1-3 %	3.2.2.2.1
	Skruber zasilany	0,8-1,6 %	3.2.2.2.2
	Absorber/skruber suchego rozpylania	0,5-1 %	3.2.2.2.6
	Skruber suchy CFB	0,3-1 %	3.2.2.2.7
	DSI	0,2 %	3.2.2.2.8
	Wtrysk sorbentu do paleniska	0,01-0,2 %	3.2.2.2.9, 3.2.2.2.10
NO _x	SNCR	0,1-0,3 %	3.2.2.3.12
	SCR	BD	3.2.2.3.11
SO _x NO _x	DeSONO _x	2 %	3.2.2.4.3
SO _x NO _x metale	Węgiel aktywny	1,2-3,3 %	3.2.2.4.1

Uwaga:
 BD: Nie przedstawiono danych
 CFB: cyrkulacyjne złożo fluidalne; DSI: wtrysk sorbentu do kanału spalin; ESP: elektrofiltr; SCR: selektywna redukcja katalityczna; SNCR: selektywna redukcja niekatalityczna; FGD: odsiarczanie gazów odlotowych.

2.7.10.2 Wpływ podniesienia efektywności energetycznej na poziomy emisji

Według [145, UBA AT 2000], wzrost efektywności ma następujący wpływ na zużycie paliwa, ilość ciepła odpadowego i wielkość emisji.

Oszczędność paliwa	$\Delta e = 1 - \frac{\eta_1}{\eta_2}$
Redukcja ciepła odpadowego	$\Delta a = \frac{\Delta e}{1 - \eta_1}$
Redukcja emisji CO ₂	$\Delta C = 1 - \frac{\eta_1}{\eta_2}$
Redukcja emisji zanieczyszczeń gazowych	$\Delta E = \frac{3.6 \cdot V_R \cdot x}{H_u} \cdot \left(\frac{1}{\eta_1} - \frac{1}{\eta_2} \right)$ (mg/kWh)
Zmienne:	
η_1	efektywność przed ulepszeniem
η_2	efektywność po ulepszeniu
V_R	objętość gazu odlotowego/kg paliwa (m ³ /kg)
x	stężenie emisji (mg/m ³)
H_u	dolna wartość opałowa (MJ/kg)

2.7.11 Straty efektywności w obiektach energetycznego spalania

Energia cieplna pochodząca ze spalania paliwa jest przekazywana do czynnika roboczego (pary). W trakcie tego procesu część energii jest tracona. Użytkowanie generatora pary wymaga stałego nadzoru. Straty ciepła z generatora pary można podzielić na następujące kategorie:

- Straty przez gaz odlotowy. Zależą one od temperatury gazu odlotowego, mieszanki powietrznej, składu paliwa i stopnia zabrudzenia kotła.
- Straty przez niespalone paliwo, którego energia chemiczna nie została przetworzona. Niekompletne spalanie powoduje pojawienie się CO i węglowodorów w gazie odlotowym.
- Straty przez niespalony materiał w pozostałościach, jak np. węgiel w popiele dennym i lotnym.
- Straty przez popiół denny i lotny z kotła z suchym odżużlaniem oraz żużel i popiół lotny z kotła z mokrym odżużlaniem.
- Straty przez przewodzenie i promieniowanie. Zależą one głównie od jakości izolacji generatora pary.

Oprócz strat ciepła, należy wziąć pod uwagę również zużycie energii potrzebnej do **funkcjonowania urządzeń pomocniczych** (sprzęt do transportu paliwa, młyny węgla kamiennego, pompy i wentylatory, systemy usuwania popiołu, czyszczenie powierzchni grzewczych itp.).

Złe spalanie obniża opłacalność ekonomiczną, zwiększa wpływ na środowisko i jest niekorzystne dla bezpieczeństwa obiektu. Wpływ na opłacalność obiektu mają następujące parametry. Można je monitorować w celu utrzymania efektywności obiektu na jak najwyższym poziomie:

- skład paliwa;
- stopień rozdrobnienia;
- skład gazu odlotowego (O₂, CO₂, CO);
- objętość przepływu mieszanki powietrznej i gazu odlotowego;
- przenikanie powietrza do komory spalania;

- zabrudzenie kotła;
- temperatura powietrza spalania i gazów odlotowych;
- zachowanie powierzchni grzewczych w określonych temperaturach;
- redukcja ciągu;
- profil płomienia;
- palność pozostałości (strata przy wyżarzaniu).

Wpływ na efektywność obiektu energetycznego spalania może mieć również tryb jego użytkowania pod względem liczby godzin pracy w roku, obciążenia oraz liczby rozruchów i zamknięć.

2.7.12 Ogólne działania techniczne zmierzające do poprawienia efektywności obiektów energetycznego spalania

Kogeneracja (CHP)

Wytwarzanie ciepła (pary technologicznej lub na potrzeby sieci ciepłowniczej) i energii elektrycznej podnosi efektywność paliwową do około 70-90 % lub nawet więcej. Kogeneracja (CHP) podlega przepisom innych dyrektyw (Dyrektywy 2012/27/WE w sprawie efektywności energetycznej oraz Dyrektywy 2004/8/WE w sprawie kogeneracji). Jest też uzależniona od lokalnych warunków.

Spalanie

Paliwo jest mieszane z powietrzem i spalane w kotle. Ponieważ uzyskanie idealnej mieszanki paliwowo-powietrznej nie jest możliwe, ilość powietrza dostarczana do kotła jest większa niż ilość niezbędna do spalania stechiometrycznego. Co więcej, nie całe paliwo ulega kompletnemu spalaniu. Konieczne jest utrzymywanie odpowiednio wysokiej temperatury gazów odlotowych w celu zapobiegania kondensacji kwaśnych substancji na powierzchniach grzewczych.

Niespalony węgiel w popiele

Optymalizacja spalania prowadzi do mniejszej ilości węgla w popiele. Należy zauważyć, że techniki redukcji emisji NO_x bazujące na modyfikacjach procesu spalania (działania podstawowe) charakteryzują się zwiększoną ilością niespalonego węgla. Zwiększona ilość niespalonego węgla może również pogorszyć jakość popiołu lotnego z węgla kamiennego oraz utrudnić, a nawet uniemożliwić, jego wykorzystanie w niektórych celach z powodu ryzyka niezgodności ze specyfikacjami i wymogami ustanowionymi w odpowiednich normach krajowych i europejskich.

Nadmiar powietrza

Ilość użytego nadmiarowego powietrza zależy od rodzaju kotła i charakteru paliwa. Na przykład, opalany sproszkowanym węglem kamiennym kocioł z suchym odżużlaniem zwykle użytkuje się z 12-20 % nadmiaru powietrza. Dalsze zmniejszenie poziomu nadmiaru powietrza jest często niemożliwe ze względu na jakość spalania (powstawanie CO i niespalonego węgla) oraz z powodów dotyczących korozji i bezpieczeństwa (np. ryzyko wybuchu kotła w sytuacji zerwania płomienia z powodu niedoboru powietrza i ponownego zapłonu w przypadku pojawienia się odpowiedniego nadmiaru powietrza).

Para

Najwyższa możliwa temperatura i ciśnienie czynnika roboczego to najważniejsze parametry przy podnoszeniu efektywności. W nowoczesnych obiektach, częściowo rozprężona para jest ponownie ogrzewana w jednym lub wielu stopniach.

Temperatura gazu odlotowego

Temperatura gazu odlotowego opuszczającego czysty kocioł (w zależności od rodzaju paliwa) mieści się zwykle między 120 °C i 170 °C. Jest to wartość odpowiednia do minimalizacji ryzyka korozji kwasowej w wyniku kondensacji kwasu siarkowego. W niektórych rozwiązaniach zastosowano drugi stopień ogrzewaczy powietrza lub system odzysku ciepła z gazu odlotowego, aby obniżyć tę temperaturę do wartości poniżej 100 °C. Jednakże obciążenie ogrzewacza powietrza i komina specjalnymi okładzinami czyni ten sposób redukcji ekonomicznie nieopłacalnym.

Próżnia w skraplaczu

Po opuszczeniu niskociśnieniowej sekcji turbiny parowej, para jest skraplana w skraplaczu, a ciepło uwalniane do wody chłodzącej. Aby zapewnić maksymalny spadek ciśnienia na turbinach parowych, pożądane jest zmniejszenie podciśnienia do minimum. Ogólnie rzecz biorąc, podciśnienie jest uzależnione od temperatury wody chłodzącej, która w jednoprzepływowych systemach chłodzenia jest niższa niż w chłodni kominowej. Najlepsza sprawność elektryczna jest osiągalna w przypadku chłodzenia wodą morską lub słodką przy ciśnieniu w skraplaczu wynoszącym około 3,0 kPa. Efektywność w przypadku chłodzenia powietrzem jest zwykle znacznie niższa.

Zmienne i stałe ciśnienie pracy

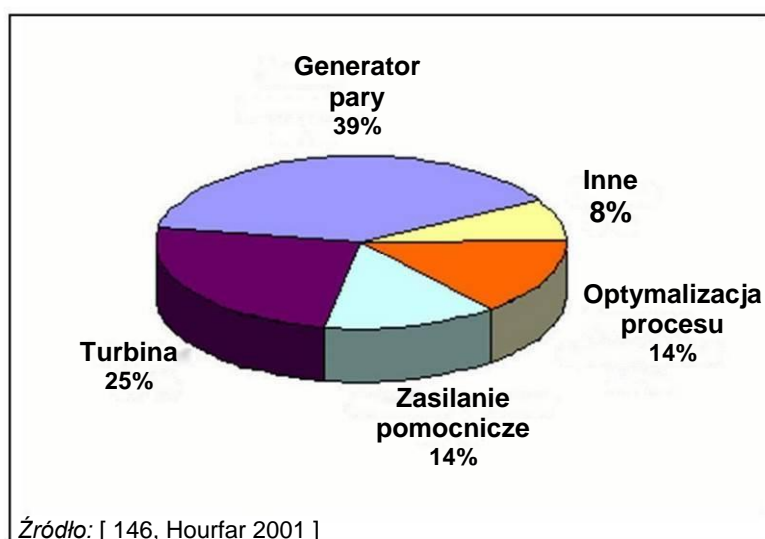
W układach o ustalonym ciśnieniu, ciśnienie przed turbinami jest utrzymywane na mniej więcej stałym poziomie przy wszystkich obciążeniach przez zmiany przekroju przepływu wlotu turbiny. W układach o zmiennym ciśnieniu, w których przekrój przepływu wlotu turbiny jest maksymalny, moc wyjściowa jest regulowana przez zmiany ciśnienia przed turbinami.

Efektywność układu jest zwykle wyższa kiedy zminimalizowane są straty dławienia na zaworze przed turbiną. W przypadku kotłów użytkowanych w trybie stałego ciśnienia straty efektywności pojawiają się szczególnie przy obciążeniu częściowym.

Wstępne podgrzanie kondensatu i wody zasilającej

Kondensat ze skraplacza i woda zasilająca kocioł są podgrzewane parą do temperatury nieco niższej od temperatury nasycenia pobranej pary. W ten sposób, energia cieplna pochodząca z procesu skraplania jest kierowana z powrotem do układu, zmniejszając ilość ciepła uwalnianego ze skraplacza i tym samym poprawiając efektywność.

Działania optymalizujące podejmowane w latach 1993 - 2000 w celu poprawy efektywności elektrowni, które przyniosły zmniejszenie emisji CO₂ o 11,0 mln ton rocznie, przedstawiono na Rysunku 2.28.



Rysunek 2.28: Ulepszenia efektywności elektrowni w latach 1993 - 2000

2.8 Rozładowywanie, magazynowanie i postępowanie z paliwem i dodatkami

2.8.1.1 Paliwa stałe i dodatki

Paliwa

W zależności od odległości oraz możliwości transportowych dostępnych w kopalniach i obiektach LCP, paliwa stałe, takie jak węgiel kamienny i brunatny, są dostarczane statkami, koleją lub samochodami ciężarowymi. Rozładunek zwykle odbywa się przy pomocy przenośników taśmowych. Taśmociągi mogą być również wykorzystywane do bezpośrednich dostaw paliwa do obiektów LCP położonych w pobliżu kopalń lub portów.

Węgiel kamienny i brunatny zwykle przechowywany jest w otwartych składowiskach (składach węgla) mieszczących zapasy wystarczające na kilku dni do trzech miesięcy, a w niektórych przypadkach nawet na rok pracy obiektu. Dodatkowa pojemność pomaga zapewnić bezpieczeństwo dostaw paliwa, ponieważ zmniejsza zależność od logistyki transportowej. Pojemność składu zależy od różnych czynników, takich jak np. ceny i dostępność paliw, polityka magazynowa danego zakładu, bezpieczeństwo dostaw i warunki pogodowe. W przypadku nowych obiektów ważne są również względy dotyczące dostępności i układu powierzchni obiektu. Paliwo jest transportowane ze składowiska zwykle przy pomocy przenośników taśmowych. Na terenie obiektów LCP znajdują się magazyny buforowe (np. zasobniki węgla kamiennego o pojemności wystarczającej na kilka godzin pracy, zwykle od 4 do 24 godzin) wykorzystywane w okresach gdy dostawy ze składu węgla nie są możliwe.

Magazynowanie i transport paliw mogą powodować pylenie. Dlatego składowiska otwarte zrasza się wodą w celu ograniczenia emisji drobnych pyłów, chyba że wilgotność paliwa jest już wystarczająca i zraszenie nie jest konieczne. Podczas załadunku i rozładunku składowiska na wolnym powietrzu, należy utrzymywać jak najkrótszą odległość spadania paliwa na pryzmę lub między taśmami przenośnika, aby unikać ulotnych emisji pyłu. Na obszarach miejskich, w celu uniknięcia emisji ulotnych transport paliwa odbywa się zwykle w układach zamkniętych pracujących pod ciśnieniem niższym od atmosferycznego. Zebrane powietrze jest często oczyszczane z rozproszonych cząstek paliwa przy pomocy filtrów workowych.

Jednym ze sposobów zapobiegania zanieczyszczeniu gleby i wód podziemnych ze składowania węgla jest budowa składowisk ze szczelną nawierzchnią i systemem odprowadzania wody. Ta technika nie jest jednak stosowana w przemyśle europejskim. Próby przeprowadzone w obiekcie znajdującym się w Danii wykazały, że opady atmosferyczne na pryzmę węgla kamiennego penetrują ją na głębokość 75 cm rocznie. Zwykle w składowanym węglu kamiennym jest około 30 % wolnej przestrzeni, co oznacza, że 1 m³ węgla może zawierać 0,3 m³ wody. Węgiel znajdujący się na działającym składowisku zostanie zatem zabrany i spalony zanim wody opadowe przedostaną się do spodu pryzmy i dalej do podłoża. Na składowiskach długoterminowych zwykle stosuje się techniki wtórne, np. ubijanie węgla przy pomocy spycharek, co dodatkowo zapobiega samozapłonowi i emisjom ulotnym.

Obecnie, w przypadku niektórych paliw stałych określa się metody zarówno transportu jak i magazynowania w pełnym zamknięciu. Dotyczy to np. koksu naftowego, z którego - przy braku odpowiednich działań ograniczających emisje - podczas transportu i składowania uwalniany jest drobny pył o dużej zawartości niklu, wanadu i PAH.

Podejście do transportu, rozładunku, składowania i gospodarki biomasą i torfem różni się od podejścia do węgla. W szczególności, ponieważ paliwa te mają tendencję do samonagrzewania i samozapłonu, tam gdzie to opłacalne preferowany jest krótki czas składowania.

Zwłaszcza torf jest reaktywny i może ulegać samonagrzewaniu/samozapłonowi lub powolnemu rozkładowi w przypadku składowania przez dłuższy czas. Zwykle na składowisku elektrowni znajduje się zapas torfu wystarczający jedynie na kilka dni. Długookresowe, nawet kilkuletnie, składowanie torfu odbywa się zwykle na składowiskach w rejonie wydobywania. Również biomasa ma tendencję do tlenia się. Dlatego niebezpieczeństwo niekontrolowanego wybuchu pożaru ogranicza się przez stosowanie skutecznych systemów monitoringu.

Przy minimalizacji ryzyka samozapłonu rozważa się również mieszanie i ograniczanie ilości paliwa przed jego składowaniem. [86, Eurelectric 2013].

Transport torfu i/lub biomasy odbywa się ciągnikami siodłowymi, pociągami, statkami i barkami, a nawet, na krótszych dystansach, ciągnikami z przyczepą.

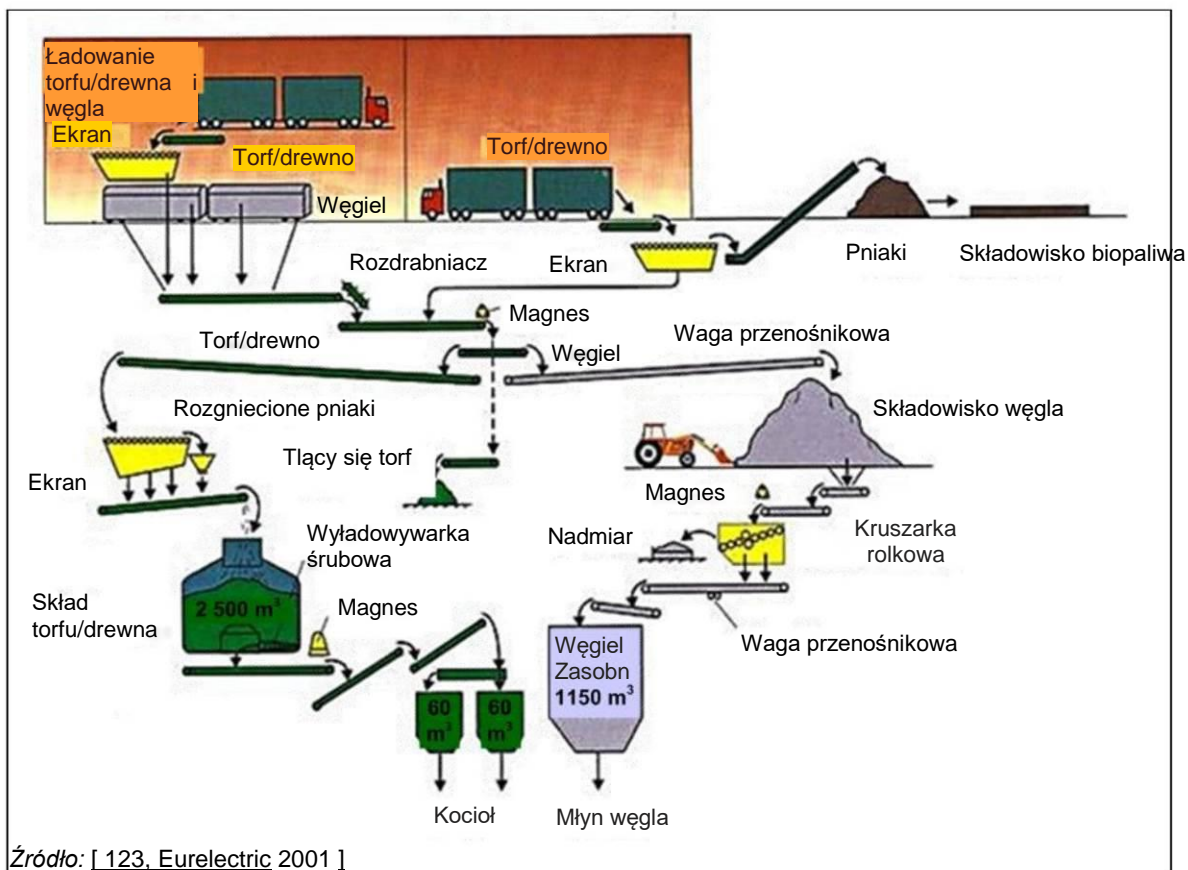
Torf ma wiele właściwości, które skutkują specjalnymi wymogami wobec sprzętu przeładunkowego i transportowego. Wśród nich są:

- stosunkowo niska wartość opałowa wynikająca z większej wilgotności (40-50 % masy);
- niska gęstość;
- tendencja do zamarzania (z powodu dużej wilgotności);
- ryzyko samonagrzewania/samozapłonu;
- zbijanie;
- skłonność do pylenia;
- częsta znacząca zawartość zanieczyszczeń mechanicznych, np. drewna i kamieni, a zimą - zamarzanie.

Wpływ transportu torfu na środowisko zależy od sposobu przewożenia i odległości. Wpływ ze strony transportu kolejowego jest niewielki, ponieważ wytwarzany jest tylko hałas. Natomiast transport drogowy generuje hałas i emisje spalin z pojazdów. Jednakże z wykonanych analiz obejmujących cały cykl wykorzystania wynika, że emisje związane z wydobyciem i transportem torfu mają małe znaczenie w porównaniu z emisjami ze spalania.

W niektórych krajach, biomasa i torf to zwykle paliwa o charakterze lokalnym. Ponieważ są zwykle pozyskiwane w pobliżu miejsca spalania, ich wpływ na środowisko jest niewielki. W obiektach przemysłowych biomasa może powstawać jako produkt uboczny przemiału.

Wybór stacji odbioru paliwa, miejsc składowania, sposobu transportu do kotła itp. w dużej mierze zależy od rodzaju paliwa. W związku z jakością wykorzystywanego paliwa, niektóre obiekty są wyposażone w ekrany, na których usuwane są duże kamienie i kawałki biomasy (np. drewno). Czasem duże kawałki drewna są z powrotem dodawane do paliwa po ich rozgnieceniu. W zależności od paliwa i warunków pracy, niektóre rodzaje biomasy są rozdrabniane i ewentualnie mieszane z innymi rodzajami paliwa. Czynność tę można wykonać przy odbiorze paliwa lub bezpośrednio przed transportem do kotła. Typowy system obsługi paliwa (współspalanie torfu, drewna i węgla kamiennego) przedstawiono na Rysunku 2.29.



Źródło: [123, Eurelectric 2001]

Rysunek 2.29: System przeladunku torfu, drewna i węgla kamiennego

Do składowania drobnej i pylistej biomasy niezbędne są zamknięte silosy i magazyny wyposażone w urządzenia odpylające. Wióry i kora są przechowywane przez dłuższy czas na otwartych składowiskach, natomiast przesiane i pokruszone paliwo przeznaczone do bieżącego użycia trafia na składowiska zadaszone.

Paliwo jest zwykle transportowane ze składowiska/stacji odbiorczej/silosu do kotła przy użyciu przenośników taśmowych. Pył powstały podczas przeladunku może być przyczyną lokalnych szkód na obszarze obiektu. Wpływ ten można ograniczyć przez używanie zamkniętych przenośników.

Poważnym zagrożeniem w elektrowniach opalanych torfem jest ryzyko pożaru i wybuchu. Suchy torf bardzo łatwo zapala się od isker lub gorących powierzchni takich jak np. łożyska, a suchy i drobny pył może ulec wybuchowi zanim torf dotrze do kotła - na przenośniku taśmowym lub nawet jeszcze na przyczepie samochodu ciężarowego. Dlatego zgodnie z powszechnie przyjętą zasadą bezpieczeństwa, wilgotność zmielonego torfu musi wynosić co najmniej 40 % podczas transportu do obiektu i 38 % podczas odbioru. Zmniejsza to ryzyko wybuchu pyłu i rozprzestrzenienia się pożaru w przypadku samozapłonu oraz eliminuje powstawanie pyłów ulotnych.

Przeladunek torfu/biomasy należy do głównych źródeł hałasu w elektrowniach opalanych torfem/biomasą.

Podejście do transportu, rozładunku i składowania słomy różni się od podejścia przyjętego w stosunku do węgla, innych rodzajów biomasy i torfu. Gospodarka słomą w dużych obiektach CHP jest oparta niemal wyłącznie na belach ważących około 400-700 kg każda. Słoma z pól i składowisk rolniczych jest przewożona na ciężarówkach mieszczących po 20-24 bele. Rozładunek ciężarówek przy użyciu specjalnych suwnic następuje jednocześnie z kontrolą jakości słomy (wagi i wilgotności). Dane z kontroli jakości są przechowywane w centralnym komputerze logistycznym. Partie słomy (10 lub 12 bel w partii) są przenoszone na albo wolne miejsca na składowisku słomy albo prosto do urządzeń obrabiających. Składowisko jest w większości całkowicie zautomatyzowane i zaprojektowane do pomieszczenia zapasu wystarczającego na około 2-3 dni pracy kotła przy pełnym obciążeniu.

Wykorzystywana w Europie biomasa granulowana to głównie drewno, które ma niższą wartość opałową i gęstość niż węgiel kamienny. Ta postać biomasy jest również pylista i należy z nią odpowiednio postępować w celu ograniczenia emisji ulotnych pyłów oraz kontrolowania lub wyeliminowania ryzyka pożaru i wybuchu oraz zagrożenia dla zdrowia. O ile nie zostaną wdrożone odpowiednie działania, gospodarka granulatem drzewnym może skutkować znacznymi emisjami pyłu. Ilość źródeł zapłonu jest ograniczona, a samozapłonowi biomasy zapobiega się przez eliminację wilgotności i ograniczenie czasu składowania i przeładunku. Granulowana biomasa może być reaktywna, zwłaszcza w stanie mokrym, w związku z czym należy ją przechowywać w suchych magazynach. Granulat biomasy jest zwykle przechowywany w specjalnie przeznaczonych do tego silosach lub magazynach, gdzie można prowadzić monitoring temperatury i ewentualnego rozkładu.

Granulat należy do najchętniej wybieranych postaci biomasy w przypadku transportu na duże odległości ze względu m.in. na sprasowanie, łatwiejszą obsługę, zmniejszoną wilgotność oraz brak konieczności obróbki fitosanitarnej. Duże ilości granulatu drzewnego są transportowane koleją lub statkami bezpośrednio do obiektu LCP lub pobliskiego portu. [85, Eurelectric 2012]

Dodatki

W obiektach energetycznego spalania dodatki i odczynniki chemiczne często wykorzystuje się w różnorodnych celach. Można je wykorzystywać w urządzeniach ograniczających emisje, takich jak instalacje odsiarczania czy redukcji emisji tlenków azotu, a także w stacjach uzdatniania wody i oczyszczalniach ścieków. Odczynniki chemiczne są używane np. jako dodatki do wody uzupełniającej do kotła oraz jako substancje biobójcze w systemach chłodzenia.

Odpowiednie sposoby przechowywania tych materiałów są określane przez dostawcę lub pracodawcę. Ponieważ jedne odczynniki mogą wchodzić w reakcję z innymi, sposoby ich przechowywania i obsługi zwykle obejmują oddzielenie od innych reaktywnych materiałów. Płyny są zwykle przechowywane w beczkach lub zbiornikach na otwartych lub zamkniętych terenach obwałowanych, przy czym stosuje się również powłoki odporne na działanie kwasów lub innych substancji chemicznych. Drobnosproszkowane materiały stałe, takie jak wapno, są zwykle magazynowane w silosach, beczkach lub workach w obecności izolowanych systemów odwadniających. Surowce gruboziarniste są często przechowywane na składowiskach otwartych. Do transportu tych materiałów wykorzystuje się układy pneumatyczne lub mechaniczne (np. przenośniki śrubowe, podnośniki kubełkowe).

Dystrybucja gazów na terenie obiektu odbywa się zwykle rurociągami napowietrznymi wyposażonymi w dobre zabezpieczenia przed uszkodzeniem. Magazynowanie, obsługa i dystrybucja płynnego lub gazowego amoniaku wykorzystywanego w instalacjach SCR i SNCR do ograniczania emisji NO_x podlega przepisom BHP.

2.8.1.2 Paliwa płynne

W zależności od dostępności środków transportu w rejonie szybu naftowego, rafinerii i obiektu LCP, paliwa płynne są dostarczane rurociągami, statkami, pociągami lub samochodami ciężarowymi. Paliwa płynne są przetwarzane w rafineriach w celu bezpośredniego zastosowania w silnikach, domowych urządzeniach spalania oraz obiektach LCP. Rozładunek zwykle odbywa się przy pomocy rurociągów.

Olej opałowy jest przechowywany w pionowych stalowych zbiornikach walcowych (wentylowanych lub z ruchomą pokrywą). Pojemność jednego zbiornika waha się od 1 000 m³ do 100 000 m³, w zależności od liczby zbiorników w danym miejscu i rozmiaru stacji. Zbiorniki są zwykle grupowane wewnątrz obwałowania (basenu retencyjnego), które może pomieścić całą ich zawartość lub jej część w przypadku wycieku lub innego uszkodzenia zbiorników (np. pożaru, wybuchu, pęknięcia rury). Pojemność terenu obwałowanego jest określana przepisami krajowymi i zależy od jakości oleju. Na przykład, może ona wynosić 50-75 % łącznej pojemności wszystkich zbiorników, ale nie mniej niż maksymalna pojemność największego zbiornika. Obwałowanie musi być idealnie szczelne i posiadać kolektory oleju zapobiegające uwalnianiu oleju do wód odpływowych.

W zależności od panujących na miejscu warunków pogodowych i rodzaju magazynowanego oleju, zbiorniki mogą być wyposażone w systemy ogrzewania umożliwiające nadanie olejowi opałowemu (w szczególności ciężkiemu olejowi opałowemu) temperatury odpowiedniej do przesyłu i prawidłowego rozpylenia w

palniku, co jest ważną techniką ograniczania zanieczyszczeń. W takich przypadkach, zbiorniki muszą być odpowiednio izolowane. Istnieją dwa rodzaje systemów odpowiednich do ogrzewania oleju opałowego: "denne", które ogrzewają całą zawartość zbiornika, oraz "odzysknicowe", które są umiejscowione bezpośrednio przed ssawnymi przewodami rurowymi i podgrzewają tylko olej opałowy opuszczający zbiornik magazynowy. W przypadku lekkich destylatów nie ma konieczności podgrzewania przed przepompowaniem lub rozpyleniem.

Częstą praktyką są regularne kontrole szczelności i poziomu napełnienia zbiorników. Poziom napełnienia jest kontrolowany przy użyciu automatycznych systemów wyposażonych w urządzenia alarmowe. Czasami stosowana jest atmosfera zubożona. Do powszechnej praktyki i dobrego zarządzania obiektem należą regularne kontrole urządzeń magazynowych i instalacji rurowych.

Rurociągi wykorzystywane do dostarczania paliw płynnych są wyposażane w zbiorniki tymczasowego magazynowania. Przesył paliwa ze zbiorników znajdujących na miejscu do palników odbywa się zwykle rurociągami napowietrznymi, kanałami technologicznymi lub, rzadziej, rurociągami zakopanymi. Rurociągi napowietrzne są chronione przed uszkodzeniem przy pomocy specjalnych barier. Do najnowszych technik stosowanych w przypadku rurociągów zakopanych należą rury dwuścienne z automatyczną kontrolą przestrzeni między ścianami oraz konstrukcje specjalne (np. rury stalowe, bezzaworowe połączenia spawane na odcinkach biegnących podziemną).

Jeżeli istnieje ryzyko skażenia wód podziemnych, powierzchnia terenu magazynowania powinna być nieprzepuszczalna i odporna na działanie magazynowanego paliwa. Ryzyko wybuchu jest uzależnione od temperatury zapłonu paliwa płynnego.

2.8.1.3 Paliwa gazowe

Dostawy paliw gazowych z odwiertów lub obiektów rozprężania lub magazynowania skroplonego gazu ziemnego (LNG) do obiektów LCP są realizowane gazociągami. Jakość gazu ziemnego pochodzącego z różnych odwiertów jest różna. Gaz jest często oczyszczany w miejscu wydobywania w celu ograniczenia problemów podczas przesyłu gazociągiem.

Sieć gazociągów wysokiego ciśnienia w krajach UE-27 ma długość około 235 000 km. Na Rysunku 2.30 przedstawiono stan europejskiej sieci gazu ziemnego w roku 2011 r. Gazociągi wysokiego ciśnienia dostarczają gaz do sieci dystrybucji niskiego ciśnienia o łącznej długości 1 649 400 km. Tłocznie gazu (w sumie 167 tłocznii) działają wyłącznie w sieci wysokiego ciśnienia. Zadaniem tłoczni jest przywrócenie pożądanego ciśnienia w gazociągu w sytuacji jego nadmiernego spadku. Spadek ciśnienia zależy od odległości od poprzedniej tłoczni, ale również od prędkości przepływu. Aby zapewnić zakontraktowany wolumen przepływu gazu w gazociągu, konieczne jest powtórne podnoszenie ciśnienia po kolejnych 100km - 250km, zależnie od warunków lokalnych i technicznych.



Rysunek 2.30: Europejska sieć gazu ziemnego w 2011 r.

Zakłady energetycznego spalania można opalać różnymi gazami. Jeżeli ciśnienie w gazociągu dostawczym jest wyższe niż wymagane ciśnienie wejściowe w obiekcie LCP, należy je odpowiednio regulować, co może odbywać się w turbinie rozprężnej pozwalającej na odzysk części energii zużywanej do sprężania. Wytworzone ciepło można wykorzystać do ogrzewania gazu tym samym zwiększając produkcję energii elektrycznej. Następnie paliwo gazowe jest przesyłane rurami do obiektu LCP.

Do bezpośredniego opalania turbin gazowych wykorzystuje się tylko czysty gaz. Również w tym przypadku gaz ziemny można poddawać rozprężeniu, jeżeli jego ciśnienie w gazociągu przekracza wymagane ciśnienie wejściowe turbiny gazowej. Chłodzenie adiabatyczne rozprężonego gazu można wykorzystać do schłodzenia świeżego powietrza dostarczanego do sprężarki turbiny gazowej. Pochodzące z innych źródeł paliwa gazowe będące pod ciśnieniem atmosferycznym należy poddawać sprężeniu do poziomu niezbędnego dla komory spalania danej turbiny gazowej. Paliwo gazowe może być wstępnemu podgrzaniu.

Magazynowanie gazu ziemnego to proces przemysłowy, w którym gaz jest wtłaczany do porowatych formacji skalnych lub jaskiń solnych, z których następnie można dostarczać gaz w miarę zapotrzebowania rynkowego. Stacje magazynowania gazu w urządzenia sprężające i przetwarzające.

Aby umożliwić transport zbiornikowcami LNG, gaz ziemny poddaje się skraplaniu. Temperatura skraplania gazu ziemnego w ciśnieniu atmosferycznym wynosi $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$. Przed załadunkiem na zbiornikowce LNG, gaz ziemny jest skraplany i magazynowany w zbiornikach w kraju, w którym jest wydobywany. Sekcja odbioru LNG składa się zwykle z nabrzeża cumowniczego dla zbiornikowców, ramion rozładunkowych i linii przesyłowej do zbiorników. LNG jest rozładowywany ze zbiornikowców i przesyłany dalej gazociągiem. Znajdujące się w strefie magazynowania zbiorniki są wyposażone w pompy zanurzeniowe umożliwiające przepływ LNG.

Strefa regazyfikacji składa się z pomp umożliwiających przepływ i sprężanie LNG oraz parowników ze spalaniem w zanurzeniu i/lub parowników wody morskiej. Skroplony gaz ziemny jest pobierany ze zbiorników i przesyłany gazociągiem do jednostek odparowywania, w których LNG jest ogrzewany aż osiągnie stan gazowy. Następnie, gaz ziemny włączany do sieci przesyłowej, która trafia do odbiorców końcowych.

3 OGÓLNE TECHNIKI ZAPOBIEGANIA I/LUB OGRANICZANIA EMISJI I ZUŻYCIA

3.1 Powszechnie stosowane techniki

W niniejszej sekcji opisano techniki mające zastosowanie w więcej niż jednym procesie spalania lub dla więcej niż jednego rodzaju paliwa opisanego w Rozdziałach 4 - 9. Jeżeli dana technika ma zastosowanie w konkretnym procesie lub w określonym typie spalania konkretnego rodzaju paliwa, szczegółowe informacje jej dotyczące znajdują się w Rozdziałach 4 - 9.

3.1.1 Ogólne techniki podstawowe ograniczania emisji/zużycia

Niektóre techniki charakteryzują się ogólnie pozytywnym wpływem na emisje i/lub zużycie paliwa w związku z ich lepszą efektywnością energetyczną lub pełną integracją z procesem spalania.

3.1.1.1 Kogeneracja albo wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w kojarzeniu (CHP)

Patrz Sekcja 2.5.

3.1.1.2 Blok gazowo-parowy ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa

Patrz Sekcja 2.6.

3.1.1.3 Spalanie w cyklu kombinowanym

Patrz Sekcja 2.4.3.

3.1.1.4 Przejście na inny rodzaj paliwa lub wybór rodzaju paliwa

W niniejszym dokumencie możliwość wyboru paliwa lub przejścia z paliwa stałego na płynne lub gazowe albo z płynnego na gazowe uznano za "uzależnione od konkretnych warunków", ponieważ opłacalność techniczna, ekonomiczna i polityczna takiej decyzji jest w dużej mierze zależna od lokalnych uwarunkowań. Możliwość zmiany paliwa podlega również strategicznej ocenie dostępności paliwa na rynku i polityki paliwowej na poziomie krajowym.

Ogólnie rzecz biorąc, rozważyć należy wykorzystanie paliw o niskiej zawartości popiołu, siarki, azotu, węgla, rtęci itp.

Wybór lub przejście na paliwo o niskiej zawartości siarki, przy utrzymaniu pozostałych podstawowych parametrów paliwa (np. wartości opałowej, zawartości popiołu i wilgoci) w granicach projektowych kotła to działanie mogące znacząco ograniczyć emisje SO_2 . Jest to opcja godna rozważenia, o ile zapewniona jest dostępność paliwa. Może ona uwzględniać paliwa o wysokim stopniu wewnętrznego odsiarczenia wynikającym z dużej zawartości wapienia (lub innego aktywnego składnika) w popiele. W przypadku węgla kamiennego, typowa zawartość wapienia wynosi 5 %. W przypadku węgla brunatnego i torfu, efekt odsiarczenia może być nawet większy niż w przypadku węgla kamiennego i sięgać 80 %, w zależności od rodzaju paliwa i systemu spalania. Oprócz tego, w opalaniu wielopaliwowym można wykorzystywać biomasę, co przyczynia się do zapobiegania emisjom SO_x . Jednakże, ponieważ to działanie w dużej mierze zależy od rodzaju paliwa i zastosowanej techniki redukcji, zostało ono omówione w Rozdziałach 4 - 9.

Dzięki naturalnemu odsiarczaniu, emisje SO_2 można ograniczyć aż o 90 %, np. przez spalanie słabej jakości węgla brunatnego i torfu o niskiej zawartości siarki i wysokiej zawartości popiołu zasadowego, co skutkuje bardzo niskim poziomem emisji SO_2 , porównywalnym z poziomem osiąganym przy pomocy technik wtórnych.

Zakłady energetycznego spalania znajdujące się w zakładach produkcji żelaza i stali mają za zadanie wykorzystywanie gazów procesowych w najszerszym możliwym zakresie, przy czym należy zauważyć, że skład i ilość paliw/gazów procesowych spalanych w tej branży mogą być bardzo różne. Gazy procesowe są kierowane do zakładów energetycznego spalania w zależności od ich dostępności, ponieważ ich dystrybucja odbywa się zgodnie z ustaloną kolejnością pierwszeństwa.

3.1.1.5 Modyfikacje w spalaniu (sterowanie procesem)

Techniki związane ze spalaniem (sterowaniem procesem) polegają na wprowadzaniu modyfikacji spalania, w tym:

- obniżeniu mocy;
- modyfikacjach palników;
- modyfikacjach wewnątrz paleniska;
- modyfikacjach dotyczących powietrza i paliwa (np. recykling gazu odlotowego, wstępne mieszanie paliwa i powietrza, wykorzystanie dodatków oraz mieszanie, suszenie, drobniejsze mielenie, zgazowanie i piroliza paliwa).

Dodatki wprowadzane do systemu spalania wspomagają kompletne spalanie, ale mogą być wykorzystywane również jako podstawowe techniki obniżania emisji pyłu, SO₂, NO_x i metali zawartych w paliwie.

Możliwe do zastosowania techniki dotyczące modyfikacji spalania przedstawiono w Tabeli 3.1. Ponieważ szczegółowe informacje o tych technikach podstawowych są ściśle związane z rodzajem paliwa i systemu spalania, przedstawiono je w Rozdziałach 4 - 9. Techniki podstawowe dla silników tłokowych przedstawiono w Rozdziałach 6 i 7.

Tabela 3.1: Opis podstawowych technik kontroli emisji

Paliwo/parametr	Modyfikacje w spalaniu			
	Obniżenie mocy	Modyfikacje dot. powietrza i paliwa	Modyfikacje palników	Modyfikacje wewnątrz paleniska
Paliwa stałe/pył	Mniejsza objętość przepływu i większy nadmiar tlenu obniżają temperaturę	Zgazowanie, piroliza paliwa, dodatki do paliwa, tzn. niskotopliwe dodatki do paleniska odciekowego z usuwaniem płynnego popiołu	Usuwanie płynnego popiołu, palnik cyklonowy w palenisku odciekowym	Usuwanie płynnego popiołu, palnik cyklonowy w palenisku odciekowym; kontrola na grubym żużlem w spalaniu
Paliwa stałe/SO ₂	Obniżona temperatura zmniejsza ulatnianie się siarki	Użycie paliwa o niskiej zawartości siarki wraz z dodatkami, tj. wapnem i wapieniem w spalaniu w złożu fluidalnym	Palnik z oddzielnym wtryskiem dodatków	Wtrysk absorbentów, tj. wapienia
Paliwa stałe/NO _x	Obniżona temperatura obniża emisję termicznych NO _x	Mieszanie i drobniejsze mielenie paliwa oraz recykling gazu odlotowego obniżają wytwarzanie NO _x	Palniki o niskiej emisji NO _x	Spalanie stopniowane i reburning
Paliwo płynne/pył	Obniżona temperatura zmniejsza zażużlenie	Zgazowanie, piroliza paliwa, dodatki dla spalania z niską ilością sadzy	BD	Optymalizacja spalania
Paliwo płynne/SO ₂	BD	Wykorzystanie paliwa o niskiej zawartości siarki wraz z dodatkami do absorpcji	BD	BD
Paliwo płynne/NO _x	Obniżona temperatura obniża emisję termicznych NO _x	Recykling gazu odlotowego zmniejsza wytwarzanie termicznych i paliwowych NO _x	Palniki o niskiej emisji NO _x	Spalanie stopniowane*, reburning. Dodanie wody i pary
paliwo gazowe/NO _x	Obniżona temperatura obniża emisję termicznych NO _x	Recykling gazu odlotowego, wstępne mieszanie paliwa i powietrza**	Palniki o niskiej emisji NO _x	Spalanie stopniowane* **. Reburning, dodanie wody i pary

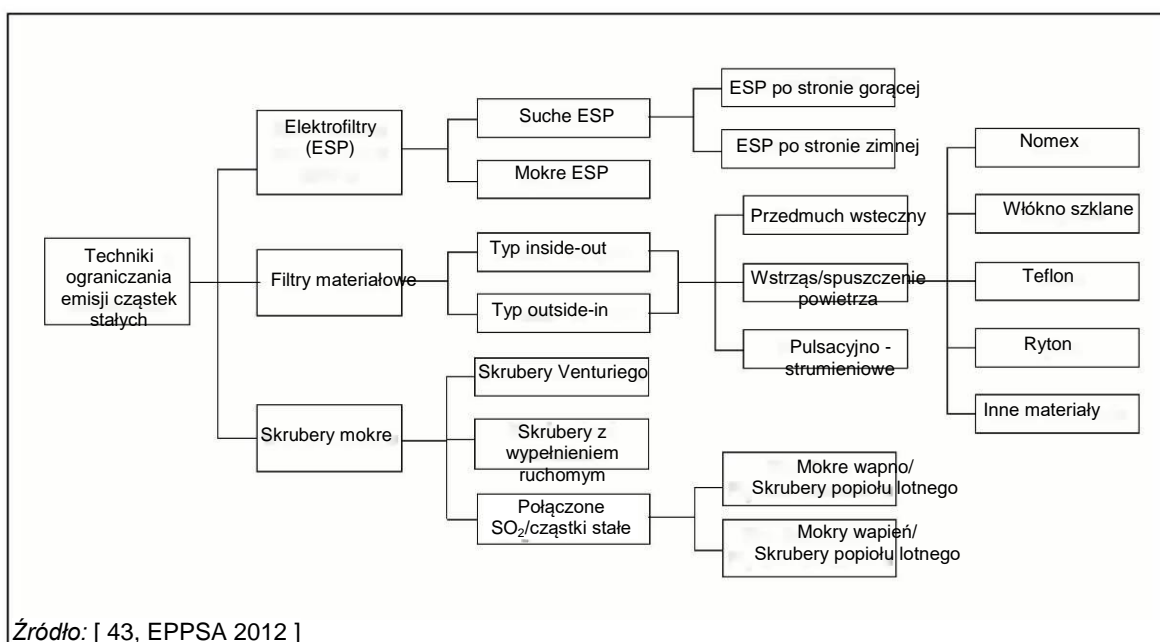
Uwaga:
* Nie dotyczy istniejących turbin gazowych.
** Sposób zastosowania spalania stopniowanego w turbinach gazowych różni się od sposobu zastosowania w paleniskach.
BD: Brak danych

Użycie dodatków do paliwa można realizować jako działanie podejmowane w ramach dostaw paliwa do małych układów energetycznego spalania lub jako podstawową technikę spalania w obiektach LCP. Zintegrowane techniki modyfikacji paliwa w obiektach LCP niezbędne dla optymalizacji spalania, takie jak mieszanie paliwa, stosowanie dodatków, rozdrabnianie i mielenie paliw stałych, zostały omówione w Rozdziałach 4, 5, 6 i 8. Obecnie prowadzone są prace nad specjalnymi zintegrowanymi technikami przygotowania paliwa. Wśród nich są techniki podnoszące efektywność, takie jak wstępne suszenie paliw stałych oraz zgazowanie lub piroliza paliw stałych lub płynnych, wraz z niezbędnym oczyszczaniem gazu syntezowego w zastosowaniach w cyklu łączonym (patrz Rozdział 4).

3.1.2 Techniki zapobiegania emisjom pyłu i/lub ich ograniczania

Podczas spalania paliw, materia mineralna (zanieczyszczenia nieorganiczne) jest przetwarzana na popiół i częściowo opuszcza kocioł pod postacią popiołu lotnego razem z gazem odlotowym. Części stałe zawieszona w gazie odlotowym jako popiół lotny stanowią pierwotne cząstki pyłu zawieszzonego dostające się urządzenia przeciwpływowe. Właściwości oraz ilość popiołu lotnego zależą od rodzaju i charakterystyki spalanego paliwa oraz rodzaju i optymalizacji spalania. Wpływ na działanie urządzenia przeciwpływowego ma oporność i spoistość popiołu lotnego, które z kolei zależą od właściwości paliwa. Rodzaj spalania ma wpływ na rozkład wielkości cząstek popiołu lotnego i w efekcie również na emisję pyłu. Drobne cząstki mogą zawierać wyższe stężenia metali niż cząstki grubsze. Dzieje się tak, ponieważ drobne cząstki mają większą powierzchnię, na której mogą się kondensować metale.

Do usuwania popiołu z gazu odlotowego powszechnie stosowane są różne techniki, takie jak elektrofiltry (ESP), filtry workowe i skrubery mokre. Ponieważ mechanicznych sposobów zatrzymywania pyłu takich jak cyklony i wtrysk SO_3 nie stosuje się samodzielnie, techniki te nie zostały w niniejszym dokumencie omówione i przeanalizowane jako techniki niezależne. Na Rysunku 3.1 przedstawiono przegląd obecnie użytkowanych urządzeń przeciwpływowych.



Źródło: [43, EPPSA 2012]

Rysunek 3.1: Przegląd urządzeń do ograniczania emisji pyłu

Najczęściej stosowaną techniką są elektrofiltry z nieruchomymi elektrodami. Elektrofiltry "zimne" są umieszczane za podgrzewaczem powietrza i pracują w temperaturze 80-220 °C. Elektrofiltry "gorące" są umieszczane przed podgrzewaczem powietrza, gdzie temperatura pracy wynosi 300-450 °C. Jednakże na znaczeniu zyskują również filtry workowe, które zwykle pracują w temperaturze 120-220 °C. Szacunkowy okres użytkowania worków filtra workowego w obiekcie energetycznego spalania węgla kamiennego wynosi od 5 000 do 40 000 godzin. Szacunkowy okres użytkowania worków filtra workowego w obiekcie energetycznego spalania słomy kamiennego wynosi od 12 000 do 16 000 godzin. W przypadku elektrofiltrów, po 50 000 godzinach pracy, na elektrodach emitujących mogą powstawać niewielkie pęknięcia.

Wybór między elektrofiltrem a filtrem workowym zwykle zależy od rodzaju paliwa, rozmiaru i konfiguracji oraz rodzaju kotła. Obydwie techniki są wysoce wydajne w usuwaniu pyłu, a ich skuteczność można podnieść jeszcze bardziej przez kondycjonowanie gazów odlotowych. Układy elektrofiltrów i filtrów workowych stosuje się również do ograniczania emisji PM_{10} , $\text{PM}_{2,5}$ i rąci. W przypadku niektórych rodzajów węgla, do ograniczenia emisji pyłu stosuje się wtrysk SO_3 (z wtryskiem NH_3 lub bez) w połączeniu z elektrofiltrem. Skrubery mokre jako podstawowa technika usuwania pyłu stosowane są znacznie rzadziej niż elektrofiltry i filtry workowe. W tej roli spotyka się je głównie

w USA. Charakteryzują się dużym zużyciem energii elektrycznej i ogólnie niższą efektywnością w usuwaniu pyłu (zwłaszcza drobnych cząstek) niż elektrofiltry i filtry workowe. Z drugiej strony, skrubery mokre wykorzystywane do odsiarczania oferują dodatkową korzyść właśnie w postaci ograniczania emisji pyłu.

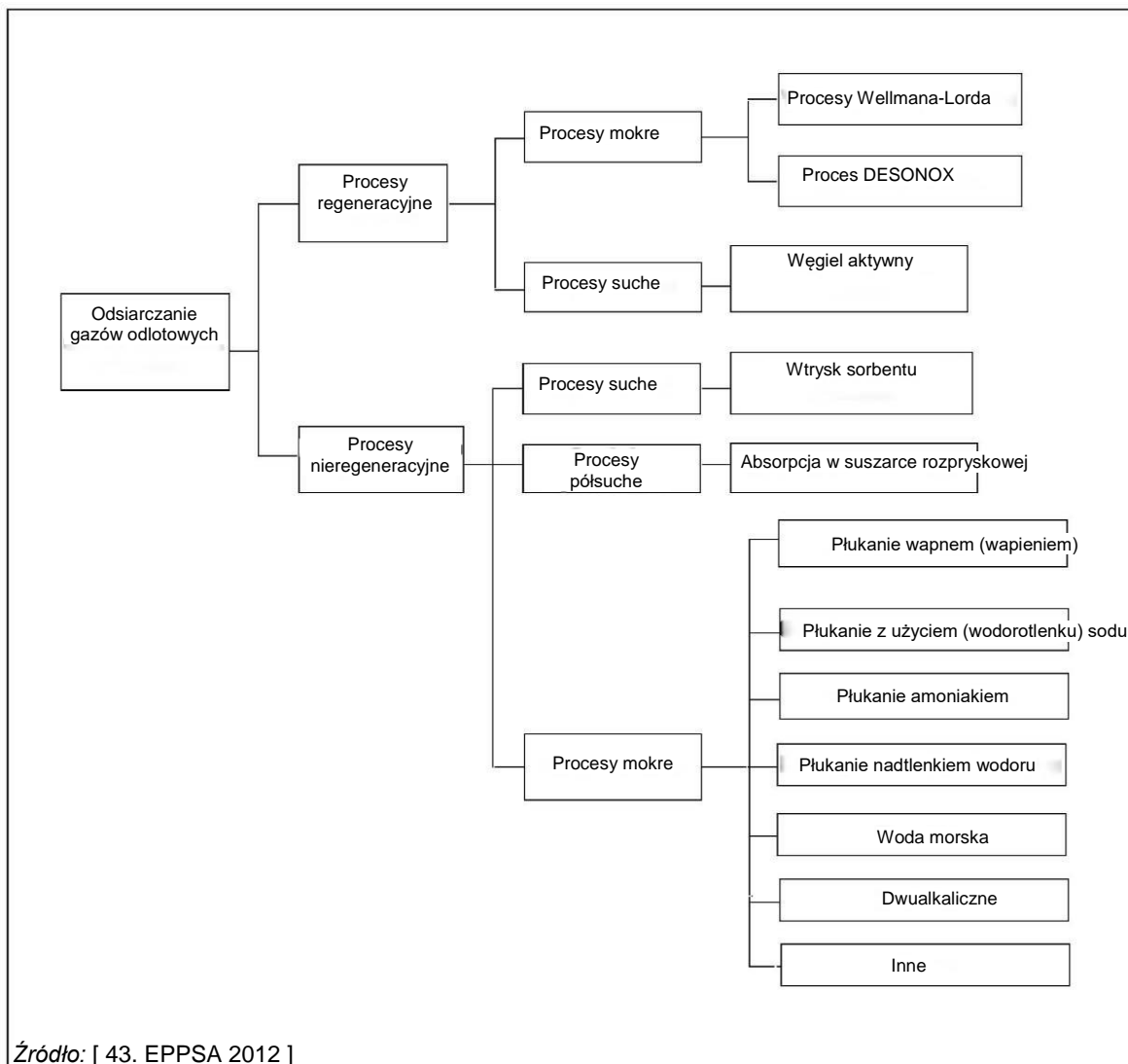
Według ogólnoswiatowego spisu obiektów wytwarzających energię elektryczną "UDI World Electric Power Plants Data Base" (WEPP) za rok 2014, na świecie działa około 630 elektrowni wykorzystujących same filtry workowe lub ich połączenie z innymi technikami redukcji emisji pyłu. Z tej liczby, 48 % znajduje się w Ameryce Północnej, 23 % w krajach europejskich, 14 % w Azji, 7 % w Afryce, 6 % w Australii/Nowej Zelandii i około 2 % w Ameryce Łacińskiej. Według tego samego źródła, na świecie działa około 4 800 elektrowni wykorzystujących tylko elektrofiltry lub ich połączenie z innymi technikami redukcji emisji pyłu, z czego 53 % znajduje się w Azji, 19 % w krajach europejskich, 18 % w Ameryce Północnej, 4 % w Rosji i krajach WNP, 2 % w Afryce, 2 % w Ameryce Łacińskiej, 2 % na Bliskim Wschodzie i 1 % w Australii/Nowej Zelandii.

3.1.3 Techniki zapobiegania emisjom SO_x i/lub ich ograniczania

Tlenki siarki są emitowane w wyniku utleniania zawartej w paliwie siarki. Działania zmierzające do usuwania tlenków siarki, głównie SO₂, z gazów odlotowych podczas lub po spalaniu są podejmowane od pierwszej połowy lat 70. ubiegłego wieku, najpierw w USA i Japonii, a od pierwszej połowy lat 80. ubiegłego wieku w Europie. Obecnie istnieje wiele różnych sposobów ograniczania emisji SO₂ ze spalania paliw stałych.

Koszt inwestycji w instalację DeSO_x są różne w zależności od wybranej metody redukcji. Natomiast koszty eksploatacji zależą głównie od ilości i rodzaju reagenta, zużycia wody i energii elektrycznej, kosztów konserwacji oraz kosztów unieszkodliwiania pozostałości (jeżeli nie są ponownie wykorzystywane). Do optymalnego działania, instalacja DeSO_x wymaga odpowiedniej konserwacji. Dodatkowo ma duże rozmiary, przez co konieczne jest wygospodarowanie dodatkowej przestrzeni.

Klasyfikację technik odsiarczania gazów odlotowych (ang. flue-gas desulphurisation, FGD) przedstawiono na Rysunku 3.2.



Rysunek 3.2: Przegląd wtórnych technik stosowanych do obniżania emisji tlenków siarki

3.1.3.1 Skrubery mokre

Wiodącymi technikami odsiarczania są skrubery mokre, zwłaszcza w procesach wapniowo-gipsowych. Są one stosowane w dużych obiektach energetyki zawodowej, a ich udział w rynku wynosi około 80 %. Jest to spowodowane ich wysoką niezawodnością i dużą efektywnością w usuwaniu SO_2 . W większości przypadków jako sorbent wykorzystuje się wapień ponieważ w wielu krajach jest on dostępny w dużych ilościach, a do tego jest tańszy w przetwarzaniu od innych sorbentów. Produktami ubocznymi są gips lub mieszanina siarczanu/siarczynu wapnia, w zależności od trybu utleniania. Ogólne koszty eksploatacji można obniżyć w przypadku sprzedaży powstałego gipsu.

Pierwszy udany mokry skruber zasilany zawiesiną wapienia został zbudowany w Japonii w 1972 r. przez Mitsui Miike Engineering Company (MIMC) w elektrowni węglowej Omuta należącej do spółki Mitsui Aluminium. Elektrownia stosowała zawiesinę wapienną i wytwarzała osad siarczanu/siarczynu wapnia i popiołu lotnego, który usuwano do zbiornika wodnego. Od tego czasu, mokre skrubery zasilane zawiesiną wapienia stały się popularne w USA. W innych krajach technika ta rozpowszechnia się wolniej, głównie z powodu dużego zapotrzebowania na grunty na potrzeby usuwania osadów. Pierwsza instalacja mokrego skrubera zasilanego zawiesiną wapienia i wytwarzającego gips w węglowej elektrowni zawodowej powstała w elektrowni Takasago należącej do EPDC (Electric Power Development Company) w 1975 r. Po początkowych problemach z rozruchem, niezawodność pracy rosła począwszy od 1977 r. i przekroczyła 99 %.

Skrubing z wykorzystaniem sodu był powszechny w Japonii w drugiej połowie lat 60. ubiegłego wieku. Produkt uboczny, siarczyn sodu, sprzedawano branży papierniczej. Proces płukania z użyciem sodu jest prosty i zastosowano go w dużej liczbie małych kotłów opalanych olejem. W użyciu jest również kilka instalacji magnezowych - zostały one wdrożone w stosunkowo niewielkiej liczbie kotłów przemysłowych, głównie ze względu na niskie koszty kapitałowe związane z ich budową. W skrubierach magnezowych, ścieki zawierające siarczan magnezu mogą być uwalniane do morza po uprzednim usunięciu pyłu i metali absorbowanych przez pył, ponieważ siarczan magnezu jest naturalnym składnikiem wody morskiej. Proces ten ma zatem przewagę nad innymi, jeżeli obiekt znajduje się w na wybrzeżu. Produkty uboczne z mokrych skrubierów amoniakalnych można wykorzystywać jako nawozy rolnicze.

Procesy dwuaktywne znajdują się w użytku komercyjnym w USA od połowy lat 70. ubiegłego wieku. W okresie swojego rozwoju (lata 70. i początek lat 80. ubiegłego wieku) mokre skrubery wapienne borykały się z problemem blokowania przez osadzający się gips. Było to spowodowane brakiem zrozumienia chemii skrubiera i wymogów projektowych procesu. W czasie gdy operatorzy obiektów pracowali nad rozwiązaniem tego problemu, stosowano procesy dwuaktywne. Ostatnie wyniki prac nad tymi procesami, umożliwiające wykorzystanie wapienia zamiast droższego sorbentu wapiennego, oraz produkcja gipsu mogą ożywić wykorzystywanie tego systemu.

Reagentem w skrubierach magnezowych jest wodorotlenek magnezu, który jest wytwarzany przez dodanie wapna gaszonego do wody morskiej w celu podniesienia zasadowości (z zachowaniem ostrożności by nie zwiększyć znacząco zawartości innych pierwiastków śladowych wiązanych z wapnem gaszonym). Proces ten rozpowszechnił się od początku lat 80. ubiegłego wieku, zastępując skrubing z użyciem sodu w związku z tym, że wodorotlenek magnezu jako reagent stał się tańszy w porównaniu z wodorotlenkiem czy węglanem sodu.

W mokrym skrubierze amoniakalnym, SO_2 jest absorbowany przez wodny roztwór amoniaku tworząc siarczan amonu - produkt uboczny, który można wykorzystywać jako nawóz.

3.1.3.2 Skrubery półsuche

Istnieją dwa główne rodzaje skrubierów półsuchych: skrubier/absorber suchego rozpylania i skrubier działający w oparciu o cyrkulacyjne złożo fluidalne.

Skrubier lub absorber suchego rozpylania (SDA) to technika odsiarczania opracowana w USA i Europie w pierwszej połowie lat 70. ubiegłego wieku. Pierwsze komercyjne wykorzystanie w obiektach energetycznego spalania miało miejsce w 1980 r. w USA, gdzie technikę tę wdrożono w kotle opalany węglem. W światowej hierarchii stosowanych systemów odsiarczania, SDA plasują się na drugim miejscu za skrubierami mokrymi. Proces SDA jest dobrze ugruntowaną komercyjnie dostępną techniką.

Proces z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym (CFB) jest komercyjnie wykorzystywany w ponad dwudziestu kotłach energetyki zawodowej opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym w Niemczech od 1987 r. Od roku 2000, technika ta znacząco się rozwinęła jako proces półsuchy w obiektach LCP w Europie - wdrożono ją w ponad 10 obiektach (100 MW_{th} do 1 000 MW_{th}).

3.1.3.3 Wtrysk sorbentu

Wtrysk sorbentu do kotła polega na bezpośrednim wtłoczeniu suchego sorbentu do strumienia gazu w kotle. Typowe sorbenty to: sproszkowany wapień (CaCO_3) oraz dolomit ($\text{CaCO}_3 \cdot \text{MgCO}_3$). Dodatek ciepła w palenisku powoduje kalcynację sorbentu skutkującą powstawaniem reaktywnych cząstek CaO. Powierzchnia tych cząstek reaguje z SO_2 w gazie odlotowym i powstaje siarczyn wapnia (CaSO_3) oraz siarczan wapnia (CaSO_4). Produkty te są następnie wychwytywane razem z popiołem lotnym przez urządzenia odpylające - zwykle elektrofiltry lub filtry workowe. Ciąg dalszy procesu wychwytywania SO_2 ma miejsce w elektrofiltrze oraz tworzeniu placka filtracyjnego w filtrze workowym. Pozostałości są unieszkodliwiane np. na składowiskach, chociaż wymagana jest uważna kontrola ponieważ zawierają one czynne wapno i siarczyn wapnia. Obecnie prowadzi się badania nad możliwym wykorzystaniem tych pozostałości.

Wykorzystanie adsorbentów w systemach spalania w złożu fluidalnym ma miejsce głównie w obiektach opalanych węglem kamiennym.

Wtrysk sorbentu do kanału spalin polega na wtrysku sorbentu na bazie wapnia lub sodu do strumienia gazu odlotowego. Najpowszechniejsze rodzaje wtrysku do kanału spalin to:

- wtrysk suchego wapna hydratyzowanego, w którego przypadku wychwytywanie siarki można poprawić przez zwilżanie (w zależności od składu gazów odlotowych);
- wtrysk suchego wodorowęglanu sodu, który nie wymaga zwilżania, ale może wymagać zmielenia na miejscu w celu poprawienia zdolności wychwytywania;
- wtrysk zawiesiny wapiennej lub płukanie w kanale spalin, które nie wymaga oddzielnego zwilżania.

Hybrydowy wtrysk sorbentu to połączenie wtrysku sorbentu do kotła i kanału spalin poprawiające efektywność usuwania SO_x .

Kontrola SO_x w spalaniu w złożu fluidalnym

Podczas spalania paliwa zawierającego siarkę powstaje dwutlenek i trójtlenek siarki. W przypadku cyrkulacyjnego złoża fluidalnego, tlenki siarki można wychwytywać przez wykorzystanie dolomitu lub wapienia jako materiału złoża. Dolomit, lub wapień, ulega kalcynacji w złożu pod wpływem ciepła, a powstałe wapno kalcynowane reaguje następnie z tlenkami siarki tworząc siarczan wapnia. Panująca w cyrkulacyjnym złożu fluidalnym (850 °C) jest optymalna do odzysku związków siarki bazujących na wapniu.

W przypadku złoża pęcherzykowego, spalanie gazów uwalnianych z paliwa zachodzi głównie w przestrzeni nad złożem, a gęsta zawiesina występuje wyłącznie w złożu pęcherzykowym. Dlatego efektywność odzysku siarki w BFBC jest znacznie niższa niż w CFBC.

3.1.4 Techniki zapobiegania emisjom NO_x i/lub ich ograniczania

Techniki wykorzystywane do zapobiegania emisjom tlenków azotu i/lub ich ograniczania dzielą się na techniki podstawowe i wtórne. Techniki podstawowe umożliwiają kontrolę i/lub redukcję powstawania NO_x w komorze spalania, natomiast techniki wtórne to techniki ograniczania emisji NO_x (tzw. techniki "końca rury").

Tlenki azotu (NO_x) powstające podczas spalania paliw kopalnych to głównie NO i NO_2 . NO ma udział w ponad 90 % wszystkich emisji NO_x w większości rodzajów spalania. Odsetek ten można zmniejszyć przez zastosowanie podstawowych technik redukcji emisji NO_x . Jak już wspomniano w Rozdziale 1, istnieją trzy główne mechanizmy powstawania NO_x : termiczne i szybkie powstawanie NO_x oraz powstawanie NO_x z azotu zawartego w paliwie. W obiektach LCP stosuje się obecnie szereg technik podstawowych w celu minimalizacji powstawania NO_x w wyniku tych mechanizmów.

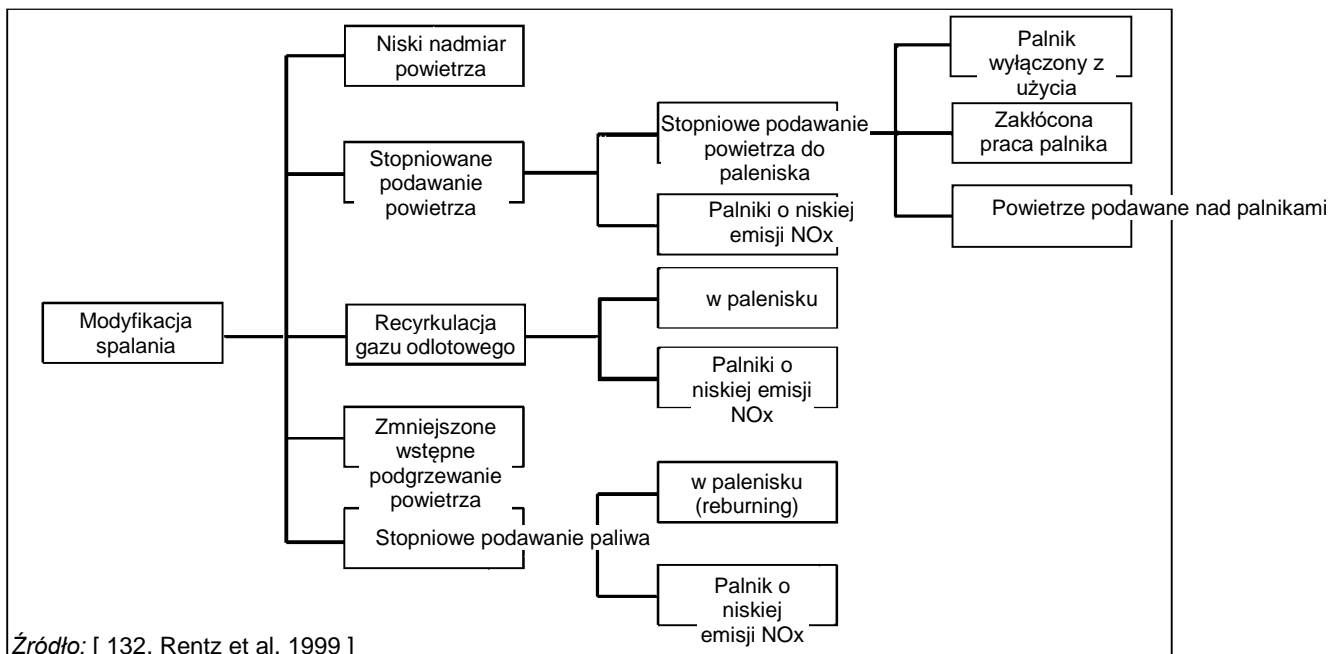
Na podstawie danych zebranych przez EURELECTRIC, VDEW i VGB przed rokiem 1996, które zostały następnie zaktualizowane przez EEB w roku 2012, powstał orientacyjny przegląd instalacji odazotowania działających w Europie. Przedstawiono go w Tabeli 3.2.

Tabela 3.2: Orientacyjny udział DeNO_x (tylko środki wtórne) w dużych obiektach energetycznego spalania w krajach UE-28

Kraj	Liczba i moc elektryczna obiektów		Obiekty z DeNO _x i sterowaniem mocą elektryczną	
	Liczba obiektów	MW _e	Liczba obiektów ⁽¹⁾	Moc elektryczna (MW _e)
Austria	18	4852	13	3187
Belgia	31	5867	3	1220
Bułgaria	BD	BD	BD	505
Czechy	BD	BD	BD	380
Dania	13	8447	10	3224
Niemcy	960 ⁽²⁾	91 090	150	40 800
Grecja	10	6138	BD	BD
Węgry	BD	BD	BD	BD
Finlandia	30	5054	2	600
Francja	17	18 218	6	1850
Irlandia	10	2955	BD	BD
Włochy	79	41 873	19	19 990
Luksemburg	BD	BD	BD	BD
Holandia	15	9632	10	8650
Polska	BD	BD	BD	1598
Portugalia	6	4514	2	1856
Rumunia	BD	BD	BD	2290
Hiszpania	41	19 357	BD	BD
Szwecja	41	5303	11	2534
Zjednoczone Królestwo	26	37 718	3	4458
UE-28 (2012)	1297	26 1018	229	93 42
⁽¹⁾ W tym spalanie w złożu fluidalnym. ⁽²⁾ Łącznie z niemieckimi elektrowniami przemysłowymi > 50 MW _{th} . Uwaga: BD: Brak danych. <i>Źródło:</i> [123, Eurelectric 2001] [120, EEB 2013]				

3.1.4.1 Podstawowe techniki ograniczania emisji NO_x

Istnieją rozmaite podstawowe techniki zapobiegania powstawaniu tlenków azotu w obiektach energetycznego spalania. Celem ich wszystkich jest takie zmodyfikowanie parametrów pracy lub parametrów projektowych, aby ograniczyć powstawanie tlenków azotu albo przetworzyć już powstałe tlenki wewnątrz kotła/silnika/turbiny gazowej przed ich uwolnieniem. Na Rysunku 3.3 przedstawiono zestawienie podstawowych technik polegających na modyfikacji spalania.



Rysunek 3.3: Przegląd modyfikacji procesu spalania mających na celu obniżenie emisji tlenków azotu

Przy wprowadzaniu modyfikacji spalania należy unikać niekorzystnego wpływu spalania na pracę obiektu i powstawanie innych zanieczyszczeń. Dlatego w odniesieniu do działań obniżających emisje NO_x należy brać pod uwagę następujące kryteria:

- Bezpieczeństwo pracy (np. stabilny zapłon w całym zakresie obciążeń).
- Niezawodność eksploatacyjna (zapobieganie korozji, erozji, zabrudzeniom, zażużleniu, przegrzewaniu rur itp.).
- Minimalny niekorzystny wpływ na podstawowe parametry pracy obiektu energetycznego spalania (np. na główny przepływ pary, temperaturę pary przegrzanej i podgrzanej oraz efektywność energetyczną).
- Możliwość spalania szerokiej gamy paliw.
- Kompletnie spalanie (w celu obniżenia zawartości węgla w popiele i umożliwienia sprzedaży popiołu lotnego branży cementowej. Optymalizacja spalania jest również pożądana w celu uniknięcia dużych emisji tlenu węgla).
- Najniższy możliwy poziom emisji zanieczyszczeń, tzn. unikanie powstawania innych zanieczyszczeń np. N_2O .
- Minimalny niekorzystny wpływ na urządzenia oczyszczające gazy odlotowe oraz inne systemy obiektu (mielenie paliwa itp.).
- Niskie koszty konserwacji.

Oprócz modyfikacji spalania, wytwarzanie NO_x można zminimalizować również innymi technikami podstawowymi, takimi jak mielenie paliwa w obiektach opalanych węglem oraz rozwój podajników grawimetrycznych, separatorów dynamicznych i sieci neuronowych/optymalizacji systemów sterowania.

3.1.4.2 Wtórne techniki ograniczania emisji NO_x

Techniki wtórne - tzw. techniki "końca rury" - ograniczają emisje już powstałych tlenków azotu (NO_x). Można je wdrażać niezależnie lub w kombinacji z działaniami podstawowymi, takimi jak palniki o niskiej emisji NO_x . Większość technologii ograniczających emisje NO_x w gazach odlotowych bazują na wtrysku amoniaku, mocznika lub innych związków, które reagują z NO_x w gazach odlotowych redukując je do azotu cząsteczkowego. Techniki wtórne można podzielić w następujący sposób:

- selektywna redukcja katalityczna,
- selektywna redukcja niekatalityczna,
- połączenie obydwu powyższych.

Technika selektywnej redukcji katalitycznej (ang. selective catalytic reduction, SCR) jest szeroko stosowana do redukcji tlenków azotu w gazach odlotowych z dużych obiektach energetycznego spalania w Europie i na świecie, np. w Japonii i USA.

Technika selektywnej redukcji niekatalitycznej (ang. selective non-catalytic reduction, SNCR) to inna wtórna technika redukcji tlenków azotu już istniejących w gazach odlotowych z obiektów energetycznego spalania. Działa ona bez katalizatora w zakresie temperatur, który w dużej mierze zależy od zastosowanego reagenta (wodny roztwór amoniaku, mocznik lub bezwodny amoniak).

Coraz częściej stosuje się połączenie obydwu tych technik, polegające na zamontowaniu układu katalizatora o zwartej budowie na wylocie z kotła za systemem SNCR w celu dalszej redukcji NO_x i ograniczenia uwalniania NH_3 .

Według ogólnosiwiatowego spisu obiektów wytwarzających energię elektryczną "UDI World Electric Power Plants Data Base" (WEPP) za rok 2014, na świecie działa około 1430 elektrowni wykorzystujących samą technikę SCR lub jej połączenie z innymi technikami redukcji emisji NO_x . Z tej liczby, 52 % znajduje się w Ameryce Północnej, 32 % w Azji, a 13 % w krajach europejskich. Według tego samego źródła, na świecie działa około 230 elektrowni stosujących samą technikę SNCR lub jej połączenie z innymi technikami redukcji NO_x . Niemal 63 % z nich znajduje się w Ameryce Północnej, około 28 % w krajach europejskich, a 7 % w Azji.

3.1.4.2.1 Kompromisy między redukcją emisji NO_x , CO/pyłu i/lub zużyciem energii

Przykłady kompromisów między redukcją emisji NO_x , CO/pyłu i/lub zużyciem energii podano w Sekcji 1.3.8. Są one ściśle zależne od stosowanych technik/używanego paliwa oraz konfiguracji obiektu. Ogólniej rzecz biorąc, przy zestawianiu danych do oceny technik kandydujących do BAT w niniejszym dokumencie uwzględniono korelacje i wzajemne oddziaływania parametrów podlegających takim kompromisom. Na tej podstawie wywiedziono wnioski i ustalono towarzyszące im poziomy emisji.

3.1.5 Kombinowane techniki zapobiegania emisjom SO_x i NO_x oraz ich ograniczania

Połączone techniki redukcji SO_x/NO_x są opracowywane z myślą o zastępowaniu konwencjonalnych technik FGD/SCR. Niektóre z połączonych technik redukcji SO_x/NO_x wdrożono jedynie w niewielkiej liczbie jednostek lub funkcjonują one jako obiekty demonstracyjne. Nie rozpowszechniły się one jeszcze na rynku z powodów komercyjnych (koszty). Każda z nich wykorzystuje specyficzną reakcję chemiczną do jednoczesnego usuwania SO_x i NO_x . Bodźcem do rozwoju technik kombinowanych był poważny problem występujący w konwencjonalnych instalacjach SCR wykorzystujących technikę odsiarczania, który jest związany z utlenianiem SO_2 w reaktorze SCR. Zwykle 0,2-2 % SO_2 jest utleniane do SO_3 . Ma to różnoraki wpływ na system oczyszczania gazów odlotowych. Dla przykładu, w przypadku węgla o niskiej zawartości siarki, SO_3 może poprawiać efektywność zimnego elektrofiltru. Jednakże, SO_3 zwykle zwiększa ilość osadów i korozję we wstępnym podgrzewaczu powietrza oraz wymienniku ciepła gaz-gaz.

Kombinowane techniki redukcji SO_x/NO_x można ogólnie podzielić na następujące kategorie:

- adsorpcja ciałem stałym /regeneracja (desorpcja);
- działanie katalityczne gaz/ciało stałe;
- naświetlanie wiązką elektronów;
- wtrysk zasady;
- mokry skrubing.

W ramach tych kategorii prowadzone są wciąż prace nad rozwojem kilku procesów, natomiast inne techniki są już komercyjnie dostępne i wykorzystywane w szeregu obiektów.

3.1.5.1 Adsorpcja ciałem stałym/regeneracja

W tego rodzaju procesu wykorzystuje się sorbent lub katalizator stały, który adsorbuje lub reaguje z SO_x i NO_x w gazie odlotowym. Sorbent lub katalizator jest poddawany regeneracji w celu dalszego wykorzystania. Formy siarki lub azotu są uwalniane z sorbentu na etapie regeneracji, co generalnie wymaga wysokiej temperatury lub redukcji gazu w celu uzyskania odpowiedniego czasu przebywania. Odzyskane formy siarki są przetwarzane, np. w procesie Clausa, w celu uzyskania siarki elementarnej, która jest produktem ubocznym nadającym się do sprzedaży. Formy azotu są rozkładane na N_2 i wodę za sprawą wtrysku amoniaku lub przez ponowne wykorzystanie w kotle. W innych procesach, takich jak proces z wykorzystaniem węgla aktywnego, w adsorpcji/regeneracji uczestniczą tlenek miedzi, tlenek cynku oraz tlenek magnezu-wermikulit.

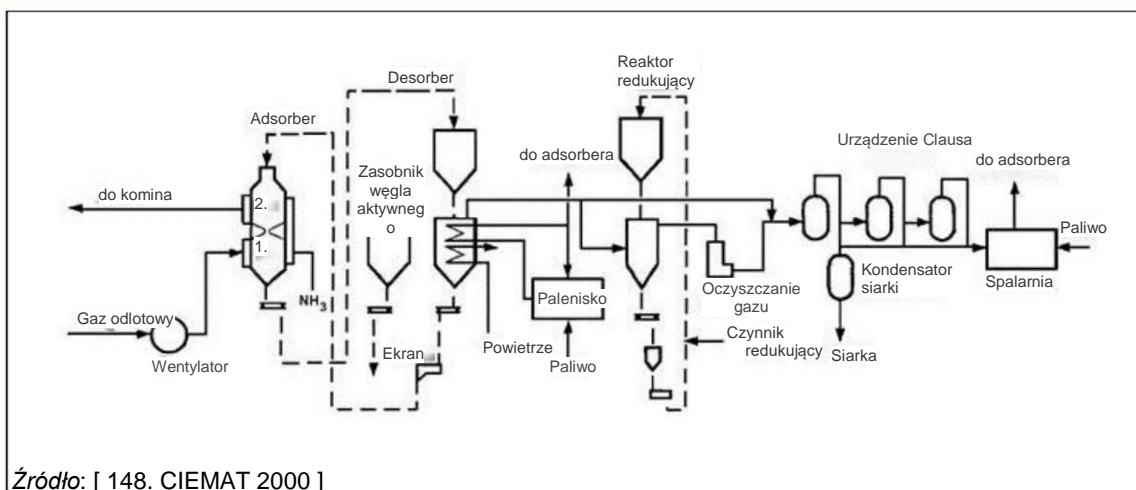
3.1.5.1.1 Węgiel aktywny

Ze względu na bardzo dużą powierzchnię właściwą, węgiel aktywny jest szeroko wykorzystywany jako środek do oczyszczania powietrza i ścieków już od XIX wieku. Od dawna wiadomo, że węgiel aktywny adsorbuje SO_2 , tlen i wodę tworząc kwas siarkowy. Jednoczesne usuwanie SO_2 i NO_x staje się możliwe przez dodanie amoniaku.

Gaz odlotowy z kotła jest najpierw odpylany, przepuszczany przez wymiennik ciepła, w którym ciepło jest odbierane na potrzeby regeneracji węgla aktywnego, a następnie schładzany w wodnym pre-skruberze. Gaz wchodzi do pierwszego stopnia złoża węgla aktywnego (suchy porowaty węgiel drzewny) w temperaturze 90–150°C. Dwutlenek siarki reaguje z tlenem i parą wodną w gazie odlotowym (w utlenianiu katalitycznym) tworząc kwas siarkowy, który jest adsorbowany na węglu aktywnym.

Przed wejściem do drugiego stopnia adsorbera, w komorze mieszającej do gazów odlotowych wtryskiwany jest amoniak. Tlenki azotu reagują katalitycznie z amoniakiem w drugim stopniu tworząc azot w postaci gazowej (N_2) i wodę. Oczyszczone gazy odlotowe i uwolniony azot oraz wilgoć przechodzą do komina i są uwalniane. Proces redukcji odbywa się w adsorberze, gdzie granulki węgla aktywnego są przemieszczane z góry do dna w formie złoża ruchomego. Gaz przechodzi przez warstwy złoża, najpierw dostając się do jego dolnej części.

Zasiarczony węgiel aktywny dostaje się do regeneratora, gdzie w temperaturze około 400-450 °C zachodzi desorpcja przez pośrednie ogrzanie ciepłem pobranym wcześniej z gazów odlotowych. Pył węglowy jest usuwany i dodawane są granulki uzupełniające, które następnie trafiają z powrotem do adsorbera. W wyniku procesu regeneracji, z desorbera tworzony jest wzbogacony gaz SO_2 , który jest przetwarzany - w procesie Clausa lub innym - do elementarnej siarki lub kwasu siarkowego, które można sprzedać jako produkt uboczny. Na rysunku 3.4 przedstawiono schemat procesu z wykorzystaniem węgla aktywnego.



Rysunek 3.4 Proces z zastosowaniem węgla aktywnego

3.1.5.1.2 Pozostałe procesy adsorpcji/regeneracji z ciałem stałym

Ponieważ inne procesy, takie jak procesy z użyciem tlenku miedzi/cynku, wciąż znajdują się w fazie rozwoju, nie zostały one omówione w niniejszym rozdziale.

3.1.5.2 Procesy katalityczne gaz/ciało stałe

W tego rodzaju procesach wykorzystywane są takie reakcje katalityczne jak utlenianie, uwodornianie lub SCR. Siarka elementarna jest odzyskiwana jako produkt uboczny. Nie jest wymagane oczyszczanie ścieków. Do tej kategorii należą metody WSA- SNO_x , De SONO_x oraz SNRB.

Proces WSA- SNO_x wykorzystuje sekwencyjnie dwa katalizatory do usuwania NO_x w procesie SCR oraz utleniania SO_2 do SO_3 , przy czym ten ostatni jest kondensowany do nadającego się do sprzedaży kwasu siarkowego. Możliwe jest usunięcie około 95 % tlenków siarki i azotu zawartych w gazach odlotowych. W procesie tym nie są wytwarzane ścieki ani odpady. Nie wykorzystuje on też żadnych chemikaliów, z wyjątkiem amoniaku do kontroli NO_x .

W procesie De SONO_x , gazy odlotowe najpierw przechodzą przez elektrofiltr usuwający cząstki stałe, po czym następuje wtrysk amoniaku i SCR. Gazy są następnie schładzane przez ogrzanie powietrza spalania i ponowne ogrzanie całkowicie oczyszczonych gazów odlotowych przed uwolnieniem do atmosfery. Temperatura gazu odlotowego jest w ten sposób obniżana do około 140 °C, co umożliwia zajście utleniania katalitycznego SO_2 do SO_3 oraz i późniejszą kondensację do kwasu siarkowego (70 %). Ostatni etap odbywa się w wieży recyrkulacji kwasu. Na końcu, przed uwolnieniem, gazy odlotowe są kierowane przez mokry elektrofiltr mgłowy i ponownie podgrzewane.

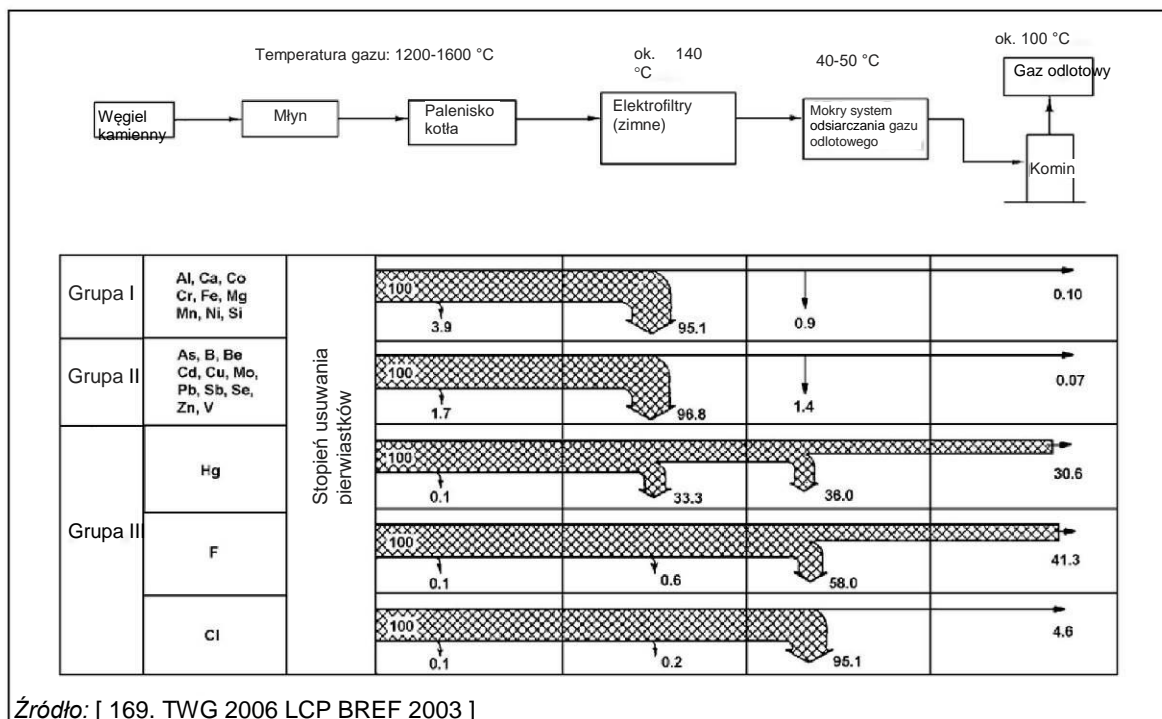
W procesie SO_x - NO_x -Rox Box™ (SNRB), suchy sorbent, taki jak wapno lub wodorowęglan sodu, jest wtryskiwany do gazu odlotowego przed specjalnym układem filtrów. Proces ten łączy usuwanie SO_2 , NO_x i pyłu w jednym urządzeniu, tzn. wysokotemperaturowym katalitycznym filtrze ceramicznym lub workowym, przy czym wymaga mniej miejsca niż konwencjonalna technologia oczyszczania gazów odlotowych. Celem procesu SNRB jest usunięcie do 90 % SO_2 i NO_x oraz co najmniej 99 % pyłu. Jednakże z powodu braku danych o tym, czy został on faktycznie zastosowany w dużym obiekcie energetycznego spalania, w niniejszym dokumencie nie przedstawiono informacji o ogólnej wydajności SNRB.

3.1.6 Techniki zapobiegania emisjom metali i/lub ich ograniczania

Metale zawarte w większości paliw kopalnych są uwalniane podczas spalania i mogą trafiać do atmosfery na powierzchni cząstek stałych lub w postaci oparów. Metale, które stanowią największe zagrożenie w kontekście spalania paliw kopalnych to: As, B, Cd, Cr, Cu, Hg, Mo, Ni, Pb, Se, V i Zn. Niektóre z nich są bardzo toksyczne, zwłaszcza w odpowiednich ilościach.

Metale są obecne w kilku strumieniach - są to głównie pozostałości po spalaniu, takie jak popiół lotny, ale również gazy odlotowe, które dostają się do urządzeń ograniczania emisji zanieczyszczeń (Rysunek 3.5). Ponieważ w energetyce zużywane są duże ilości paliwa, do środowiska mogą być uwalniane duże ilości potencjalnie groźnych metali. Większość metali wiąże się z pyłem. Pierwiastki lotne lepiej skupiają się na powierzchni mniejszych cząstek w strumieniu gazu odlotowego ze względu na większe pole powierzchni tych ostatnich. Hg jest wysoce toksycznym metalem, który może unikać wychwytywania przez urządzenia kontroli gazów odlotowych i który występuje w niektórych frakcjach odpadów poddawanych współspalaniu w obiektach energetycznego spalania oraz w niektórych gatunkach węgla kamiennego (w zależności od pochodzenia). Hg jest emitowana w dużej mierze w postaci gazowej (patrz Rysunek 3.5).

Odpowiednią metodą uzyskiwania danych o wartościach emisji i zachowaniu metali podczas procesu spalania oraz oczyszczania gazów odlotowych jest ustalenie bilansu masowego w całym analizowanym obiekcie energetycznego spalania (Rysunek 3.5). Badania bilansu masowego metali przeprowadzono dla różnych typów dużych elektrowni opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym [149, Clarke et al. 1992], [150, Maier et al. 1992], [151, Rentz et al. 1996], [152, Martel, C. 1998]. Na poniższym rysunku nie uwzględniono działania utleniającego jakie SCR może mieć na elementarną rtęć.



Rysunek 3.5: Bilans masowy metali, fluorku i chlorku w węglowych obiektach energetycznego spalania

Ponieważ stężenie metali lotnych jest wyższe w drobnym pyłe niesionym z komory spalania, wielkość emisji tych pierwiastków w większym stopniu zależy od wydajności systemów oczyszczania gazów niż od metod konwersji paliwa.

Opracowano kilka technik ograniczania tych emisji, które teoretycznie umożliwiają usuwanie dużych ilości pewnych metali z gazów odlotowych. Można je ogólnie podzielić na dwie kategorie:

- techniki powszechnie stosowane do usuwania pyłu i ograniczania emisji SO_x i/lub NO_x ;
- techniki opracowane specjalnie w celu usuwania pierwiastków śladowych z gazów odlotowych.

3.1.7 Techniki zapobiegania emisjom CO i niespalonych węglowodorów i/lub ich ograniczania

Emisje niespalonych gazów - które można podzielić na dwie główne grupy: tlenek węgla (CO) i węglowodory (C_xH_y) - można ograniczać lub im zapobiegać przez zastosowanie zaawansowanych technik spalania. Emisje CO i niespalonych węglowodorów to rezultat niekompletnego spalania. Mogą one wynikać z nadmiernie niskiej temperatury spalania, zbyt krótkiego przebywania w strefie spalania lub niewystarczającego zmieszania paliwa z powietrzem, które prowadzi do powstawania obszarów z niedoborem tlenu i stosunkowo nierównych rozmiarów cząstek paliwa.

Najważniejszym niespalonym gazem jest tlenek węgla. Pod nieobecność tlenu związek ten jest stabilny nawet w wysokich temperaturach. Natomiast węglowodory mogą ulegać rozkładowi i tworzyć sadzę w wysokich temperaturach i w atmosferze ubogiej w tlen. Ogólnie rzecz biorąc, emisje niespalonych węglowodorów mogą powstawać w warunkach jednoczesnego wystąpienia niskiej temperatury w strefie spalania i niewystarczającego zmieszania paliwa i powietrza.

3.1.8 Techniki zapobiegania emisjom halogenków i/lub ich ograniczania

Ważnym źródłem znajdującego się w atmosferze chloru, bromu i jodu są źródła naturalne, w szczególności morze. Ważnym globalnym źródłem emisji fluoru jest działalność człowieka, zwłaszcza działalność przemysłowa, jak np. produkcja aluminium. W wielu krajach największym źródłem chloru (w postaci HCl) pochodzącego z działalności człowieka jest spalanie paliw kopalnych. Może ono być również dominującym źródłem fluoru (w postaci HF). Emisje halogenków pochodzących ze spalania mają postać wysoce rozpuszczalnych gazów kwaśnych, które mogą przyczyniać się do powstawania kwaśnych deszczy.

Emisja halogenków jest uzależniona od szeregu czynników: pierwotnej zawartości halogenu w paliwie i formie w jakiej jest w nim obecny, warunków spalania (temperatury, czasu pozostawania w strefie spalania itp.) oraz stosowania różnych technik kontroli zanieczyszczeń. Techniki te - pierwotnie opracowane na potrzeby np. ograniczania emisji SO_x , jak np. dodawanie wapienia do kotła czy odsiarczanie gazów odlotowych (FGD) - mogą być szczególnie skuteczne w redukcji emisji kwaśnych gazów halogenkowych. Przy zastosowaniu rotacyjnych wymienników ciepła gazu, HF omija systemy FGD w stopniu ~50 %.

3.1.9 Techniki ograniczania emisji gazów cieplarnianych (GHG) z dużych obiektów energetycznego spalania

Wiele projektów związanych z wdrażaniem rygorystycznej polityki przeciwdziałania zmianom klimatu skupia się na różnych metodach, procesach i technologiach redukcji emisji gazów cieplarnianych z obiektów energetycznego spalania opalanych paliwami kopalnymi, zwłaszcza emisji CO_2 . W art. 36 Dyrektywy w sprawie emisji przemysłowych ustanowiono dla wszystkich obiektów energetycznego spalania o mocy $> 300 \text{ MW}_e$ wymóg prawny oceny pewnych warunków w zakresie przyszłej opłacalności sekwestracji dwutlenku węgla, a w przypadku gdy ocena ta jest pozytywna - zapewnienia możliwości modernizacji zgodnie z wymogami dotyczącymi wychwytywania CO_2 .

Ograniczanie emisji CO_2 w dużych obiektach energetycznego spalania jest w Europie regulowane w ramach europejskiego systemu handlu uprawnieniami do emisji (UE ETS).

Pewne gazy cieplarniane istotne dla sektora energetycznego spalania o mniejszym znaczeniu globalnym, jak np. N_2O , mogą powstawać w kotłach FBC. Spalanie starszych rodzajów paliw prowadzi do zwiększenia poziomów emisji (np. poziom emisji N_2O ze spalania antracytu jest wyższy niż poziom emisji N_2O ze spalania węgla brunatnego, który z kolei jest wyższy niż poziom emisji N_2O ze spalania

biomasy). Techniki zapobiegania emisjom lub ich ograniczania opisano w Sekcji 5.1.3.6.

3.1.10 Wykorzystanie wody oraz techniki ograniczania emisji do wód

Duży obiekt energetycznego spalania wymaga znacznych ilości wody do wytwarzania wody technologicznej i technicznej, chłodzenia, wytwarzania energii, oczyszczania ścieków oraz do celów sanitarnych. Zużycie wody jest uzależnione od procesów zachodzących w danym obiekcie.

Woda może być pozyskiwana z morza, rzek, jezior itp. W wielu procesach możliwe jest wykorzystywanie zarówno wody morskiej jak i wody o gorszej jakości. Woda zasilająca cykl pary musi zostać poddana uzdatnieniu, aby jej jakość była odpowiednia dla wody dejonizowanej. Wodę morską można wykorzystywać jako wodę zasilającą, chłodzącą lub nawet do odsiarczania. Inicjatywy na rzecz ograniczenia zużycia wody są ściśle związane ze źródłem jej pochodzenia. Wodę techniczną i ścieki z uzdatniania można ponownie wykorzystać w instalacjach odsiarczania.

Na terenach nadmorskich możliwe jest wykorzystywanie wody morskiej poddanej odsalaniu w procesie odwróconej osmozy. Proces zwykle obejmuje następujące etapy:

- pobór wody morskiej;
- filtrowanie przez filtry samopłuczające;
- filtrowanie przez filtry piaskowe;
- filtrowanie przez wkłady filtracyjne;
- odwrócona osmoza i odzysk energii z koncentratu.

[88, Denmark 2013]

W Sekcji 1.3.3 przedstawiono przegląd różnych źródeł ścieków spotykanych w dużych obiektach energetycznego spalania. Ścieki spotykane w obiektach energetycznego spalania składają się z zanieczyszczonej wody pochodzącej z różnych procesów LCP oraz wody opadowej. Mogą one być oczyszczane w oczyszczalniach ścieków, gdzie zmniejszane jest stężenie zanieczyszczeń. W niniejszej sekcji omówiono techniki zwykle stosowane do oczyszczania strumieni ścieków przed ich uwolnieniem do środowiska wodnego.

Ilość i jakość wody ściekowej, a także konfiguracja oczyszczalni ścieków odpowiedniej dla rodzaju ścieków z danego obiektu LCP są ściśle związane z tym obiektem i zależą od wielu parametrów, w tym:

- rodzaju i składu paliwa;
- rodzaju obiektów magazynowania paliwa i chemikaliów;
- sposobu przygotowania paliwa;
- rodzaju procesu spalania;
- rodzaju systemów chłodzenia;
- rodzaju chemicznego uzdatniania wody do kotła i wody chłodzącej;
- jakości dostępnej wody surowej;
- rodzaju systemów uzdatniania wody;
- rodzaju systemów oczyszczania gazów odlotowych;
- charakteru produktów ubocznych spalania (popiołu lotnego, popiołu mokrego, gipsu z odsiarczania gazów odlotowych itp.); oraz
- praktyk gospodarczych (usuwanie odpadów, sprzedaż).

Poszczególne strumienie ścieków wytworzonych w wyniku różnych działań w obiekcie LCP obejmują:

- ścieki technologiczne, w szczególności ścieki z instalacji FGD;
- zebraną wodę opadową oraz wodę przeciwpożarową;
- ścieki sanitarne.

Z powodu ich różnego składu i jakości (właściwości i stężenie zanieczyszczeń), powyższe strumienie są zwykle zbierane przez różne systemy kanalizacji i kierowane do oddzielnych miejsc w celu dalszego oczyszczania w przeznaczonych do tego oczyszczalniach ścieków (ścieki sanitarne do oczyszczalni ścieków biologicznych, a ścieki technologiczne i zanieczyszczona woda opadowa do oczyszczalni ścieków przemysłowych).

Zebrana czysta woda opadowa nie musi być oczyszczana i może być uwalniana bezpośrednio do odbiorczego zbiornika wodnego lub wykorzystana jako woda słodka na potrzeby danego obiektu. [121, Eurelectric 2012].

Dobry projekt sieci kanalizacyjnej obiektu LCP ma bardzo duże znaczenie, ponieważ optymalizuje on gospodarkę ściekami pozwalając na osiągnięcie korzyści ekonomicznych w zakresie zużycia wody oraz konstrukcji i funkcjonowania oczyszczalni ścieków.

Projektowanie przepływu strumienia ścieków opiera się w największym możliwym zakresie na przepływie grawitacyjnym do różnych części oczyszczalni, tak aby uniknąć przepompowywania i związanego z tym zużycia energii.

Strumienie ścieków różnią się od siebie znacznie pod względem prędkości przepływu. W zależności od pochodzenia, strumienie ścieków zawierają różne substancje:

- substancje stałe (np. zawiesiny ciał stałych);
- substancje płynne (np. oleje, emulsje olejowo-wodne);
- substancje rozpuszczalne w wodzie (organiczne, nieorganiczne).

Strumienie ścieków najczęściej występujące w obiektach LCP to:

- ścieki ze stacji uzdatniania wody surowej;
- ścieki z układów chłodzenia;
- ścieki z innych źródeł w procesie wytwarzania pary;
- ścieki z systemów oczyszczania gazów odlotowych;
- woda z przemywania kwasem;
- ścieki sanitarne.

Narzędzia zarządzania inwentarzem dają szczegółowe informacje na temat lokalizacji, wytwarzania, warunków środowiskowych, emisji itp. dla danej instalacji i dlatego pomagają wykrywać emisje, które można poddać działaniom zapobiegawczym lub ograniczającym.

Odpowiednie dane podstawowe dotyczące składu oraz ilości ścieków są ujmowane w wykazie strumieni, w którym emitowane strumienie ścieków są wyszczególniane w podziale na źródła, tzn. procesy produkcyjne, z których pochodzą. Jest to kluczowy element w ocenie stopnia skażenia i charakterystyki zanieczyszczeń, a także możliwości ich ograniczania u źródła. Wykazy strumieni mogą stanowić podstawę strategii segregacji ścieków i uzdatniania wody. Strumienie ścieków zwykle podlegające segregacji to spływające wody powierzchniowe, woda chłodząca oraz ścieki z oczyszczania gazów odlotowych.

Stosunkowo nieskażona woda (np. ze spustu wody chłodzącej) często może być wykorzystana ponownie do innych celów wymagających wody o niższej jakości (np. do sprzątnięcia lub oczyszczania gazów odlotowych). Możliwości takiego recyklingu są ograniczane wymogami dotyczącymi jakości strumienia odbiorczego i bilansu wody w obiekcie. Pewne strumienie ścieków zwykle nie podlegają recyklingowi (np. woda morska wykorzystywana w systemach chłodzenia). Optymalny wybór systemu chłodzenia zależy panujących na miejscu warunków. Ścieki z mokrego odsiarczania gazów odlotowych są czasem używane ponownie po oczyszczeniu (US EPA 2013). Recykling wody nie dotyczy ścieków z systemów chłodzenia, jeżeli obecne są w nich chemikalia z uzdatniania i/lub wysokie stężenia soli z wody morskiej.

Jedną z technik ograniczania zużycia wody i objętości emisji skażonych ścieków jest gospodarka popiołem z kotłów. Suchy i gorący popiół denny opada z paleniska na mechaniczny przenośnik i jest schładzany powietrzem lub wodą w obiegu zamkniętym. Podczas transportu i chłodzenia woda nie ma bezpośredniego kontaktu z popiołem. Gospodarka suchym popiołem to technika opisana w Sekcji 3.2.5 (Optymalizacja jakości popiołu dennego). Jest ona proponowana przez US EPA jako nowy standard źródłowy.

3.1.10.1 Ścieki ze stacji uzdatniania wody surowej

Przed wykorzystaniem w różnych obszarach obiektu LCP surowa woda jest zwykle poddawana wstępnemu uzdatnianiu, polegającemu na zmiękczeniu i demineralizacji. Zabiegi te zwykle generują następujące ścieki.

Ścieki z instalacji zmiękczenia wody:

- woda rozpylana z filtrów paskowych (oczyszczanie powierzchni wody);
- filtrat z odsączania osadów szlamowych (bez dodatków chemicznych);
- filtrat z odsączania osadów szlamowych (po flokulacji i wytrącaniu);
- woda z wypłukania zwrotnego filtrów piaskowych.

Ścieki z różnych części instalacji zmiękczenia wody są zwykle ponownie wykorzystywane.

Ścieki z instalacji demineralizacji wody:

- ścieki z regeneracji wymiany jonowej (żywice);
- koncentraty z odwróconej osmozy;
- koncentraty z ultrafiltracji.

3.1.10.2 Ścieki z obwodów systemów chłodzenia

Ścieki z obwodów systemów chłodzenia pochodzą głównie z upustów z chłodni kominowych oraz sporadycznych odprowadzania wody z basenu chłodni. W przypadku jednoprzepływowych systemów chłodzenia, pod uwagę bierze się popłuczyny z filtrów wejściowych, temperaturę uwalnianej wody chłodzącej oraz stężenie środków biobójczych i innych dodatków.

Emisje do środowiska ze wszystkich rodzajów systemów chłodzenia, w tym z obiektów LCP, zostały szczegółowo omówione w dokumencie BREF "Przemysłowe systemy chłodzenia" i nie są objęte zakresem niniejszego dokumentu.

3.1.10.3 Ścieki z procesów wytwarzania pary

Do ścieków z procesów wytwarzania pary należą głównie:

- upusty z bębnowych generatorów pary;
- ścieki laboratoryjne i próbki;
- zrzuty z cyklu wodno-parowego;
- zrzuty z systemów ciepłowniczych;
- ścieki z regeneracji instalacji czyszczenia kondensatu;
- ścieki z systemów obsługi i usuwania popiołu i żużlu;
- ścieki z chemicznego czyszczenia kotłów;
- ścieki z mokrej konserwacji kotłów;
- woda z mycia generatorów pary, podgrzewaczy powietrza, podgrzewaczy gazu, elektrofiltrów, instalacji DeNO_x, instalacji odsiarczania gazów odlotowych oraz różnych innych urządzeń;
- ścieki oleiste (z odwadniania miejsc składowania oleju opałowego i zbiorników dobowych, wód spływowych z systemów obróbki ciężkiego oleju opałowy i/lub oleju napędowego, budynków turbin lub silników Diesla, terenu transformatorów itp.).

3.1.10.4 Ścieki z systemów oczyszczania gazów odlotowych

Wszystkie mokre systemy oczyszczania gazów odlotowych wytwarzają ścieki, które z powodu użytego paliwa i materiałów zawierają m.in. metale. Jednym z głównych źródeł ścieków w tym kontekście jest mokry skrubler zasilany wapieniem, używany w dużej liczbie obiektów energetycznego spalania do odsiarczania gazów odlotowych, choć w tym przypadku objętość ścieków można zmniejszyć przez wykorzystywanie paliw o niższej zawartości chloru oraz takie zaprojektowanie absorbera, aby pracował przy większym stężeniu chlorków. Wynikiem tego jest zmniejszenie ścieków oddawanych do oczyszczalni, co z kolei zmniejsza emisję do wód. Przykład konwencjonalnego systemu oczyszczania ścieków przedstawiono na Rysunku 3.6. Należy jednak zwrócić uwagę, że istnieje wiele różnych rodzajów systemów w zależności od przepisów krajowych, rodzaju paliwa oraz czynników specyficznych dla danego obiektu.

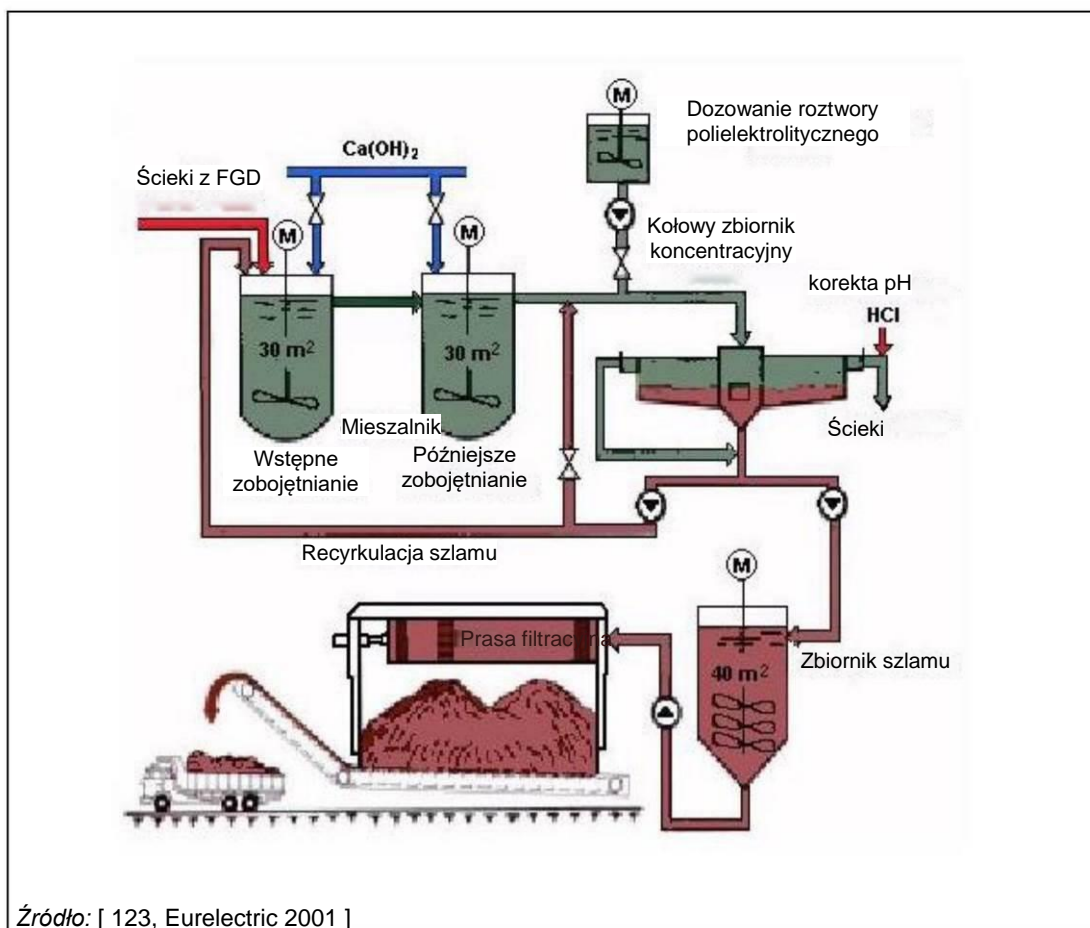
Wartość pH ścieków z odsiarczania gazów odlotowych jest podnoszona w celu wytrącania metali. Na ogół uzyskuje się to przez użycie mleczka wapiennego lub sody kaustycznej, które powodują powstawanie wodorotlenków metali. Przez dodanie flokulantów (chlorek żelaza (III)) uzyskuje się płatki. Dodanie substancji wspomagających koagulację (polielektrolitów) umożliwia aglomerację pojedynczych płatków i powstawanie większych ich grup. Osad jest następnie poddawany wstępnej sedymentacji, osuszany i usuwany lub współspalany w przypadku spalania ze spustem płynnego żużlu. Część "cienkiego" osadu jest ponownie kierowana do etapu flokulacji, gdzie jego cząstki służą za pierwotne jądra krystalizacji wspierając szybszą flokulację.

Oczyszczone ścieki z etapu wstępnego osadzania mogą zostać dostarczone do zagęszczacza przegrodowego w celu dalszej sedymentacji. Zawieszone mikrocząstki osadzają się na pochylonych przegrodach. Odpadający z przegród osad jest gromadzony w dolnej części zagęszczacza i może zostać ponownie wykorzystany. Jeżeli spełnione są dopuszczalne wartości ustanowione w przepisach, oczyszczone ścieki są wprowadzane do kanału przez przelew w zagęszczaczu. Dodatkowo, w przypadku gdy wartość pH musi mieścić się w przedziale od 6 do 9,5, woda zostaje poddana zobojętnianiu. Choć zwykle nie jest to konieczne, przed uwolnieniem do kanałów ściekowych ścieki mogą zostać skierowane do instalacji odpędzania amoniaku. W niektórych procesach, np. tam gdzie pojawia się więcej Hg ze współspalania odpadów, zwykle po dodaniu mleczka wapiennego dodaje się również (organiczny) siarczek, dzięki czemu metale wytrącają się jako siarczki, co jest efektywniejsze od użycia wodorotlenku. Wadą tego rozwiązania jest to, że powstałe siarczki metali (większe ilości) trzeba unieszkodliwić, ponieważ ich współspalanie powoduje wydzielanie siarki w postaci dwutlenku oraz ponowne wydzielanie Hg.

Sposoby oczyszczania ścieków z instalacji odsiarczania gazów odlotowych różnią się w zależności o obiektu. Jedne obiekty wykorzystują np. flokulanty i środki wspomagające flokulację, inne stosują tylko środki wspomagające i organiczny siarczek. Są też takie, które stosują flokulanty, środki wspomagające flokulację oraz organiczny siarczek.

Na przykładzie przedstawionym na Rysunku 3.6, ścieki z odsiarczania gazów odlotowych są wstępnie zobojętniane w mieszalniku przy udziale zawiesiny wapiennej. Dalsze podniesienie wartości pH następuje przez dodatkowe dozowanie zawiesiny wapiennej w drugim reaktorze. Wstępna flokulacja i osadzanie ciężkich wodorotlenków metali zachodzi w kołowym zbiorniku reaktora koncentracyjnego. Do przewodu zasilającego zbiornik reaktora koncentracyjnego wprowadzany jest roztwór polielektrolityczny, którego zadaniem jest zapobieganie odpychaniu się cząstek wodorotlenku i przyspieszenie sedymentacji.

Oczyszczana woda, o pH od 6 do 9, może być przemieszczona z górnej strefy kołowego zbiornika reaktora koncentracyjnego do głównego wlotu wody. Jeżeli jej pH jest wyższe niż 9, koryguje się je kwasowymi, np. kwasem solnym. Część szlamu jest pobierana ze zbiornika i wprowadzana do pierwszego mieszalnika jako mieszanina kontaktowa w celu wsparcia flokulacji. Działa ona jako przyspieszacz wytrącania wodorotlenków. Większość szlamu z mieszalnika jest przejściowo składowana w zbiorniku na szlam, odwadniana w prasie filtracyjnej i przed ostatecznym usunięciem, składowana w zasobniku.



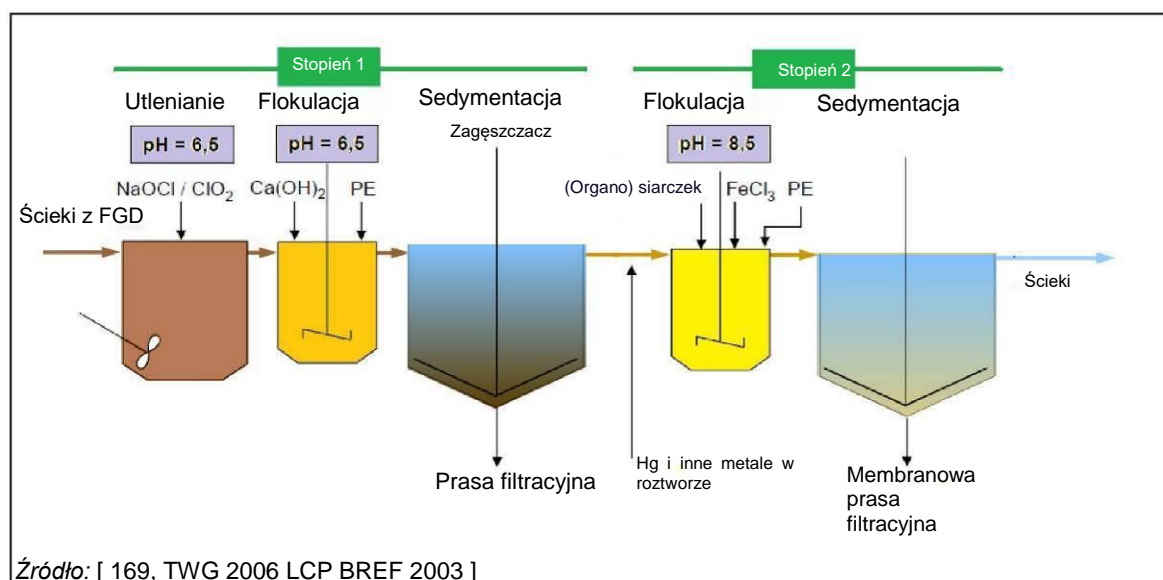
Rysunek 3.6: Oczyszczalnia ścieków z instalacji FGD

W instalacjach odsiarczania gazów odlotowych często stosuje się dwustopniowy proces wytrącania (patrz Rysunek 3.7), w którym ścieki najpierw przechodzą etap utleniania, w którym konwersja jest generalnie dokonywana przy użyciu podchlorynu sodu (NaOCl). Następnym etapem jest desaturacja gipsu. Na tym etapie dodawany jest wodorotlenek wapnia (Ca(OH)₂) i podnoszone pH ścieków. Dodany może być też chlorek żelaza (III) (FeCl₃) w celu flokulacji. Dzięki dodaniu flokulantu powstaje osad sedymentacyjny, który następnie opada na pierwszym etapie sedymentacji. Część tego osadu

jest recykulowana dla podniesienia zdolności sedymentacji. Etap ten może odbywać się np. w odstojniku kołowym, którego wydajność można w razie konieczności podnieść przez zamontowanie blaszek. Powstały osad (około 99 % całego szlamu) to głównie siarczan wapnia, który można dalej wykorzystać jako surowiec.

Czysta ciecz z pierwszego etapu sedymentacji wchodzi następnie do etapu usuwania metali. Tutaj, przez dodanie siarczków organicznych, metale są wytrącane w postaci siarczków, a pH może zostać jeszcze bardziej podniesione przez dodanie wodorotlenku wapnia.

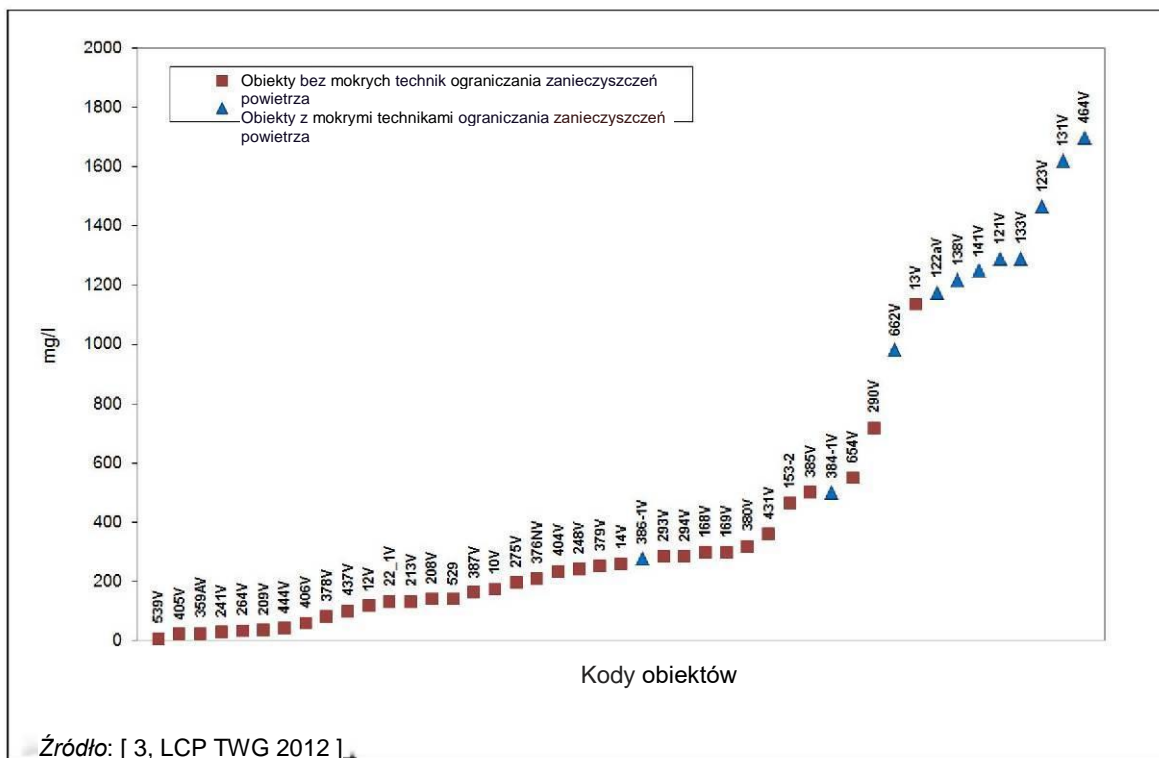
Zdolności sedymentacyjne siarczków metali są poprawiane przez kontakt z osadem i polimerami. W drugim stopniu tego dwustopniowego procesu tworzy się niewielka ilość osadu (ok. 1 %), którą należy unieszkodliwić. Zaletą takiej samej konstrukcji obydwu stopni sedymentacji jest to, że układ może być użytkowany jako jednostopniowy, np. podczas przeglądów. Inną zaletą układu dwustopniowego jest to, że osad gipsowy i rtęć zbierają się oddzielnie.



Rysunek 3.7: Dwustopniowa oczyszczalnia ścieków

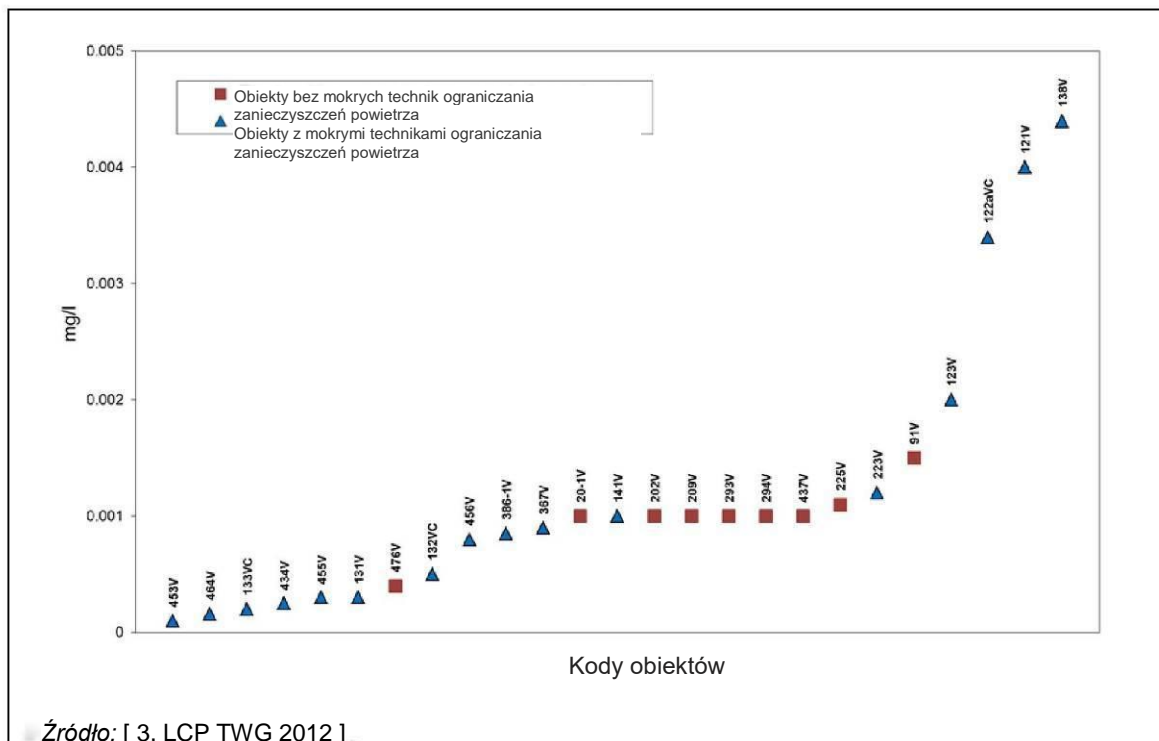
Metoda "zero zrzutu cieczy" (ang. zero liquid discharge, ZLD) to połączenie technik, dzięki któremu ścieki w ogóle nie są uwalniane. W zależności od warunków panujących w danym obiekcie, ZLD można stosować dla różnych strumieni ścieków i używać do tego kombinacji różnych technik. Za instalacją zubożniania i sedymentacji (korekta pH, współwytrącanie żelaza, flokulacja, klarowanie itp.), można wtedy zamontować układ zmiękczenia, odparowania i krystalizacji (ang. Softening-Evaporation-Crystallisation, SEC). Powstające w nim produkty to wysokiej jakości woda (do ponownego wykorzystania) oraz sole (do unieszkodliwienia). Odparowanie umożliwia odzysk czystej wody do ponownego wykorzystania, skutkiem czego jest mniejsze zużycie wody. Na świecie działa kilka obiektów, które stosują odparowanie, wśród nich są też obiekty duże (np. Obiekt 211/212 (418+433 MW_{th}) i Obiekt 253 (1420 MW_{th})). Odparowanie wymaga jednak dużego zużycia energii, co może niwelować osiągnięte korzyści dla środowiska. W przypadku nowych instalacji odsiarczania gazów odlotowych, ZLD można zaprojektować uwzględniając problem ewentualnych dodatkowych kosztów i spadku efektywności energetycznej przez zmniejszenie prędkości przepływu oczyszczania.

Rysunek 3.8 i Rysunek 3.9 pokazują różnicę w emisjach siarczanów i rtęci do wód między obiektami, w których zainstalowano mokry system redukcji zanieczyszczeń powietrza (mokre FGD, kondensator gazów odlotowych) i obiektami, w których takiego systemu nie ma.



Źródło: [3, LCP TWG 2012]

Rysunek 3.8: Roczne stężenia siarczanów w bezpośrednich emisjach do wód - porównanie obiektów wyposażonych w system redukcji zanieczyszczeń powietrza na mokro i obiektów bez takiego systemu



Źródło: [3, LCP TWG 2012]

Rysunek 3.9: Roczne stężenia rtęci w bezpośrednich emisjach do wód - porównanie obiektów wyposażonych w system redukcji zanieczyszczeń powietrza na mokro i obiektów bez takiego systemu

Średnie poziomy emisji do wód zgłoszone dla poszczególnych kategorii obiektów (tzn. z mokrym systemem redukcji zanieczyszczeń powietrza i bez) działających w Europie przedstawiono w Tabeli 3.3. W tabeli nie ma podziału według rodzaju spalanej paliwa ani rodzaju obiektu. W kategorii obiektów wyposażonych w mokre systemy redukcji zanieczyszczeń uwzględniono obiekty opalane węglem kamiennym

(które stanowią ich większość) i biomasą, natomiast dane dla obiektów bez takich systemów dotyczą obiektów opalanych paliwami gazowymi i płynnymi. Uwzględnione obiekty to kotły, turbiny gazowe i silniki. Stężenia zanieczyszczeń, zwłaszcza metali, emitowanych przez obiekty wyposażone w mokre systemy redukcji są ogólnie wyższe.

Tabela 3.3: Roczne emisje do wód

Parametr	Jednostka	Stosowany system oczyszczania gazów odlotowych	
		Z redukcją mokrą	Bez redukcji mokrej
As	mg/l	< 0,048	< 0,028
Sb		< 0,0051	< 0,02
Pb		< 0,1	< 0,1
Cr		< 0,083	< 0,08
Co		< 0,005	< 0,008
Cu		< 0,06	< 0,13
Ni		< 0,05	< 0,06
Mn		< 0,237	< 0,35
V		< 0,015	< 0,037
Cd		< 0,01	< 0,4
Tl		< 0,034	0,001
Fe		< 3,85	< 2,4
Hg		< 0,004	< 0,0015
Zn		0,47	< 0,34
F		< 15,2	< 9,9
Cl		< 18 250	< 5525
TOC		< 34,8	< 37,4
Zawiesina ogólna (TSS)		< 41	< 126
Całkowity P		< 2	< 1,89
Siarczan jako SO ₄		< 1704	< 1135
Siarczek jako S		< 0,3	< 0,89
Siarczan jako SO ₃		4,8	< 5
Całkowity N		0,7-303	< 73,5
AOX	< 0,95	< 0,225	
THC	< 1,5	< 7	

Źródło: [3, LCP TWG 2012]

3.1.10.5 Woda z przemywania kwasem

Naloty powstające wyniku korozji w kotle po stronie wody/pary i w skraplaczu są regularnie oczyszczane w celu zapewnienia efektywnej wymiany ciepła. Można to robić mechanicznie, np. przepuszczając kul piankowo-gumowych przez skraplacz, uzupełniając tę czynność przemywaniem kwasem. Przemywanie często przeprowadza się przez dodanie czystego kwasu bezpośrednio do zbiorników wody. Powstałe w ten sposób ścieki są kwaśne i wymagają zobojętnienia lub unieszkodliwienia jako odpady niebezpieczne ze względu na duże stężenie metali. Usuwanie nalotów ze skraplacza przeprowadza się raz do roku lub nawet rzadziej. Przemywanie kotła kwasem wykonuje się przy oddaniu do użytkowania, a potem tylko kilka razy w całym okresie eksploatacji. [88, Denmark 2013].

3.1.10.6 Ścieki sanitarne

Do ścieków sanitarnych należą ścieki z toalet i stołówek. Ich strumienie szacuje się obecnie na około 75 l na osobę dziennie. Charakteryzują się wysoką zawartością substancji organicznych.

3.1.10.7 Pozostałe ścieki

Wody z odpływu powierzchniowego powstają w wyniku zanieczyszczenia wód opadowych zbieranych z dachów budynków, powierzchni utwardzonych i obszarów magazynowania paliw (np. składowisk węgla kamiennego). Zanieczyszczenie wód opadowych powstaje kiedy materiał taki jak pył (cząstki węgla kamiennego) ze składu paliwa, osady powierzchniowe itp. czy olej jest zmywany do systemu kanalizacyjnego. Zanieczyszczeniu wód powierzchniowych można zapobiegać lub je minimalizować przez wykorzystanie basenów sedymentacyjnym i przestrzeganie dobrych praktyk w zakresie magazynowania paliwa i innych surowców oraz przez dobre utrzymanie i utrzymanie całego obiektu w czystości.

Wody z odpływu powierzchniowego można zbierać oddzielnie. Po przejściu etapu sedymentacji lub oczyszczania chemicznego, mogą one być ponownie wykorzystywane do innych celów w procesie produkcji, np. jako woda rozpylana w celu zapobiegania tworzeniu się pyłu na składowiskach paliw stałych.

W obiektach energetycznego spalania występuje wiele innych źródeł ścieków, np. płynne odpady ze stanowisk mycia pojazdów dostarczających paliwo (np. ciężarówek przewożących torf) i inne surowce, woda uszczelniająca z pomp oraz ścieki z działalności ogólnej, w tym z mycia wyposażenia, podłóg itp. Zwykle są one zbierane i oczyszczane. Woda z instalacji sanitarnej jest uwalniana zwykle do publicznej sieci kanalizacyjnej.

Do ograniczania stężenia zanieczyszczeń wody stosuje się tzw. techniki "końca rury", takie jak zubożnianie, flokulacja, sedymentacja i filtracja. Zwykle są one stosowane razem w końcowej lub centralnej oczyszczalni ścieków.

3.1.11 Techniki kontroli uwolnień do ziemi/gleby i gospodarki pozostałościami

W przypadku niemożności utylizacji szlamów i zanieczyszczeń stałych z oczyszczania gazów odlotowych i ścieków w obiektach LCP lub jeżeli ich produkcja przekracza zapotrzebowanie, powstałą nadwyżkę należy unieszkodliwić w rozsądny i odpowiedzialny środowiskowo sposób (np. zgodnie z ustaleniami oceny oddziaływania na środowisko). Dzięki takiemu postępowaniu - czyli wyborowi odpowiedniego miejsca i sposobu unieszkodliwienia odpadów oraz prowadzeniu monitoringu - można mieć pewność, że składowanie nadwyżki nie będzie miało szkodliwego wpływu na środowisko. Wytyczne w sprawie postępowania (w tym transportu) z popiołem - podobnie jak z innymi materiałami sproszkowanymi - zapewniają skuteczne zabezpieczenie przed przypadkową ekspozycją na działanie pyłu. Celem zawsze jest uzyskanie produktów ubocznych, które można wykorzystać w innych sektorach przemysłu, np. jako materiał budowlany.

Szlamy i inne pozostałości z obiektów LCP można podzielić osad z uzdatniania wody i oczyszczania ścieków oraz pozostałości z odsiarczania i odpylania gazów odlotowych. Inne pozostałości to materia usunięta z wód powierzchniowych, która osadza się na zgrabiarkach oraz urządzeniach kontroli przy poborze wody.

Materia organiczna zebrana na poborze wody chłodzącej może być wykorzystywana jako źródło energii lub kompostowana w celu użyzniania gleby. Osady podlegają składowaniu. Dzięki zawartości wapnia, szlamy z oczyszczania ścieków z instalacji odsiarczania gazów odlotowych można wykorzystywać ponownie jako reagenty w tych instalacjach. Są one również stosowane w elektrowniach opalanych węglem kamiennym jako dodatki poprawiające zachowanie popiołu podczas topienia.

Osady z uzdatniania surowej wody, np. wody powierzchniowej, są poddawane odwęgłaniu i dlatego mają dużą zawartość węglanu wapnia (np. 30 % lub więcej). Oprócz wspomnianego wyżej zastosowania w odsiarczaniu gazów odlotowych i jako dodatek w eksploatacji kotłów węglowych i innych instalacji, w których wykorzystuje się dodatek wapnia, osady te znajdują zastosowanie jako nawóz wapniowy w rolnictwie.

Pozostałości z odsiarczania gazów odlotowych, np. gips i siarczan amonu z instalacji FGS, zawierają wapń i siarkę, które są wykorzystywane m.in. do nawożenia i użyźniania gleby w rolnictwie, ale też w innych branżach, np. w budownictwie. Zaledwie 0,1 % pozostałości z absorberów suchego rozpylania (SDA) jest obecnie wykorzystywane jako nawóz (patrz dane ECOBA), głównie z powodu zawartości metali (np. Cd, Hg). Produkty z instalacji SDA są również używane jako materiał wypełniający, np. w stabilizacji kopalń podziemnych. Inne produkty odsiarczania, np. siarka czy kwas siarkowy, powstają w małych ilościach i są wykorzystywane głównie w przemyśle chemicznym.

Pozostałości z odpylania gazów odlotowych to zwykle popioły, np. żużel paleniskowy z kotłów z mokrym odżużlaniem, popiół denny z palenisk z suchym odżużlaniem oraz popiół lotny z elektrowni opalanych węglem kamiennym i brunatnym. Wykorzystanie popiołu węglowego jako zamiennika dla minerałów lub wytwarzanych wyrobów ogranicza wydobycie surowców, a także przyczynia się do ochrony i oszczędności zasobów naturalnych oraz zmniejszenia zużycia energii i emisji dwutlenku węgla (np. zastąpienie cementu jedną toną popiołu lotnego skutkuje oszczędnością ok. 600 kg CO₂).

Dzięki swoim dobrym właściwościom filtracyjnym, około 60 % popiołu dennego jest wykorzystywane w budowie dróg oraz innych robotach nawierzchniowych i kształtowaniu terenów. Około 70 % popiołu lotnego jest wykorzystywane w branży produkcji cementu, betonu i wyrobów betonowych, gdzie jest ceniony za swoje właściwości łączące. Materiał ten jest również używany w produkcji zaprawy, cegieł, pustaków, nawierzchni chodnikowych oraz zaprawy górniczej.

Popioły z elektrowni opalanych węglem brunatnym są wykorzystywane głównie jako niepowodujący odciekania stabilizator mieszany ze ściekami z instalacji FGD do wypełniania wyczerpanych kopalni odkrywkowych. Część popiołu jest używana w rekultywacji i krycia powierzchni. Niektóre właściwości popiołu lotnego z węgla brunatnego sprawiają, że nadaje się on do wytwarzania betonu. Poza tym, popioły, również popioły ze spalania w złożu fluidalnym, mają wiele innych zastosowań.

Podsumowując, techniki ograniczania emisji do gleby obejmują techniki oczyszczania gazów odlotowych i ścieków oraz techniki utylizacji pozostałości i produktów ubocznych, które skutkują redukcją ilości odpadów, które w przeciwnym razie trzeba by unieszkodliwiać na wysypiskach. Dzięki coraz większemu stopniowi utylizacji, zmniejsza się ilość odpadów, które należy unieszkodliwiać, co oznacza coraz mniejsze wykorzystanie przestrzeni na wysypiskach. Wykorzystanie produktów ubocznych służy zatem ochronie gleby i zasobów naturalnych. Należy jednak zadbać o monitoring krytycznych parametrów takich jak długookresowe działanie odciekowe i stabilność pozostałości, a także o obserwację i zgłaszanie ich jakości. W związku z tym wciąż może istnieć konieczność składowania na wysypiskach nienadających się do utylizacji odpadów mineralnych.

3.1.12 Techniki ograniczania emisji hałasu

Większość krajów UE ma własne przepisy ochrony środowiska dotyczące hałasu.

Kryteria antyhałasowe dotyczą zwykle konkretnych rodzajów terenu lub środowiska (obszary mieszkaniowe, komercyjne, przemysłowe itp.) i różnią się właśnie ze względu na obszar (mieszkaniowy czy biznesowy) i porę dnia (dzień, zwykle od godz. 7.00 do godz. 22.00, czy noc, zwykle osiem godzin między godz. 22.00 i godz. 7.00, np. 22.00 - 6.00 lub 23.00 - 7.00). Operator obiektu zwykle ma obowiązek udostępniania informacji o emitowanym przez siebie hałasie i działaniach podejmowanych w celu jego zmniejszenia. Ponieważ większość obiektów pracuje bez przerwy dzień i noc, to właśnie poziom hałasu w nocy determinuje techniki stosowane na terenie całego obiektu. W przypadku hałasu impulsowego, często do ustalonych limitów dodaje się 5 dB(A).

Wymogi środowiskowe dotyczące hałasu są określone dla odbiornika położonego poza granicami planowanej inwestycji. Oprócz tego, przy określaniu wpływu hałasu generowanego przez nowy obiekt energetycznego spalania należy brać pod uwagę hałas już istniejący w otoczeniu.

Głównymi źródłami hałasu w elektrowniach ciepłych są: wentylatory (w tym wlotowe, wylotowe, kominowe i wewnętrzne), pompy, turbiny, silniki, układy pary, budynki (w tym okna i systemy wentylacji), chłodnie kominowe i transformatory.

Skuteczne ograniczanie emisji hałasu realizuje się przez strategiczne planowanie obiektów i zakładów, dobre projektowanie urządzeń i stosowanie podstawowych technik redukcji hałasu u źródła lub, w razie konieczności, technik wtórnych ograniczających propagację hałasu.

Wyboru najskuteczniejszego połączenia technik należy dokonać dla konkretnego obiektu lub zakładu produkcyjnego, przy czym techniki podstawowe niekoniecznie muszą dotyczyć źródła o największej emisji, ale raczej o największym wpływie na otoczenie. Dlatego najskuteczniejszym sposobem redukcji hałasu w środowisku może być zastosowanie technik redukcji na źródłach w pobliżu obszarów narażonych na hałas.

Emisje hałasu z obiektów LCP zwykle są technicznie łatwe do opanowania. Ponieważ hałas maleje wraz ze wzrostem odległości od jego źródła, najlepszym działaniem zapobiegającym problemom z hałasem jest być może planowanie zagospodarowania terenów zarówno na poziomie społeczności jak i danego zakładu przemysłowego. Ta sama zasada obowiązuje wewnątrz budynków - tzn. projekt układu pomieszczeń powinien rozdzielać strefy robocze od miejsc ustawienia głośnego sprzętu.

Wśród powszechnie stosowanych technik ograniczania hałasu są:

- uważne zorientowanie i umiejscowienie maszyn emitujących hałas, również z uwzględnieniem zmian w częstotliwości dźwięku;
- zabudowanie głośnego wyposażenia obiektu (np. turbin gazowych, parowych i generatorów) dźwiękochłonnymi konstrukcjami;
- zastosowanie przeciwwibracyjnych wsporników i łączników sprzętu;
- wentylowanie pomieszczeń przy pomocy cichobieżnych wentylatorów;
- obłożenie konstrukcji wsporczych głośnego sprzętu okładzinami;
- zamontowanie wysokowydajnych tłumików hałasu z gazów odlotowych;
- umiejscowienie pomp zasilających kotły w pomieszczeniach;
- zbudowanie zamkniętej stacji pomp dla cyrkulacji wody chłodzącej;
- stosowanie cichobieżnych wentylatorów w chłodniach kominowych (należy zauważyć, że emisje hałasu z jednoprzepływowych układów chłodzenia są mniejsze niż z chłodni kominowych);
- użycie obwałowań lub innych barier przeciwdźwiękowych oddzielających źródło hałasu.

Ustanawiane przez władze wymogi mogą zachęcać producentów do zmniejszania hałasu emitowanego przez produkowane przez nich urządzenia i zdobycia w ten sposób przewagi na konkurentami.

Obserwowany w ostatnich latach wzrost poziomu hałasu doprowadził do wprowadzenia szeregu przepisów przeciwhałasowych. Ich celem jest zapewnienie odpowiedniej i wystarczającej ochrony środowiska przed hałasem z obiektów przemysłowych oraz umożliwienie planistom i przyszłym operatorom nowych obiektów spełnienie obowiązujących wymogów. W realizacji tych celów pomocne może być ustalenie poziomów hałasu jaki może być emitowany przez dany obiekt w określonych punktach otoczenia. Studium hałasu powstałe na podstawie tych wartości oraz w oparciu o właściwości obiektu może być nieodzownym elementem etapu wydawania zgody na lokalizację. Studium takie powinno przedstawiać koncepcję rozplanowania akustycznego obiektu wraz z obliczeniami dotyczącymi propagacji dźwięku wykazującymi, że

ustalone wartości docelowe zostaną spełnione. Operator powinien przeprowadzać okresową (np. trzy razy w roku) ocenę występowania nowych źródeł hałasu.

3.1.13 Techniki chłodzenia

Eksploracja dużych obiektów energetycznego spalania podlega "zasadzie Carnota". Źródło ciepła, tzn. kocioł, dostarcza energię wymaganą do parowania wody. Źródło zimna, tzn. skraplacz, skrapla parę wychodzącą z turbiny niskociśnieniowej. Skraplacz i układ chłodzenia są zatem kluczowymi elementami systemu. Niezależnie od przyjętego trybu chłodzenia, stanowią one jeden z głównych punktów styku zakładu energetycznego spalania z otaczającym środowiskiem. Wydajność i dostępność elektrowni w dużej mierze zależą od szczelności i czystości skraplacza i układu chłodzenia.

Istnieje wiele różnych zastosowań chłodzenia. Wszystkie z nich mają na celu spełnienie wymogów dotyczących procesów, miejsca, środowiska i ekonomii. Wpływ technik chłodzenia stosowanych w dużych obiektach energetycznego spalania na środowisko opisano w dokumencie BREF poświęconym przemysłowym systemom chłodzenia.

Każdy system chłodzenia powstaje w celu zapewnienia zimnej wody odpowiedniej do utrzymania pracy turbiny w optymalnym punkcie projektowym. Niemniej jednak, wydajność systemów chłodzenia jest na tyle wystarczająca, by uwzględnić roczne i sezonowe wahania warunków pogodowych i dostępności wody źródłowej. Należy zauważyć, że suche systemy chłodzenia charakteryzują się większą czułością na warunki otoczenia, co przekłada się na lepszy wpływ na efektywność pracy obiektu. [121, Eurelectric 2012]

Większość obiektów uczestniczących w zbieraniu danych za rok 2012 zgłosiła stosowanie bezpośredniego jednorprzeływowego systemu chłodzenia, w którym chłodziwo (tzn. woda) jest pompowane ze źródła (np. rzeki, morza, jeziora), przepływa przez wymiennik ciepła (w którym ciepło jest oddawane z procesu do chłodziwa za pośrednictwem ściany działowej) i na końcu jest uwalniane do odbiorczego zbiornika wodnego. W wielu przypadkach, przed ostatecznym uwolnieniem do odbiorczego zbiornika wodnego, chłodziwo przepływa przez chłodnię kominową. Pewna liczba obiektów zgłosiła stosowanie pośredniego jednorprzeływowego systemu chłodzenia. W systemie takim podstawowe chłodziwo (tzn. woda) jest pompowane ze źródła, przepływa przez wymiennik ciepła (ciepło jest przekazywane w wymienniku z wtórnego do podstawowego obwodu chłodzenia przez ścianę działową) i jest ostatecznie uwalniane do odbiorczego zbiornika wodnego. We wtórnym obwodzie znajduje się drugi wymiennik ciepła, w którym ciepło jest oddawane z procesu do wtórnego chłodziwa za pośrednictwem ściany działowej. W pewnych przypadkach, przed ostatecznym uwolnieniem do odbiorczego zbiornika wodnego, chłodziwo podstawowe przepływa przez chłodnię kominową. Oprócz tego, w spisie z 2012 r. zgłoszono również otwarte mokre systemy recyrkulacyjne, systemy zamknięte oraz kilka przypadków systemów hybrydowych (chłodzenie suche/mokre). [3, LCP TWG 2012]

3.1.14 Monitoring emisji i sprawozdawczość

W tej części przedstawione zostaną ogólne informacje dotyczące monitoringu i zgłaszania emisji z obiektów energetycznego spalania. Metody i instrumenty stosowane w monitoringu emisji są zgodne z odpowiednimi przepisami i normami krajowymi i międzynarodowymi (np. Europejskiego Komitetu Normalizacyjnego (CEN); ISO; VDI Richtlinien; holenderskimi przepisami w sprawie emisji; brytyjskimi wytycznymi w sprawie norm itp.). Bardziej szczegółowe informacje na temat monitoringu znajdują się w sprawozdaniu referencyjnym JRC dotyczącym emisji do powietrza i wód z instalacji objętych Dyrektywą w sprawie emisji przemysłowych.

3.1.14.1 Elementy emisji

Najpowszechniejszymi elementami emisji do powietrza mierzonymi w obiektach LCP lub obliczonymi na podstawie współczynników emisji lub innymi metodami są:

- niezorganizowane emisje pyłu, np. z rozładunku, magazynowania (krótko- i długookresowego) i gospodarki paliwami;
- pył w postaci emisji z kominów (w tym PM_{10} i PM_{25});
- tlenki siarki (SO_x);
- tlenki azotu (NO_x);
- tlenek diazotu (N_2O);
- metale;
- tlenek węgla (CO);
- dwutlenek węgla (CO_2);
- fluorowodór (HF);
- chlorowodór (HCl);
- amoniak (NH_3);
- węglowodory (niespalone węglowodory, UHC);
- lotne związki organiczne (VOC);
- dioksyiny i/lub POP.

Monitoring zanieczyszczeń wód obejmuje następujące parametry:

- zawiesiny;
- metale;
- sole (chlorki i siarczany);
- halogenki organiczne;
- biocydy;
- fosforany;
- zmienione wartości pH.

Wartość pH i pozostałe elementy zostały podane w całości lub częściowo w rozdziałach poświęconych poszczególnym paliwom, w zależności od rodzaju paliwa i dostępności danych. Metody analizy podano w odpowiednich wytycznych krajowych i międzynarodowych dotyczących monitoringu i analizy danych.

3.1.14.2 Warunki i parametry referencyjne

W przypadku emisji do powietrza, ustala się następujące parametry gazu odlotowego w celu przeliczenia uzyskanych wartości stężeń do warunków referencyjnych (tzn. 273 K, 101,3 kPa, referencyjny poziom tlenu i suchy gaz):

- przepływ objętościowy gazu odlotowego (w celu obliczenia stężenia i przepływu masowego emisji);
- temperatura gazu odlotowego;
- zawartość pary wodnej w gazie odlotowym;
- ciśnienie statyczne w kanale gazu odlotowego;
- ciśnienie atmosferyczne;

- okres monitoringu/okres uśredniania;
- zawartość tlenu.

Oprócz powyższych parametrów, dobre użytkowanie obiektu energetycznego spalania i układu gazu odlotowego może wymagać wykonywania dodatkowych pomiarów pewnych innych parametrów (jak np. napięcie i energia elektryczna (elektrofiltry), spadek ciśnienia (filtry workowe), pH płynu w skrubkach) i stężeń zanieczyszczeń w różnych miejscach kanału gazu odlotowego.

3.1.14.3 Punkty pobierania próbek

Punkty pobierania próbek są zgodne z wymogami norm EN (tzn. EN 15259).

Punkty pobierania próbek muszą znajdować się na odcinku kanału gazu odlotowego, na którym spodziewane są reprezentatywne i jednolite warunki przepływu i stężenia zanieczyszczeń.

Miejsca wykonywania pomiarów umożliwiają zapewnienie dojścia do płaszczyzny próbkowania dla typowych konstrukcji i urządzeń używanych w pobieraniu próbek, np. pomostów roboczych, portów pomiarowych i zasilania.

3.1.14.4 Monitoring emisji

Monitoring emisji prowadzony jest w celu ustalenia substancji obecnych w gazie odlotowym lub ściekach na potrzeby kontroli przestrzegania limitów określonych w pozwoleniach, składania sprawozdań do władz (np. E-PRTR), kontroli procesu spalania lub systemu redukcji zanieczyszczeń i/lub prognozowania wpływu danego obiektu lub procesu na środowisko.

Monitoring w normalnych i innych niż normalne warunkach użytkowania można prowadzić przez wykonywanie bezpośrednich pomiarów (tzn. badanie bezpośrednio u źródła) lub na podstawie parametrów zastępczych. Bezpośrednie pomiary mogą być ciągłe lub okresowe.

Minimalna częstotliwość prowadzenia monitoringu zależy od rodzaju zanieczyszczenia, spalanej paliwa, rozmiaru obiektu, praktyki prowadzenia czynności monitoringowych oraz wdrożonych technik redukcji zanieczyszczeń.

3.1.14.4.1 Monitoring ciągły

Ogólnie rzecz biorąc, ciągłe bezpośrednie pomiary są najdokładniejszym i preferowanym sposobem prowadzenia monitoringu emisji. Szereg elementów emisji w gazach i ściekach można monitorować w sposób ciągły, a w kilku przypadkach możliwe jest zgłaszanie dokładnych stężeń w sposób ciągły (mg/Nm^3 , ppm lub mg/l) lub wartości średnich w ustalonym okresie (30 minut, 24 godziny itp.). Warunkiem jest jednak dostępność dobrej infrastruktury i przeszkolonego personelu obsługującego instrumenty pomiarowe (wykonanie kalibracji itp.). Przy doborze sprzętu należy uwzględniać zmiany zachodzące w napędzie głównym, takie jak nad-/podciśnienie gazu odlotowego, wahania ciśnienia, temperatura gazu odlotowego itp. W takich przypadkach, preferowane są pomiary w systemie nieciągłym, np. raz w roku czy co sześć miesięcy, o ile takie rozwiązanie jest wykonalne.

Monitoring ciągły i wykorzystywane w nim oprogramowanie umożliwia zgłaszanie wartości stężeń głównych emitowanych zanieczyszczeń w wymaganym uśrednieniu (od średniej 30-minutowej do miesięcznej).

[10, METSO 2012]

Na potrzeby monitoringu emisji do powietrza, w normie EN 14181:2014 określono system zapewnienia jakości obejmujący różne procedury ustalania poziomów zapewnienia jakości (QAL1, QAL2, QAL3) dla automatycznych systemów

pomiarowych (AMS). Norma ta dotyczy AMS zainstalowanych u źródeł emisji w celu oznaczania składników gazów odlotowych oraz wyznaczania innych parametrów tych gazów, przy czym przed instalacją AMS stosuje się przepisy normy EN 15267, Części 1-3, określające poziom zapewnienia jakości QAL1 oraz procedury uzyskiwania wymaganych certyfikatów.

Z kolei norma EN ISO 5667-1:2006 podaje wytyczne dotyczące wykonywania pomiarów emisji i pobierania próbek wody, z podziałem na pomiary ciągłe i okresowe, a także ciągłe i okresowe pobieranie próbek oraz próbki złożone i punktowe.

3.1.14.4.2 Monitoring okresowy

W przypadku emisji do powietrza, pomiary okresowe prowadzi się w celu ustalenia wartości wielkości mierzonej w określonych odstępach czasu. W trakcie tych pomiarów pobierane są próbki gazów odlotowych z emisji zorganizowanych, a poszczególne zanieczyszczenia są analizowane od razu na miejscu przy pomocy sprzętu przenośnego lub później w laboratorium.

Liczba kolejnych pomiarów w jednej serii pomiarowej powinna być odpowiednia dla celu pomiaru i stabilności emisji. W przypadku pomiaru emisji stabilnej, najlepszym sposobem postępowania jest pobranie co najmniej trzech kolejnych próbek w jednej serii.

Terminy i czas trwania pomiaru emisji należy określić w planie pomiarów odpowiednio do celu pomiarów. Czas trwania pobierania próbek wynosi najczęściej 30 minut, ale w zależności od rodzaju zanieczyszczenia i wzorca emisji stosuje się też 60 minut.

W przypadku emisji do wód, w pomiarach okresowych wykorzystuje się próbki złożone i punktowe, przy czym próbki złożone, uzyskiwane przez zmieszanie proporcjonalnych ilości próbek pobranych okresowo (lub w sposób ciągły), są wykorzystywane najczęściej. Ponieważ próbki złożone dostarczają danych dotyczących składu, przed połączeniem poszczególnych próbek dokonuje się weryfikacji, czy poszczególne dane są pożądane oraz czy w okresie pobierania próbek nie zaszły znaczące zmiany interesujących parametrów. Probki punktowe to próbki dyskretne pobierane w losowych przedziałach czasu. Na ogół nie dotyczą one objętości uwalnianych ścieków.

3.1.14.4.3 Monitoring pośredni z wykorzystaniem parametrów zastępczych

Parametry zastępcze to mierzone lub obliczane wartości, które można wykorzystać zamiast pomiarów bezpośrednich danej substancji zanieczyszczającej. Dzięki wykorzystaniu parametrów zastępczych, oddzielnie lub w połączeniu, możliwe jest uzyskanie wiarygodnego obrazu charakteru i proporcji emisji.

Systemy monitorowania przewidywalnych emisji (ang. predictive emissions monitoring system, PEMS) to systemy stosowane do określania stężeń emisji substancji zanieczyszczającej w oparciu o ich powiązania z szeregiem charakterystycznych, monitorowanych w sposób ciągły parametrów procesu (np. zużycie paliwa gazowego, stosunek powietrza do paliwa) i danych dotyczących jakości paliwa lub surowca zasilającego (np. zawartość siarki) dotyczących danego źródła emisji. PEMS wykorzystuje się z niektórymi turbinami gazowymi w celu ustalenia uwolnień $\text{NO}_x/\text{CO}/\text{CO}_2$. Są to systemy komputerowe bazujące na rejestrowaniu szeregu takich zmiennych dotyczących procesu jak przepływ paliwa, temperatura spalania, ciśnienie/temperatura otoczenia itp. Parametry są następnie przetwarzane przez algorytm właściwy dla danej instalacji w celu uzyskania danych o odpowiednich uwolnieniach masowych i stężeniach substancji zanieczyszczających uwalnianych do powietrza. Kalibracja tych bardzo dokładnych systemów zwykle odbywa się w ramach monitoringu nieciągłego raz do roku. W użyciu znajdują się również zastrzeżone wersje PEMS. Część z nich jest dostępna obrocie komercyjnym.

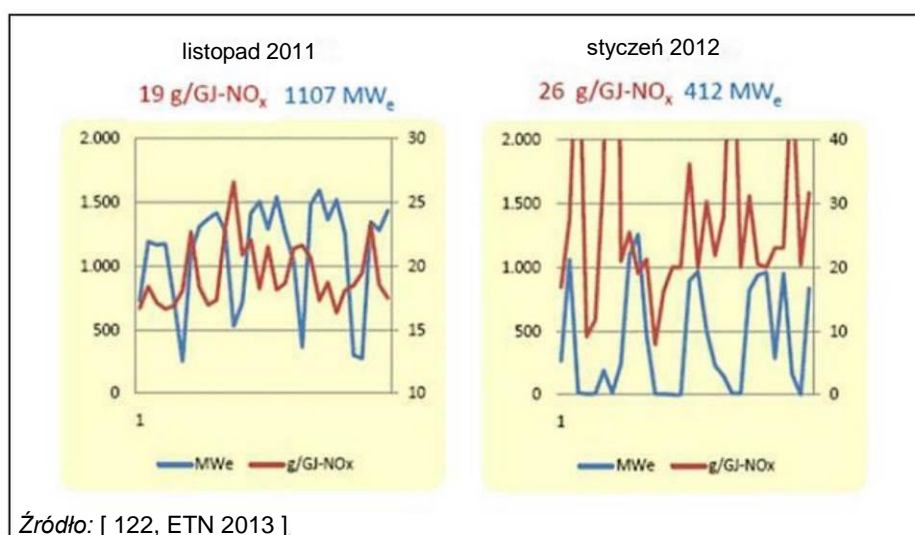
Analizę paliwa można wykorzystywać do prognozowania emisji takich związków jak SO_2 lub CO_2 oraz takich pierwiastków jak metale i inne zanieczyszczenia w oparciu o zastosowanie zasad zachowania, o ile prowadzony jest pomiar

przepływu paliwa. Dane dotyczące zawartości w paliwie pewnych pierwiastków, jak np. siarka i metale, mogą posłużyć do obliczenia ich zawartości w strumieniach surowych gazów odlotowych [153, ESAA 1999]. Na przykład, zakładając całkowitą konwersję siarki, możliwe jest obliczenie emisji SO_2 ze spalania oleju na podstawie zawartości siarki w spalonym oleju.

3.1.15 Wpływ współczynnika i trybów obciążenia na efektywność środowiskową

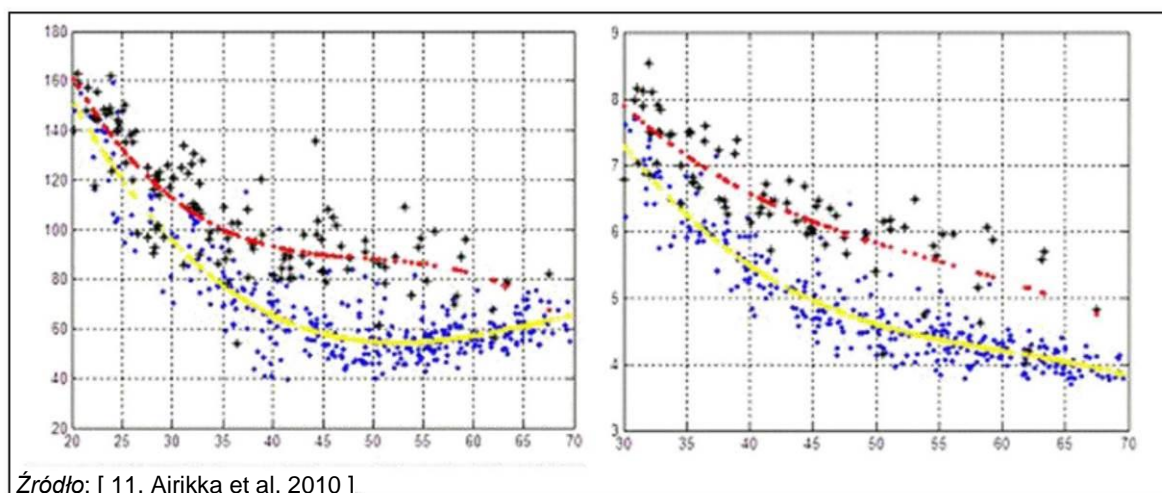
Jak widać na poniższych rysunkach, elastyczne użytkowanie elektrowni może mieć wpływ na poziom emisji NO_x i CO oraz efektywność energetyczną, w porównaniu z użytkowaniem jednostajnym.

Współczynnik obciążenia jest definiowany jako stosunek paliwa mocy cieplnej dostarczonej w paliwie w dowolnym momencie do nominalnej mocy cieplnej.



Źródło: [122, ETN 2013]

Rysunek 3.10: Wpływ zmian współczynnika obciążenia na emisje NO_x w opalanym gazem ziemnym obiekcie GDF Suez pracującym w cyklu łączonym, złożonym z pięciu jednostek o mocy 385 MW_e



Źródło: [11, Airikka et al. 2010]

Rysunek 3.11: Przykład NO_x (mg/Nm^3 , po lewej) i O_2 (% po prawej) (oś y) dla różnych współczynników obciążenia (oś x) kotła BFB w Szwecji

Zmienność efektywności energetycznej w zależności od współczynnika obciążenia

Efektywność energetyczna obiektu jest najwyższa przy ciągłej i równomiernej pracy pod maksymalnym obciążeniem nominalnym. Stan ten jest definiowany jako "podstawowy referencyjny" poziom efektywności. Skutkiem zmniejszenia produkcji danego obiektu jest znaczące obniżenie efektywności energetycznej netto. Efektywność

energetyczna obiektu zależy zarówno od obciążenia na wyjściu jak i od warunków panujących w otoczeniu. Spadek efektywności energetycznej między obciążeniem podstawowym i minimalnym wynosi od ok. 4 do 13 punktów procentowych. Dlatego uprawnione jest stwierdzenie, że efektywność energetyczna obiektu zależy od trybu jego eksploatacji.

Zmienność efektywności energetycznej w zależności od liczby godzin pracy (tryb obciążenia)

Oprócz pracy pod częściowym obciążeniem, znaczący wpływ na efektywność energetyczną może mieć również sposób eksploatacji obiektu, w szczególności liczba rozruchów i zamknięć. Mniejszy poziom wykorzystania w ciągu roku skutkuje większą liczbą rozruchów, ponieważ zamiast ciągłej pracy przez całą dobę obiekt jest eksploatowany w systemie dwuzmianowym z codziennymi rozruchami i wyłączeniami. Rozruchy obniżają efektywność energetyczną z powodu konieczności ponownego rozgrzania jednostki do temperatury roboczej oraz tego, że stopniowe zwiększanie produkcji energii rozpoczyna się od niższych obciążeń, przy których efektywność energetyczna jest niższa. Wyłączenia mają podobny skutek. Zmiany warunków otoczenia i ogólnego sposobu eksploatacji skutkują zmianami efektywności podstawowej w ciągu roku sięgającymi ok. 2 punktów procentowych.

Wpływ trybów i współczynników obciążenia na efektywność środowiskową obiektów energetycznego spalania

Na potrzeby niniejszego dokumentu BREF, dane dotyczące liczby godzin pracy w roku (tryb obciążenia) oraz sposobu eksploatacji obiektu w odniesieniu do jego pełnej mocy (współczynnik obciążenia) gromadzono i oceniano razem z parametrami środowiskowymi (emisje, zużycie, efektywność). Dane te uwzględniono przy ustalaniu BAT-AEL. [12, UK-TWG 2012], Obiekt 506 z [3, LCP TWG 2012].

3.1.16 Inne niż normalne warunki eksploatacji (OTNOC)

W celu ograniczenia emisji w warunkach innych niż normalne warunki eksploatacji (ang. other than normal operating conditions, OTNOC), można ustanowić i wdrożyć plan zarządzania, jako część systemu zarządzania środowiskowego i równolegle wdrożyć konkretne działania odpowiednie dla możliwych rodzajów OTNOC. Działania te obejmują:

- właściwe zaprojektowanie systemów, które są uznawane powodujące warunki inne niż normalne warunki eksploatacji i które mogą wpływać na poziom emisji (np. projekt pracy z niskimi obciążeniami polegający na zmniejszeniu minimum technicznego osiąganego przy rozruchach i wyłączeniach, przy którym możliwa jest stabilna praca w turbinach gazowych);
- sporządzenie i wdrożenie, w razie potrzeby, specjalnego planu profilaktycznej konserwacji dla tych odpowiednich systemów;
- przegląd i rejestrowanie emisji spowodowanych przez inne niż normalne warunki eksploatacji;
- wdrożenie działań naprawczych w celu przywrócenia normalne warunków eksploatacji (ang. normal operating conditions, NOC);
- okresową ocenę całościową emisji podczas innych niż normalne warunków eksploatacji (np. częstotliwość wydarzeń, czas trwania, określenie/oszacowanie emisji) oraz w razie konieczności podjęcie działań naprawczych.

Monitoring emisji podczas OTNOC jest ważny ponieważ w tych warunkach mogą występować wysokie stężenia zanieczyszczeń. W niektórych krajach wymogi dotyczące prowadzenia monitoringu emisji są elementem decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach.

Może się zdarzyć, że monitoring alternatywny będzie bardziej precyzyjny od bezpośrednich pomiarów emisji (np. monitoring bazujący na parametrach zastępczych w sytuacji gdy urządzenie monitorujące nie jest skalibrowane odpowiednio do zakresu emisji). Możliwe jest również wykorzystanie danych dla emisji wynikających z typowych OTNOC jako podstawę do oceny emisji poszczególnych OTNOC, pod warunkiem że warunki te można powiązać wymiernymi parametrami.

Rozruchy i wyłączenia

Decyzja wykonawcza Komisji 2012/249/UE dotyczy określania okresów rozruchu i wyłączenia obiektów energetycznego spalania do celów Dyrektywy w sprawie emisji przemysłowych. Ponieważ podczas rozruchów i wyłączeń poziomy emisji z danego obiektu mogą się znacząco różnić, należy kontrolować te fazy w możliwie najszerszym zakresie, np. przez ograniczanie czasu ich trwania lub używanie mniej zanieczyszczającego paliwa i tym samym ograniczanie ilości emisji. Niezależnie od tego czy dany obiekt jest uruchamiany ręcznie czy automatycznie w sekwencji, rozruchy można monitorować i analizować przy użyciu odpowiednich narzędzi, przy czym zawsze uwzględnia się ustalone przez producenta krzywe rozruchowe. Specjalne zautomatyzowane rozwiązania umożliwiają śledzenie rozruchów, porównywanie krzywych ustalonych przez producentów oraz porównywanie poszczególnych rozruchów. Pomaga to personelowi obiektu ustanowić najlepsze możliwe praktyki rozruchowe. [13, METSO 2012]

Pozostałe OTNOC

Określenie innych niż normalne warunków eksploatacji jest ważne, ponieważ mogą one wpływać na poziom emisji lub zużycia w obiekcie energetycznego spalania. Przedstawione poniżej sytuacje to przykłady warunków, które można uznać za OTNOC:

- okresy związane niesprawnością lub awarią technik redukcji emisji;
- okresy prób (np. przekazanie do eksploatacji, okres po wprowadzeniu modyfikacji komory spalania, okres sprawdzania nowej/naprawionej techniki redukcji emisji lub testy spalania nowego paliwa);
- okresy krótkoterminowego zasilania paliwem awaryjnym z powodu niedostępności zwykle używanych paliw (poważne niedobory lub nagłe przerwanie dostaw) lub zakłóceń w zasilaniu w paliwo;
- okresy pracy przy wyjątkowo niskim obciążeniu z powodu niesprawności systemu/systemów obiektu;
- okresy nagłych poważnych awarii spalania;
- okresy niesprawności systemów pomocniczych lub systemów monitoringu (np. niesprawność urządzeń do analizy lub przesyłu danych dotyczących sterowania procesami);
- okresy kalibracji systemów monitoringu, podczas których punkty pomiarowe trzeba umieścić poza granicami odpowiadającymi normalnym warunkom eksploatacji;
- nadzwyczajne/nieemożliwe do przewidzenia zmiany w jakości paliwa, w związku z którymi producent nie jest w stanie zagwarantować działania instalacji/urządzenia (poza specyfikacjami projektowymi) i/lub w przypadku niemożności stosowania procedur sprawdzania jakości paliwa;
- w przypadku konieczności obejścia urządzeń kontrolnych lub procesów, np. w celu zapobieżenia wypadkom śmiertelnym lub obrażeniom ciała.

3.2 Techniki do rozważenia przy ustalaniu ogólnych BAT dla sektora LCP

W niniejszej sekcji opisano techniki (lub ich kombinacje), a także związane z nimi działania monitorujące, uznane za potencjalnie umożliwiające osiągnięcie wysokiego poziomu ochrony środowiska w realizacji działalności objętej zakresem niniejszego dokumentu. Opisane techniki obejmują zarówno stosowane technologie jak i sposoby projektowania, budowy, konserwacji, eksploatacji i wycofywania z eksploatacji poszczególnych instalacji.

W zakres ten wchodzi systemy zarządzania środowiskowego, ogólne techniki zintegrowane z procesem technologicznym oraz ogólne techniki "końca rury". Uwzględniono również zapobieganie powstawaniu odpadów i gospodarkę odpadami, w tym procedury minimalizacji i recyklingu odpadów, a także techniki, które zmniejszają zużycie surowców, wody i energii przez optymalizację ich wykorzystania i ponownego wykorzystania. Opisane techniki obejmują również działania podejmowane w celu zapobiegania konsekwencjom wypadków i incydentów dla środowiska oraz ich ograniczania, jak również środki remediacji terenu. Opisano również działania podejmowane w celu zapobiegania emisjom w warunkach innych niż normalne warunki eksploatacji (takich jak rozruch i wyłączenie, wycieki, niesprawność, chwilowe przestoje ostateczne zaprzestanie eksploatacji).

W Załączniku III do Dyrektywy podano szereg kryteriów dla ustalania BAT. Informacje zawarte w niniejszym rozdziale dotyczą również ich. Do podania informacji o każdej technice wykorzystano, w możliwie najszerszym zakresie, standardową strukturę przedstawioną w Tabeli 3.4. Ma to umożliwić porównanie i ocenę poszczególnych technik pod kątem definicji BAT zawartych w Dyrektywie.

Przedstawiona w niniejszym rozdziale lista technik, które można stosować w sektorze, nie jest listą skończoną. Istnieją lub mogą zostać opracowane inne techniki, które można by rozważyć przy ustalaniu BAT dla konkretnej instalacji.

Tabela 3.4: Informacje dotyczące każdej techniki opisanej w tym rozdziale

Nagłówki użyte w poniższych sekcjach
Opis
Opis techniczny
Osiągnięte korzyści dla środowiska
Efektywność środowiskowa i dane operacyjne
Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi
Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia
Ekonomika
Podstawa wdrożenia
Przykładowe obiekty
Literatura źródłowa

3.2.1 Systemy zarządzania środowiskowego

Opis

Formalny system służący wykazaniu zgodności z celami środowiskowymi.

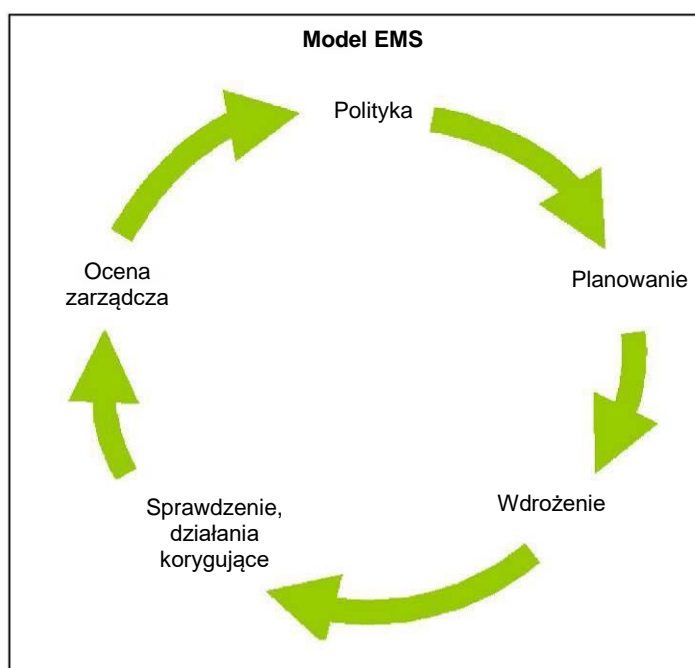
Opis techniczny

Dyrektywa określa termin "techniki" (w definicji terminu "najlepsze dostępne techniki") jako "zarówno stosowane technologie, jak i sposób, w jaki dana instalacja jest projektowana, budowana i utrzymywana, eksploatowana i wycofywana z eksploatacji".

W tym kontekście, system zarządzania środowiskowego (ang. environmental management system, EMS) to technika umożliwiająca użytkownikom instalacji odniesienie się do kwestii środowiskowych w sposób systematyczny i dający się uzasadnić. EMS jest najbardziej skuteczny i wydajny jeżeli stanowi nieodłączny element całościowego zarządzania i użytkowania instalacji.

EMS skupia uwagę użytkownika na efektywności środowiskowej instalacji, w szczególności przez zastosowanie przejrzystych procedur eksploatacji zarówno w warunkach normalnych jak i innych niż normalne, a także przez ustanowienie związanych z nimi zakresów odpowiedzialności.

Wszystkie skuteczne EMS wykorzystują koncepcję ciągłego doskonalenia, według której zarządzanie środowiskowe to trwający proces, a nie projekt, który w jakimś momencie dobiegnie końca. Choć jest wiele wariantów struktury tego procesu, to większość EMS opiera się na modelu planuj-wykonaj-sprawdź-działaj (który jest zresztą stosowany również w innych kontekstach zarządzania spółką). Jest to wieloetapowy dynamiczny model, w którym zrealizowanie jednego etapu płynnie przechodzi w rozpoczęcie realizacji następnego (patrz Rysunek 3.12).



Rysunek 3.12: Ciągłe doskonalenie funkcjonowania modelu systemu zarządzania środowiskowego

EMS może mieć postać systemu standaryzowanego lub niestandardowego ("zindywidualizowanego"). Wdrożenie i przestrzeganie przyjętego na szczeblu międzynarodowym systemu standaryzowanego, jak np. EN ISO 14001:2015, może nadać EMS większą wiarygodność, zwłaszcza kiedy system zostanie poddany odpowiednio przeprowadzonej weryfikacji zewnętrznej. Nadaniu większej wiarygodności służy również wdrożenie programu ekozarządzania i audytu (ang. eco-management and audit scheme, EMAS), a to z powodu interakcji ze społecznością przez deklarację środowiskową oraz mechanizmu zapewnienia przestrzegania obowiązujących przepisów ochrony środowiska. Niestandardowe systemy mogą być jednak równie skuteczne, pod warunkiem, że zostaną prawidłowo zaprojektowane i wdrożone.

Chociaż zarówno systemy standaryzowane (EN ISO 14001:2015 czy EMAS) jak i niestandardowe zasadniczo dotyczą organizacji, w niniejszym dokumencie przyjęto węższy punkt widzenia nieuwzględniający wszystkich działań podejmowanych przez podmioty gospodarcze np. w odniesieniu do ich produktów i usług. Stało się tak ponieważ przepisy Dyrektywy regulują jedynie pracę instalacji/obiektów.

System zarządzania środowiskowego może zawierać następujące elementy:

1. zaangażowanie kierownictwa, w tym kadry kierowniczej wyższego szczebla;
2. określenie przez kierownictwo polityki ochrony środowiska, która obejmuje ciągłe doskonalenie instalacji;
3. planowanie i ustalenie niezbędnych procedur, celów i zadań w powiązaniu z planami finansowymi i inwestycjami
4. wdrożenie procedur ze szczególnym uwzględnieniem:
 - (a) struktury i odpowiedzialności,
 - (b) rekrutacji, szkoleń, świadomości i kompetencji,
 - (c) komunikacji,
 - (d) zaangażowania pracowników,
 - (e) dokumentacji,
 - (f) skutecznej kontroli procesu,
 - (g) planowanych regularnych programów obsługi technicznej,
 - (h) gotowości na sytuacje awaryjne i reagowania na nie,
 - (i) zapewnienia zgodności z przepisami ochrony środowiska;
5. sprawdzanie efektywności i podejmowanie działań korygujących, ze szczególnym uwzględnieniem:
 - (a) monitorowania i pomiarów (zob. również sprawozdanie referencyjne JRC dotyczące monitorowania emisji do powietrza i wód z instalacji objętych Dyrektywą w sprawie emisji przemysłowych);
 - (b) działań naprawczych i zapobiegawczych,
 - (c) prowadzenia zapisów,
 - (d) niezależnego (o ile to możliwe) audytu wewnętrznego i zewnętrznego w celu określenia, czy system zarządzania środowiskowego jest zgodny z zaplanowanymi ustaleniami oraz czy jest właściwie wdrożony i utrzymywany;
6. przegląd systemu zarządzania środowiskowego przeprowadzany przez kadrę kierowniczą wyższego szczebla pod kątem stałej przydatności systemu, jego prawidłowości i skuteczności;
7. przygotowanie regularnej deklaracji środowiskowej;
8. zatwierdzenie przez organ certyfikacyjny lub zewnętrznego weryfikatora EMS;
9. podążanie za rozwojem czystszych technologii;
10. uwzględnienie – na etapie projektowania nowego obiektu i przez cały okres jego użytkowania – wpływu na środowisko wynikającego z ostatecznego wycofania instalacji z użytkowania obejmujące:
 - (a) unikanie stosowania konstrukcji podziemnych,
 - (b) wprowadzenie właściwości ułatwiających demontaż,
 - (c) dobór wykończeń powierzchni, które można łatwo odkażać,
 - (d) zastosowanie konfiguracji sprzętu, która ogranicza do minimum zatrzymywanie chemikaliów i ułatwia opróżnianie lub czyszczenie,
 - (e) projektowanie elastycznego, samodzielnego sprzętu, który umożliwia stopniowe zamykanie,
 - (f) stosowanie, na ile to możliwe, materiałów ulegających biodegradacji i nadających się do recyklingu;
11. regularne stosowanie sektorowej analizy porównawczej.

Zwłaszcza dla tego sektora trzeba również wziąć pod uwagę następujące możliwe cechy systemu zarządzania środowiskowego:

12. programy zapewniania jakości/kontroli jakości w celu zagwarantowania, aby właściwości wszystkich paliw były w pełni określone i kontrolowane;
13. plan zarządzania w celu ograniczenia emisji do powietrza lub wód w warunkach innych niż normalne warunki eksploatacji, obejmujący okresy rozruchu i wyłączenia.
14. plan gospodarki odpadami w celu unikania powstawania odpadów, przygotowywania odpadów do ponownego użycia, poddawania ich recyklingowi lub odzyskiwania w inny sposób;

15. system optymalizacji jakości procesu zakładający ustalenie i wdrożenie ulepszeń podnoszących efektywność energetyczną i wykorzystanie paliwa;
16. system zarządzania bezpieczeństwem i środowiskiem zakładający identyfikację potencjalnych niekontrolowanych lub nieplanowanych emisji do środowiska i radzenie sobie z nimi, w szczególności:
 - (a) emisji do gleby i wód podziemnych pochodzących z gospodarowania paliwami, dodatkami, produktami ubocznymi i odpadami oraz ich magazynowaniem,
 - (b) emisji związanych z samonagrzewaniem lub samozapłonem paliwa w trakcie działań związanych z magazynowaniem i gospodarowaniem;
17. plan gospodarki pyłem, aby zapobiegać emisjom rozproszonym lub jeżeli nie jest to wykonalne, aby ograniczać emisje wtórne z załadunku, rozładunku, magazynowania lub gospodarowania paliwami, pozostałościami i dodatkami;
18. plan zarządzania hałasem, w przypadku gdy spodziewana jest lub utrzymuje się uciążliwość hałasu w punktach podlegających ochronie, w tym:
 - (a) protokół monitorowania hałasu na granicy obiektu,
 - (b) program redukcji hałasu,
 - (c) protokół reagowania na incydenty związane z hałasem zawierający odpowiednie działania i harmonogram,
 - (d) przegląd historycznych incydentów związanych z hałasem, działań naprawczych oraz upowszechnianie wiedzy na temat incydentów związanych z hałasem wśród poszkodowanych stron;
19. w przypadku spalania, zgazowania lub współspalania substancji o przykrym zapachu plan zarządzania zapachami obejmujący:
 - (a) protokół monitorowania zapachów,
 - (b) w razie potrzeby program eliminacji zapachu w celu identyfikacji i eliminowania lub ograniczania emisji zapachu,
 - (c) protokół służący do rejestrowania incydentów związanych z zapachem oraz odpowiednie działania i harmonogram,
 - (d) przegląd historycznych incydentów związanych z zapachem, działań naprawczych oraz upowszechnianie wiedzy na temat incydentów związanych z zapachem wśród poszkodowanych stron.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

System zarządzania środowiskowego promuje i wspiera ciągle podnoszenie efektywności środowiskowej instalacji. Jeżeli instalacja charakteryzuje się już ogólnie dobrą efektywnością środowiskową, EMS pomaga użytkownikowi utrzymać ten wysoki poziom.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Brak informacji.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Nie zgłoszono. Systematyczna analiza wstępnego wpływu na środowisko i zakresu ulepszeń w kontekście EMS wyznacza podstawę do oceny najlepszych rozwiązań dla wszystkich mediów środowiskowych.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Opisane powyżej elementy można zwykle zastosować we wszystkich instalacjach objętych zakresem niniejszego dokumentu. Zakres (np. poziom szczegółowości) i charakter systemu zarządzania środowiskowego (np. standaryzowany lub niestandardowy) są związane z charakterem, skalą i złożonością instalacji oraz zakresem wpływu wywieranego przez nią na środowisko.

Ekonomika

Trudno jest dokładnie oszacować koszty i korzyści ekonomiczne wprowadzenia i utrzymania dobrego systemu zarządzania środowiskowego. Korzyści ekonomiczne płynące z wykorzystania EMS są różne w zależności od sektora.

Koszty zewnętrzne związane z weryfikacją systemu można oszacować na podstawie wytycznych wydanych przez Międzynarodowe Forum Akredytacyjne. [180, IAF 2010]

Podstawa wdrożenia

Podstawy wdrożenia systemu zarządzania środowiskowego obejmują:

- wyższą efektywność środowiskową;
- lepsze zrozumienie aspektów środowiskowych działalności spółki, które można wykorzystać do spełnienia wymogów środowiskowych stawianych przez klientów, organa regulacyjne, banki, firmy ubezpieczeniowe lub inne zainteresowane strony (np. osoby mieszkające lub pracujące w pobliżu instalacji);
- lepsze podstawy do podejmowania decyzji;
- większa motywacja pracowników (np. kadra kierownicza może mieć pewność, że wpływ na środowisko jest pod kontrolą, a pracownicy czują, że pracują w spółce odpowiedzialnie traktującej ochronę środowiska);
- dodatkowe możliwości obniżenia kosztów działalności i podniesienia jakości produktu;
- poprawa wizerunku spółki;
- zmniejszone koszty odpowiedzialności, ubezpieczenia i nieprzestrzegania przepisów.

Przykładowe obiekty

Systemy zarządzania środowiskowego są stosowane w szeregu instalacji w całej Unii Europejskiej.

Literatura źródłowa

Rozporządzenie (WE) Nr 1221/2009 w sprawie EMAS. [171, EC 2009]

Strona internetowa Dyrekcji Generalnej ds. Środowiska poświęcona EMAS. [172, DG Environment 2010]

EN ISO 14001: 2015

Strona internetowa poświęcona serii norm ISO 14000 [168, CEN 2015]

Techniki zapobiegania skanalizowanym emisjom do powietrza i/lub ich ograniczania

3.2.2.1 Techniki zapobiegania emisjom pyłu i/lub ich ograniczania

3.2.2.1.1 Elektrofiltry

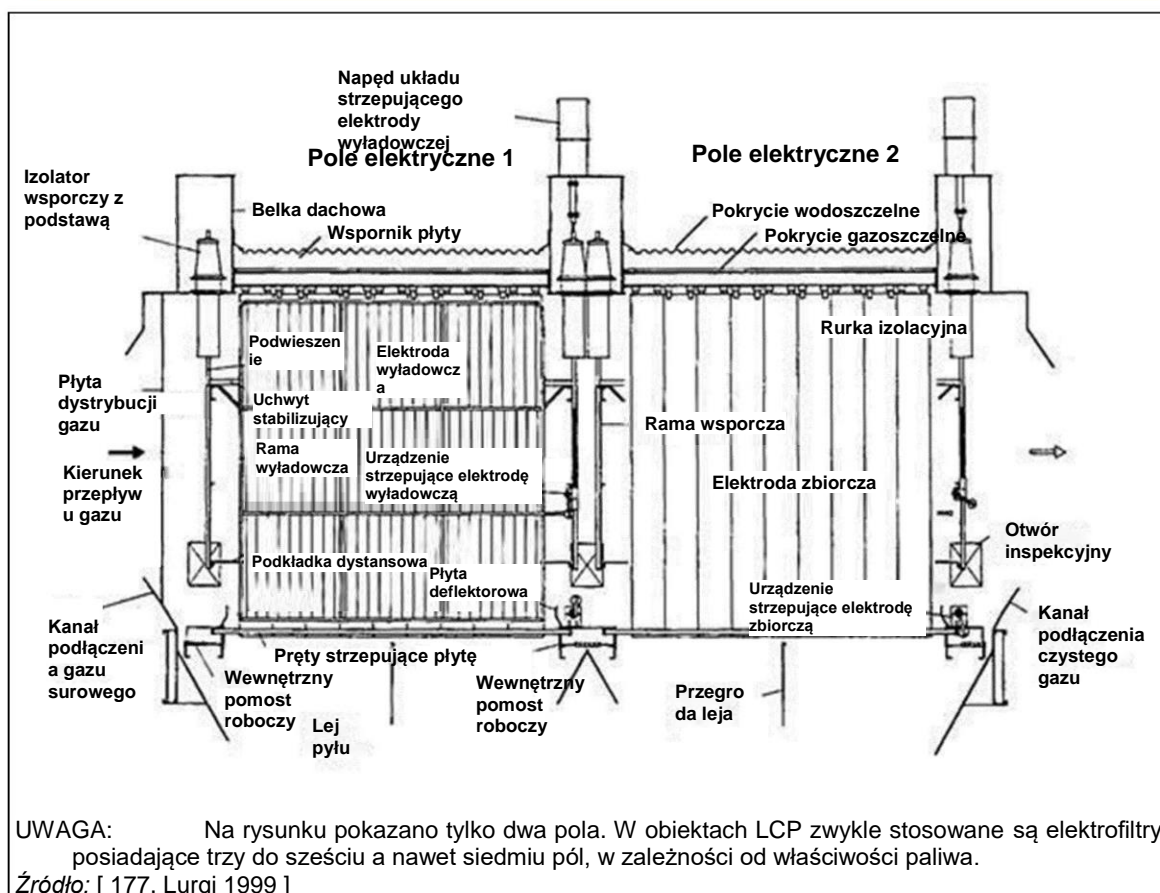
Opis

Działanie elektrofiltrów (ang. electrostatic precipitator, ESP) polega na tym, że cząsteczkom nadawany jest ładunek elektryczny, co pozwala oddzielić je pod wpływem pola elektrycznego. Elektrofiltry mogą działać w bardzo różnych warunkach.

Efektywność redukcji emisji może zależeć od liczby pól, czasu pozostawania (rozmiaru) oraz urządzeń do usuwania cząsteczek poprzedzających filtr. Elektrofiltry zazwyczaj obejmują od dwóch do pięciu pól. Najbardziej nowoczesne (wysokowydajne) elektrofiltry mają siedem pól.

Opis techniczny

W użyciu są elektrofiltry mokre i suche. W projektach obydwu typów uwzględniono odporność na korozję i ścieranie [173, Theodore and Buonicore 1992]. [174, Soud 1993]. [175, Soud 1995], [176, VDI 1998], [148, CIEMAT 2000]. Typowy układ elektrofiltru przedstawiono na Rysunku 3.13.



Rysunek 3.13: Typowy układ elektrofiltrowy

Elektrofiltr to pudło z dnem w kształcie lejka zawierające rzędy płyt tworzących przestrzenie przez które przepływa gaz odlotowy. W każdej z tych przestrzeni centralnie ulokowane są elektrody ulotowe zasilane prądem stałym o wysokim napięciu dostarczonym z jednostki transformatorowo-prostowniczej. Pole elektryczne wytwarzane jest przez przyłożenie do elektrody prądu stałego o napięciu wystarczająco wysokim (60–120 kV), aby zjonizować cząsteczki gazu w pobliżu elektrod powodując widoczne wyładowanie koronowe. Przepływ jonów gazu od elektrod ulotowych przez kanały gazu do uziemionych płyt zbiorczych tworzy zjawisko zwane prądem ulotu.

Naładowane jony przepływające przez gaz odlotowy zderzają się z cząstkami pyłu lotnego zawieszzonego w gazie i łączą z nimi. Pod wpływem działania pola elektrycznego naładowane cząstki przesuwały się ze strumienia gazu w kierunku uziemionych płyt, na których się osadzają. Płyty są okresowo czyszczone przy użyciu układu strzepującego warstwę zaglomerowanego pyłu do zbiornika lejowego. W praktyce, elektrofiltr jest podzielony na szereg oddzielnych stref (zwykle jest ich nie więcej niż sześć). W większości przypadków, elektrofiltr jest umieszczany za ogrzewaczem powietrza lub ekonomizerem - wtedy nazywany jest instalacją "zimną". W specjalnych przypadkach, umieszcza się go przed ogrzewaczem powietrza w celu wykorzystania wyższej temperatury. Wtedy nazywany jest instalacją gorącą.

Cząstki są usuwane ze strumienia gazu w czterech krokach:

- przyłożenie ładunku elektrycznego do pyłu;
- umieszczenie naładowanego pyłu w polu elektrycznym;
- wyłapanie (aglomeracja) pyłu na elektrodzie zbiorczej;
- usunięcie pyłu z powierzchni elektrody.

Dobra konstrukcja prostownika powinna mieć oddzielne sekcje dla każdego z pól lub części pola w elektrofiltrze. Umożliwia to różnicowanie przykładanego napięcia na wlocie i wylocie w celu uwzględnienia faktu, że ładunek pyłu zmniejsza się wraz ze zbliżaniem do strefy wylotowej, co z kolei wymusza generowanie pól z coraz wyższym napięciem bez iskrzenia. Dlatego dobra konstrukcja zawiera w sobie również automatyczne systemy sterowania utrzymujące optymalne wysokie napięcie (WN) przykładane do elektrod w danej strefie bez powodowania iskrzenia. W tym celu stosuje się automat monitorujący który w sposób ciągły dostosowuje poziom napięcia. Stały poziom WN nie zapewnia optymalnej efektywności zbierania pyłu.

Szczególne znaczenie ma oporność (odwrotność przewodności) pyłu. Jeżeli jest zbyt niska, cząstki docierające do elektrody zbiorczej łatwo tracą swój ładunek i mogą powracać do strumienia gazu. Jeżeli oporność pyłu jest zbyt wysoka, na elektrodzie powstaje warstwa izolująca, która utrudnia powstawanie normalnych wyładowań koronowych, co z kolei skutkuje zmniejszoną efektywnością zbierania pyłu (wsteczny efekt koronowy). Obecnie, w przypadku popiołów o wysokiej oporności (np. pochodzących z paliw o niskiej zawartości siarki), powszechna jest praktyka kondycjonowania gazu odlotowego w celu zmniejszenia oporności popiołu, np. wtrysk SO_3 do strumienia gazu przed elektrofiltrem powodujący powstawanie kwasu siarkowego. Kwas jest skutecznie absorbowany na cząstkach popiołu, w ten sposób zmniejszając ich oporność powierzchniową. Takim samym efektem kondycjonującym może być zainstalowanie przed elektrofiltrem układu SCR, który zmienia parametry gazu odlotowego przez utlenianie części SO_2 do SO_3 .

Rozkład wielkości cząstek ma wpływ na prędkość ich przemieszczania się. W przypadku cząstek $> 1 \mu\text{m}$, prędkość przemieszczania się jest odwrotnie proporcjonalna do średnicy cząstki, a w przypadku cząstek $< 1 \mu\text{m}$ staje się niezależna od ich rozmiaru. Dodatkowo, wysoki ładunek drobnych cząstek może powodować znaczne zmiany w warunkach elektrycznych w elektrofiltrze. Wewnątrz elektrofiltru, znajdujący się w gazie odlotowym pył jest ładowany w przestrzeni jonizującej. Rozkład przestrzenny ładunku zmienia się w zależności od rozmiarów cząstek i natężeniu przepływu gazu odlotowego. Ładunek przestrzenny cząstek stałych wzrasta wraz z wzrostem liczby cząstek na metr sześcienny gazu wchodzącego do elektrofiltru. Wzrost liczby drobnych cząstek oraz stosunkowo duża prędkość ich przemieszczania się przy większym natężeniu przepływu gazu odlotowego mogą skutkować zwiększeniem ładunku przestrzennego, które z kolei może być przyczyną zwarcia. Zwiększony ładunek przestrzenny może tłumić prąd ulotowy w polu wlotowym. Znacznie podwyższony ładunek przestrzenny może skutkować tłumieniem prądu ulotowego w całym elektrofiltrze.

Do powracania cząstek pyłu do strumienia gazu może przyczyniać się również strzepywanie warstwy popiołu lotnego z elektrody zbiorczej do zbiornika lejowego. Cząstki są oddzielane od warstwy popiołu i powracają do strumienia gazu odlotowego. Zjawisko to może znacznie zmniejszyć efektywność. W efekcie, efektywność elektrofiltru w dużym stopniu zależy od rozmiaru jednostki. Wzrost efektywności pociąga za sobą wzrost kosztów.

Umiarkowana zawartość siarki w gazie odlotowym zmniejsza oporność cząstek i umożliwia lepszą ich redukcję. Jednakże nierównomierna dystrybucja gazu w elektrofiltrze może prowadzić do powstawania w urządzeniu chłodniejszych miejsc. Dodatkowo, im większa zawartość siarki w paliwie, tym wyższa temperatura punktu rosy. Jeżeli obydwa te warunki wystąpią jednocześnie, tzn. powstanie nierównomierna temperatura przy wyższym punkcie rosy kwasu siarkowego, zwiększa się ryzyko uszkodzenia materiału i awarii urządzenia.

Problemy mogą wystąpić również podczas spalania paliw tworzących substancje lotne, ponieważ mogą one pokrywać cząstki i utrudniać ich skuteczne strącanie. Może tak się dzieć w przypadku paliw o niskiej wartości opałowej oraz niestabilności procesu w kotle.

Mokre elektrofiltry działają na takiej samej zasadzie co elektrofiltry. W tego typu urządzeniach, zebrany pył jest usuwany z płyt zbiorczych przez okresowe lub ciągłe splukiwanie odpowiednim płynem, zwykle wodą. Jest to korzystne w przypadku pyłów, które przywierają do konwencjonalnych płyt lub w sytuacji kiedy inne elementy strumienia gazu zakłócają działanie urządzenia - np. w przypadku chłodnego, wilgotnego gazu.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Ograniczenie emisji pyłu, aerozolu i metali do powietrza.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Elektrofiltry są powszechnie wykorzystywane w dużych obiektach energetycznego spalania i mogą pracować w szerokim zakresie temperatur, ciśnień i obciążenia pyłem.

Działanie elektrofiltru podlega równaniu Deutscha, które odnosi efektywność urządzenia do całkowitej powierzchni elektrod zbiorczych, przepływu objętościowego gazów oraz prędkości przemieszczania się cząstek. Ponadto, efektywność usuwania pyłu zależy również od uwarunkowań geometrycznych (takich jak prędkość gazu, stosunek wysokości do długości). Dlatego, dla danego rodzaju pyłu, bardzo ważna jest maksymalizacja powierzchni elektrod zbiorczych, w związku z czym obecnie powszechnie stosuje się duże odstęp między elektrodami, co z kolei wymaga dobrego zaprojektowania i sterowania prostownika. Innym sposobem zwiększenia efektywności usuwania pyłu jest zwiększenie odstępów między elektrodami. W tym celu potrzebne są jednostki transformatorowo-prostownicze o wyższym napięciu.

Rozkład przepływu gazu odlotowego ma wpływ na ogólną wydajność elektrofiltrów. Pożądany jest jednorodny rozkład prędkości gazu odlotowego w całym przekroju, ponieważ zapewnia on maksymalną efektywność zbierania pyłu w jednostce. W celu osiągnięcia maksymalnej wydajności elektrofiltru, przepływ gazu przez jednostkę jest optymalizowany tak, aby zapobiec omijaniu pola elektrycznego przez gaz. W uzyskaniu równomiernego przepływu gazu na wlocie do elektrofiltru pomóc może prawidłowe zaprojektowanie kanału wlotowego oraz zamontowanie na nim urządzeń do dystrybucji przepływu.

Należy również zauważyć, że zawartość wolnego CaO w popiele ma niekorzystny wpływ na efektywność wychwytywania cząstek stałych z powodu zwiększonej oporności.

Tabela 3.5: Ogólna wydajność elektrofiltru

Technika	Efektywność usuwania (%)				Temperatura pracy	Konfiguracja
	< 1 μm	2 μm	5 μm	> 10 μm		
Elektrofiltr (ESP)	> 96,5	> 98,3	> 99,95	> 99,95	80-220 °C	Zimny ESP
					300-450 °C	Gorący ESP

Uwaga:
 Elektrofiltr ma bardzo dużą efektywność, nawet w przypadku mniejszych cząstek.
 Może radzić sobie z bardzo dużą objętością gazu odlotowego przy niskich spadkach ciśnienia.
 Niskie koszty eksploatacji, z wyjątkiem bardzo wysokich parametrów usuwania.
 Może pracować przy dowolnym dodatnim ciśnieniu.
 Po zamontowaniu nie jest zbyt elastyczny w reagowaniu na zmiany warunków eksploatacji.
 Może nie działać na cząstki stałe o bardzo dużej oporności elektrycznej.
 Spadek ciśnienia wynosi < 5 mbar.
 Źródło: [178. ERM 1996]

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Powstają pozostałości (popiół lotny) lub uwolnienia płynne (tylko w przypadku mokrych elektrofiltrów), które mogą wymagać dalszego oczyszczania.

Zużywana jest dodatkowa energia elektryczna. W przykładowym kotle o mocy 415 MW_{th} opalonym ciężkim olejem opałowym, zużycie wyniosło około 0,32 % całkowitej wytworzonej energii elektrycznej brutto (Obiekt 260). Według innych zgłoszonych danych, powiązana zainstalowana moc elektryczna wyniosła około 0,1-0,15 % nominalnej mocy cieplnej dostarczonej w paliwie (Obiekty 42, 127-2, 128-4).

Wysokie napięcie w elektrofiltrze może powodować powstanie nowych zagrożeń.

W niektórych obiektach, dla poprawy wydajności elektrofiltru stosuje się wtrysk amoniaku. W takim przypadku, uwalnianie amoniaku z elektrofiltru skutkuje emisją amoniaku.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Zastosowanie elektrofiltrów może nie być możliwe w przypadku niektórych cząstek stałych o dużej oporności elektrycznej.

Możliwości zastosowania suchych elektrofiltrów do odpylania gazów odlotowych z jednostek spalających paliwo płynne mogą być ograniczone szeregiem czynników, w tym:

- bardzo niską opornością cząstek;
- rodzajem cząstek (np. wysoką zawartością cenosfer);
- niekorzystnym składem gazu odlotowego.

Mimo to, kilka przykładowych obiektów (175, 225, 258 do 263, 454, 472) spalających paliwa płynne i wyposażonych w elektrofiltry osiąga średnioroczne poziomy emisji pyłów do powietrza poniżej 10 mg/Nm³.

Ekonomika

Koszt elektrofiltrów obejmuje koszty związane ze zużyciem energii elektrycznej, konserwacją (w dużym stopniu zależne od procesu w kotle i właściwości paliwa) oraz przenoszeniem strąconego popiołu. Na ogół są to jednak urządzenia efektywne kosztowo.

Zależnie od zużywanego paliwa, początkowe koszty inwestycji mogą być wyższe lub niższe niż w przypadku innych dostępnych technik, jak np. filtry workowe. Jednakże koszty eksploatacji są niższe, a można je jeszcze bardziej obniżyć stosując nowoczesne systemy sterowania. Duże zróżnicowanie kosztów eksploatacji wynika z różnych właściwości popiołów lotnych. Koszty konserwacji są zwykle na bardzo rozsądnym poziomie w przypadku zwykłego popiołu lotnego. Urządzenia te są bardzo konkurencyjne w elektrowniach, w których występuje duża różnorodność urządzeń energetycznych i procesów w kotle.

W Zjednoczonym Królestwie ustanowiono orientacyjne koszty kapitałowe dla elektrofiltrów na poziomie 25 funtów/kW_e (ceny z 1999 r.) oraz orientacyjne koszty eksploatacji na poziomie 0,0003 funta/kW_e (ceny z 1999 r.) dla całego zakresu wydajności. [120, EEB 2013]

Elektrofiltry to rozwiązanie preferowane pod względem ekonomicznym, zwłaszcza w większych obiektach. Obecnie jednak coraz częściej instalowane są filtry workowe, ponieważ uważa się je za ekonomicznie lepsze z powodu elastyczności paliwowej i wymogów dotyczących wydajności.

Podstawa wdrożenia

Wymogi ustawowe dotyczące ograniczania emisji cząstek stałych stały się przyczyną rozpoczęcia szeregu projektów badawczych mających na celu poprawę efektywności tej technologii.

Przykładowe obiekty

Spośród wszystkich obiektów, które w roku 2012 nadesłały kwestionariusz na potrzeby niniejszego dokumentu BREF, około 145 jest wyposażonych w suche elektrofiltry.

Dalsze informacje znajdują się w sekcjach poświęconym poszczególnym paliwom.

Obiekt 139 wykorzystuje elektrofiltr z kondycjonowaniem SO₃.

Literatura źródłowa

Brak informacji.

3.2.2.1.2 Filtry workowe

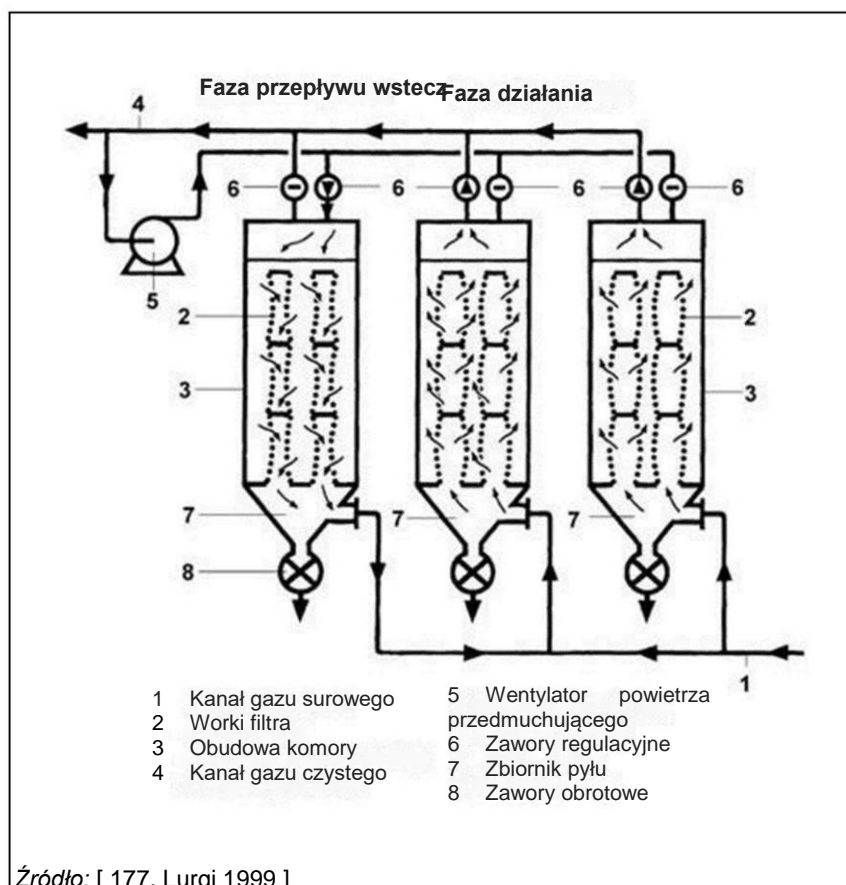
Opis

Filtry workowe lub tkaninowe są wykonane z porowatej plecionej lub filcowanej tkaniny, przez którą przepuszcza się gazy w celu zatrzymania na niej cząstek. Zastosowanie filtra workowego wiąże się z koniecznością wyboru tkaniny, która będzie odpowiednia dla właściwości gazu odlotowego i maksymalnej temperatury pracy.

Opis techniczny

Filtracja tkaninowa to metoda usuwania cząstek (zwłaszcza popiołu lotnego) z gazu odlotowego w przemysłowych obiektach energetycznego spalania. Oprócz zbierania popiołu lotnego, istnieje szereg zastosowań, w ramach których filtry workowe są wykorzystywane razem z wtryskiem dwutlenku siarki jako absorbentu w postaci zawiesiny lub proszku (np. wapno lub wodorowęglan sodu) w celu jednoczesnej kontroli emisji dwutlenku siarki i popiołu lotnego.

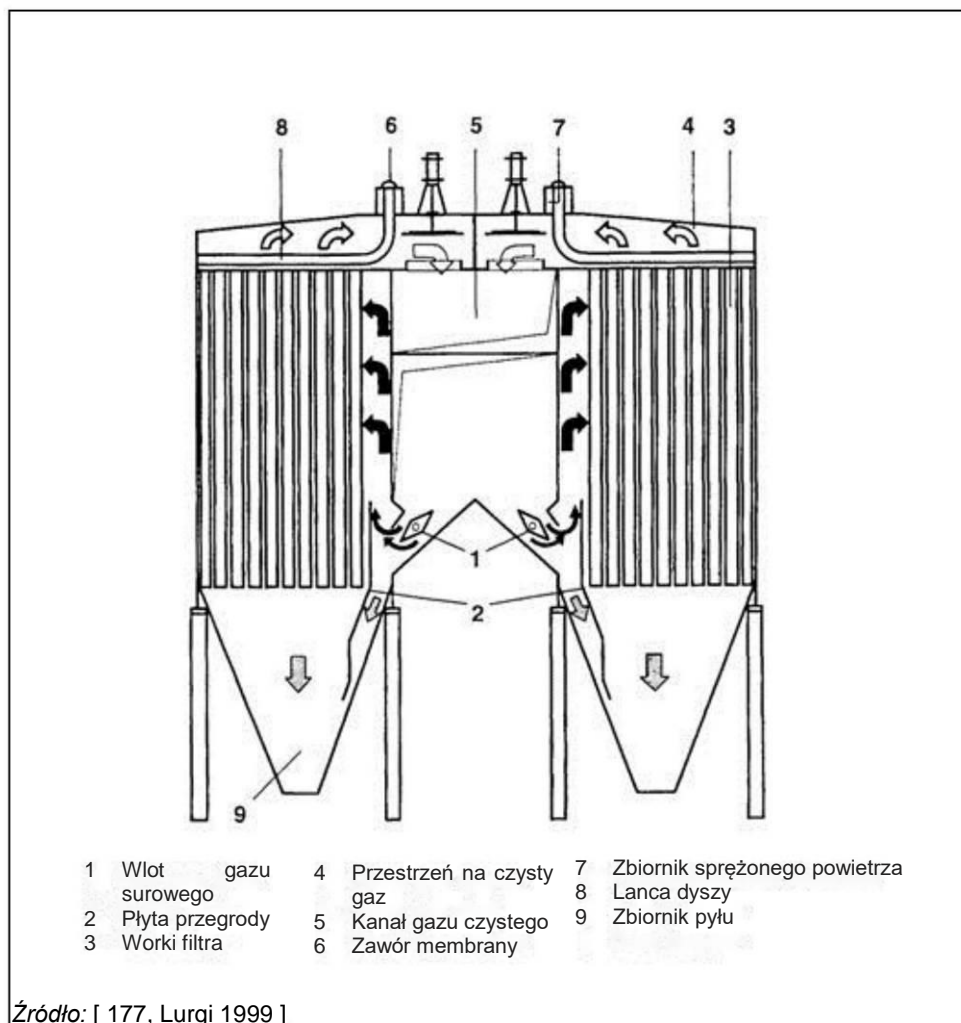
Jednostka filtra workowego składa się z jednej lub więcej izolowanych komór zawierających rzędy worków lub rur filtrujących. Zawierający pył gaz przechodzi w górę (zwykle) wzdłuż powierzchni worków, a następnie promieniście przez tkaninę. Cząstki są zatrzymywane na stronie worka skierowanej przeciwnie do kierunku przepływu gazu, a oczyszczony gaz jest uwalniany do atmosfery. Filtr jest użytkowany cyklicznie - stosunkowo długie okresy filtrowania przeplatają się z krótkimi okresami czyszczenia. Podczas czyszczenia, nagromadzony w workach pył jest usuwany z powierzchni tkaniny i składowany w zbiorniku w celu późniejszego unieszkodliwienia. Ważną cechą działania filtrów workowych, która odróżnia je od innych filtrów gazu jest możliwość okresowego sprawdzania powierzchni filtrującej podczas czyszczenia.



Rysunek 3.14: Ogólny układ filtra workowego (z jedną komorą w cyklu oczyszczającym)

Regularne usuwanie pyłu z materiału filtra jest ważne nie tylko dla utrzymania efektywności odpylania, ale również dla żywotności materiału. Filtry workowe zwykle klasyfikuje się według sposobu czyszczenia wkładów filtracyjnych. Najpowszechniejszym sposobem czyszczenia jest czyszczenie pulsacyjnym przepływem sprężonego powietrza. Inne sposoby to odwrócony przepływ powietrza,

mechaniczne wstrząsanie/deflacja oraz wibracje. Do czyszczenia worków używa się również syren dźwiękowych. Choć normalne czyszczenie nie sprawia, że materiał worka powraca do swojej pierwotnej czystości, to pozostałe w nim cząstki pomagają zmniejszyć rozmiar porów między włóknami, podnosząc tym samym efektywność filtrowania cząstek submikronowych.



Rysunek 3.15: Niskociśnieniowy pulsacyjno-strumieniowy filtr workowy

Przy wyborze materiału bierze się pod uwagę skład gazów, charakter i rozmiar cząstek pyłu, planowany sposób czyszczenia, wymaganą efektywną oraz ekonomikę. Uwzględnić należy również temperaturę gazu, a także sposób jego chłodzenia (o ile jest chłodzony) oraz związaną z tym parę wodną i punkt rosy kwasu.

Zużywanie się filtrów workowych skutkuje stopniowym, ale mierzalnym spadkiem ich wydajności. W przypadku wystąpienia korozji (np. gdy filtrowany jest materiał o właściwościach ściernych lub w sytuacji zagrożenia pożarem), może również zaistnieć ryzyko uszkodzenia lub poważnej awarii kilku worków. Proste systemy monitorujące online, jak np. wskaźniki spadku ciśnienia lub urządzenia ostrzegające przed pyłem, dają jedynie pobieżne wskazania dotyczące wydajności.

Wykrywanie ewentualnych niesprawności możliwe jest przez mierzenie trendów w poziomach emisji pyłu z filtra workowego przy pomocy urządzeń tryboelektrycznych lub optycznych. Urządzenia te mogą być wykorzystywane do wykrywania szczytowych wartości pyłu podczas czyszczenia. Po zintegrowaniu tych pomiarów z systemem czyszczenia strefowego, możliwe jest zidentyfikowanie każdej strefy, w której znajdują się uszkodzone worki i wykonanie miejscowych napraw. [179, Robson 1998]

Zastosowanie tkanin syntetycznych takich jak Gore-Tex® i Tefaire® (teflon/włókno szklane) umożliwia szerokie wykorzystanie filtrów workowych i wydłuża okres ich eksploatacji. Wydajność nowoczesnych materiałów filtrujących, nawet w wysokich temperaturach i warunkach ścierania, uległa poprawie. Producenci tkanin polecają materiały doskonale dostosowane do konkretnych sposobów użycia.

Cały czas trwają badania nad nowymi sposobami zwiększenia współczynnika powietrze/materiał oraz zmniejszenia spadków ciśnienia. Modyfikacje wlotu i wylotu gazu odlotowego mają na celu poprawę zdolności wychwytywania popiołu lotnego, co jest niezbędne dla optymalnej konstrukcji urządzeń i wysokiej efektywności usuwania cząstek stałych.

Technologia pulsacyjno-strumieniowa stała się preferowanym systemem kontroli cząstek stałych w filtrach workowych stosowanych w kotłach w energetyce zawodowej i przemysłowej. Trwają badania nad lepszym zrozumieniem tej technologii i zwiększeniem jej wydajności.

Ponieważ na rynku dostępnych jest wiele różnych materiałów filtrujących, użytkownicy obiektów mogą wybrać takie, które najlepiej odpowiadają ich potrzebom. Wyboru materiału filtrującego należy dokonywać ze szczególną starannością, aby uniknąć możliwych problemów powodowanych ewentualnymi zmianami parametrów procesu.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Ograniczenie emisji pyłu, metali i aerozoli do powietrza.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Niektóre paliwa mogą być przyczyną zapychania filtrów, co komplikuje działanie procesu. Problemy z zapychaniem mogą występować np. podczas rozruchów w sytuacji niecałkowitego spalania oleju. Ponieważ materiał filtrujący jest zwykle dość wrażliwy na temperaturę popiołu i gazów odlotowych, niespalony węgiel i nagromadzenie gorącego popiołu lotnego mogą go uszkodzić. Ryzyko uszkodzenia worka podczas rozruchu filtra może zostać zmniejszone przez wstępne powleczenie tkaniny filtrującej dostępnym popiołem lotnym, wapnem lub innymi materiałami. W przypadku wysokiej zawartości niespalonej materii w popiele oraz gdy istnieje ryzyko przedostania się iskier lub tłących się cząstek do worka, zalecane jest umieszczenie przed filtrem wstępnego kolektora, którego zadaniem jest ograniczenie ryzyka pożaru zbiornika na pył i uszkodzenia worka. Typowym przykładem są tu elektrownie opalane biomasą. [120, EEB 2013]

Oprócz powyższego, w materiale filtrującym mogą powstawać pęknięcia, które są trudne do wykrycia w trakcie eksploatacji. Pęknięcia te zwiększają emisję cząstek stałych. W przypadku modułowej konstrukcji komory worków, możliwe jest prowadzenie prac koserwacyjnych bez zamykania całego procesu (o ile komory są od siebie odizolowane).

Temperaturę pracy filtra workowego należy utrzymywać na poziomie wyższym niż punkt rosy wody i kwasu w gazie odlotowym, aby uniknąć ataku chemicznego na worki oraz problemów z odpylaniem i korozją. [120, EEB 2013]

Tabela 3.6: Ogólna wydajność filtrów workowych

Technika	Efektywność usuwania (%)				Pozostałe parametry wydajności	
	< 1 μ m	2 μ m	5 μ m	> 10 μ m	Parametr	Wartość
Filtr workowy	> 99,6	> 99,6	> 99,9	> 99,95	Temperatura pracy	150 °C (poliester) 260 °C (włókno szklane)
					Zużycie energii jako % mocy elektrycznej	0,2-3 %
					Spadek ciśnienia	5-20 (10 ² Pa)
					Pozostałości	Popiół lotny
					Natężenie przepływu gazu wylotowego	< 1 100 000 m ³ /h
					Zastosowanie	Paliwa stałe i płynne
					Udział w rynku	10 %

Uwaga:

Udział w rynku na poziomie 10 % wynika głównie ze stosowania w przypadku spalania w cyrkulacyjnym złożu fluidalnym oraz instalacjach SDA.

Prędkość filtracji mieści się zwykle w przedziale od 0,01 m/s do 0,04 m/s zależnie od zastosowania, rodzaju filtra i materiału filtrującego.

Typowe wartości występujące w stacjach filtrów workowych w elektrowniach wynoszą 0,45-0,6 m/min dla instalacji z odwróconym przepływem powietrza, 0,75-0,9 m/min dla instalacji ze strząsaniem oraz 0,9-1,2 m/min dla instalacji pulsacyjno-strumieniowych.

Żywotność worka spada wraz ze wzrostem zawartości siarki w węglu i wzrostem prędkości filtrowania.

Przypadki niesprawności pojedyncze worków stanowią 1 % wszystkich zainstalowanych worków.

Spadek ciśnienia zwiększa się wraz ze zmniejszaniem się rozmiaru cząstki przy danym przepływie gazu

Efektywność filtra workowego jest w mniejszym stopniu zależna od oporności cząstek niż ma to miejsce w przypadku elektrofiltrów.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Powstają pozostałości, które mogą wymagać dalszego oczyszczania. Tak jak w przypadku innych technik separacji suchej, zmniejszenie wpływu na środowisko jest optymalne, jeżeli znalezione zostanie użyteczne ujęcie dla zebranego pyłu. Zbieranie pyłu to nic innego jak przejście z emisji do powietrza do emisji odpadów. W zależności od źródła pochodzenia, zebrany pył może być skażony - np. pył ze spalania może zawierać dioksyny oraz/lub metale i

ich tlenki. Ten rodzaj pyłu można sklasyfikować jako odpad niebezpieczny, który należy odpowiednio unieszkodliwić. Poza tym, ograniczona żywotność materiału, z którego wykonane są worki stwarza kolejny odpad do unieszkodliwienia.

Zużywana jest dodatkowa energia elektryczna (wentylatory) ilości nawet dwukrotnie większej niż w przypadku elektrofiltrów.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Filtry workowe - z wtryskiem sorbentu przed filtrem lub bez - mogą być wykorzystywane w elektrowniach opalanych paliwami stałymi (węgiel kamienny, węgiel brunatny, koks naftowy, biomasa, torf) niezależnie od ich rozmiaru i techniki spalania. Możliwe jest również wykorzystanie w kotłach opalanych olejem, Dieslem, pozostałościami olejowymi i Orimulsion, pod warunkiem, że przed filtrem następuje wtrysk sorbentu (np. $\text{Ca}(\text{NO})_2$, NaHCO_3). Sorbent rozcieńcza potencjalnie lepkie popioły/sadzę ze spalania oleju, które w przeciwnym wypadku mogą powodować duży spadek ciśnienia na workach.

Filtry workowe mogą być mniej efektywne w przypadku gdy temperatura gazu odlotowego jest wyższa niż 240 °C. W zależności od parametrów projektowych natężenia przepływu, objętość filtrów może osiągać znaczne rozmiary, co pociąga za sobą znaczne zapotrzebowanie na przestrzeń.

Filtry workowe dobrze nadają się do procesów, w których możliwe są wahania natężenia przepływu gazów odlotowych i stężenia pyłu. Filtry wysokoprzepustowe (w których pył jest zbierany na zewnętrznej stronie worka) nadają się zwłaszcza do kotłów FBC, ponieważ ich zdolność dobrej pracy z popiołami o różnym składzie pasuje do elastyczności paliwowej tego rodzaju kotła. Konstrukcje wysokoprzepustowe dobrze nadają się do wykorzystania z elektrofiltrami niespełniającymi nowych norm oraz w sytuacji, gdy rozbudowa elektrofiltru jest utrudniona lub nieopłacalna. W takich przypadkach, worki filtra oraz urządzenia czyszczące często można instalować w obudowie ESP, co ogranicza koszty inwestycji do minimum.

Filtry workowe są przydatne w zbieraniu cząstek stałych o oporności elektrycznej zbyt dużej lub zbyt małej dla elektrofiltrów. [181, CEFIC 2013] [120, EEB 2013].

Ekonomika

Ustalone w Zjednoczonym Królestwie orientacyjne koszty kapitałowe dla filtrów workowych (wg. cen z 1999 r.) wynoszą 10 funtów/kWe. Koszty eksploatacji (wg. cen z 1999 r.) to 0,0011 funta/kWe. [120, EEB 2013]

O ile koszty kapitałowe związane z filtrami workowymi są dość niskie, to koszty utrzymania są wysokie, ponieważ materiał filtrujący trzeba wymieniać co dwa do pięciu lat. Minimalny koszt wymiany filtra wynosi około 10 % kosztu inwestycji. Strącony materiał łatwo poddaje się recyklingowi - na przykład, niezreagowany sorbent można skierować z powrotem do procesu, co niesie pewne korzyści ekonomiczne.

Podstawa wdrożenia

Główną podstawą wdrożenia są przepisy ustawowe. W przypadku obiektów, które mogą sprzedawać oddzielony popiół, podstawą są też względy ekonomiczne. Inną podstawą jest też możliwość spalania szerokiej gamy paliw/odpadów.

Przykładowe obiekty

Spośród wszystkich obiektów, które w roku 2012 nadesłały kwestionariusz na potrzeby niniejszego dokumentu BREF, ponad 40 jest wyposażonych w filtry workowe.

Dalsze informacje znajdują się w sekcjach poświęconym poszczególnym paliwom.

Literatura źródłowa

Brak informacji.

3.2.2.1.3 Strącanie wirowe (cyklony)

Opis

System ograniczania emisji pyłów, w którym cząstki są oddzielane od gazu nośnego przez działanie siły odśrodkowej.

Opis techniczny

Ten rodzaj systemu ograniczania emisji pyłów wykorzystuje siłę odśrodkową i w warunkach suchych może pracować z wszystkimi rodzajami gazów odlotowych.

Separator mechaniczny składa się z zestawu cyklonów (np. zestawu cyklonów 31 x 24, z których każdy ma średnicę około 240 mm, które oczyszczają 700 000 m³/h gazów odlotowych w temperaturze 130 °C) znajdujących się jednej lub kilku obudowach. Przeznaczone do oczyszczenia gazy są rozdzielane między poszczególne cyklony w odpowiednio zaprojektowanej komorze. Oddzielony odśrodkowo pył gromadzi się na obrzeżu cyklonu i jest kierowany ku dnu urządzenia, skąd spada do zbiornika. Oczyszczony gaz uchodzi ku górze cyklonu przez rurę centralną, jest gromadzony w komorze wylotowej i następnie wypływa uchodzi przez kanały przesyłowe.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Ograniczenie emisji pyłów.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Ponieważ separatory mechaniczne nie zatrzymują drobnych pyłów, ich wydajność jest w naturalny sposób ograniczona do 30 % - 90 %.

Technologia cyklonu wciąż jest stosowana w kotłach spalających bryły węgla kamiennego na rusztach mechanicznych, ponieważ w tym przypadku ilość popiołu lotnego jest stosunkowo niewielka (20 % popiołu z węgla kamiennego w porównaniu z 80 % w przypadku spalania paliwa sproszkowanego). Wychwytywanie cząstek o rozmiarze 5-10 mikronów sięga 100 %. Mniejsze cząstki (do 1 mikrona) są co prawda wychwytywane, ale z mniejszą efektywnością. Technologia przedmuchiwania cyklonu pomaga osiągnąć wyższą efektywność, szczególnie w przypadku urządzeń obsługujących obiekty LCP, w których równolegle działa wiele małych komórek cyklonów.

Cyklony działają wydajniej przy większych ładunkach zanieczyszczeń, pod warunkiem, że urządzenie nie zostanie zapchane. Większe ładunki zanieczyszczeń występują zwykle w konstrukcjach o większym natężeniu przepływu.

Efektywność cyklonu może być różna w zależności od rozmiaru cząstek i konstrukcji urządzenia.

Efektywność zbierania maleje wraz z:

- wzrostem lepkości gazu;
- wzrostem gęstości gazu;
- wzrostem powierzchni kanału wlotowego gazu;
- wyciekach powietrza do wylotu pyłu.

Tabela 3.7: Ogólna wydajność urządzeń odpylających

Technika	Efektywność usuwania (%)				Uwagi
	< 1 μm	2 μm	5 μm	> 10 μm	
Cyklon	30-90 %. Najmniejsza średnica zatrzymywanych cząstek pyłu to 5-10 μm				Ze względu na ograniczoną wydajność, może być wykorzystywany tylko w połączeniu z innymi technikami redukcji pyłu

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Pył jest emitowany jako pozostałość i trzeba go poddać unieszkodliwieniu, jeżeli nie jest możliwe jego ponowne wykorzystanie. Ilość pyłu zależy od jego ładunku w gazie odlotowym. W zależności od źródła, oddzielony pył może być skażony substancjami toksycznymi i/lub niebezpiecznymi.

Eksploatacja cyklonów jest źródłem dużego hałasu.

Innym powiązaniem wzajemnym jest wymóg prowadzenia gospodarki ściekami w przypadku stosowania hydraulicznych systemów usuwania popiołu.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Charakterystyka wydajności ogranicza wykorzystanie cyklonów do małych lub średnich instalacji i to wyłącznie w roli wstępnego zbierania pyłu razem z innymi technikami redukcji.

Ekonomika

Separatory mechaniczne charakteryzują się najniższymi kosztami inwestycji spośród wszystkich urządzeń wychwytywania pyłu. Ponieważ jednak technika ta nie może funkcjonować samodzielnie, przy kalkulacji kosztów inwestycji należy uwzględniać koszty technik z nią współpracujących. Koszty eksploatacji obejmują koszt energii niezbędnej do pneumatycznego lub hydraulicznego usuwania zebranego pyłu oraz do wyrównywania spadku ciśnienia gazu odlotowego w urządzeniu. Koszty konserwacji uchodzą za niskie ze względu na trwałość części urządzenia. Żywotność może być ograniczana wysokim ryzykiem erozji. [123, Eurelectric 2001]

Podstawa wdrożenia

Brak informacji.

Przykładowe obiekty

Brak informacji.

Literatura źródłowa

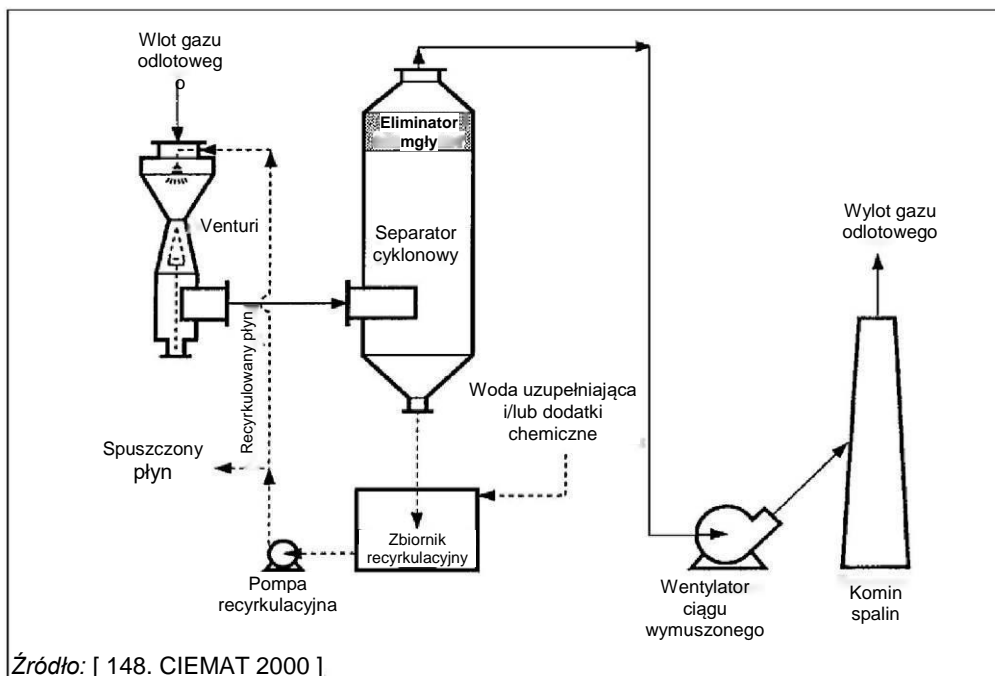
Brak informacji.

3.2.2.1.4 Skrubery mokre**Opis**

Mokre skrubery to grupa urządzeń wychwytyjących cząstki stałe z gazów odlotowych przy pomocy płynu. Do najpowszechniejszych należą skrubery Venturiego i z wypełnieniem ruchomym.

Opis techniczny

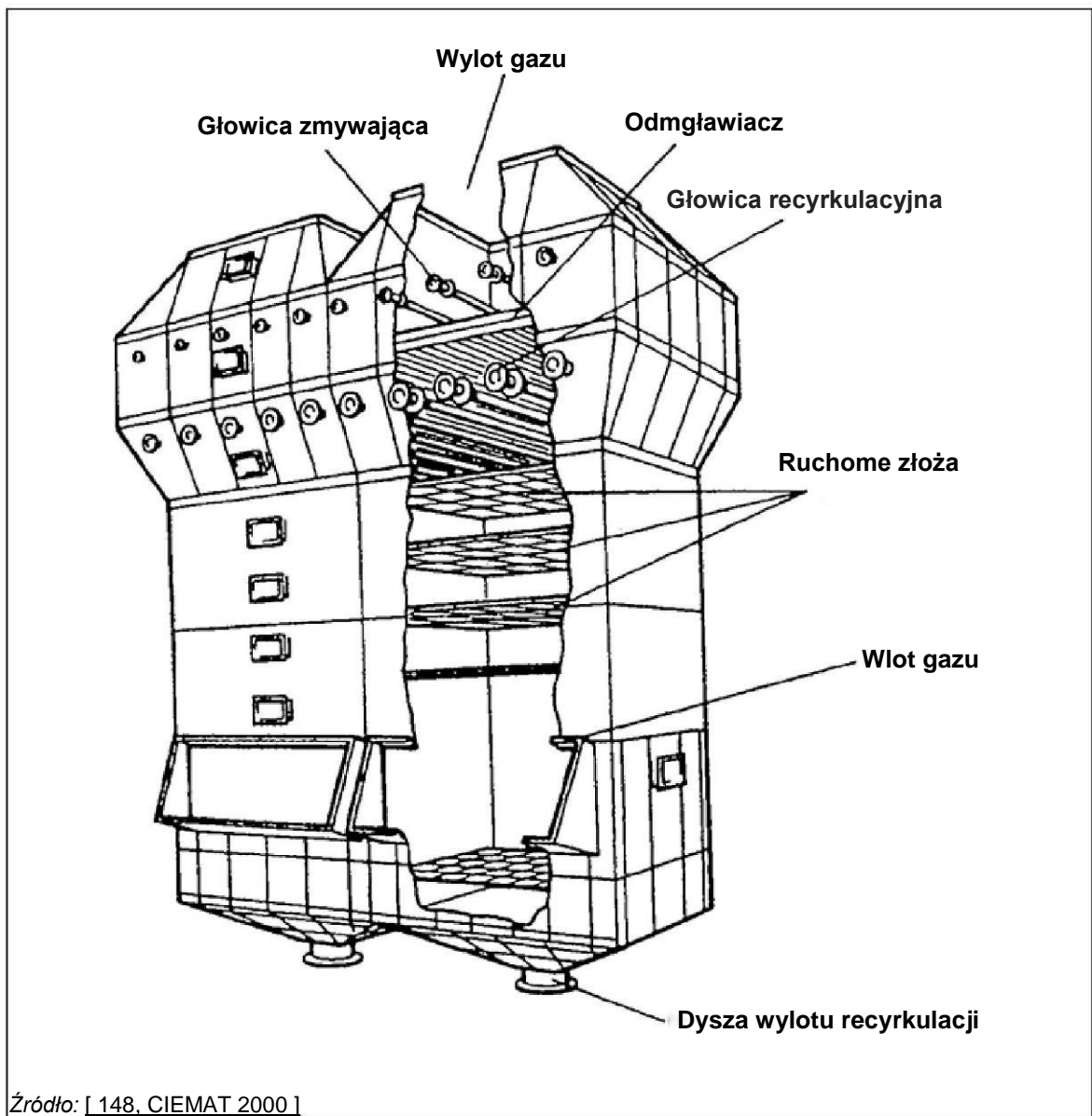
Skruber Venturiego to prawdopodobnie najpowszechniejszy rodzaj mokrego skrubera. W skruberach tego typu płyn czyszczący jest wprowadzany jednolicie od góry urządzenia - patrz Rysunek 3.16. Obciążony pyłem gaz odlotowy i płyn czyszczący dostają się do gardzieli Venturiego, w której pod działaniem samej prędkości przepływu gazu odlotowego następuje rozpylenie płynu czyszczącego.



Rysunek 3.16: Typowy schemat przepływu układu Venturiego

Zwilżanie gazu odłotowego tym sposobem umożliwia skupianie małych cząstek w większe krople, które są łatwiej wychwytywane w separatorze. Pomaga to pokonać trudności napotykane w usuwaniu drobnych cząstek metodami inercyjnymi. W celu zapewnienia, że cząstki pozostaną w kroplach po uzyskaniu przez te ostatnie prędkości granicznej, krople i cząstki muszą poruszać się względem siebie z dużą prędkością początkową. Oczyszczony gaz wraz ze znajdującymi się w nim kroplami zawierającymi wychwycone cząstki dostaje się do rozszerzającej się sekcji urządzenia gdzie mają miejsce dalsze kolizje i aglomeracja.

Skrubery z wypełnieniem ruchomym wykorzystywane do zbierania cząstek stałych są wypełnione plastikowymi kulami o małej gęstości, które poruszają się swobodnie wewnątrz specjalnych złożach - patrz Rysunek 3.17. Wychwytywanie cząstek można poprawić przez wykorzystanie kilku złożów ruchomych. Skrubery z wypełnieniem ruchomym powszechnie wykorzystują przepływ naprzemienny. Upakowane kule są utrzymywane w ciągłym ruchu przez gaz odłotowy i płyn czyszczący. Dzięki temu znacząco zmniejsza się tendencja do zapychania.



Rysunek 3.17: Skruber z ruchomym wypełnieniem

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Ograniczenie emisji pyłów.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Wiele takich skrubców zaprojektowano w celu usuwania cząstek stałych i ograniczania emisji dwutlenku siarki przy użyciu popiołu zasadowego jako sorbentu. W celu zwiększenia efektywności usuwania cząstek, do SO₂ często dodawane jest wapno.

Spadek ciśnienia oraz wydajność procesu Venturiego w dużej mierze zależą od prędkości z jaką gaz przemieszcza się przez Venturi. Aby zapewnić wydajną pracę przy zmniejszonym obciążeniu kotła, w niektórych skrubcach Venturiego zastosowano dysze o zmiennej wielkości, którą można regulować blisko stałego punktu spadku ciśnienia niezależnie od natężenia przepływu gazu odlotowego (obciążenia kotła). Za sekcją Venturiego znajduje się sekcja separacji znajdujących się w gazie kropel.

Skrubery z wypełnieniem ruchomym oferują dobrą efektywność separacji w przypadku umiarkowanego obciążenia pyłem. Technika ta niezbyt nadaje się do instalacji opalanych paliwami o wysokiej zawartości popiołu.

Tabela 3.8: Ogólna wydajność mokrych skrubców

Technika	Efektywność usuwania (%)				Pozostałe parametry wydajności	
	< 1 μm	2 μm	5 μm	> 10 μm	Parametr	Wartość
Skruber mokry (wysokoeenergetyczny Venturi)	98,5	99,5	99,9	> 99,9	Zużycie energii jako % mocy elektrycznej	Do 3 % (5-15 (kWh/1000 m ³))
					Stosunek plyn/gaz	0,8-2,0 l/m ³
					Spadek	30-200 (10 ² Pa)
					Pozostałości	Szlam/osad z popiołu lotnego
					Pozostałości	Szlam/osad z popiołu lotnego

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Wytwarzane są ścieki, które wymagają dalszego oczyszczenia i uwolnienia.

W przypadku nieprawidłowej pracy eliminatorów mgły istnieje możliwość, że drobne cząstki wody, zawierające popiół lotny, pozostaną w gazach odlotowych nawet po oczyszczeniu. Duże ładunki pyłu mogą powodować zapychanie skrubera i w ten sposób wpływać na jego dostępność i efektywność.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Skrubery mokre nie są powszechnie wykorzystywane do ograniczania emisji cząstek stałych. Wykorzystuje się je jednak w niektórych instalacjach spalania, gdzie występuje wysoka temperatura i wysokie ciśnienie, takich jak bloki gazowo-parowe ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa (IGCC) oraz ciśnieniowe złoża fluidalne (PFBC). Występujący w tym przypadku spadek ciśnienia ma mniejsze znaczenie w odniesieniu do ciśnienia pracy, a w IGCC problem ponownego ogrzewania zostaje rozwiązany przez późniejsze ogrzanie gazu przez proces spalania.

Ekonomika

Koszty inwestycji są związane z reaktorem, ewentualnym systemem wtrysku sorbentu oraz oczyszczalnią ścieków. Koszty eksploatacji to są związane głównie ze zużyciem wody i energii. Skrubery kondensujące schładzają gazy odlotowe, a pobrane ciepło można wykorzystać np. w sieci ciepłowniczej, co poprawia ekonomiczność tej techniki.

Koszty kapitałowe mokrych skruberów są ogólnie niższe niż w przypadku elektrofiltrów i filtrów workowych, co powoduje ich atrakcyjność w wykorzystaniu na skalę przemysłową. Może ona być jednak zmniejszona stosunkowo dużym spadkiem ciśnienia i wysokimi kosztami eksploatacji oraz innymi dodatkowymi kosztami związanymi z możliwą koniecznością korzystania ze stacji uzdatniania wody, większych wentylatorów i wykonania obejścia dla gazu odlotowego, jeżeli obiektu nie można wyłączyć w przypadku problemu z układem chłodzenia. Podczas skrubingu mokrego gaz odlotowy jest schładzany i wymaga ponownego ogrzania przed emisją do atmosfery, co generuje wyższe koszty energii.

Większość mokrych skruberów wykorzystywanych do wychwytywania popiołu lotnego z kotłów opalanych węglem kamiennym (w energetyce przemysłowej i zawodowej) jest zainstalowana w USA. Największe skupienie tych jednostek na zachodzie USA, gdzie popiół lotny z dostępnego węgla o niskiej zawartości siarki ma tak dużą oporność, że zastosowanie elektrofiltrów jest mniej atrakcyjne ekonomicznie.

Podstawa wdrożenia

Brak informacji.

Przykładowe obiekty

Brak informacji.

Literatura źródłowa

Brak informacji.

3.2.2.2 Techniki zapobiegania emisjom SOX i/lub ich ograniczania

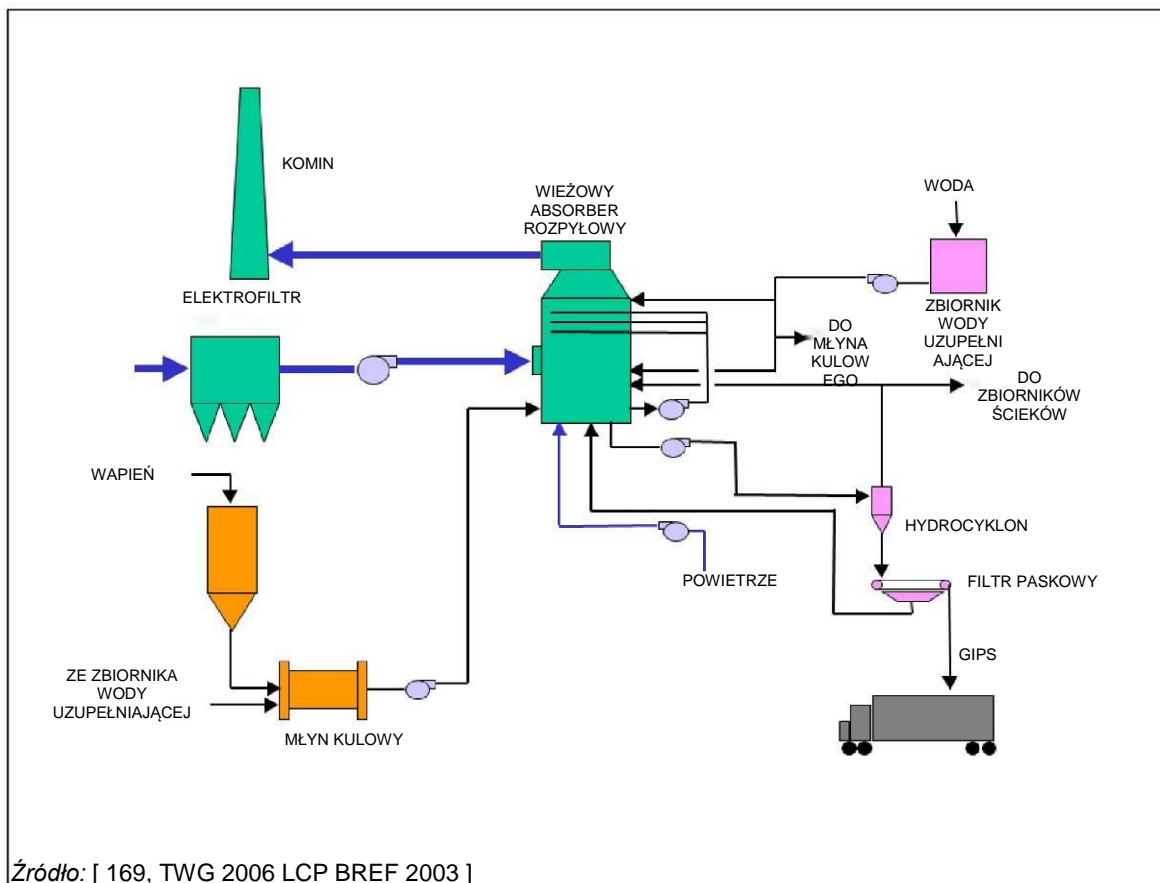
3.2.2.2.1 Mokre skrubery zasilane zawiesiną wapna/wapienia

Opis

Technika skrubingu, w której siarka jest usuwana z gazów odlotowych przez wtrysk zawiesiny sorbentu wapiennego/wapniowego (roztwór płynny) do zawiesiny skrubingowej w celu wychwycenia SO₂ i przekształcenia go w gips. W procesie skrubingu mokrego, składniki gazowe są rozpuszczane w odpowiednim płynie (wodzie lub roztworze zasadowym). Możliwe jest jednoczesne usuwanie składników stałych i gazowych. Ponieważ za skruberem mokrym gazy odlotowe są nasycone wodą, przed ich uwolnieniem konieczne jest oddzielenie kropeł. Powstały w ten sposób płyn musi zostać poddany oczyszczeniu w oczyszczalni ścieków, a materiał nierozpuszczalny jest zbierany w procesie sedymentacji lub filtracji.

Opis techniczny

Na Rysunku 3.18 przedstawiono typowy schemat przepływu w układzie mokrego FGD z wykorzystaniem wapna/wapienia. Wapień jest powszechnie wykorzystywany jako reagent ponieważ w wielu krajach jest on dostępny w dużych ilościach i zwykle jest tańszy od innych reagentów. W starszych obiektach powszechnie wykorzystywano wapno ze względu na jego lepszą reaktywność z SO₂. Wapno zastąpiono wapieniem w celu obniżenia ryzyka kalcynacji, której usunięcie jest energochłonne, czasochłonne i kosztowne. Mimo to, w niektórych przypadkach użycie wapna zamiast wapienia jest konieczne ze względu na stawiane przez użytkowników wymogi dotyczące bieli gipsu. W każdym razie, odsiarczanie gazów odlotowych z użyciem wapienia ma niemal taką samą skuteczność usuwania SO₂ jak w przypadku wapna. Mimo istotnego wpływu reaktywności wapienia na efektywność instalacji odsiarczania gazów, do tej pory nie opracowano normy ani znormalizowanej metody jej sprawdzania. Stosowane są również inne reagenty, takie jak wapno wzmocnione magnezem.

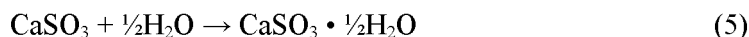
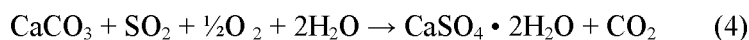
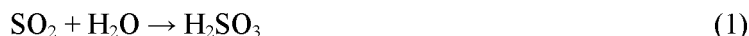


Źródło: [169, TWG 2006 LCP BREF 2003]

Rysunek 3.18: Schemat przepływu w procesie odsiarczania z mokrym skruberem zasilanym zawiesiną wapna/wapienia

Gaz odlotowy opuszczający system ograniczania emisji cząstek stałych zwykle przechodzi przez wymiennik ciepła i wchodzi do absorbera FGD, gdzie SO_2 jest usuwany przez bezpośredni kontakt z wodną zawiesiną drobno zmielonego wapienia, w której wapien powinien zawierać ponad 95 % CaCO_3 . Świeża zawiesina wapieniowa jest ładowana do absorbera w sposób ciągły. Oczyszczony gaz odlotowy przechodzi przez eliminator mgły i jest uwalniany do atmosfery przez komin lub chłodnie kominową. Produkty reakcji są usuwane z absorbera i przekazywane do odwodnienia i dalszego przetworzenia.

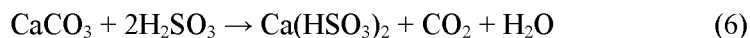
Mokre skrubery zasilane wapieniem dzielą się na dwie kategorie w zależności od sposobu utleniania - tj. utleniania wymuszonego i naturalnego. Tryb utleniania jest uzależniony od reakcji chemicznych, pH reagenta oraz powstających produktów ubocznych. W utlenianiu wymuszonego przy wartości pH wynoszącej od 5 do 6 (co jest częste w mokrych skrubkach zasilanych wapieniem) zachodzą następujące reakcje chemiczne:



Reakcje (1) i (2) są powszechne we wszystkich instalacjach mokrego odsiarczania gazów odlotowych. Reakcja (3) przedstawia wymuszone utlenianie siarczynu wapnia w powietrzu i powstawanie (krystalizację) siarczanu wapnia lub gipsu w trybie utleniania. W utlenianiu wymuszonego powietrze jest wprowadzane do dna absorbera w celu utlenienia siarczynu wapnia (osiągany poziom utleniania wynosi przekracza 99 %).

W trybie utleniania naturalnego, siarczyn wapnia jest częściowo utleniany przez tlen zawarty w gazie odlotowym. Głównym produktem jest półwodny siarczyn wapnia (5). Wytworzona mieszanina półwodnego siarczynu wapnia i gipsu ma postać osadu.

W niższych wartościach pH (od 4,5 do 5,5) zachodzi inna reakcja chemiczna. Po absorpcji SO_2 (1), podstawowym produktem neutralizacji wapniem nie jest siarczyn wapnia, ale wodosiarczyn wapnia $\text{Ca}(\text{HSO}_3)_2$:



Ponieważ wodosiarczyn wapnia jest znacznie lepiej rozpuszczalny niż siarczyn wapnia, użytkowanie instalacji przy niższych wartościach pH niesie niższe ryzyko powstawania kamienia i zapychania. Wodosiarczyn wapnia jest utleniany i krystalizowany do postaci gipsu lub dwuwodnego siarczanu wapnia (7).

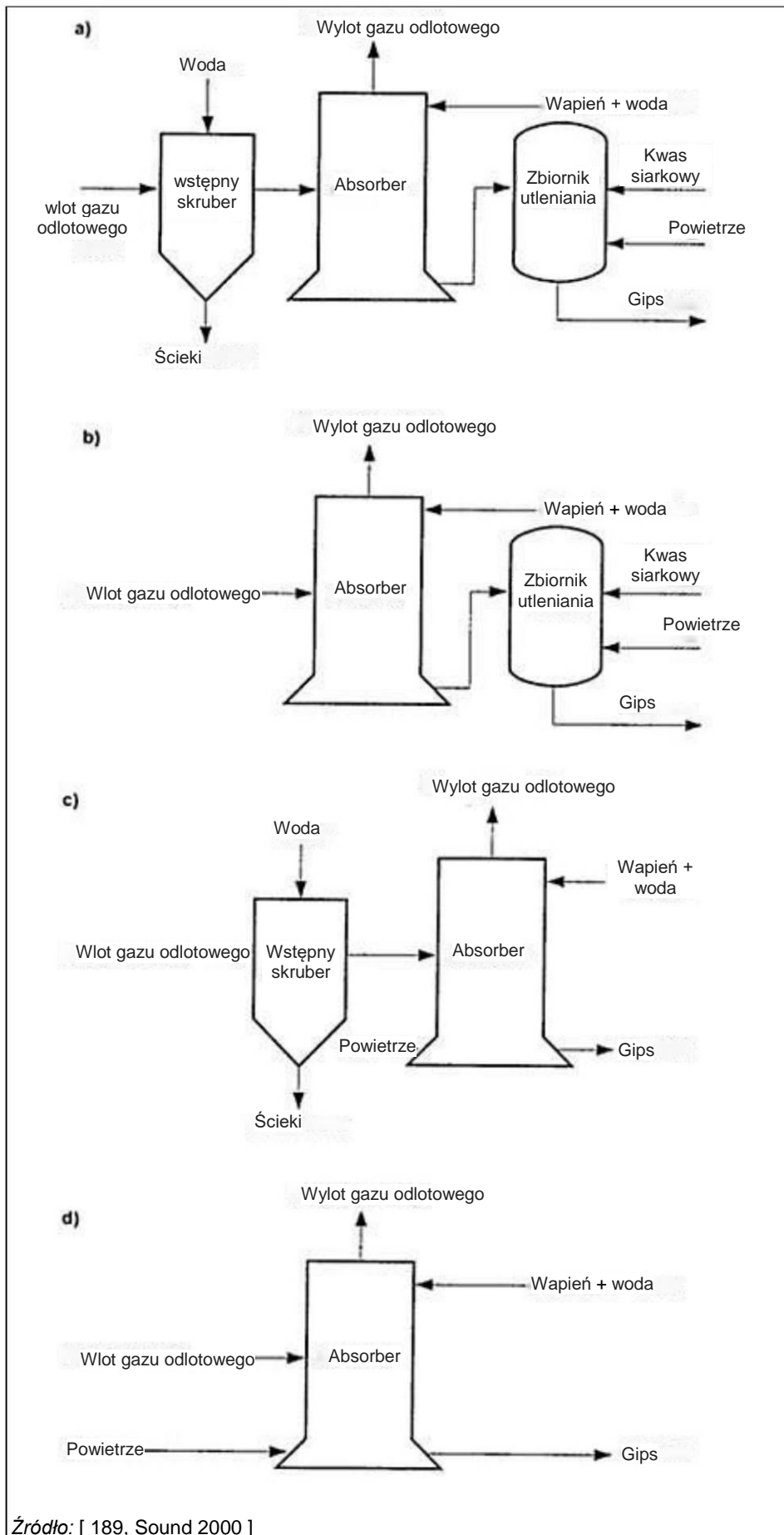
W Tabeli 3.9 przedstawiono porównanie utleniania wymuszonego i naturalnego w skrubierce mokrym zasilanym wapniem. W przypadku utleniania wymuszonego, odwodnienie nie sprawia trudności ponieważ kryształki gipsu są stosunkowo duże. Podstawowe odwodnienie jest zwykle realizowane w hydrocyklonach, a wtórne w filtrach lub wirówkach. Produkt końcowy, zawierający około 90 % cząstek stałych, jest łatwy w gospodarowaniu i może być sprzedany jako gips do zapraw, cementu i płyt gipsowo-kartonowych (zastępując gips naturalny) albo wykorzystany do wypełniania kopalń lub składowany na wysypiskach. Sprzedaż gipsu może przyczynić się do ogólnego obniżenia całkowitych kosztów eksploatacji. Jednakże gips przeznaczony do sprzedaży wymaga przemycia na etapie wtórnego odwadniania w celu usunięcia rozpuszczalnych soli (takich jak chlorki).

Tabela 3.9: Porównanie utleniania wymuszonego i naturalnego

Tryb	Produkt uboczny	Rozmiar kryształków produktu ubocznego	Wykorzystanie produktu ubocznego	Odwadnianie	Niezawodność	Miejsce wykorzystywania
Utlenianie wymuszone	Gips 90 %; woda 10 %	0-100 μm	Płyty gipsowo-kartonowe, cement itp.	Łatwe: hydrocyklon plus filtr	> 99 %	Europa i Japonia
Utlenianie naturalne	Siarczan/siarczyn wapnia 50-60 %; woda 40 - 50 %	1-5 μm	Brak (wysypisko)	Niełatwe: zagęszczacz plus filtr	95-99 % z powodu osadzania się kamienia	USA

Produktem ubocznym utleniania naturalnego jest trudna do odwodnienia mieszanina półwodnego siarczynu wapnia i dwuwodnego siarczanu wapnia. Z tego powodu, na etapie podstawowego odwadniania wymagane jest użycie zagęszczacza. Odwadnianie wtórne jest realizowane przy użyciu filtrów lub wirówek. Końcowy produkt uboczny jest w 40-50 % wodą. W wielu przypadkach jest on zrzucany do specjalnych zbiorników wodnych lub składowany na wysypiskach, ale ze względu na swoje właściwości tiksotropowe musi najpierw zostać wymieszany z popiołem lotnym i wapnem. Proces naturalnego utleniania wykorzystywano głównie w USA, ale w nowych obiektach nie jest już powszechny. Choć jego niezawodność poprawiono, to wciąż jest ona na poziomie około 95-99 % z powodu problemów wynikających z tworzenia się kamienia gipsowego. Istnieje tendencja do przechodzenia z utleniania naturalnego na wymuszone ponieważ wytworzony gips jest bardziej preferowany niż osad powstały w naturalnym utlenianiu, nawet w przypadku składowania na wysypiskach.

Mokre skrubery zasilane wapniem można ogólnie podzielić na cztery rodzaje (a, b, c i d) tak jak to przedstawiono na Rysunku 3.19. Rodzaje (c) i (d) przedstawiono w trybie utleniania wymuszonego, ale tryb ten można zmieć na utlenianie naturalne przez zamknięcie wlotu powietrza w zbiorniku utleniającym. W takim przypadku, pozostałością nie będzie gips, ale osad.



Rysunek 3.19: Różne rodzaje mokrych skruberów zasilanych zawiesiną wapna/wapienia

Rodzaj (a) i rodzaj (b) wykorzystują dodatkowy zbiornik utleniania i zostały omówione w niniejszym dokumencie ponieważ zbiorniki takie stosowano wyłącznie w pracach badawczych.

Rodzaj (c) nie ma oddzielnego zbiornika utleniania. W tym przypadku, powietrze utleniania jest spuszczone do dna absorbera w celu wytworzenia gipsu. Ta metoda utleniania, zwana utlenianiem *in situ*, jest obecnie najpowszechniejsza. Jeżeli utlenianie zachodzi w zbiorniku utleniania, tak jak w rodzajach (a) i (b), nazywa się ono utlenianiem *ex situ*. Chociaż wstępny skrubler używa się do usuwania HCl i HF, to skrubler wstępny o niskim pH usuwa również więcej rtęci oraz drobnych cząstek, które mogą przenosić inne pierwiastki śladowe. W Japonii, w wielu nowych dużych instalacjach odsiarczania gazu odlotowego zastosowano rodzaj (c) ponieważ charakteryzuje się on wysoką niezawodnością pracy i wytwarza wysokiej jakości gips, dzięki czemu można uniknąć ewentualnych problemów pojawiających się w przypadku braku skrublera wstępnego.

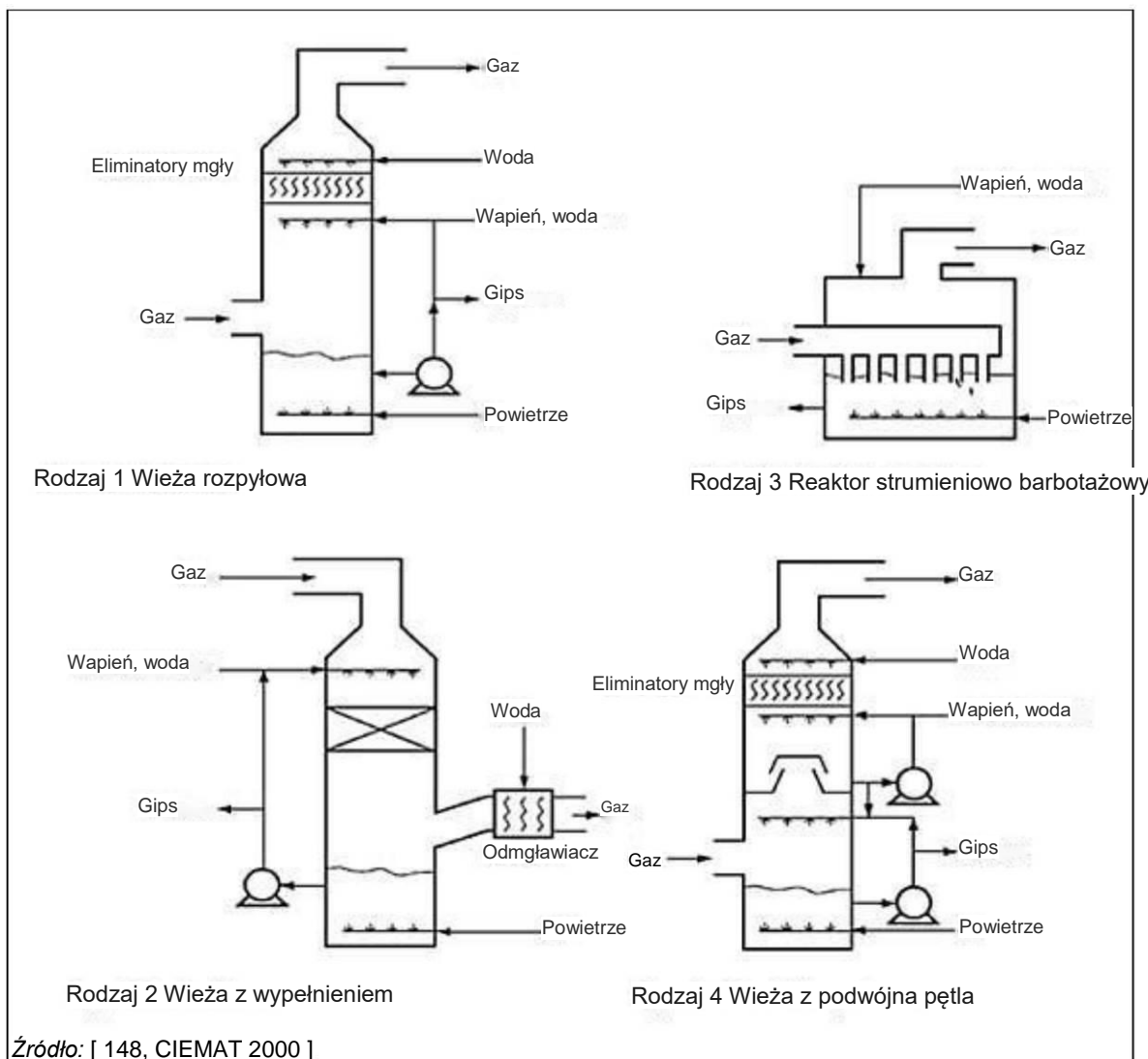
Wylimitowanie zbiornika utleniania lub przejście z utleniania *ex situ* do *in situ* to duży postęp w technologii FGD. W porównaniu z utlenianiem *ex situ*, utlenianie *in situ* oferuje wiele zalet:

- Po pierwsze, utlenianie *in situ* zapobiega osadzaniu się kamienia i czopowaniu dzięki całkowitemu utlenianiu produktu w absorberze, co skutkuje wyższą niezawodnością pracy. Częściowe utlenianie produktu, związane z zawartością tlenu w gazie odlotowym, powoduje osadzanie się kamienia gipsowego w absorberze.
- Po drugie, utlenianie *in situ* oferuje wyższą efektywność usuwania SO_2 niż utlenianie *ex situ*.
- Po trzecie, należy zauważyć, że utlenianie *in situ* sprzyja wyższej efektywności usuwania SO_2 nawet w niskim pH ponieważ H_2SO_4 , który powstaje w wyniku utleniania H_2SO_3 przez wtrysk powietrza, szybko reaguje z wapieniem. Dodatkowo, wykorzystanie wapienia jest wyższe niż w utlenianiu *ex situ* z powodu wyższej rozpuszczalności wapienia w niskich wartościach pH. Stosunek molowy Ca/S wynosi od 1,02 do 1,1.

Kolejną zaletą utleniania *in situ* jest to możliwość redukcji wytwarzania S_2O_3 . Jest to produkt uboczny reakcji ubocznej utleniania SO_2 i jedna z substancji wpływających na chemiczne zapotrzebowanie tlenu (ang. chemical oxygen demand, COD). Zredukowanie COD w ściekach do poziomu 1/5 do 1/10 może zmniejszyć wymogi dotyczące oczyszczania ścieków. W odróżnieniu od rodzajów (a) i (b), nie ma również potrzeby dodawania H_2SO_4 dla utleniania. Pojawienie się wymuszonego utleniania *in situ* podniosło atrakcyjność mokrych skrublerów zasilanych wapieniem.

Rodzaj (d) to najprostszy układ mokrego skrublera zasilanego wapieniem i wiodący obecnie system odsiarczania gazu odlotowego. Wszystkie reakcje chemiczne zachodzą w pojedynczym zintegrowanym absorberze, dzięki czemu możliwe jest obniżenie kosztów kapitałowych o zużycia energii. Od końca lat 80 XX wieku, rodzaj (d) osiągnął wysoką niezawodność pracy przy rozsądnej jakości gipsu. Dodatkowo, pojedyncza zintegrowana wieża wymaga mniej miejsca, co ułatwia modernizację istniejących kotłów. W Niemczech, najnowsze instalacje FGD są właśnie rodzaju (d). Również w USA rodzaj (d) jest popularny dzięki niższym kosztom i wysokiej efektywności.

W instalacjach mokrego odsiarczania gazu odlotowego decydujące znaczenie ma konstrukcja absorbera. Na Rysunku 3.20 przedstawiono przykłady różnych rodzajów absorberów, w których wszystkie reakcje FGD zachodzą razem.



Rysunek 3.20: Różne rodzaje absorberów

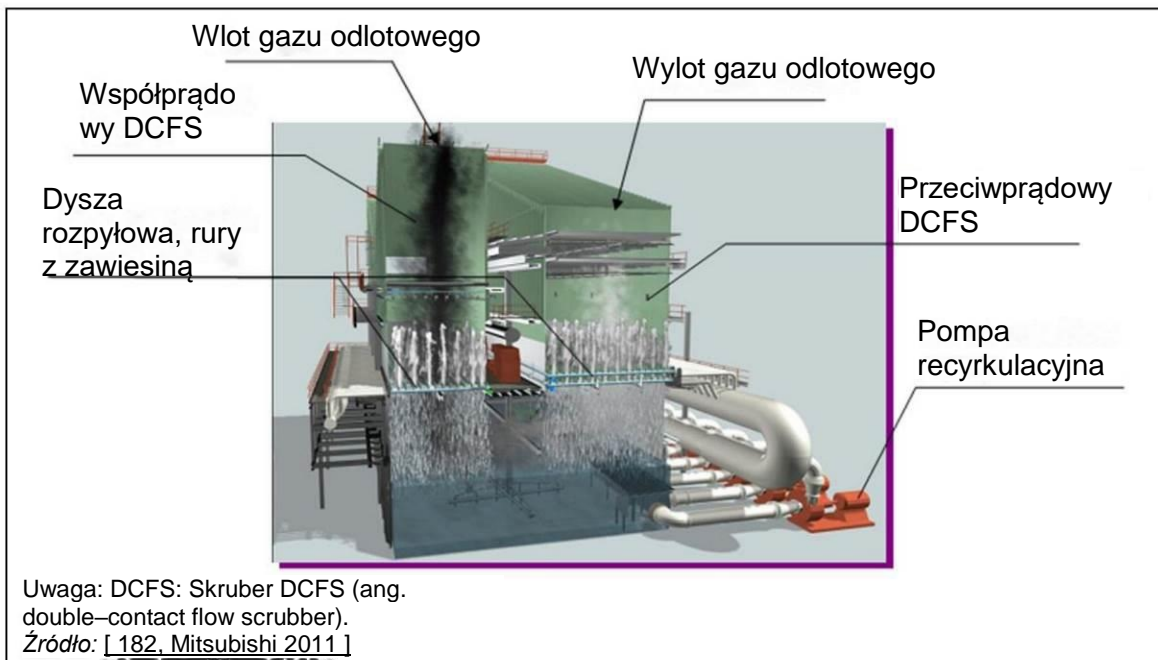
Rodzaj 1 to wieżowy absorber rozpyłowy - najpowszechniejszy spośród mokrych systemów FGD używanych na świecie. Wieża rozpyłowa zwykle posiada trzy głowice rozpyłowe z szeregiem dysz, które w równomierny sposób rozpylają wodną zawiesinę gipsową zawierającą drobno zmielony wapień. Gaz odlotowy wprowadzony do absorbera znajduje się w bliskim kontakcie ze swobodnie poruszającymi się kropelkami, zwykle w układzie przeciwbieżnym, bez żadnych urządzeń ograniczających przepływ gazu. Przenoszone mgły są wychwytywane przez eliminatory mgieł. Tę konstrukcję opracowano w odpowiedzi na problemy z osadzaniem się kamienia obecne w pierwszej generacji systemów FGD wyposażonych w wewnątrznie ustrukturyzowane absorbery.

Rodzaj 2 to absorber wieżowy z wypełnieniem wykorzystujący siatki plastikowe pierwotnie opracowane w Japonii. Wieża z wypełnieniem wydłuża czas kontaktu gaz–płyn, co skutkuje wyższą efektywnością usuwania SO_2 . Dzięki lepszemu zrozumieniu procesów odsiarczania gazu odlotowego, konstrukcje tę użytkuje się obecnie bez problemów z osadzaniem się kamienia. Ponadto, ważną cechą współprądowego układu szybkiego przepływu gazu odlotowego jest zwarta konstrukcja absorbera.

Rodzaj 3 znany jest pod nazwą **reaktora z turbulentnym złożem pęcherzykowym lub reaktora strumieniowo barbotażowego**. Gaz odlotowy jest wprowadzany do zawiesiny przez liczne zanurzone rury, a powietrze do utleniania jest wdmuchiwane do zawiesiny wapienna wprowadzanej do reaktora. Ten rodzaj absorbera to dobry przykład uproszczonego procesu FGD. Eliminuje on potrzebę wykorzystania pomp cyrkulacyjnych, dysz i głowic rozpyłowych, oddzielnych zbiorników utleniania oraz zagęstników, przez co minimalizuje ewentualne problemy i zmniejsza zużycie energii.

Rodzaj 4 wykorzystuje **koncepcję podwójnej pętli**, którą po raz pierwszy opracowano w USA. W konstrukcji tej zastosowano dwie pętle - schładzacz i absorber - o różnych wartościach pH. Pewna liczba obiektów wykorzystujących ten rodzaj absorbera powstała w Kanadzie, Niemczech i USA.

W połowie pierwszej dekady XXI wieku powstały również inne rodzaje tych absorberów, jak np. system mokrego odsiarczania gazu odlotowego przedstawiony na Rysunku 3.21, który łączy w sobie typ 1 i 2 w układzie współ- i przeciwpływowym.



Rysunek 3.21: Przykład współprądowego i przeciwpłydownego mokrego systemu FGD

Systemy mokrego odsiarczania gazu odlotowego zasilane wapniem w naturalny sposób są narażone na działanie agresywnego środowiska pracy, prowadzącego do korozji, erozji i ścierania. Ścieżka gazu odlotowego od wlotu absorbera do wylotu kominem musi być chroniona przed atakiem powodowanym adiabatycznym chłodzeniem i saturacją gazu, np. przez nałożenie powłok gumowych lub z dodatkiem płatków szklanych. Elementy, na które należy zwracać szczególną uwagę to kanał wlotowy, absorber, kanał wylotowy, układy powtórnego ogrzewania oraz przewody kominowe. Wszystkie części mające kontakt z zawiesziną są narażone na działanie korozji i ścierania. Wśród nich są: strefy rozpylania, zbiorniki, mieszadła, pompy, rury, zawory oraz wszystkie urządzenia do odwadniania.

Temperatura gazu odlotowego jest zmniejszana do około 45–80 °C przez przeprowadzenie go przez jednostki mokrego FGD. Tymczasem, w celu poprawy dyspersji czystego gazu odlotowego z kominą i zmniejszeniu częstotliwości występowania zjawiska widocznej smugi, w przepisach przewidziano minimalną temperaturę gazu u wylotu kominą. Aby spełnić ten wymóg, gaz odlotowy należy powtórnie ogrzać. W tym celu, najczęściej stosuje się regeneracyjny wymiennik ciepła gaz–gaz (podgrzewacz). Niektóre nowe przepisy nie wymagają już minimalnej temperatury w kominie. Ponadto, uwalnianie czystego gazu odlotowego przez mokry komin jest związane z mniejszym zapotrzebowaniem na energię (choć towarzyszy mu widoczna smuga).

Jak pokazują modele dyspersji, w kontekście zapewnienia małego wpływu na jakość powietrza w pobliżu obiektu bez konieczności ogrzewania spalin, w dyspersji gazu odlotowego ważniejszą rolę odgrywa wysokość kominą niż wypór uwalnianego gazu. Wypór gazu (i zarazem dyspersję) można w razie konieczności zwiększyć przez jego ogrzanie, ale dyspersję można też poprawić przez zapewnienie większej prędkości gazu przy wyjściu z kominą.

Mokre systemy odsiarczania gazu odlotowego wymagają dużo przestrzeni. W istniejących obiektach, w których pierwotnie nie przewidziano instalacji FGD, może wystąpić problem braku miejsca i konieczność położenia dodatkowych przewodów, co przekłada się na znacznie wyższe koszty inwestycji.

Wdrożenie tego procesu w istniejącej instalacji może również wymagać postawienia nowego kominu ponieważ spaliny z systemu odsiarczania mają działanie znacznie bardziej korozyjne (punkt rosy jest osiągnięty w skruberze) niż spaliny z instalacji bez oczyszczania metodą FGD, do czego istniejący komin może nie być zaprojektowany lub odpowiedni. W przypadku nowych kominów możliwe jest wykorzystanie nowoczesnych wkładów kominowych, które redukują kwaśny kondensat i jednocześnie poprawiają dyspersję przez szybsze ogrzewanie się podczas rozruchu. Ta ostatnia zaleta nabiera znaczenia w miarę jak sytuacja na rynku energii elektrycznej skutkuje nieciągłym użytkowaniem coraz większej liczby obiektów w celu dostosowania się do zapotrzebowania.

Na przestrzeni ostatnich kilku dekad odnotowano znaczący rozwój technologii skruberów mokrych, którego wynikiem jest większa niezawodność, efektywność oczyszczania oraz niższe koszty. Niezawodność zwykle wynosi ponad 99 % w przypadku utleniania wymuszonego oraz 95–99 % w przypadku utleniania naturalnego. Wpływ na możliwość wykorzystania tej technologii mogą mieć zarówno komponenty skrubera jak i procesy pomocnicze dla pracy absorbera.

Dobrym rozwiązaniem w oczyszczaniu ścieków za instalacją FGD mającym na celu usuwanie metali i zawieszonych cząstek stałych jest proces obejmujący wytrącanie wodorotlenków i siarczków, klarowanie i odwadnianie zawiesiny.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Zmniejszona emisja SO_x , HCl, HF, pyłu i metali zawartych w pyłe do powietrza.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Tabela 3.10: Wydajność techniki mokrego skrubera zasilanego zawieszoną wapna/wapienia w zmniejszaniu emisji tlenków siarki 161

Technika	Ogólny stopień redukcji SO ₂	Pozostałe parametry wydajności	
		Parametr	Wartość
Mokry skrubier zasilany wapnem/wapieniem	92 % do > 99 % (w zależności od rodzaju absorbera)	Temperatura pracy	45–60 °C
		Sorbent	Wapień, wapno, kreda
		Zużycie energii jako % mocy elektrycznej	1–3 %
		Spadek ciśnienia	20–30 (10 ² Pa) (bez podgrzewacza gaz–gaz)
		Stosunek moliowy Ca/S	1,02–1,1
		Niezawodność	95–99 % (czasu pracy)
		Pozostałości/produkt uboczny	Gips
		Czystość gipsu	90–95 %
		Czas pozostawiania	< 5–10 s
		Żywotność powłoki gumowej	> 10 lat (węgiel)
		Stopień usuwania aerozolu SO ₃	50 %
		Stopień usuwania HCl	90–99 %
		Stopień usuwania HF	90–99 % w absorberze
		Cząstki stałe	> 50 % (np. w przypadku spalania węgla kamiennego; w przypadku innych paliw, zależy od rozmiaru cząstek)
Zużycie surowej wody	220–250 l/MWh _e W elektrowni dieslowskiej bez odzysku ciepła, około 1,1 m ³ /MWh _e		

Uwaga:
 Stopień redukcji SO₂ w niektórych istniejących instalacjach FGD zaczyna się od 85 %.
 Z całkowitej liczby instalacji, 80 % to skrubery mokre, z czego 72 % jako reagent wykorzystuje wapień, 16 % i wapno, a 12 % inne reagenty.
 Wybór wapienia (wysoka zawartość węglanu wapnia, niska zawartość Al, F i Cl) jest ważny dla zapewnienia dobrego stopnia usuwania SO₂.
 Innymi dwoma czynnikami, które należy brać pod uwagę to reaktywność wapienia i odległość, z jakiej trzeba go dostarczać do obiektu.
 Czasem do utrzymania wartości pH roztworu płuczącego wykorzystuje się bufor organiczne; umożliwia to podniesienie stopnia usuwania SO₂ lub ograniczenie ilości wapna/wapienia potrzebnej do reakcji.
 Temperatura pracy może wynosić aż 75 °C w przypadku wykorzystania węgla brunatnego o niskiej wartości opałowej i dużej wilgotności.
 Gips może być produktem ubocznym, który można sprzedawać.

Efektywność usuwania jest funkcją natężenia skierowanego w dół przepływu płynu w stosunku do natężenia skierowanego w górę przepływu gazu (tzw. stosunek cieczy do gazu, L/G) oraz czasu pozostawiania i objętości w absorberze. W pewnym stopniu zależy ona również od rodzaju użytego wypełnienia, temperatury wody oraz dodatku chemikaliów. Czynniki ograniczające efektywność oczyszczania to rozmiar zbiornika i połączenia w jego wnętrzu, wydajność pomp, rozmiar i konfiguracja rur oraz rozmiar zbiornika ściekowego.

Zasadniczo, w ramach tych ograniczeń istnieje pewna liczba rozwiązań pozwalających na poprawienie wydajności systemu odsiarczania gazu odlotowego. Dzielią się one na dwie kategorie: rozwiązania poprawiające kontakt gazu odlotowego z płynem w wieży absorbera oraz rozwiązania poprawiające chemię samego procesu. Jako przykłady tych pierwszych można podać: pierścienie ścienne, międzyprzestrzenny poziom zraszania, ulepszona głowica i dysza oraz taca.

Przykłady tych drugich to dozowanie chemikaliów, jak np. kwasów organicznych, w celu zmiany lub optymalizacji pH. Wprowadzenie kwasu organicznego (lub bufora organicznego), jak np. kwas adypinowy, do systemu odsiarczania zasilanego wapieniem podnosi zdolność zawiesiny do absorbowania SO₂ przez buforowanie pH w

absorberze. Roboczy poziom pH dozwolony dla systemu wspomaganego kwasem adypinowym (optymalnie 5,0–5,1) jest niższy w porównaniu z poziomem wymaganym dla systemu niewspomaganego (zwykle 5,1–5,5). Rozwiązanie to poprawia efektywność usuwania SO₂ i/lub obniża koszt odsiarczania, głównie dzięki oszczędności wapienia i zmniejszeniu zapotrzebowania na energię potrzebną do napędzania pomp recyrkulacyjnych. [14, MOBLEY et al. 1986] [15, WANG and BURBANK 1982]

Wykazano, że zastosowanie kwasów organicznych, takich jak kwas adypinowy, w istniejących instalacjach mokrego odsiarczania gazu odlotowego zaprojektowanych dla stężenia SO₂ na wylocie wynoszącego ~400 mg/Nm³ poprawiło efektywność tych instalacji w niektórych obiektach, choć wystąpiły również efekty uboczne - np. zwiększone biochemiczne zapotrzebowanie tlenu (ang biochemical oxygen demand, BOD) w ściekach, które wymaga montażu dodatkowych urządzeń oczyszczających. [121, Eurelectric 2012]

Rozwiązaniem, które plasuje się między obydwoma powyższymi grupami jest pominięcie podgrzewacza gaz–gaz. Może ono poprawić wydajność przez zmniejszenie ryzyka przedostawania się niewielkiej części gazu odlotowego ze strony gazu surowego podgrzewacza na stronę gazu czystego bez jej oczyszczenia.

Wyniki możliwe do osiągnięcia dzięki wdrożeniu tych działań w dużym stopniu zależą od danego zakładu, a ich przedział przedstawiono w Tabeli 3.11.

Tabela 3.11: Możliwości podniesienia wydajności

Działanie	Poprawa wydajności
Pierścienie ściennie	3–5 %
Międzyprzestrzenny poziom zraszania	3–5 %
Ulepszona głowica i dysza	3–5 %
Dodatki chemiczne	1–6 %
Taca	2–7,5 %
Źródło: [183. UK–TWG 2011]	

Działania te do pewnego stopnia będzie oferowały coraz mniejsze zwroty z inwestycji, albo mówiąc inaczej - im lepiej działa jednostka pierwotna, tym mniejsze możliwości poprawy jej wydajności, a co za tym idzie poprawa ta może być nawet mniejsza niż dolny zakres przedstawiony w tabeli. Dodatkowo, w przypadku gdy kontakt gaz–płyn jest już dobry, wdrożenie dodatkowego działania poprawiającego ten kontakt przyniesie niewielką, lub wręcz żadną, zmianę wydajności. To samo dotyczy również prób poprawy chemii (jeżeli wyjściowo jest ona już dobra).

Co do odsiarczania gazów odlotowych z silników opalanych paliwem płynnym, to np. w dużym silniku dieslowskim zawartość tlenu w gazie odlotowym wynosi około 13–15 vol-% (współczynnik powietrza 2,7 - 3,5). W typowej kotłowni jest to 3–6 vol-% O₂ (współczynnik powietrza 1,2–1,4), w zależności od spalnego paliwa. Większa zawartość tlenu oznacza większy przepływ spalin oraz konieczność zamontowania większego układu reaktora odsiarczania, co skutkuje wyższymi kosztami inwestycji w przeliczeniu na kW_e.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

- Wytwarzanie ścieków o podwyższonym biochemicznym zapotrzebowaniu tlenu w przypadku stosowania kwasów organicznych.
- Duże zużycie wody.
- Obniżenie efektywności energetycznej obiektu.
- Duża strata energii w przypadku, gdy wymagane jest ogrzanie gazu odlotowego przed systemem mokrego odsiarczania, w porównaniu z systemami suchego odsiarczania i połączonymi systemami usuwania SO₂/NO_x, które zwykle nie wymagają ogrzania gazu odlotowego.
- Problemem związanym z wykorzystaniem obrotowych wymienników ciepła gaz–gaz działających w temperaturze ok. 150°C jest nieunikniona nieszczelność, w wyniku której 1–3 % objętości surowego gazu odlotowego

dostaje się bezpośrednio do komina bez przejścia redukcji zawartości SO_2 . Dlatego, aby osiągnąć wymagany poziom emisji SO_x z komina, urządzenia należy projektować z uwzględnieniem wyższej wydajności usuwania SO_x , co może mieć wpływ na zużycie i wymaganą jakość reagenta. Problem ten można rozwiązać przez zastosowanie układu ograniczania nieszczelności umożliwiającego jej obniżenie do 0,5 %, zastąpienie podgrzewacza gaz-gaz za instalacją mokrego odsiarczania gazu odlotowego przez wielorurowy wymiennik ciepła (np. w sytuacji gdy wymiennik ciepła musi być zmieniony lub zastąpiony) lub usunięcie podgrzewacza i odprowadzanie spalin przez chłodnię kominową lub mokry komin.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Modernizacja istniejących obiektów energetycznego spalania może być utrudniona z powodu przestrzeni potrzebnej na skrubery i urządzenia pomocnicze (w związku z ich rozmiarami) i/lub złożonych modyfikacji istniejących przewodów rurowych gazu odlotowego.

Istniejące obiekty, w których już wdrożono mokre instalacje odsiarczania gazu odlotowego mogą ograniczyć emisję SO_2 przez zoptymalizowanie układu przepływu w zbiorniku absorbera.

Ekonomika

Choć koszty kapitałowe związane z mokrym skrubem zasilanym wapieniem są stosunkowo wysokie, to koszty użytkowania należą do umiarkowanych dzięki zaawansowanej automatyce, niezawodności i wytwarzaniu produktu ubocznego, który można sprzedać. Koszty kapitałowe mogą się znacznie różnić w zależności od specyfiki miejsca oraz warunków technicznych i ekonomicznych, takich jak wielkość obiektu, stężenia SO_2 na wlocie i wylocie, strategia dotycząca redundancji, liczba godzin pracy w ciągu roku, liczba lat pracy, gospodarka gipsem lub pozostałościami, koszty i jakość wody surowej, stopy procentowe, liczba jednostek w zakładzie, sytuacja na rynku instalacji FGD itp.

Wpływ na koszt kapitałowy mokrego skrubera zasilanego zawiesiną wapna/wapienia ma głównie natężenie przepływu gazu odlotowego oraz inne czynniki związane z danym obiektem, takie jak układ obiektu, dostępna przestrzeń i konieczne modyfikacje. W niektórych przypadkach czynniki te mogą zwiększyć koszty o około 50 %. Modernizowane instalacje odsiarczania gazu odlotowego są znacznie droższe niż instalacje realizowane od podstaw. Koszty kapitałowe procesu mokrego odsiarczania oparte na zawiesinie wapiennej wdrożonego dla kotła wahają się między 35–50 EUR na kW_e w przypadku nowej instalacji i 60–300 EUR na kW_e w przypadku modernizacji. Koszty eksploatacji i konserwacji wahają się między 0,4 EUR i 0,7 EUR na MWh (wkład energii). Typowe koszty usuwania SO_2 mieszczą się w przedziale od 750 EUR do 1150 EUR na tonę usuniętego SO_2 , co odpowiada wpływowi na koszt wytwarzania energii elektrycznej rzędu 3–6 EUR na MWh. [3, LCP TWG 2012]

Jeżeli chodzi o modernizację istniejących instalacji mokrego odsiarczania gazu odlotowego, w badaniu przeprowadzonym dla brytyjskiej Agencji ds. Ochrony Środowiska przedstawiono przypadek, w którym dodatkowy koszt redukcji emisji SO_2 z 800 mg/Nm^3 do 400 mg/Nm^3 w jednostce o mocy 500 MW wyniósł około 7,5 mln funtów. Koszt ten wynikał z konieczności instalacji dodatkowej pompy do zawiesiny, dodatkowego poziomego spryskiwania i zwiększonej wysokości absorbera. Potrzebna była też dodatkowa ilość wapienia, co wymusiło instalację większych urządzeń przemiałowych i zwiększyło rozmiary systemu gospodarki wapieniem. Podobna sytuacja zaistniała w zakresie urządzeń przeznaczonych do gospodarki gipsem. We wnioskach z badania stwierdzono, że dalsza redukcja z 200 mg/Nm^3 do 100 mg/Nm^3 skutkowałaby, według rozsądnych szacunków, kwotą 5 mln funtów. [183, UK-TWG 2011]

Podstawa wdrożenia

Ograniczenie emisji SO_x , HCl, HF, pyłu i metali zawartych w pyle.

Przykładowe obiekty

Patrz sekcje dotyczące spalania węgla kamiennego, węgla brunatnego, biomasy, torfu i oleju.

Literatura źródłowa

Brak informacji.

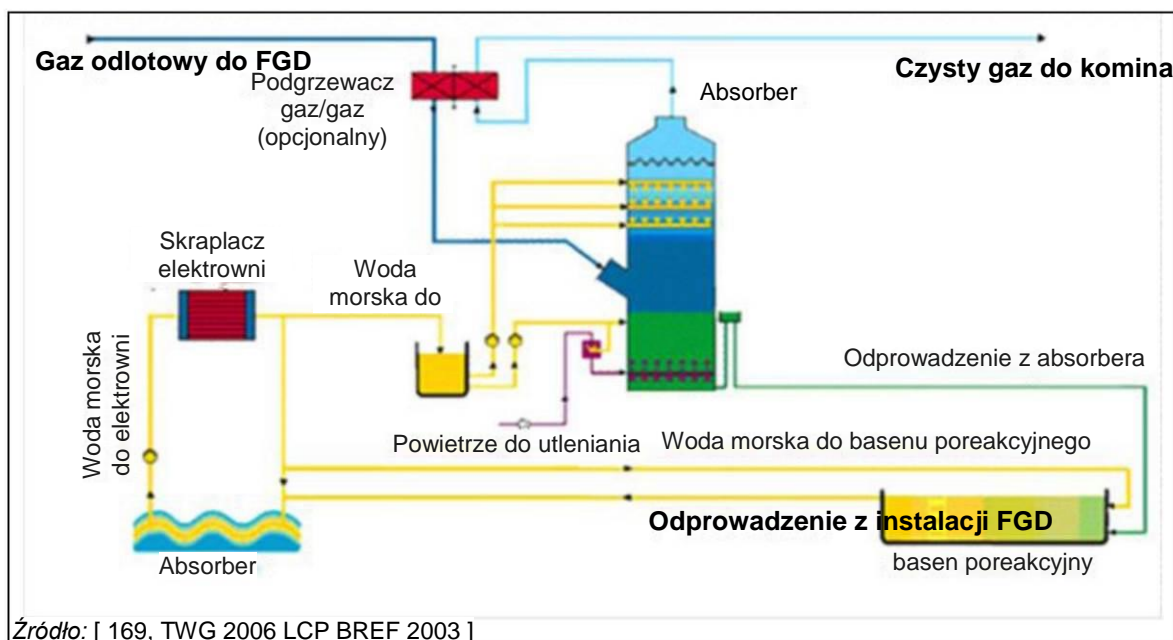
3.2.2.2.2 Skruber zasilany wodą morską

Opis

Szczególny nieregeneracyjny rodzaj oczyszczania przy wykorzystaniu wody morskiej jako rozpuszczalnika (dzięki jej naturalnej zasadowości), w miejscach w których dostępne są duże ilości tej wody.

Opis techniczny

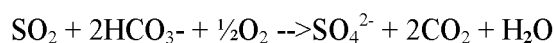
W oczyszczaniu bazującym na wodzie morskiej wykorzystywane są naturalne dla niej właściwości absorpcji i neutralizacji dwutlenku siarki w gazach odlotowych. Jeżeli w pobliżu obiektu dostępne są duże ilości wody morskiej, to prawdopodobnie będzie ona wykorzystywana jako chłodziwo w skraplaczach. Za skraplaczami, woda morska może być ponownie wykorzystana na potrzeby odsiarczania gazu odlotowego. Podstawowe zasady procesu oczyszczania w oparciu o wodę morską przedstawiono na Rysunku 3.22



Rysunek 3.22: Proces oczyszczania w oparciu o wodę morską

Gaz odlotowy z obiektu energetycznego spalania opuszcza odpylacz (zwykle filtr workowy lub elektrofiltr) jest wprowadzany do absorbera SO₂, gdzie wchodzi w kontakt z kontrolowaną ilością wody morskiej pobraną z odpływu wody chłodzącej w skraplaczu turbiny. Obecność wodorowęglanu i węglanów w wodzie morskiej powoduje absorpcję dwutlenku siarki w gazie odlotowym. Zakwaszone ścieki z absorbera są mieszane z dodatkową ilością wody morskiej w celu utrzymania pH na optymalnym poziomie dla procesu utleniania. Wprowadzone powietrze wymusza utlenianie absorbowanego dwutlenku siarki z dwusiarczynu do dwusiarczynu i usuwa CO₂. Przed odprowadzeniem do morza, woda jest prawie nasycona tlenem, a jej wartość pH zostaje przywrócona do poziomu obojętnego. W procesie bazującym na wodzie morskiej nie ma potrzeby sprowadzania ani wysyłania reagentów czy produktów ubocznych. Wykorzystuje on wyłącznie wodę morską, która została już użyta w procesie wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła jako woda chłodząca dla skraplacza turbiny parowej.

Proces ten opiera się na poniższej reakcji chemicznej:



W skład tych systemów wchodzi przepustnice (powszechnie zwane modulatorami), które umożliwiają regulację ilości gazu odlotowego obchodzącego instalację FGD. Jest to przydatny środek bezpieczeństwa, który w pewnych konstrukcjach jest sposobem podnoszenia temperatury emitowanego gazu odlotowego w celu poprawy jego dyspersji (patrz

niżej). Ich wykorzystanie może również zapobiegać odprowadzaniu wody o niskim pH, w przypadku gdyby inne środki, takie jak dodatkowe (energochłonne) dmuchawy napowietrzające, zostały uznane za niedostateczne lub niewystarczająco szybkie.

Wszystkie systemy wykorzystują podgrzewanie gazu odlotowego w celu poprawy dyspersji odprowadzanego gazu, który w przeciwnym razie miałby temperaturę zbliżoną do temperatury wody morskiej. Podgrzewanie odbywa się przy pomocy podgrzewacza gaz–gaz lub miksera nieoczyszczonego gazu i gorącego gazu obejściowego. Ponieważ proces bazujący na wodzie morskiej usuwa z gazu odlotowego wilgoć do punktu rosy zbliżonego do temperatury wody, zwykle poniżej panujących na miejscu temperatur atmosferycznych, na ogół nie widać smugi unoszącej się z komina.

W niektórych miejscach położonych w ujściach rzek, napływ słodkiej lub półsłonej wody, np. po długotrwałych opadach, może mieć wpływ na zasadowość wody morskiej i tym samym jej zdolność usuwania SO_2 . W okresie odpływu, na obszarach ujściowych może występować recyrkulacja wody z odpływu i ujęcia. Zjawisko to może wpływać na efektywność usuwania SO_2 oraz kwasowość odprowadzanej wody chłodzącej. Wymaga to częściowego obejścia jednego lub więcej absorberów FGD przy użyciu wyżej wymienionych modulatorów. [184, UK 2013]

Osiągnięte korzyści dla środowiska

- Ograniczenie emisji SO_x .
- Prosty proces, który nie wymaga obsługi zawiesziny czyszczącej ani nie wytwarza produktów ubocznych.
- Ograniczenie emisji metali do powietrza.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Tabela 3.12: Wydajność techniki skrubera zasilanego wodą morską w zmniejszeniu emisji tlenków siarki

Technika	Ogólny stopień redukcji SO_2	Pozostałe parametry wydajności	
		Parametr	Wartość
Oczyszczanie wodą morską	85–98 %	Temperatura pracy (przykład)	145 °C (przykład wlotu gazu) 30–40 °C (= temperatura wody morskiej na wylocie)
		Sorbent	Woda morska, powietrze
		Czas pozostawiania wody morskiej w napowietrzaczu	15 min (przykład, czas pozostawiania zależy od rodzaju procesu)
		Maks. przepływ gazu odlotowego	Bez ograniczeń przepływu
		Niezawodność	98–99 %
		Pozostałości/produkt uboczny	Brak
		Zużycie energii jako % mocy elektrycznej	0,8–1,6 %
		Stopień usuwania HCl	95–99 %
		Stopień usuwania HF	95–99 % (w absorberze)
		Ścieki	Odprowadzane bezpośrednio do morza (jony siarczanowe rozpuszczone w wodzie morskiej)
		Spadek ciśnienia	10–20 (10^2 Pa)

Uwaga: W odróżnieniu od systemu wapienno-gipsowego, w którym poziomy spryskiwania są włączane lub wyłączane odpowiednio do zawartości siarki w węglu, w absorberze zasilanym wodą morską wykorzystuje się jedynie kontrolowane obejście, które poprawia podgrzewanie i ogranicza oddziaływanie na wodę morską w przypadku spalania węgla niskosiarkowego.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Warunki lokalne, jak np. stan wody morskiej, fale pływowe, środowisko morskie (wodne) w pobliżu wylotu wody ze skrubera itp. należy poddać starannej analizie w celu uniknięcia negatywnych skutków środowiskowych i ekologicznych.

Skutki te mogą wynikać z obniżenia poziomu pH w pobliżu obiektu energetycznego spalania oraz wprowadzenia do środowiska nieusuniętych metali, zwłaszcza Hg, i popiołu lotnego. Dotyczy to szczególnie obiektów położonych w ujściach rzek. Wprowadzenie węgla aktywnego do strumienia gazu odlotowego w połączeniu z użyciem filtra workowego za instalacją odsiarczania zasilaną wodą morską pozwala ograniczyć emisję rtęci do wód. W takim przypadku, odprowadzana woda zawiera jony siarczanowe i chlorkowe, które są naturalnym składnikiem wody morskiej. [184, UK 2013] [120, EEB 2013]

Kolejnym wzajemnym powiązaniem jest zmniejszenie efektywności energetycznej obiektu energetycznego spalania.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

- Woda morska musi być dostępna i już wykorzystana jako woda chłodząca.
- Możliwości zastosowania oczyszczania wodą morską są bardzo duże ponieważ jest to proces prosty i nie wymagający gospodarowania zawiesziną. Może on być jednak stosowany wyłącznie przy spalaniu paliwa niskosiarkowego.
- Ponieważ cząstki stałe (być może razem ze związanymi z nimi metalami) są przekazywane do wody morskiej, niezbędne jest wdrożenie skutecznej techniki redukcji cząstek stałych przed skruberm.
- Modernizacja istniejących obiektów energetycznego spalania może być utrudniona z powodu przestrzeni potrzebnej na skrubery i urządzenia pomocnicze (w związku z ich rozmiarami) i/lub złożonych modyfikacji istniejących przewodów rurowych gazu odlotowego.

Ekonomika

Koszty kapitałowe i koszty eksploatacji są niskie (brak konieczności stosowania chemikaliów luzem, chociaż czasem do podniesienia zasadowości używany jest wodorotlenek magnezu).

Podaje się, że w przypadku montowania instalacji odsiarczania gazu odlotowego zasilanej wodą morską w obiekcie o mocy 300–500 MW_e w celu osiągnięcia 90 % redukcji SO₂, szacunkowy koszt kapitałowy wynosi 110 funtów/kW_{el}, a koszty eksploatacji 0,0011 funta/kW_{el} (wg cen z 1999 r.). [120, EEB 2013]

Podstawa wdrożenia

Ograniczenie emisji SO_x, HCl, HF, pyłu i metali zawartych w pyle.

Przykładowe obiekty

Walijska Elektrownia Aberthaw w Zjednoczonym Królestwie (Obiekt 493).
Północnoirlandzka Elektrownia Kilroot w Zjednoczonym Królestwie.

Literatura źródłowa

Brak informacji.

3.2.2.2.3 Mokry skruber wykorzystujący wodorotlenek magnezu

Opis

Technika oczyszczania wykorzystująca wodę morską jako rozpuszczalnik oraz wodorotlenek magnezu w celu podniesienia zasadowości.

Opis techniczny

Reagentem w technice magnezowej jest wodorotlenek magnezu, który jest wytwarzany przez dodanie wapna gaszonego do wody morskiej w celu podniesienia zasadowości. Produktem jest odpad ciekły zawierający siarczany. Siarczan magnezu może być odprowadzany do morza ponieważ jest składnikiem wody morskiej.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Ograniczenie emisji SO_x do powietrza.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Brak informacji.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Warunki lokalne, jak np. stan wody morskiej, fale pływowe, środowisko morskie (wodne) w pobliżu wylotu wody ze skrubera itp. należy poddać starannej analizie w celu uniknięcia negatywnych skutków środowiskowych i ekologicznych.

Skutki te mogą wynikać z obniżenia poziomu pH w pobliżu elektrowni oraz wprowadzenia do środowiska nieusuniętych metali, zwłaszcza Hg, i popiołu lotnego. Dotyczy to szczególnie obiektów położonych w ujściach rzek.

Kolejnym wzajemnym powiązaniem jest zmniejszenie efektywności energetycznej obiektu energetycznego spalania.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Proces ten jest odpowiedni wyłącznie dla obiektów zlokalizowanych w pobliżu wybrzeża.

Mokry skruber wykorzystujący wodorotlenek magnezu jest wykorzystywany głównie w mniejszych obiektach, tzn. takich o mocy mniejszej niż 50 MW, a zatem nie jest przedmiotem dalszych rozważań w niniejszym dokumencie.

Ekonomia

Koszty kapitałowe są niskie, ale koszty eksploatacji wysokie.

Podstawa wdrożenia

Ograniczenie emisji SO_x, HCl, HF, pyłu i metali zawartych w pyle.

Przykładowe obiekty

Zbudowano pewną liczbę jednostek wykorzystujących ten proces, głównie dla przemysłowych kotłów opalanych węglem.

Literatura źródłowa

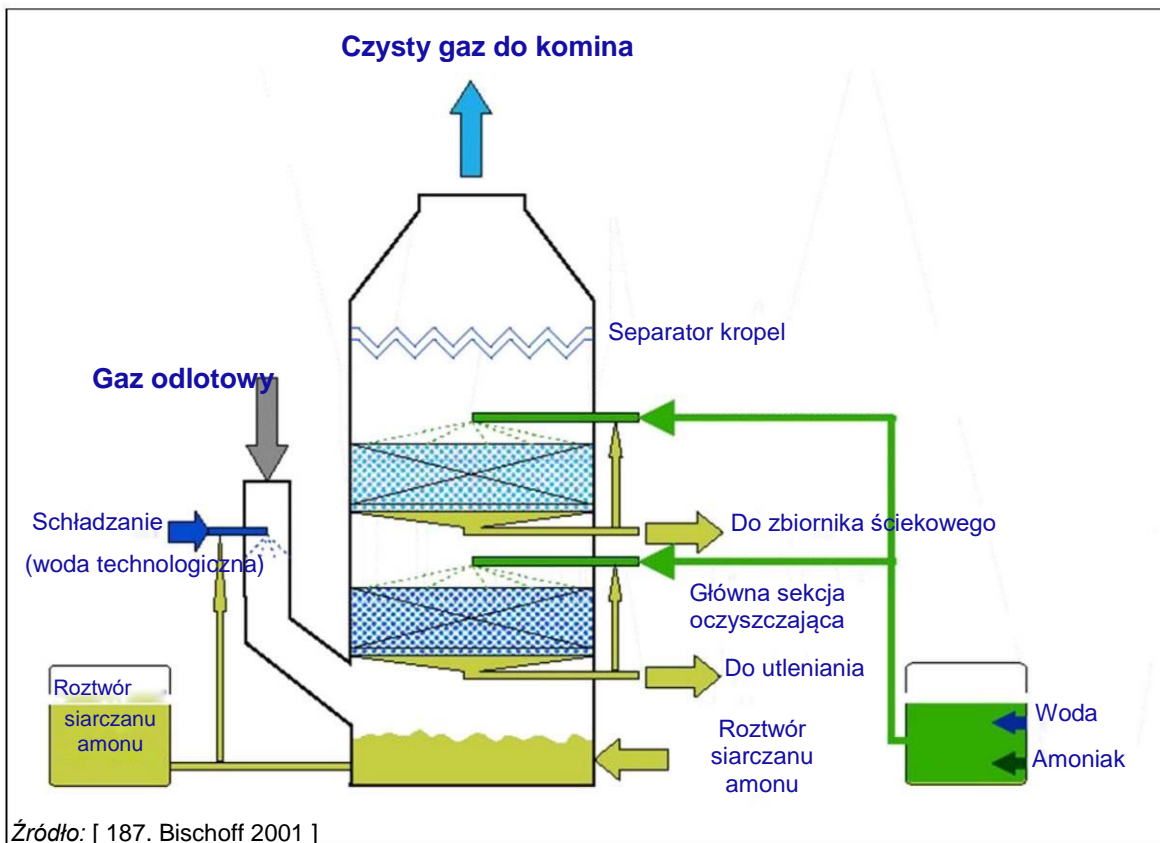
Brak informacji.

3.2.2.2.4 Mokry skruber wykorzystujący amoniak**Opis**

Technika oczyszczania, w której siarka jest usuwana z gazów odlotowych przez wtrysk amoniaku w celu wychwycenia SO₂ i jego przemiany w siarczan amonu.

Opis techniczny

Jak przedstawiono na Rysunku 3.23, w mokrym skruberze wykorzystującym amoniak SO₂ jest absorbowany przez wodny roztwór amoniaku tworząc produkt uboczny w postaci siarczanu amonu, który może stosowany jako nawóz.



Rysunek 3.23: Mokry skruber zasilany amoniakiem

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Ograniczenie emisji SO_x do powietrza.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Technika ta działa niezawodnie po tym jak wprowadzono do niej pewne usprawnienia i rozwiązano początkowe problemy z powstawaniem aerozoli, tzn. cząstek soli amoniaku o średnicy do $1 \mu m$. Dzięki temu procesowi możliwe jest osiągnięcie poziomu emisji poniżej 200 mg/Nm^3 .

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

W procesie tym nie są wytwarzane stałe produkty uboczne ani płynne ścieki. Znajdujące się w gazie odłotowym cząstki ewentualnie zawierające metale występują razem z produktem.

Kolejnym wzajemnym powiązaniem jest zmniejszenie efektywności energetycznej obiektu energetycznego spalania.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Brak informacji.

Ekonomika

Brak informacji.

Podstawa wdrożenia

Oprócz ograniczania emisji, podstawy wdrożenia mokrego skrubera zasilanego amoniakiem to: wymóg wytwarzania nadającego się do sprzedaży produktu ubocznego, wymóg braku powstawania ścieków (jeżeli lokalne warunki nie pozwalają na odprowadzanie ścieków do publicznych cieków wodnych) lub innych materiałów wymagających unieszkodliwiania odpadów, bardzo ograniczona dostępna przestrzeń oraz ograniczenia ekonomiczne.

Przykładowe obiekty

Proces jest wykorzystywany w Niemczech w opalonym węglem kotle z mokrym odzulfianiem 191 MW_e.

Literatura źródłowa

Brak informacji.

3.2.2.2.5 Mokry skrubler ługowy**Opis**

Technika oczyszczania, w której siarka jest usuwana z gazów odlotowych przez wtrysk NaOH w celu wychwycenia SO_x.

Opis techniczny

Niektóre mokry skrubery jako reagent wykorzystują wodny roztwór NaOH (około 50 wt-%) (ług). Gaz odlotowy jest oczyszczany wodnym roztworem reagenta, w wyniku czego usuwany jest SO_x. Główne elementy systemu to zbiornik magazynowy i układ przesyłu reagenta, skrubler z pompami recyrkulacyjnymi oraz zbiornik utleniania.

Do wad technicznych mokrego skrubera wykorzystującego wodny roztwór NaOH jako reagent należą:

- umiarkowany stopień redukcji cząstek gazu odlotowego;
- niska temperatura spalin (niekorzystna dla dyspersji gazu odlotowego);
- duże zużycie wody;
- duży przepływ wody zrzutowej ("produkt uboczny").

Wszystkie metody DeSO_x wymagają dużych ilości wody uzupełniającej i wytwarzają duże ilości (ubocznego) produktu końcowego, które należy unieszkodliwiać w sposób bezpieczny dla środowiska. Możliwe sposoby unieszkodliwiania zależą od norm krajowych i lokalnych oraz istniejącej infrastruktury. Dlatego ich wybór dokonywany jest dla konkretnego przypadku.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Ograniczenie emisji SO_x do powietrza.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Brak informacji.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

- Duże zużycie wody.
- Duży przepływ wody zrzutowej ("produkt uboczny").
- Obniżenie efektywności energetycznej obiektu.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Brak informacji.

Ekonomia

- Niższe koszty inwestycji w porównaniu z innymi metodami DeSO_x (nie uwzględnia się kosztów oczyszczania pozostałości ani ponownego podgrzania (zależnie od obowiązujących przepisów lokalnych)).
- Drogi reagent.

- W przypadku większych elektrowni, często bardziej konkurencyjne są inne metody $DeSO_x$ ze względu na niższe koszty eksploatacji (tańszy reagent itp.).

Podstawa wdrożenia

Prostota procesu bazującego na ługu, niezawodność (brak ryzyka zapychania) oraz dobra efektywność usuwania SO_x .

Przykładowe obiekty

Brak informacji.

Literatura źródłowa

Brak informacji.

3.2.2.2.6 Suchy skruber/absorber rozpyłowy

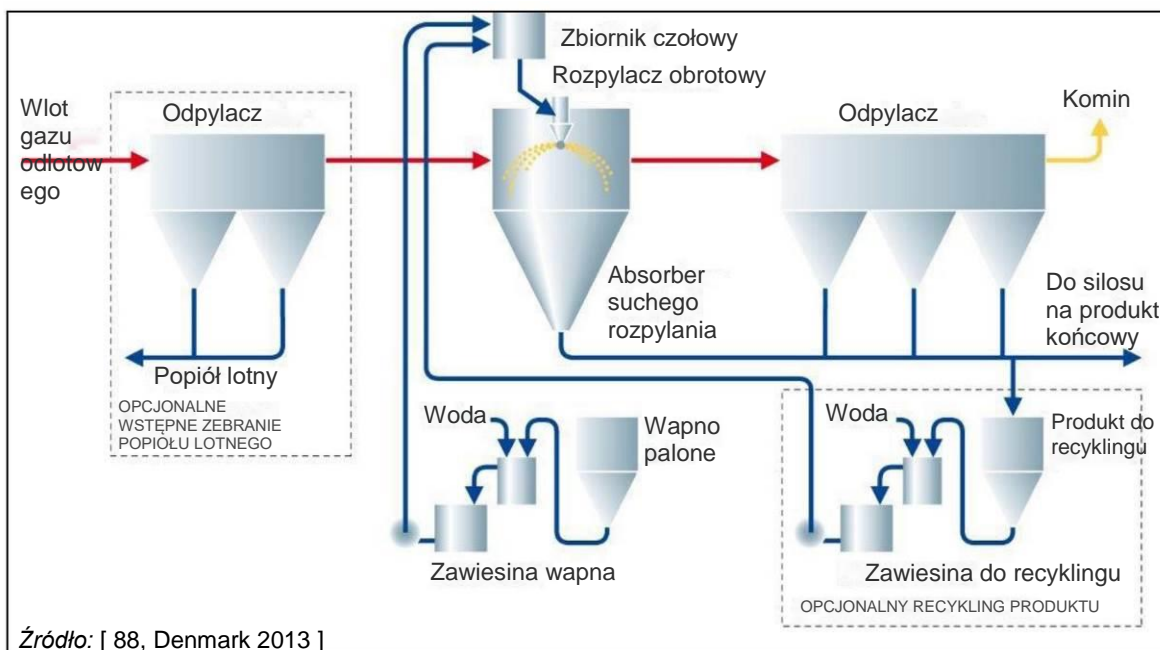
Opis

Do gazu odlotowego wprowadza się i rozpyla zawiesinę/roztwór reagenta zasadowego. Materiał reaguje z formami gazowej siarki tworząc sproszkowaną substancję stałą, która musi zostać usunięta przez filtrowanie (filtr workowy lub elektrofiltr).

Opis techniczny

Proces w suchym skruberze rozpyłowym należy do grupy procesów półsuchych ponieważ wykorzystuje on zawiesinę wapna (mieszaninę wapna i wody), podobnie jak w procesach mokrych, a pozostałością jest suchy proszek, podobnie jak w procesach suchych. W tej technice oczyszczania, zawiesinę wapna stosuje się zwykle do usuwania SO_x z gazu odlotowego. Elementami układu są głównie absorber suchego rozpylania, układ odpylania (elektrofiltr lub filtr workowy) oraz urządzenia do recyklingu/unieszkodliwiania produktów reakcji. W użytku komercyjnym znajduje się obecnie kilka suchych skrubierów rozpyłowych. Są one do siebie podobne pod względem konfiguracji, składników i używanego sorbentu, przy czym różnią się systemem rozpylania zawiesiny wapna w absorberze.

W niektórych instalacjach przed suchym skruberem rozpyłowym umieszczane jest urządzenie odpylające w celu zebrania popiołu lotnego.

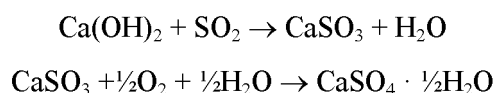


Źródło: [88, Denmark 2013]

Rysunek 3.24: Schemat technologiczny procesu suchego skrubera rozpyłowego

Sorbentem wykorzystywanych w absorpcji SO_x jest zwykle wodorotlenek wapnia ($\text{Ca}(\text{OH})_2$). Wodorotlenek wapnia można wytwarzać z wapna palonego (CaO) na miejscu w procesie gaszenia lub kupować w postaci proszku w celu zmieszania go z wodą dla uzyskania zawiesiny wapna, zwanej również mlekiem wapiennym. Zawiesina wapna w postaci chmury drobnych kropelek jest rozpylana w absorberze, gdzie SO_x jest usuwany z gazu odlotowego. Woda jest odparowywana przez ciepło gazu odlotowego, przy czym czas pozostawiania (około 10 sekund) jest wystarczający, aby SO_2 oraz inne kwaśne gazy, jak SO_3 i HCl , jednocześnie reagowały z wapnem hydratyzowanym tworząc siarczyn/siarczan wapnia i chlorek wapnia. W procesie tym nie jest wymagane oczyszczanie ścieków ponieważ w absorberze suchego rozpylania cała woda jest odparowywana. Suchy skrubler rozpyłowy może być wręcz wykorzystywany do eliminacji strumienia ścieków z mokrych skrublerów, przez co można go uznać za doskonałą technikę zerowego zrzutu płynnego (ang. zero liquid discharge, ZLD).

Chemia procesu związana z usuwaniem SO_2 z gazu odlotowego to następująca prosta reakcja absorpcji kwas/zasada zachodząca między SO_2 i wapnem hydratyzowanym:



Chemia absorpcji jest silnie uzależniona od takich czynników jak temperatura gazu odlotowego, wilgotność gazu, stężenie SO_2 w gazie odlotowym oraz rozmiar rozpylanych kropelek zawiesiny. Produktem ubocznym jest sucha mieszanina siarczynu wapnia, siarczanu wapnia, popiołu lotnego i nieprzereagowanego wapna, która jest zbierana przez elektrofiltr lub filtr workowy. Ponieważ pozostałości zawierają pewną ilość nieprzereagowanego wampa, ich część zwykle podaje się recyklingowi i mieszanii ze świeżą zawiesiną wapna w celu lepszego wykorzystania wapna. W przypadku wykorzystania filtrów workowych do usuwania cząstek stałych po skrubingu, gaz odlotowy zwykle wymaga schłodzenia (przez wymiennik ciepła lub powietrze chłodzące) w celu utrzymania temperatury poniżej 250°C (chyba że stosowane są materiały odpowiednie do pracy w wyższych temperaturach, takie jak materiały ceramiczne lub gaza/siatka metalowa).

W większości europejskich obiektów wykorzystujących suche skrubery rozpyłowe powszechnie stosuje się wstępny odpylacz, który usuwa większość popiołu lotnego zanim ten dostanie się do absorbera. Montowany jest on między podgrzewaczem powietrza i absorberem. Montaż wstępnego odpylacza oferuje pewne zalety, które pomagają zrównoważyć początkowe koszty kapitałowe i koszty eksploatacji, np.:

- Przy określonej wydajności odsiarczania, może on ograniczać zużycie wapna (przy danej ΔT). Chociaż wymaga to zwiększenia temperatury pracy suchego skrubera rozpyłowego (przy danym stosunku Ca/S), to zmniejsza ryzyko związane z osadzaniem się pyłu.
- Pomaga osiągnąć wyższą wydajność elektrofiltra, co przekłada się na niższy ostateczny poziom emisji.
- Powstrzymuje erozję znajdujących się dalej urządzeń wywołowaną przez popiół lotny.
- Zmniejsza objętość odpadów podlegających unieszkodliwieniu.
- Zbiera nadający się do sprzedaży produkt (popiół lotny), co jest przydatne biorąc pod uwagę fakt, iż rynek popiołu lotnego jest dobrze rozwinięty.

Wstępny odpylacz to na ogół prosty elektrofiltr jednopolowy, choć w przypadku modernizacji, w roli tej często wykorzystuje się już istniejące urządzenia odpylające.

W Europie i USA zwykle wykorzystuje się gaśniki zawiesiny wapna lub gaśniki przetrzymujące, a także gaśniki pastowe (najpowszechniej wykorzystywane w USA). Do sproszkowanego wapna niegaszonego można używać prostego gaśnika zbiornikowego.

Główną częścią absorbera jest układ rozpylania zawiesiny wapna, który może mieć postać rozpylacza obrotowego lub dyszy podwójnej. Pierwszy rodzaj jest montowany na środku dachu i rozpyla drobne kropelki wapna hydratyzowanego. W przypadku większych przepływów gazu odlotowego (powyżej $850\,000\text{ Nm}^3/\text{godz.}$), strumień gazu jest przed wejściem do absorbera rozdzielany w taki sposób, że około 60 % gazu dostaje się do absorbera przez dozownik dachowy a pozostałe 40 % przez dozownik

centralny. Regulacja obydwu strumieni oraz odpowiednie ustawienie łopatek rozpraszających pomaga kontrolować kształt chmury rozpylonych kropelek i umożliwia efektywne mieszanie gazu odlotowego i sorbentu w wąskiej przestrzeni wokół rozpylacza. W przypadku oczyszczania gazów odlotowych z kotłów o mocy 150–200 MW_e, odpowiednie rozmiary absorbera to na ogół 14–15 m (średnica) x 11–12 m (wysokość cylindryczna).

Dysze rozpylacza zawiesiny w absorberze suchego rozpylania muszą spełniać wysokie wymagania, aby utrzymywać stałą jakość rozpylania. Na przykład, muszą być odporne na korozyjne działanie gazu odlotowego oraz erozję powodowaną przez wapno. Dodatkowo, muszą mieć mały spadek ciśnienia i niewielkie ryzyko zapychania. W rozpylaczu zawiesiny wykorzystuje się wiele rodzajów dysz, jak np. obrotowe i stacjonarne podwójne.

Wykorzystanie sorbentu w suchych skrubkach rozpyłowych jest wyższe niż w przypadku wtrysku sorbentu, ale nieprzereagowane wapno stanowi około 10–40 % wapna uzupełniającego i jest odprowadzane z systemu razem z siarczynem/siarczanem wapnia. Wykorzystanie wapna można poprawić przez ścisłą kontrolę stosunku sorbentu do wody podczas przygotowywania zawiesiny, obniżenie temperatury w punkcie zbliżania się do zasycenia w absorberze oraz recyrkulację części pozostałości do absorbera.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

- Ograniczenie emisji SO_x do powietrza.
- Nie są wytwarzane ścieki.
- Badania wykazały, że usuwane jest około 35–85 % rtęci obecnej w fazie gazowej przed skrubem.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Absorbery suchego rozpylania zwykle pracują w temperaturze 20–30 K wyższej od temperatury nasycenia, przy czym temperatura nasycenia gazu odlotowego wynosi od 45 °C do 55 °C. Dlatego w większości obiektów nie ma potrzeby podgrzewania czystego gazu odlotowego, chyba że możliwe jest osiągnięcie punktu rosy. Niemniej jednak wymagane jest osiągnięcie wymaganej temperatury komina. Ogólna wydajność i parametry pracy suchych skrubów rozpyłowych przedstawiono w Tabeli 3.13.

Niewielkie ilości SO₃ zawsze obecne w gazie odlotowym z kotła są absorbowane w absorberze suchego rozpylania. Zasadowy absorbent na bazie wapnia reaguje z kwasowym SO₃/H₂SO₄ tworząc sole kwasu siarkowego. Usuwanie SO₃/H₂SO₄ jest zwykle skutecznie dokańczane przez zasadowy osad tworzący się na powierzchni worka filtra workowego. Oprócz tego, zachodzą zwykle reakcje neutralizacji gaz/ciało stałe.

Tabela 3.13: Wydajność techniki suchego skrubera rozpyłowego w zmniejszaniu emisji tlenków siarki

Technika	Ogólny stopień redukcji SO ₂	Pozostałe parametry wydajności	
		Parametr	Wartość
Suchy skrubier rozpyłowy	85–92 %	Temperatura pracy	120–200 °C (wlot gazu odlotowego) 65–80 °C (wylot gazu)
		Sorbent	Wapno, wodorotlenek wapnia
		Czas pozostawania	Ok. 10 s
		Stosunek molowy Ca/S	1,1–1,4
		Maks. przepływ gazu odlotowego przez absorber	3 300 000 m ³ /h
		Zakres usuwania SO ₃ i HCl	95 % do > 99 %
		Stopień recyrkulacji zużytego sorbentu	0–75 %
		Zawartość substancji stałych we wtryskiwanym płynie	10–45 %
		Niezawodność	95–99 %
		Pozostałości/produkt uboczny	Mieszanina popiołu lotnego, nieprzereagowanego dodatku i CaSO ₃
		Zużycie energii jako % mocy elektrycznej	0,5–1 %
		Zużycie wody	20–40 l/1000 m ³ gazu odlotowego (w zależności od temperatury)
		Ścieki	Brak
		Spadek ciśnienia na suszarce rozpyłowej bez urządzenie odpylającego	10 mbar (10 ³ Pa)

Uwaga:
Wykorzystanie młynów wieżowych do gaszenia może podnieść reaktywność wapna gaszonego.
Ponieważ suche skrubery rozpyłowe są w stanie usuwać więcej SO₃ niż skrubery mokre, problem związany z obecnością H₂SO₄ w środowisku w pobliżu obiektu może być w ich przypadku mniejszy niż w przypadku skrubierów mokrych.
W obiekcie wyposażonym w suchy skrubier rozpyłowy, całkowite zużycie energii na potrzeby ograniczania zanieczyszczeń (w tym urządzeń do usuwania NOX i pyłu) jest zwykle mniejsze niż 1,0 %.
Przy zawartości siarki przekraczającej 3 %, efektywność usuwania nieznacznie spada.
Efektywność suchego skrubera rozpyłowego w bardzo dużym stopniu zależy od stosowanych urządzeń odpylających (np. filtr workowy lub elektrofiltr) ponieważ odsiarczanie zachodzi do pewnego stopnia np. w plackach filtracyjnych w filtrze workowym.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Pozostałość z procesu to zwykle mieszanina pierwotnego sorbentu, siarczynu wapnia, siarczanu wapnia oraz popiołu lotnego, której atrakcyjność komercyjna a mniejsza. Większość pozostałości z absorbera suchego rozpylania jest wykorzystywana w przemyśle budowlanym, górnictwie podziemnym, rekultywacji terenów, jako nawóz lub jako reagent w procesie synergicznym w mokrym odsiarczaniu gazu odlotowego.

Powszechnym sposobem unieszkodliwiania i utylizacji pozostałości z suchych skrubarów rozpyłowych są stabilizowane składowiska odpadów. Ponieważ pozostałości zawierają nieprzereagowane wapno, nie mogą być składowane bez przetworzenia ze względu na możliwość powstawania pyłu i ryzyko wymywania niebezpiecznych składników. Dlatego są one specjalnie przygotowywane przez zmieszanie z wodą i popiołem lotnym w celu wytworzenia możliwego do składowania produktu w postaci stałej. Pozostałości to zarówno zaleta jak i wada systemu. Znalezienie wykorzystania dla pozostałości stanowi kluczowy aspekt użytkowania suchego skrubera rozpyłowego. Ponieważ zawierają one duże ilości nieprzereagowanego wapna, są wykorzystywane jako rozpuszczalnik w pobliskich instalacjach mokrego odsiarczania gazu odlotowego, pod warunkiem, że zawartość popiołu jest wystarczająco niska. Według wyników badań, nowym polem zastosowania pozostałości jest użycie ich jako dodatku do nawozów, w których wymagana jest zawartość siarki.

Dodatkowym wzajemnym powiązaniem środowiskowym jest zmniejszenie efektywności energetycznej obiektu energetycznego spalania.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Suchy skrubar rozpyłowy jest odpowiedni dla paliw o niskiej lub umiarkowanej zawartości siarki oraz do użytku w mniejszych obiektach. Wszystkie urządzenia potrzebne do przygotowania, obsługi i rozpylania zawiesziny muszą być odporne na jej erozyjne działanie. Suchy produkt uboczny w postaci ciała stałego ma wiele zastosowań w branży budowlanej.

Ekonomika

Suche skrubery rozpyłowe na ogół charakteryzują się niższymi kosztami kapitałowymi i wyższymi kosztami eksploatacji niż skrubery mokre, głównie dlatego, że wykorzystują droższy sorbent wapienny. Suche skrubery rozpyłowe są najczęściej stosowane do kotłów o stosunkowo niskiej lub średniej mocy opalanych węglem o niskiej lub umiarkowanej zawartości siarki (1,5 %). Z tego samego powodu, są one preferowane w przypadku modernizacji lub użytkowania przy obciążeniu szczytowym.

Koszt kapitałowy suchego systemu rozpyłowego zależy głównie od mocy obiektu, a także rodzaju i układu absorbera suchego rozpylania oraz systemu dozowania. Zgłaszane koszty kapitałowe różnią się znacznie w zależności od rodzaju elektrowni. Koszt kapitałowy systemu suchego rozpylania jest o około 30–50 % niższy niż koszt kapitałowy mokrego systemu bazującego na wapieniu dla obiektu o tych samych rozmiarach, ale koszty eksploatacji są wyższe z powodu droższego sorbentu. Cztero- lub pięciokrotnie wyższy koszt sorbentu wapiennego używanego w suchych skrubarach rozpyłowych, w porównaniu z wapieniem najczęściej używanym w skrubarach mokrych, to prawdopodobnie największa wada tych pierwszych. Aby utrzymać koszty eksploatacji w rozsądnych granicach, wykorzystanie jednomodułowej suszarki rozpyłowej ogranicza się do jednostek poniżej 1 500 MW_{th} i maksymalnym przepływie 3,3 mln m³/h oraz do paliw o niskiej lub umiarkowanej zawartości siarki. Suche systemy rozpyłowe są tańsze jedynie w przypadku mniejszych jednostek i niskich obciążeń roboczych.

Koszt suchego skrubera rozpyłowego dla kotła szacuje się na 7–45 EUR na kW_{th} (energia wejściowa paliwa) jeśli chodzi o koszty inwestycji oraz 0,5–0,7 EUR na MWh jeśli chodzi o koszty konserwacji. Koszt redukcji zanieczyszczeń wyniósł 600–800 EUR na tonę usuniętego dwutlenku siarki, natomiast wpływ na cenę energii elektrycznej - ok. 6 EUR na MWh (energii wytworzonej). Wyższe ceny w okresie szczytowym odpowiadały mniejszym obiektom LCP (w porównaniu z instalacjami mokrego odsiarczania gazu odlotowego). W zależności od używanego paliwa, większy silnik Diesla charakteryzuje się zawartością tlenu w gazie odlotowym wynoszącą około 13–15 vol-% O₂ (współczynnik powietrza 2,7–3,5), a w przypadku kotła - zwykle 3–6 vol-% O₂ (współczynnik powietrza 1,2–1,4). Większa zawartość tlenu oznacza większy przepływ spalin oraz konieczność zamontowania większego układu reaktora odsiarczania, co skutkuje wyższymi kosztami inwestycji itp.

Zależnie od różnych możliwości utylizacji produktu ubocznego, przy porównywaniu kosztów różnych metod odsiarczania, w przypadku suchego skrubera rozpyłowego należy wziąć pod uwagę również koszt oczyszczania i unieszkodliwiania produktu ubocznego (zależnie od różnych możliwości jego utylizacji).

Podstawa wdrożenia

Suchy skruber/absorber rozpyłowy to prosty, niezawodny i wydajny system odsiarczania z kilkoma pętlami sterowania, który jest łatwy w sterowaniu i który nie wytwarza ścieków (zerowy zrzut płynny).

Przykładowe obiekty

Obiekty 213, 376, 443–1/2, 462 i 489.

Literatura źródłowa

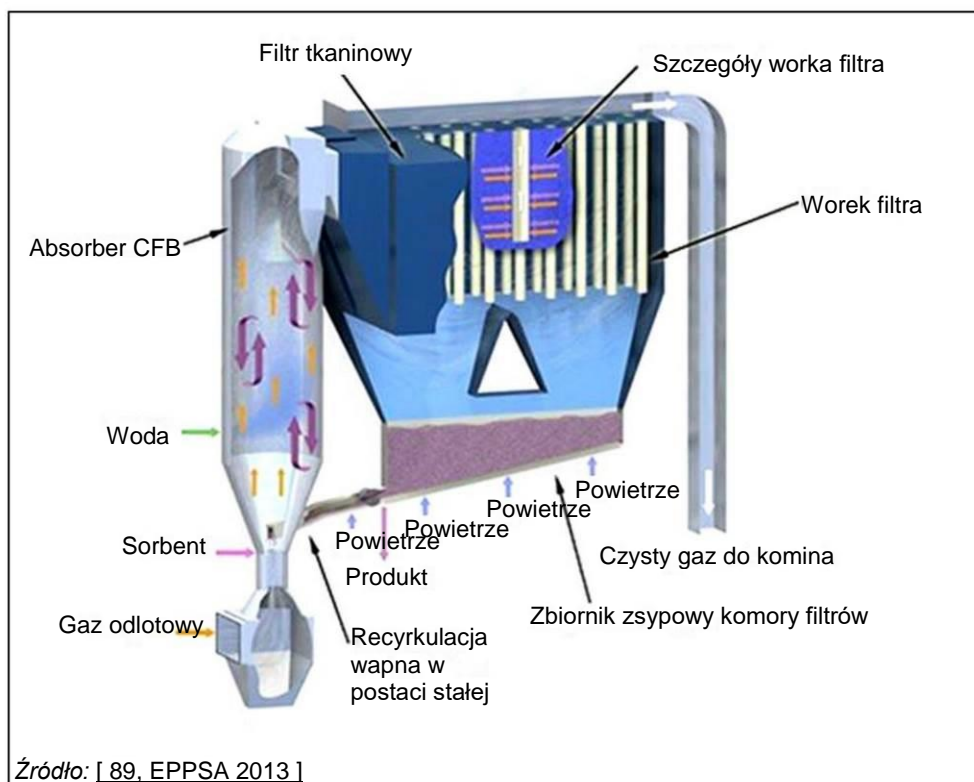
[16, GEA Niro 2012]

3.2.2.7 Skruber suchy działający w oparciu o cyrkulacyjne złożo fluidalne (CFB)**Opis**

Proces oparty o cyrkulacyjne złożo fluidalne (ang. circulating fluidised bed, CFB) jest procesem oddzielnym od technik suchego skrubera rozpyłowego i wtrysku sorbentu do kanału spalin. Gaz odlotowy z wstępnego podgrzewacza powietrza w kotle wchodzi do absorbera CFB na dnie i przepływa pionowo w górę poprzez zwężkę Venturiego, gdzie do strumienia gazu oddzielnie wstrzykiwany jest stały sorbent i woda.

Opis techniczny

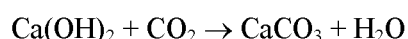
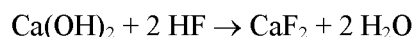
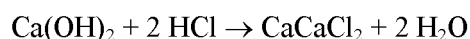
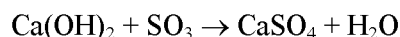
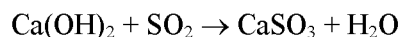
Zwężka Venturiego służy osiągnięciu odpowiedniej rozkładu przepływu w całej przestrzeni roboczej zbiornika. Wewnątrz zwężki gaz jest najpierw przyspieszany, a następnie zwalniany przed wejściem do górnego naczynia cylindrycznego. Wysokość naczynia ma pozwolić na zmieszanie takiej masy materiału ze złoża i zapewnienie takiego czasu pozostawania, jakie są wymagane dla pożądanego czasu trwania kontaktu między Ca oraz SO_2 . Rozmiary zbiornika są na ogół dobierane odpowiednio do przepływu gazu odlotowego. Wszystkie materiały dostarczane z zewnątrz, takie jak materiał poddany recykulacji, świeży reagent oraz woda kondycjonująca gaz, są wprowadzane do strumienia gazu na rozbieżnej ścianie zwężki Venturiego. Zbiornik nie posiada żadnych wewnętrznych części mechanicznych ani strukturalnych. Kontrola rozkładu przepływu gazu, natężenia przepływu sorbentu oraz dystrybucji i ilości wody zwilżającej zapewnia warunki odpowiednie dla optymalnej efektywności usuwania SO_2 .



Rysunek 3.25: Schemat procesu skrubera CFB

Oczyszczany gaz odlotowy przepływa do odpylacza (filtra workowego lub elektrofiltra), gdzie usuwany jest pył. Gazy wychodzący z kolektora cząstek stałych jest przesyłany do komina przy pomocy wentylatora ciągu wymuszonego. Większość zebranych cząstek stałych jest kierowana z powrotem do absorbera. Na poziomie zbiornika zsykowego kontrolowane jest pobieranie proszku do silosu przeznaczonego na produkt uboczny w celu unieszkodliwienia. [188, Alstom 2002]

Chemia procesu związana z usuwaniem kwaśnego gazu z gazu odlotowego to następująca prosta reakcja absorpcji kwas/zasada zachodząca między SO_2 , HCl , HF i wapnem hydratyzowanym:



Duży wpływ na chemię absorpcji mają takie czynniki jak temperatura gazu odlotowego, wilgotność gazu oraz stężenie SO_2 w gazie odlotowym. Produkt uboczny to sucha mieszanina siarczynu wapnia, siarczanu wapnia, popiołu lotnego i nieprzereagowanego wapna.

W tej konstrukcji powszechnie stosuje się wstępny odpylacz, który usuwa większość popiołu lotnego zanim ten dostanie się do absorbera. Montowany jest on między podgrzewaczem powietrza i absorberem. Montaż wstępnego odpylacza oferuje pewne zalety, które pomagają zrównoważyć początkowe koszty kapitałowe i koszty eksploatacji, np.:

- Przy określonej wydajności odsiarczania, może on ograniczać zużycie wapna (przy danej ΔT). Chociaż wymaga to zwiększenia temperatury pracy skrubera CFB (przy danym stosunku Ca/S), to zmniejsza ryzyko związane z osadzaniem się pyłu.
- Pomaga osiągnąć wyższą wydajność elektrofiltra, co przekłada się na niższy ostateczny poziom emisji.
- Zmniejsza objętość odpadów podlegających unieszkodliwieniu.
- Zbiera nadający się do sprzedaży produkt (popiół lotny), co jest przydatne biorąc pod uwagę fakt, iż rynek popiołu lotnego jest dobrze rozwinięty.

Wstępny odpylacz to na ogół prosty elektrofiltr jednopolowy, choć w przypadku modernizacji, w roli tej często wykorzystuje się już istniejące urządzenia odpylające.

Proces ten jest nieskomplikowany w obsłudze i łatwy w utrzymaniu ponieważ nie wymaga specjalistycznych mechanicznych urządzeń obsługowych, takich jak młyny rozdrabniające, odporne na ścieranie pompy do zawiesiny, mieszalniki, rozpylacze obrotowe czy urządzenia do odwadniania osadu. Co więcej, zwiększona powierzchnia złoża cyrkulacyjnego umożliwia skuteczne wychwytywanie praktycznie całego SO_3 oraz wszystkich halogenków z gazu, zapobiegając w ten sposób ewentualnej korozji przewodu gazu wywoływanej przez działanie mgły aerozolu kondensatu SO_3 .

Osiągnięte korzyści dla środowiska

- Ograniczenie emisji SO_x i halogenków do powietrza.
- Zwiększona efektywność usuwania pyłu.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Tabela 3.14: Wydajność techniki suchego skrubera CFB w zmniejszaniu emisji tlenków siarki

Technika	Ogólny stopień redukcji SO ₂	Pozostałe parametry wydajności		Uwagi
		Parametr	Wartość	
Suchy skrubler CFB	90–99 %	Efektywność redukcji halogenków	95 % do > 99 %	Zbiornik CFB jest projektowany dla recyrkulacji czystego gazu i wewnętrznej prędkości gazu w zakresie 1,8–6 m/s dla obciążeń kotła od 30 % do 100 %. Duży stopień usuwania metali.
		Temperatura pracy	90 °C (+/-15 °C)	
		Czas pozostawania	3 s	
		Ca/S	1,1/1,5	
		Stopień recyrkulacji zużytego sorbentu	10–100 %	
		Zużycie energii	0,3–1 %	
		Sorbent	Ca(OH) ₂	
		Niezawodność	98–99,5 %	
		Spadek ciśnienia bez odpylania	7–15 hPa	
Pozostałości	CaSO ₃ /CaSO ₄ / popiół lotny			

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

- Sprzedaż produktu ubocznego stanowi wyzwanie.
- Obniżenie efektywności energetycznej obiektu.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

- Brak informacji.

Ekonomika

- Niższe koszty inwestycji w porównaniu z innymi metodami DeSO_x.
- Reaktywacja popiołu lotnego może wpływać na możliwość jego sprzedaży.
- Recyrkulacja produktu w systemie CFB: większe wykorzystanie zużytego sorbentu umożliwia osiągnięcie oszczędności na zużyciu świeżego sorbentu.
- Dodatkowym sposobem obniżenia kosztów eksploatacji jest wykorzystanie systemu suchej hydratacji wapna (ang. lime dry hydration, LDH): dzięki wykorzystaniu działającego na miejscu hydratyzatora, tańsze wapno reaguje z wodą tworząc wysokiej jakości wapno hydratyzowane.
- Większe obiekty energetycznego spalania mogą wymagać wielu skrubierów.

Podstawa wdrożenia

- Ograniczenie emisji SO_x.
- Prostota, niezawodność i wysoki stopień usuwania.
- Niskie zużycie wody.
- Brak wody/osadu do oczyszczenia.
- Włączenie etapu odpylania.
- Wysoki stopień wychwytywania halogenków i SO₃.

Przykładowe obiekty

Obiekt 189.

Literatura źródłowa

[190, EPPSA 2015] [191, EPPSA 2015]

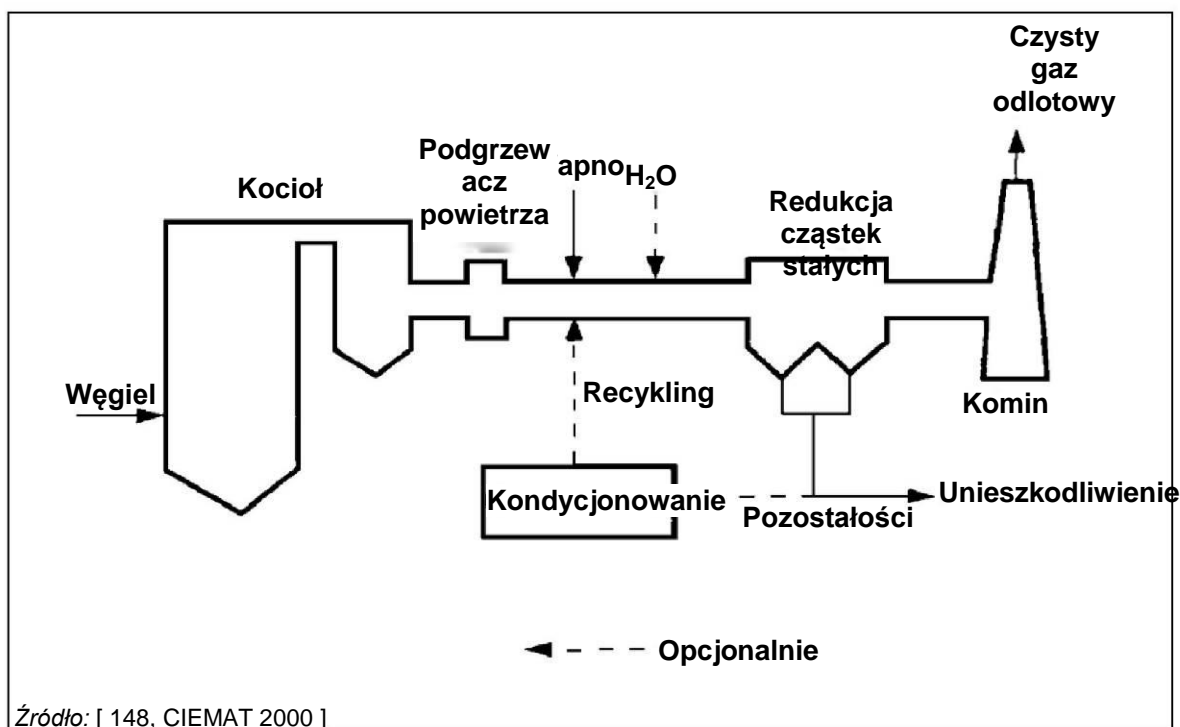
3.2.2.2.8 Wtrysk sorbentu do kanału spalin

Opis

Wprowadzenie i dyspersja suchego proszku w strumieniu gazu odlotowego. Materiał reaguje z formami gazowej siarki tworząc substancję stałą, która musi zostać usunięta przez filtrowanie (filtr workowy lub elektrofiltr).

Opis techniczny

Wtrysk sorbentu do kanału spalin (ang. duct sorbent injection, DSI) to dozowanie sorbentu na bazie wapnia lub sodu do gazu odlotowego na odcinku między podgrzewaczem powietrza i elektrofiltrem lub filtrem workowym, tak jak to przedstawiono na Rysunku 3.26:



Rysunek 3.26: Wtrysk sorbentu do kanału spalin

Najpowszechniejsze rodzaje wtrysku do kanału spalin to:

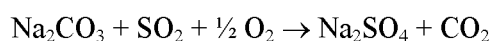
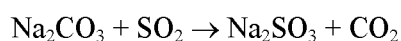
- dozowanie suchego wapna hydratyzowanego, w którego przypadku wychwytywanie siarki można poprawić przez zwilżanie (w zależności od składu gazu odlotowego);
- dozowanie suchego wodorowęglanu sodu, który nie wymaga zwilżania, ale za to wymaga zmielenia na miejscu w celu poprawienia zdolności wychwytywania;
- dozowanie zawiesiny wapiennej lub skrubing w kanale, co nie wymaga oddzielnego etapu zwilżania (tzw. "zmodyfikowane suche FGD" – patrz Rysunek 3.27).

Woda nawilżająca służy dwóm celom. Po pierwsze, aktywuje sorbent do lepszego usuwania SO₂. Po drugie, zapewnia odpowiedni stan pyłu w celu utrzymania wydajności elektrofiltra. W przypadku filtra workowego, nawilżanie należy uważnie kontrolować, aby uniknąć gromadzenia się mokrych osadów na medium filtrującym.

Chociaż wtrysk sorbentu do kanału spalin to proces pozornie prosty, dwa zjawiska o kluczowym znaczeniu dla poprawienia kontroli nad nim to: a) odsiarczanie gazu odlotowego przy użyciu sorbentu na bazie wapnia lub sodu w recyklingu produktu o wysokiej zawartości nieprzereagowanego sorbentu oraz b) skojarzenie z działającym już elektrofiltrem w celu podniesienia wydajności przez obniżenie temperatury i podniesienie wilgotności. Dodatkową sprawą, którą należy wziąć pod uwagę jest ochrona przed korozją przez nawilżanie poddawanego recyklingowi produktu w taki sposób, żeby elektrofiltr ani ściany nie znalazły się w bezpośrednim kontakcie z wodą. W ostatnim czasie dokonano ulepszeń składu zawieszin wapiennych poprawiających absorpcję SO_3 i SO_2 (np. przez włączenie dodatków (Mg i Na)).

Reakcję zachodzącą między SO_2 i wapnem hydratyzowanym opisano w Sekcji 3.2.2.2.6. W celu podniesienia jej wydajności można stosować specjalne powierzchniowo hydratyzowane wapno o wysokich parametrach.

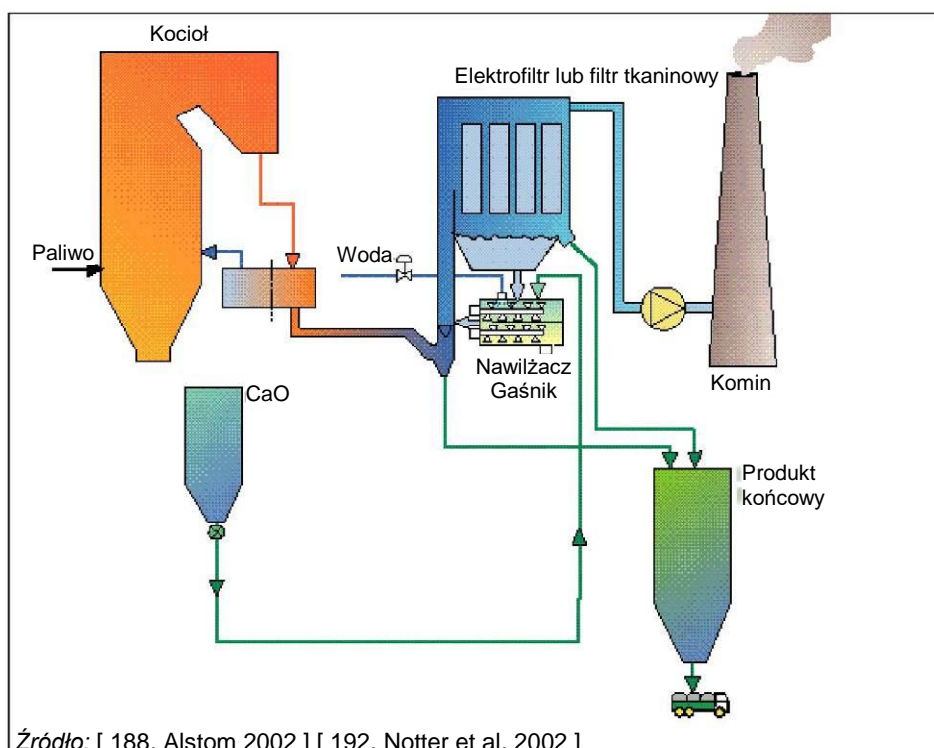
Po wtrysku, wodorowęglan sodu ulega rozkładowi termicznemu tworząc węglan sodu. Jak tylko powierzchnia sorbentu (węglanu sodu) wejdzie w reakcję z SO_2 tworząc siarczyn lub siarczan sodu, reakcja zwalnia w związku z zapychaniem porów (które stawia opór dyfuzji fazy gazowej SO_2). Aby reakcja mogła przebiegać dalej, cząstki sorbentu muszą ulec dalszemu rozkładowi. W jego wyniku następuje przetransferowanie H_2O i CO_2 do otaczającej atmosfery, co skutkuje powstaniem sieci pustych przestrzeni w strukturze cząstek. Proces ten odsłania świeży reaktywny sorbent i umożliwia dalszą dyfuzję SO_2 do wnętrza cząstek. W zależności od rodzaju sorbentu, powoduje to zwiększenie powierzchni 5–20 razy w stosunku do powierzchni pierwotnej. Uważa się, że podczas tworzenia węglanu sodu w celu usuwania SO_2 zachodzą następujące reakcje:



Prędkość rozkładu i następujące zasiarczenie cząstek związku sodu to złożona funkcja temperatury gazu odlotowego, prędkości przekazywania ciepła do cząsteczek, zawartości H_2O i CO_2 w gazie odlotowym, ciśnienie cząstkowych oraz skutków obecności innych składników gazu odlotowego.

Ponieważ proces wtrysku sorbentu do kanału spalin jest bardzo prosty i łatwy w obsłudze, nie występuje większe ryzyko awarii.

Proces jest odpowiedni dla różnych rodzajów paliwa i technik spalania, zwłaszcza w przypadku wtrysku do chłodniejszej części przewodu gazu odlotowego. Wtrysk w tej części pozwala również uniknąć spiekania i/lub topienia sorbentu.



Rysunek 3.27: "Zmodyfikowane suche FGD"

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Obniżone emisji SO_x i halogenków do powietrza.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne**Tabela 3.15: Wydajność techniki wtrysku sorbentu do kanału spalin w zmniejszaniu emisji tlenków siarki**

Technika	Ogólny stopień redukcji SO ₂	Pozostałe parametry wydajności		Uwagi	
		Parametr	Wartość		
Wtrysk sorbentu do kanału spalin (suche FGD)	50–80 %	Temperatura pracy	bd	Niskie koszty kapitałowe i niezwykle prosty montaż.	
		Sorbent	Wapień, wapno hydratyzowane, dolomit		Łatwy do zmodernizowania (niewielkie zapotrzebowanie na przestrzeń i krótki czas budowy).
		Niezawodność	99,9 %	Brak ścieków. Gospodarka popiołem jest trudniejsza ponieważ popiół jest wzbogacony nieprzereagowanym wapnem, które powoduje jego twardnienie po zmoczeniu.	
		Zużycie energii jako % mocy elektrycznej	0,2 %		Zwiększone osadzanie na ścianach przewodu. Wpływ na niezawodność może mieć zapychanie dysz i osadzanie się materiału wewnątrz przewodu spalin (nieplanowane wyłączenia).
		Pozostałości	Mieszanka soli Ca lub Na		

Uwaga:
bd: brak danych.

W przeszłości, efektywność docelowa usuwania SO_2 w przypadku wtrysku sorbentu do kanału spalin wynosiła co najmniej 50 %. Nowsze instalacje mają osiągać efektywność usuwania SO_2 na poziomie 70-95 % bez znacznych dodatkowych kosztów kapitałowych lub problemów eksploatacyjnych. Ulepszenia te są oparte na lepszym zrozumieniu samego procesu wtrysku sorbentu do kanału spalin. Ponieważ omawiany proces można łatwo kontrolować, ewentualne zmiany obciążenia kotła lub innych parametrów nie mają wpływu na efektywność usuwania SO_2 .

Chociaż efektywność usuwania SO_2 przy użyciu wodorowęglanu sodu jest wyższa niż w przypadku wapna hydratyzowanego, to wodorowęglan sodu przed wprowadzeniem do przewodu spalin musi zostać bardzo drobno zmielony w celu zapewnienia dobrego wykorzystania sorbentu. Mielenie odbywa się zwykle bezpośrednio przed wtryskiem, choć w niektórych przypadkach możliwe jest wykorzystanie wodorowęglanu już zmielonego.

Recykling zużytego sorbentu jest ma szczególne znaczenie dla strony ekonomicznej procesu ponieważ krótszy czas pozostawania sorbentu (0,5–3,0 s) prowadzi do gorszego jego wykorzystania w porównaniu z konwencjonalnymi suchymi skrubkami rozpyłowymi. Na ogół, jedynie 15–30 wt-% $\text{Ca}(\text{OH})_2$ reaguje z SO_2 , chyba że sorbent zostanie poddany recyklingowi. Oznacza to, że 70–85 % nieprzereagowanego $\text{Ca}(\text{OH})_2$ zebranego w elektrofiltrze jest albo unieszkodliwiane razem z suchym popiołem lotnym lub wykorzystywane ponownie (związki CaSO_4). Słabe wykorzystanie sorbentu jest wadą tej metody. W wielu instalacjach wdrożono recykling zużytego sorbentu mający poprawić jego wykorzystanie i podnieść wydajność usuwania SO_2 .

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Ponowne wykorzystanie produktu ubocznego nie zawsze jest możliwe (np. odcieki Na_2SO_4 w wodzie), co oznacza konieczność budowy specjalnej infrastruktury do pośredniego/końcowego unieszkodliwiania/oczyszczania. Stosowanie powierzchniowo hydratyzowanego wapna o wysokich parametrach poprawia wykorzystanie sorbentu i może zmniejszyć lub wyeliminować konieczność jego recyklingu. W przypadku wodorotlenku wapnia, wykorzystanie sorbentu często jest na poziomie 80–90 %.

Kolejnym wzajemnym powiązaniem jest zmniejszenie efektywności energetycznej obiektu energetycznego spalania.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Wtrysk sorbentu do kanału spalin ma ogromny potencjał dla stosunkowo starych i małych kotłów.

Ekonomika

Technologie wtrysku sorbentu do kanału spalin charakteryzują się niskimi kosztami kapitałowymi oraz prostotą instalacji i możliwością ich dostosowania do różnych warunków modernizacji. Mają jednak stosunkowo niską efektywność usuwania SO_2 . Są one konkurencyjne pod względem ekonomicznym w przypadku małych elektrowni.

W układzie recyklingu sorbentu, część zebranych cząstek stałych można ponownie wprowadzić do przewodu spalin, dając $\text{Ca}(\text{OH})_2$ okazję ponownej reakcji z SO_2 . Recykling tych cząstek stałych podnosi ogólną zawartość $\text{Ca}(\text{OH})_2$ w układzie bez zwiększania ilości dodawanego świeżego wapna hydratyzowanego. Dlatego ewentualny wzrost stopnia usuwania SO_2 jest osiąganym bez ponoszenia wyższych kosztów świeżego sorbentu.

Wymagane substraty są droższe niż w przypadku procesów bazujących na wapieniu, takich jak wtrysk do paleniska. Koszt zarówno wodorowęglanu sodu jak i powierzchniowo hydratyzowanego wapna o wysokich parametrach jest zwykle wyższy niż koszt zwykłego wapna hydratyzowanego. Oznacza to, że koszt eksploatacji jest również na ogół wyższy, nawet mimo możliwości osiągnięcia niższego stosunku molowego Ca/S .

Wydajność usuwania można podnieść zwiększając stosunek molowy Ca/S , co z kolei oznacza wyższe koszty sorbentu oraz zwiększone zapotrzebowanie na zasilanie pomocnicze. Jednakże w przypadku stosowania wodorowęglanu sodu i powierzchniowo hydratyzowanego wapna o wysokich parametrach, efektywność usuwania jest znacznie wyższa, a ilość pozostałości mniejsza. Mniejsze zużycie sorbentu oraz niższe koszty unieszkodliwiania odpadów mogą zatem równoważyć wyższe koszty sorbentu.

Produkt uboczny nie zawsze nadaje się do ponownego wykorzystania, co oznacza więcej wydatków po stronie użytkownika instalacji.

Podstawa wdrożenia

- Ograniczenie emisji SO_x.
- Niskie koszty inwestycji i eksploatacji, niskie Zużycie energii oraz stabilność procesu.
- Brak emisji z oczyszczalni ścieków do wód.
- Wyższa efektywność usuwania SO_x niż w przypadku wtrysku sorbentu do złoża w kotłach z pęcherzykowym złożem fluidalnym.

Przykładowe obiekty

Obiekt 125 (zmodyfikowane suche FGD).

Obiekty 69 i 168 (pilotażowa instalacja wtrysku sorbentu do kanału spalin) łączą wykorzystanie wtrysku sorbentu do kanału spalin z elektrofiltrami.

Przykładowe obiekty łączące wykorzystanie wtrysku sorbentu do kanału spalin z filtrami workowymi można znaleźć na wykresach przedstawiających dobrze funkcjonujące obiekty znajdujących się w sekcjach poświęconych poszczególnym paliwom.

Literatura źródłowa

[61, Commission 2006] [18, CaO Hellas – GREECE 2011]

3.2.2.2.9 Wykorzystanie sorbentów w systemach spalania w złożu fluidalnym

Opis

Systemy podawania sorbentów w spalaniu w złożu fluidalnym (ang. fluidised bed combustion, FBC) to zintegrowane systemy odsiarczania, w których siarka reaguje z zasadowymi związkami wapnia lub magnezu wtryskiwanymi do złoża.

Opis techniczny

Temperatura spalania w systemie FBC sprzyja reakcjom siarki ze związkami wapnia lub magnezu podawanymi do złoża. Granice tej temperatury to około 850–870 °C. Jako sorbent wykorzystuje się zwykle wapień zawierający CaCO₃. Do reakcji potrzeba nadwyżki sorbentu w stosunku stechiometrycznym (paliwo/adsorbent) wynoszącym od 1,5 do 7, w zależności od paliwa. Sorbent jest dostarczany do komory spalania w sposób ciągły, a jego ilość zależy od wielu czynników, takich jak zawartość siarki w paliwie, temperatura złoża kotła oraz właściwości fizyko-chemiczne piasku wapiennego. Idealna temperatura dla tej reakcji mieści się w przedziale od 840 °C do 900 °C. Produkty reakcji - siarczan wapnia i nieprzereagowany wapień - są usuwane częściowo ze złoża razem z popiołem ze złoża, a częściowo z elektrofiltra lub filtra workowego razem z popiołem lotnym. Aby zapewnić wysoki stopień redukcji siarki w przypadku odsiarczania podczas spalania w złożu fluidalnym potrzebny jest wyższy stosunek Ca/S niż w przypadku oczyszczania (skrubingu) mokrego lub w wieżach rozpyłowych. Wyższy stopień odsiarczania jest osiągany w kotłach spalania w cyrkulacyjnym złożu fluidalnym (ang. circulating fluidised bed combustion, CFBC) niż w kotłach spalania w pęcherzykowym złożu fluidalnym (ang. bubbling fluidised bed combustion, BFBC).

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Ograniczenie emisji SO_x do powietrza.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Odsiarczanie w kotłach FBC nie daje możliwości osiągnięcia równie wysokiego stopnia redukcji co w mokrym skrubingu.

W przypadku węgla kamiennego i brunatnego, w kotłach CFBC możliwe jest osiągnięcie efektywności usuwania na poziomie aż 80–95 % przy umiarkowanym stosunku Ca/S (tzn. od 1,5 do 3). Wraz ze wzrostem zawartości siarki w paliwie, stosunek Ca/S nieznacznie maleje dla pewnych poziomów usuwania (np. 90 %). Wzrasta jednak faktyczna wartość przepływu masowego potrzebnego wapienia, a także ilość wytwarzanych pozostałości. Dlatego, w przypadku kotłów CFBC opalanych paliwem o wysokiej zawartości siarki (4-6 % S) zauważalna jest tendencja do łączenia a) wychwytywania siarki *in situ* przez wapień w palenisku oraz b) wychwytywania siarki po stronie chłodnej.

Efektywność usuwania w kotłach BFBC mieści się w przedziale między 55 % i 65 %, przy podobnej jakości węgla kamiennego lub brunatnego oraz zbliżonych parametrach jakości i zużycia wapienia. W kotłach BFBC opalanych wyłącznie węglem kamiennym potrzebne są dodatkowe techniki "końca rury".

Stopień odsiarczania w palenisku jest dobrowolnie ograniczany w przypadku spalania paliw o wysokiej zawartości chloru w celu utrzymania korzystnego efektu jaki ma SO_2 pozostały w gazie odlotowym na ograniczanie korozji w drugim ciągu kotła.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

- Zwiększone zużycie piasku wapiennego.
- Zwiększona ilość wytwarzanych odpadów (produkty odsiarczania są zawarte w popiele dennym i lotnym).
- Zwiększone zużycie energii elektrycznej i obniżona efektywność energetyczna obiektu energetycznego spalania.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Obecność wapna/wapienia w złożu zmienia jego skład i temperaturę mięknięcia. Dlatego, aby uniknąć problemów z zachowaniem się złoża, ustalony poziomu wtrysku musi być odpowiedni do parametrów jego pracy.

W przypadku paliw o wysokiej zawartości siarki, dla których ta technika nie wystarcza do zapewnienia zamierzonego poziomu emisji SO_x , można zamontować instalację dalszego odsiarczania gazu odlotowego - zwykle jest to wtrysk sorbentu do kanału spalin lub technologia cyrkulacyjnego złoża fluidalnego.

Ekonomika

Choć wykorzystanie tej techniki ogranicza się kotłów ze złożem fluidalnym, jest ona procesem odsiarczania gazu odlotowego *in situ* nie wymagającym znaczących inwestycji.

Sorbenty wapienne są tanie, ale w tej technice są podawane w większych ilościach niż w skrubingu mokrym. Dla przykładowego opalanego węglem kamiennym kotła CFB o mocy 1 GW_{th} , koszt sorbentu przy efektywności usuwania 93 % wyniósł w 2011 roku 0.25 EUR na MW_{th} (energii wejściowej paliwa).

Podstawa wdrożenia

- Ograniczenie emisji SO_x .
- Niskie koszty budowy.
- Brak ścieków z systemu.

Przykładowe obiekty

Technika ta jest szeroko wykorzystywana w Europie do ograniczania emisji SO_x .

Patrz opalane koksem/węglem kamiennym/węglem brunatnym Obiekty 489–1/2, 387, 19, 81, 390–1/5, 224, 156, 377 (kotły CFB) i 69 (kocioł BFB) oraz opalane torfem/biomasą/odpadami Obiekty 42, 190, 539 (kotły CFB) i 188 (kocioł BFB).

Literatura źródłowa

[193, Wilhelm et al. 2011]

3.2.2.2.10 Wtrysk sorbentu do paleniska w kotłach pyłowych

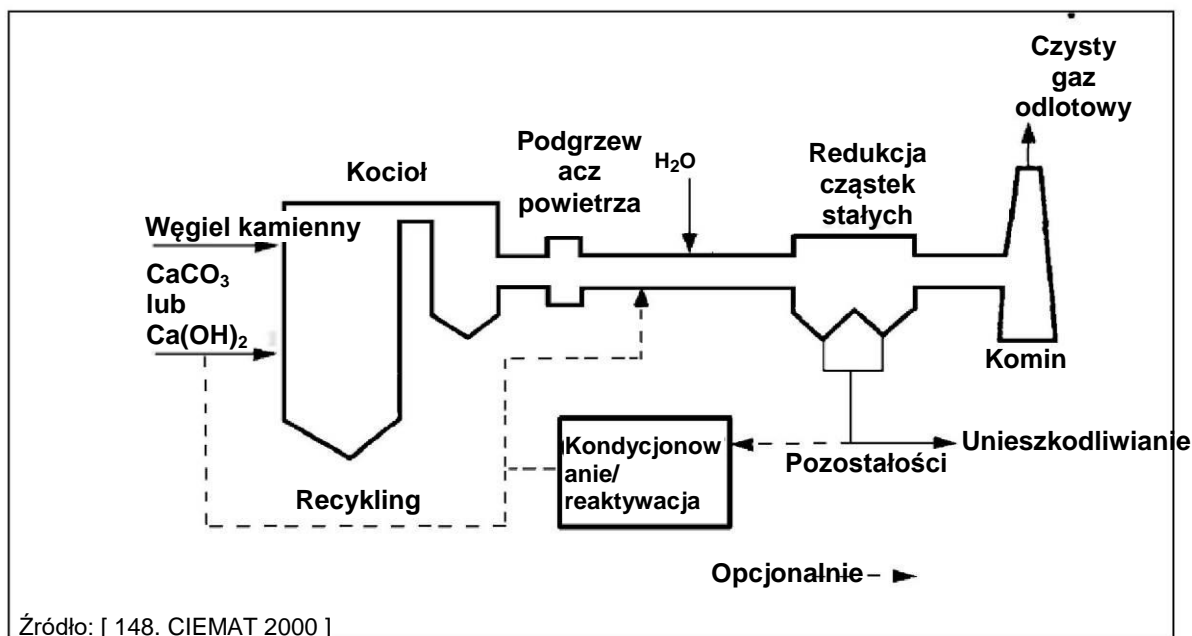
Opis

Wtrysk sorbentu do paleniska polega na bezpośrednim wtłoczeniu suchego sorbentu do strumienia gazu w palenisku kotła. Powierzchnia jego cząstek reaguje z SO_2 w gazie odlotowym.

Opis techniczny

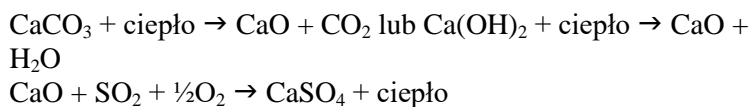
Typowe sorbenty to sproszkowany wapień (CaCO_3) oraz dolomit ($\text{CaCO}_3\text{MgCO}_3$). W przypadku podania reagenta do obszaru ekonomizera, zwykle stosowane jest wapno hydratyzowane. Ciepło w palenisku powoduje kalcynację sorbentu skutkującą powstawaniem reaktywnych cząstek CaO . Powierzchnia tych cząstek reaguje z SO_2 w gazie odlotowym tworząc siarczyn wapnia (CaSO_3) i siarczan

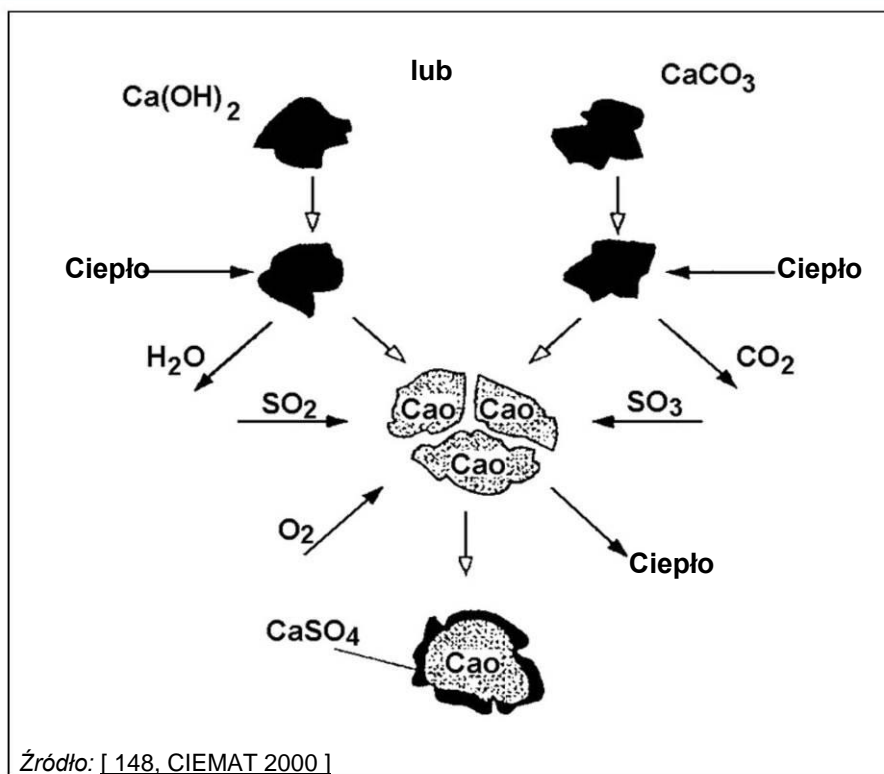
wapnia (CaSO_4) (patrz Rysunek 3.28). Produkty te są następnie wychwytywane razem z popiołem lotnym przez urządzenia odpylające - zwykle elektrofiltry lub filtry workowe. Ciąg dalszy procesu wychwytywania SO_2 ma miejsce w elektrofiltrze oraz placku filtracyjnym w filtrze workowym. Preferowane jest stosowanie filtrów workowych ponieważ umożliwiają one kontynuowanie reakcji z udziałem nieprzereagowanego sorbentu osadzonego na wkładzie filtracyjnym. W przypadku stosowania elektrofiltrów, pożądany może być wtrysk sorbentu do reaktora w celu zapewnienia wystarczającego czasu kontaktu (kilka sekund) sorbentu ze spalinami przed elektrofiltrem. Dzięki zdolności wodorowęglanu sodu do pracy w stosunkowo wysokich temperaturach oraz dużej wydajności w redukcji SO_2 , przed systemem SCR można zamontować suchą instalację wykorzystującą ten związek, przy czym w takim przypadku nie ma konieczności ponownego podgrzewania gazu odlotowego przed wejściem do SCR. Powstałe w ten sposób oszczędności energii i kosztów mogą być znaczące.



Rysunek 3.28: Wtrysk sorbentu do paleniska

Usuwanie SO_2 odbywa się w następujących dwóch krokach (patrz też Rysunek 3.29):





Rysunek 3.29: Reakcje usuwania SO_2 we wtrysku sorbentu do paleniska

Wtrysk sorbentu do paleniska zapewnia dodatkową korzyść w postaci usuwania SO_3 .

Krytyczny przedział temperatur dla reakcji wapienia we wtrysku sorbentu do paleniska wynosi $980\text{--}1\,230\text{ }^\circ\text{C}$. Zaraz po wytworzeniu, reaktywne wapno (CaO) musi mieć możliwość spędzenia wystarczającego czasu (co najmniej pół sekundy) w krytycznym przedziale temperatur. Ponieważ wapno hydratyzowane ma dwa okna reakcji: $980\text{--}1\,230\text{ }^\circ\text{C}$ oraz około $540\text{ }^\circ\text{C}$, możliwe jest jego stosowanie jako reagenta wtryskiwanego w strefie ekonomizera.

Pod względem termochemicznym, CaSO_4 jest niestabilny w temperaturach powyżej $1\,260\text{ }^\circ\text{C}$ w środowisku typowym dla produktów spalania paliw kopalnych o dużej zawartości siarki, np. $2\,000\text{--}4\,000\text{ ppm SO}_2$ w przypadku spalania węgla kamiennego. Dolna granica temperatury dla powstawania CaSO_4 zależy od złożonych zależności między kinetyką siarkowania, wzrostem kryształów i spiekaniem oraz od tworzenia się warstwy barierowej CaSO_4 na powierzchni reaktywnego CaO .

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Ograniczenie emisji SO_x do powietrza.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Tabela 3.16: Wydajność techniki wtrysku sorbentu do paleniska w ograniczaniu emisji tlenków siarki

Technika	Ogólny stopień redukcji SO ₂	Pozostałe parametry wydajności	
		Parametr	Wartość
Wtrysk sorbentu do paleniska	30–50 %	Temperatura pracy	98–1 230 °C (górne palenisko) 540°C (ekonomizer)
		Sorbent	Wapień, wapno hydratyzowane, dolomit
	70–80 % przy recyklingu produktu reakcji	Niezawodność	99,9 %
		Spadek wydajności kotła	2 %
		Zużycie energii jako % mocy elektrycznej	0,01–0,2 %
		Pozostałości	Mieszanina soli Ca

Efektywność kontroli emisji SO₂ to w głównej mierze funkcja stosunku molowego Ca/S, rodzaju sorbentu, stopnia nawilżenia, dostępnych dodatków, punktu wtrysku oraz obciążenia kotła.

Efektywność usuwania SO_x oraz efektywność wykorzystania wapienia są niższe niż w przypadku innych systemów odsiarczania gazu odlotowego. Istnieje kilka sposobów na poprawienie efektywności usuwania SO_x przy niskich kosztach kapitałowych, na przykład dodanie pewnych urządzeń do zespołu wtrysku sorbentu do paleniska. Najprostszym działaniem, skutkującym poprawą efektywności usuwania SO_x o około 10 %, jest rozpylenie wody w przewodzie przed elektrofiltrem. Ponadto, w celu lepszego wykorzystania wapna wytwarzanego w strefie paleniska, możliwe jest zaprojektowanie dodatkowego absorbera (np. skrubera CFB), w którym nadmiarowy reagent będzie miał wystarczająco długi czas pozostawania, aby dalej reagować ze strumieniem gazu odlotowego. W takim przypadku, ogólna efektywność usuwania SO₂ może sięgać 98 % (patrz Sekcja 3.2.2.2.7).

Recykling produktu reakcji to wydajna alternatywa, która jest badana pod kątem poprawy efektywności zarówno ograniczania emisji SO₂ jak i wykorzystania wapienia. Produkt reakcji zebrany przez urządzenie wychwytywania cząstek stałych (elektrofiltr filtr workowy) jest ponownie wprowadzany do paleniska lub przewodu spalin i recykulowany kilka razy. W niektórych instalacjach, recykling jest poprzedzany kondycjonowaniem. Przedstawione powyżej działania mają prowadzić do osiągnięcia efektywności usuwania SO₂ na poziomie 70-80 %.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Pozostałości są unieszkodliwiane np. na składowiskach, chociaż wymagana jest uważna kontrola ponieważ zawierają one czynne wapno i siarczyn wapnia. Obecnie prowadzi się badania nad możliwym wykorzystaniem tych pozostałości.

Wtrysk sorbentu do paleniska komplikują gospodarka i unieszkodliwianie popiołu, głównie z powodu samej ilości produktów reakcji, które trzeba poddać przetworzeniu. Praca przy stosunku molowym Ca/S wynoszącym 2,0 w przypadku spalania węgla kamiennego o zawartości popiołu 10 % niemal potraja tempo w jakim popiół należy usuwać z urządzenia odpylającego i przekazywać na składowisko. Niektóre modernizowane obiekty wymagają ulepszeń elektrofiltrów aby poradzić sobie z takimi ilościami popiołu.

Chociaż prowadzonych jest wiele projektów badawczych nad utylizacją produktu reakcji, większość obiektów stosujących wtrysk sorbentu do paleniska musi posiadać specjalnie przygotowane składowisko, w odróżnieniu do skruberów mokrych, których produkt uboczny (tj. gips) nadaje się do sprzedaży.

Sama instalacja jest stosunkowo prosta, a co za tym idzie mniej pracochłonna w eksploatacji i konserwacji. Wytwarzane przez nią stałe pozostałości nie muszą być poddawane dalszemu oczyszczaniu przed złożeniem na składowisku lub wykorzystaniem jako materiał budowlany.

Ponieważ wtrysk sorbentu do paleniska jest przyczyną zażużenia i zabrudzenia wymienników ciepła, konieczne może okazać się bardziej intensywne zdmuchiwanie sadzy.

Wtrysk sorbentu do paleniska może powodować wzrost zawartości niespalonego węgla w popiele oraz zmniejszać efektywność energetyczną obiektu energetycznego spalania.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Instalacja jest odpowiednia dla małych obiektów i paliw o niskiej zawartości siarki.

Ekonomika

W energetyce, koszty kapitałowe wtrysku sorbentu do paleniska są niższe niż w przypadku suchych system rozpyłowych i mokrych skruberów. Zaletą tego prostego procesu jest to, że jego eksploatacja i konserwacja nie wymaga dodatkowego personelu. Ponowne wykorzystanie produkt ubocznych jest możliwe, choć pozbawione wartości ekonomicznej.

Podstawa wdrożenia

- Ograniczenie emisji SO_x .
- Technika ta dobrze nadaje się dla starszych i mniejszych elektrowni, w których możliwości inwestycyjne/dostępna przestrzeń są ograniczone.

Przykładowe obiekty

Proces ten okazał się odpowiedni w Chinach z powodu obowiązujących w tym kraju umiarkowanych wymogów dotyczących emisji SO_2 , zawartości siarki w tamtejszym węglu oraz prostoty instalacji.

Literatura źródłowa

Brak informacji.

3.2.2.2.11 Hybrydowy wtrysk sorbentu

Opis

Hybrydowy wtrysk sorbentu to połączenie wtrysku sorbentu do paleniska z wtryskiem do kanału spalin poprawiające efektywność usuwania SO_2 .

Opis techniczny

We wtrysku hybrydowym stosuje się wapień jako sorbent w palenisku oraz wapno hydratyzowane jako sorbent w kanale spalin, zgodnie z opisem w Sekcjach 3.2.2.2.10 i 3.2.2.2.8. Pewna liczba instalacji hybrydowego wtrysku sorbentu osiągnęła status komercyjny dzięki następującym cechom eksploatacyjnym:

- stosunkowo wysoki stopień usuwania SO_2 (nieosiągalny w przypadku wtrysku jedynie do paleniska lub przewodu spalin);
- łatwość zastosowania do modernizacji;
- łatwa eksploatacja i konserwacja, bez konieczności obsługi zawieszin;
- niewielkie rozmiary, dzięki czemu potrzeba mniej przestrzeni na instalację;
- brak konieczności oczyszczania ścieków.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Obniżone emisji SO_x i halogenków do powietrza.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Tabela 3.17: Wydajność techniki hybrydowego wtrysku sorbentu w zmniejszaniu emisji tlenków siarki

Technika	Ogólny stopień redukcji SO ₂	Pozostałe parametry wydajności		Uwagi
		Parametr	Wartość	
Hybrydowy wtrysk sorbentu	70–95 %	Czas pozostawiania	3 s	Stosowany w niektórych obiektach w USA

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

- Wpływ wolnego wapna na produkt spalania (patrz Sekcja 3.2.2.2.9) w przypadku braku recyrkulacji.
- Obniżenie efektywności energetycznej obiektu.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Technika ta oferuje duże możliwości podnoszenia niezawodności i efektywności usuwania SO_x w starszych i mniejszych kotłach bez znacznych dodatkowych kosztów kapitałowych czy problemów eksploatacyjnych. Jest to możliwe dzięki lepszemu zrozumieniu samego procesu wtrysku sorbentu do kanału spalin i recyklingu zużytego sorbentu.

Ekonomia

Wapień jest tańszy niż wapno, które zwykle stosuje się w suchych skruberach rozpyłowych. Technika ta jest związana z niskimi kosztami kapitałowymi i eksploatacyjnymi.

Podstawa wdrożenia

- Ograniczenie emisji SO_x.
- Nie są wytwarzane ścieki.

Przykładowe obiekty

Brak informacji.

Literatura źródłowa

Brak informacji.

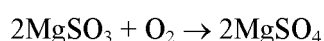
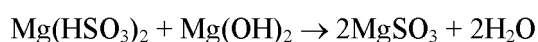
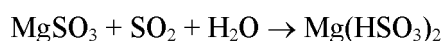
3.2.2.2.12 Proces bazujący na tlenku magnezu

Opis

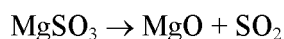
Proces z wykorzystaniem tlenku magnezu regeneracyjny proces mokrego skrubingu, w którym jako sorbent stosuje się wodorotlenek magnezu.

Opis techniczny

Technika jest zasadniczo taka sama jak w przypadku mokrych skruberów zasilanych wapniem, różni się tylko etapem regeneracji zużytego sorbentu. Zawarte w gazie odlotowym HCl i HF są usuwane w skruberze wstępnym w celu uniknięcia zanieczyszczenia soli magnezu po absorpcji SO₂. Następnie, gaz odlotowy wchodzi do skrubera, gdzie SO₂ jest absorbowany przez wodną zawiesinę siarczanu magnezu powstałą z wodorotlenku magnezu (sorbentu):



Produkt reakcji, siarczyn/siarczan magnezu jest w sposób ciągły odprowadzany z absorbera i osuszany w suszarce. Siarczyn/siarczan magnezu ulega kalcynacji w temperaturze około 900 °C w obecności węgla, regenerując tlenek magnezu, który jest zwracany do systemu absorpcyjnego:



Produkty uboczne tego procesu to siarka elementarna, kwas siarkowy lub stężony dwutlenek siarki. Ich sprzedaż pomaga obniżyć ogólne koszty eksploatacji. W przeciwnym razie, regeneracja tlenku magnezu wymagałaby dużych ilości energii cieplnej.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Ograniczenie emisji SO_x do powietrza.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Brak informacji.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Brak informacji.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Brak informacji.

Ekonomika

Brak informacji.

Podstawa wdrożenia

Ograniczenie emisji SO_x.

Przykładowe obiekty

Brak informacji.

Literatura źródłowa

Brak informacji.

3.2.2.3 Techniki zapobiegania emisjom NO_x i/lub ich ograniczania

3.2.2.3.1 Opalanie przy niskim nadmiarze powietrza

Opis

Zmniejszenie ilości tlenu dostępnego w strefie spalania do minimum potrzebnego do kompletnego spalania i minimalizacji tworzenia NO_x. Technika ta polega głównie na zapewnieniu jak największej szczelności powietrznej paleniska, uważnym sterowaniu powietrzem używanym do spalania oraz modyfikacji konstrukcji komory spalania.

Opis techniczny

Technika niskiego nadmiaru powietrza to względnie prosty i łatwy we wdrożeniu sposób ograniczania emisji tlenków azotu. Dzięki zmniejszeniu ilości tlenu dostępnego w strefie spalania do minimum potrzebnego do kompletnego spalania, ograniczana jest konwersja azotu zawartego w paliwie oraz, w mniejszym stopniu, powstawanie termicznego NO_x. Ponieważ technika ta umożliwia znaczące zredukowanie emisji, wdrożono ją w wielu istniejących dużych instalacjach energetycznego spalania. Nowe obiekty są na ogół bogato wyposażane w urządzenia pomiarowe i sterujące umożliwiające optymalną regulację ilości dostarczanego powietrza spalania.

Do opalania z niskim nadmiarem powietrza nie potrzeba dodatkowej energii (a jej zużycie może być wręcz mniejsze w związku ze zmniejszonym przepływem powietrza i gazu odlotowego, a co za tym idzie zmniejszonym zużyciem energii przez wentylatory i mniejszymi stratami ciepła z gazu odlotowego). W przypadku właściwego wykorzystania, ta podstawowa technika redukcji emisji nie powinna skutkować ograniczeniem dostępności elektrowni.

Kolejnym efektem tej techniki jest to, że pomaga ona ograniczać emisję nie tylko NO_x , ale również SO_3 , który może powodować korozję i zabrudzenie wstępnego podgrzewacza powietrza i urządzenia odpylającego.

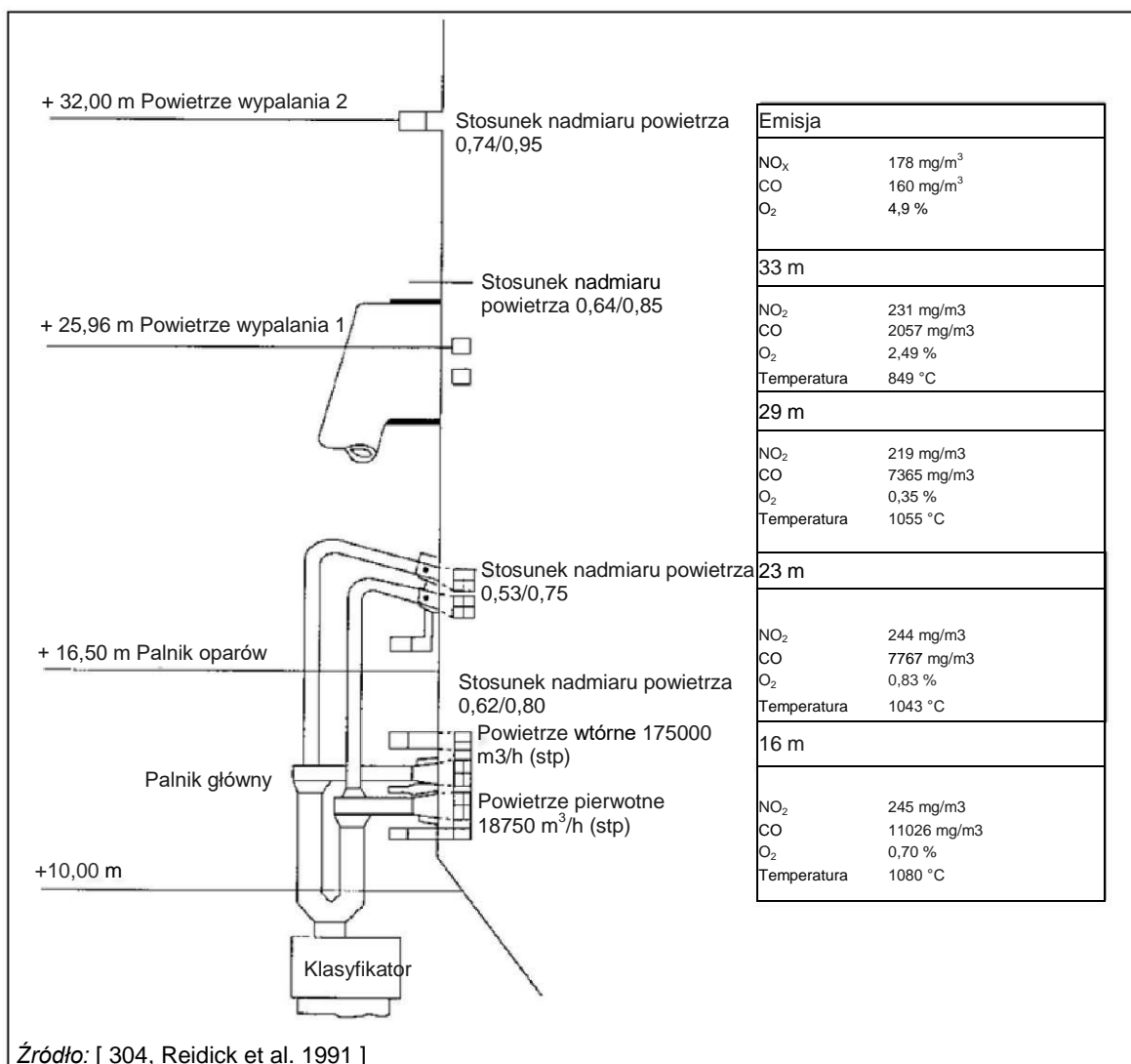
Osiągnięta korzyść dla środowiska

Ograniczenie emisji NO_x , N_2O i SO_3 do powietrza.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Ogólny stopień redukcji NO_x wynosi 10–44 %. Redukcja NO_x w dużym stopniu zależy od poziomu emisji z obiektu przed wdrożeniem sterowania.

W istniejących kotłach opalanych węglem kamiennym, w których technikę "niskiego nadmiaru powietrza" wdrożono jako technikę podstawową, nadmiar powietrza zwykle wynosi 5–7 % O_2 (w gazie odlotowym). Nowo budowane instalacje tego typu charakteryzują się nadmiarem na poziomie 3–4 % O_2 (w gazie odlotowym). Dodatkowo, ustalono, że czynnikiem o kluczowym znaczeniu dla jednoczesnej kontroli emisji NO_x , CO i niespalonego węgla jest czas pozostawania w strefie spalania. Związek między NO_x , CO i nadmiarem powietrza w różnych sekcjach kotła o mocy 150 MW_e przedstawiono na Rysunku 3.30.



Źródło: [304, Reidick et al. 1991]

Rysunek 3.30: Związek między NO_x , CO i nadmiarem powietrza w różnych sekcjach opalanego węglem brunatnym kotła o mocy 150 MW_e

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

W miarę zmniejszania poziomu tlenu, spalanie może stawać się niekompletne, skutkując zwiększoną ilością niespalonego węgla w popiele.

Zmniejszenie ilości tlenu w strefach pierwotnych do bardzo niskiego poziomu może również prowadzić do powstawania dużych ilości tlenku węgla. Zmiany te mogą skutkować obniżeniem efektywności energetycznej obiektu energetycznego spalania oraz zażużeniem, korozją i ogólnie niekorzystnym wpływem na wydajność obiektu.

Nad tymi wzajemnymi powiązaniem można zwykle zapanować przez wdrożenie systemu podawania części powietrza nad palnikami głównymi, jak przedstawiono na Rysunku 3.30.

Dodatkowym wzajemnym powiązaniem jest możliwy spadek temperatury pary.

Ewentualne problemy dotyczące bezpieczeństwa, które mogą wynikać ze stosowania tej techniki bez wdrożenia systemu ścisłej kontroli to: pożary we wstępnych podgrzewaczach powietrza i zbiornikach na popiół oraz zwiększona mętność i wyższe straty wody na ekranach kotła.

Aspekty stosowania

Na ogół stosuje się w nowych i istniejących kotłach niezależnie od rodzaju paliwa.

Ekonomika

Jest bardzo tani sposób zmniejszania emisji tlenków azotu.

Podstawa wdrożenia

Ograniczenie emisji NO_x .

Przykładowe obiekty

Obiektu 102 i 444.

Literatura źródłowa

Brak informacji.

3.2.2.3.2 Stopniowane podawanie powietrza**Opis**

Utworzenie kilku stref spalania w komorze spalania, o różnej zawartości tlenu w celu ograniczenia emisji NO_x oraz zagwarantowania optymalnego, kompletnego spalania.

Opis techniczny

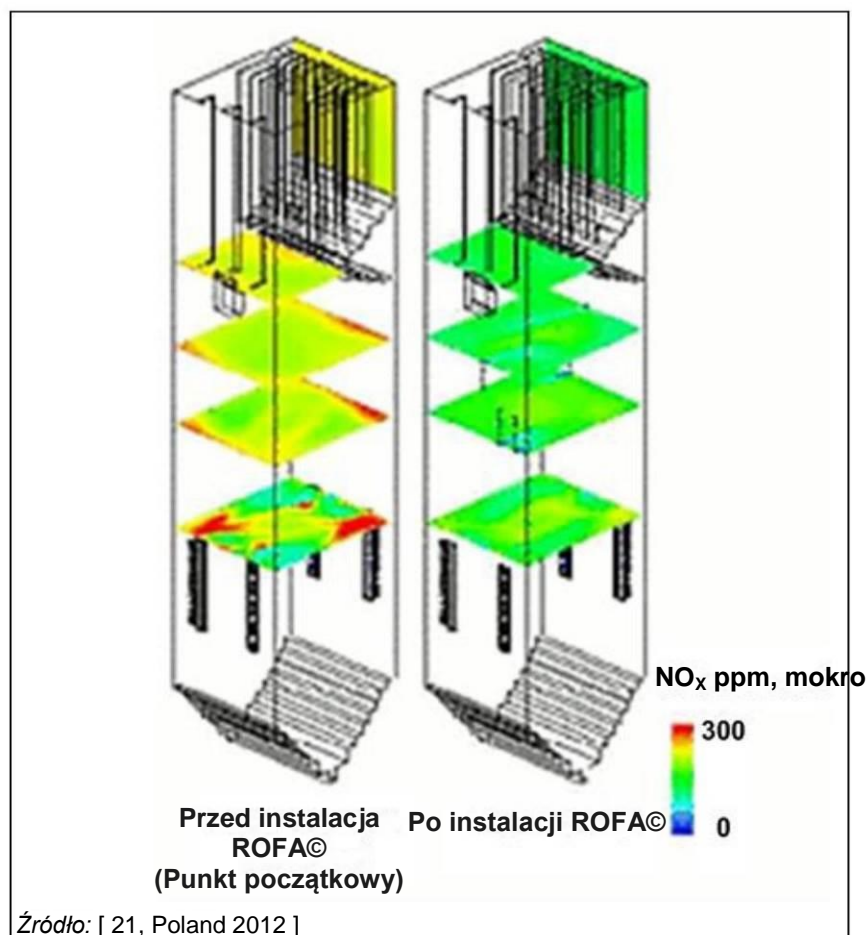
Ograniczanie emisji NO_x przez stopniowane podawanie powietrza polega na utworzeniu co najmniej dwóch oddzielnych stref spalania - strefy pierwotnej z niedoborem tlenu oraz strefy wtórnej z nadmiarem tlenu - w celu zapewnienia całkowitego spalania. W technice stopniowanego podawania powietrza ogranicza się ilość tlenu dostępnego w pierwotnej komorze spalania przez skierowanie do niej jedynie części powietrza spalania (powietrza pierwotnego). Powietrze pierwotne stanowi zwykle 70–90 % całkowitego przepływu powietrza w kotłach opalanych węglem kamiennym i 40–60 % w kotłach opalanych biomasą. Warunki substechiometryczne panujące w pierwotnej strefie spalania hamują konwersję zawartego w paliwie azotu do NO_x . Dodatkowo, z powodu niższej temperatury szczytowej do pewnego stopnia ograniczane jest również powstawanie termicznych NO_x . We strefie wtórnej, nad strefą spalania wdmuchiwane jest 10-30 % (40–60 % w przypadku kotłów opalanych biomasą) powietrza spalania. Spalanie jest dokańczane na tym podwyższonym poziomie płomienia. Stąd, stosunkowo niska temperatura na etapie wtórnym ogranicza powstawanie termicznych NO_x .

W kotłach i paleniskach możliwe jest wdrożenie następujących rozwiązań stopniowanego podawania powietrza:

- Asymetryczna praca palników (ang. biased burner firing, BBF): Asymetryczna praca palników jest często wdrażana w ramach modernizacji istniejących obiektów (wyłącznie w kotłach pionowych) ponieważ nie wymaga ona dużych zmian

instalacji spalania. Dolne palniki pracują z nadmiarem paliwa, a górne z nadmiarem powietrza.

- **Odlączenie palników (ang. burner out of service, BOOS):** Ponieważ odlączenie niektórych palników nie wymaga dużych zmian instalacji spalania, rozwiązanie to często stosuje się przy modernizacji istniejących kotłów pionowych. W tym przypadku, dolne palniki są w pełni zasilane paliwem, natomiast górne są odlączone od zasilania paliwem i wdmuchują jedynie powietrze. Efekty są podobne do uzyskiwanych w systemie OFA, choć redukcja emisji NO_x w BOOS nie jest aż tak wydajna. Ponieważ do paleniska trzeba dostarczać taką samą ilość energii cieplnej przy zmniejszonej liczbie działających palników, w technice tej mogą wystąpić problemy z utrzymaniem wsadu paliwa. Dlatego jej zastosowanie na ogół ogranicza się do instalacji opalanych gazem lub olejem.
- **Podawanie części powietrza nad palnikami głównymi (ang. overfire air, OFA):** W tej technice, nad górnym rzędem istniejących palników montuje się porty (skrzynie powietrza), przez które do kotła podawana jest część powietrza spalania. Dzięki temu, palniki mogą działać z niskim nadmiarem powietrza, co hamuje tworzenie NO_x , a całkowite spalanie jest zapewniane przez powietrze podane na górze. Do portów powietrza kierowane jest zwykle 15–30 % całego powietrza spalania, które normalnie przechodziłoby przez palniki. Modernizacja istniejących kotłów przez wdrożenie instalacji OFA polega na takiej modyfikacji układu rur ekranowych, aby możliwe było zamontowanie portów dla dysz powietrza wtórnego wraz z towarzyszącymi przewodami, przepustnicami i skrzyniami powietrza.
- **Wzmocnione układy OFA (ang. boosted overfire air, BOFA),** takie jak systemy wtrysku wysokociśnieniowego lub wielokierunkowego, poprawiają działanie instalacji OFA przez zapobieganie uwarstwieniu przepływu i umożliwienie efektywniejszego wykorzystania całej przestrzeni paleniska na potrzeby spalania. Przykład powstawania NO_x w przypadku wzmocnionego systemu OFA przedstawiono na Rysunku 3.31. Turbulentne wdmuchiwanie i mieszanie powietrza zapewniane przez takie systemy umożliwia skuteczne mieszanie reagentów chemicznych (np. w celu usuwania SO_x lub dodatkowego usuwania NO_x) z produktami spalania w palenisku. Przy zredukowaniu maksymalnej temperatury w strefie spalania i zwiększeniu przekazywania ciepła, może to poprawić wydajność kotła o dodatkowe 1-2 punkty procentowe. Dłuższy jest również czas pozostawania cząstek stałych w strefie spalania, dzięki czemu zredukowana jest zawartość węgla w popiele lotnym i dennym. [19, EEB 2012] [20, COOMBS et al. 2004]



Rysunek 3.31: Powstawanie NO_x w kotle z palnikami tangencjalnymi (przed i po instalacji rotacyjnego systemu spalania objętościowego (ROFA))

Stopniowane podawanie powietrza do paleniska nie zwiększa zużycia energii w obiekcie energetycznego spalania, przy czym wyjątkiem są wzmocnione systemy OFA (z powodu m.in. pracy dodatkowych wentylatorów). Należy również zauważyć, że dzięki lepszemu mieszaniu powietrza, technika stopniowanego podawania powietrza może również poprawić efektywność energetyczną obiektu.

W przypadku spalania w złożu fluidalnym, spalanie rozpoczyna się w warunkach substechiometrycznych od pirolizy w złożu pęcherzykowym lub "pęcherzykowej" dolnej części złoża cyrkulacyjnego. Pozostała część powietrza spalania jest stopniowo dodawana później aż do osiągnięcia warunków nadstechiometrycznych i kompletnego spalania. W przypadku cyrkulacyjnego złoża fluidalnego, cyrkulujący materiał złoża zapewnia równomierny rozkład temperatury, która w palenisku zwykle nie przekracza 900 °C, co w dużym stopniu zapobiega powstawaniu termicznego NO_x. Z drugiej strony, niskie temperatury promują powstawanie N₂O i zwiększają ilość niespalonego węgla.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

- Ograniczenie emisji NO_x (patrz wydajność w Tabeli 3.18).
- Wyższa efektywność w przypadku wzmocnionych systemów OFA.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Tabela 3.18: Wydajność techniki stopniowego podawania powietrza w zmniejszaniu emisji tlenków azotu

Technika pierwotna		Ogólny stopień redukcji NO _x *	Ogólne zastosowanie	Uwagi	
Stopniowane podawanie powietrza	Odlączenie palników (BOOS)	10–70 %	Na ogół ograniczone tylko do modernizacji obiektów opalanych gazem lub olejem	W przypadku modernizacji istniejących instalacji z wykorzystaniem technik BOOS, BBF lub OFA możliwe jest niekompletne spalanie paliwa (i w efekcie wyższy poziom CO i niespalonego węgla)	Ponieważ do paleniska trzeba dostarczać taką samą ilość energii cieplnej przy zmniejszonej liczbie działających palników, w technice tej mogą wystąpić problemy z utrzymaniem wsadu paliwa.
	Asymetryczna praca palników (BBF)		Wszystkie paliwa, tylko modernizacja		
	Podawanie powietrza nad palnikami (OFA) i wzmocnione OFA (BOFA)		Wszystkie paliwa		Modernizacja istniejących kotłów przez wdrożenie OFA polega na modyfikacji układu rur ekranowych w celu zamontowania portów dla powietrza wtórnego. W paleniskach z palnikami naściennymi, które wykorzystują technikę OFA możliwe jest ograniczenie emisji NO _x o 10–40 %. W przypadku systemu BOFA pracującego przy pełnym obciążeniu możliwe jest ograniczenie emisji NO _x o > 60 %, natomiast przy niskim obciążeniu o 50 %.
<p>Uwaga: Potencjał ograniczania emisji NO_x w dużym stopniu zależy od ilości wytwarzanego NO_x i szeregu czynników właściwych dla danego miejsca. W przypadku połączenia z innymi pierwotnymi metodami ograniczania emisji NO_x, powstały stopień redukcji na ogół nie jest wynikiem dodawania czy mnożenia stopni redukcji poszczególnych instalacji. Taki połączony stopień redukcji zależy od szeregu czynników właściwych dla danego miejsca i jest weryfikowany dla konkretnego obiektu. Źródło: [19. EEB 2012] [20. COOMBS et al. 2004]</p>					

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Modernizacja istniejących obiektów przez instalację układów stopniowanego podawania powietrza jest obciążone dwoma wadami. Pierwsza to znacząca ilość CO, która może powstawać w przypadku nieodpowiedniego umieszczenia dysz powietrza, a której towarzyszy ryzyko korozji w komorze spalania / strefie palnika z powodu niskiej zawartości powietrza / dużej zawartości CO. Druga to możliwy wzrost ilości niespalonego węgla w związku ze spadkiem objętości między końcem strefy spalania i pierwszym wymiennikiem ciepła. Wady te stają się ograniczone w przypadku wzmocnionych systemów OFA, które umożliwiają intensywną wewnętrzną recyrkulację gazów odlotowych między różnymi strefami spalania.

Prawidłowo zaprojektowany system OFA w nowym kotle nie powoduje powstawania dużych ilości CO lub niespalonego węgla.

[21, Poland 2012]

Stopniowane podawanie powietrza do paleniska techniką wzmocnionego OFA może również zwiększyć zużycie energii w obiekcie energetycznego spalania z wiązane z koniecznością używania specjalnych wentylatorów przyspieszających.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Mała wysokość paleniska w starszych kotłach może uniemożliwiać zamontowanie portów powietrza OFA. Nawet jeżeli jest miejsce na port OFA, czas pozostawiania gazów spalania w górnej części paleniska może nie być wystarczająco długi do zapewnienia całkowitego spalania. Zastosowanie techniki stopniowanego podawania powietrza może zatem skutkować obniżeniem wydajności jednostki wynikającym z konieczności wygospodarowania przestrzeni na instalację tego systemu. Paleniska w nowszych kotłach (zbudowanych w czasach, kiedy wiedza o powstawaniu NO_x została pogłębiona) są zwykle większe, w związku z czym możliwe jest osiągnięcie niższych poziomów emisji NO_x. Najlepsze wyniki są uzyskiwane w przypadku, gdy do projektu kotła włączone zostanie spalanie o niskiej emisji NO_x.

Stopniowane podawanie powietrza nie ma zastosowania w turbinach gazowych, w których nie ma wystarczająco dużo miejsca na instalację.

Ekonomika

Jest bardzo tani sposób zmniejszania emisji tlenków azotu. Ze względu na bardzo częste stosowanie w połączeniu z innymi pierwotnymi technikami, jak np. palniki o niskiej emisji NO_x , oszacowanie efektów kosztowych związanych wyłącznie z tą techniką jest trudne. Według orientacyjnych szacunków, koszty OFA dla kotła $250 \text{ MW}_{\text{th}}$ sięgają 1 mln EUR, a koszty redukcji NO_x w przeliczeniu na tonę wynoszą zwykle 300–1 000 EUR. [132, Rentz et al. 1999]

Podstawa wdrożenia

Ograniczenie emisji NO_x .

Przykładowe obiekty

W instalacje stopniowanego podawania powietrza wyposażonych jest około 160 obiektów, które w 2012 r. nadesłały kwestionariusz na potrzeby niniejszego dokumentu.

Dalsze przykłady przedstawiono w sekcjach poświęconych spalaniu węgla kamiennego, węgla brunatnego i paliw gazowych.

Literatura źródłowa

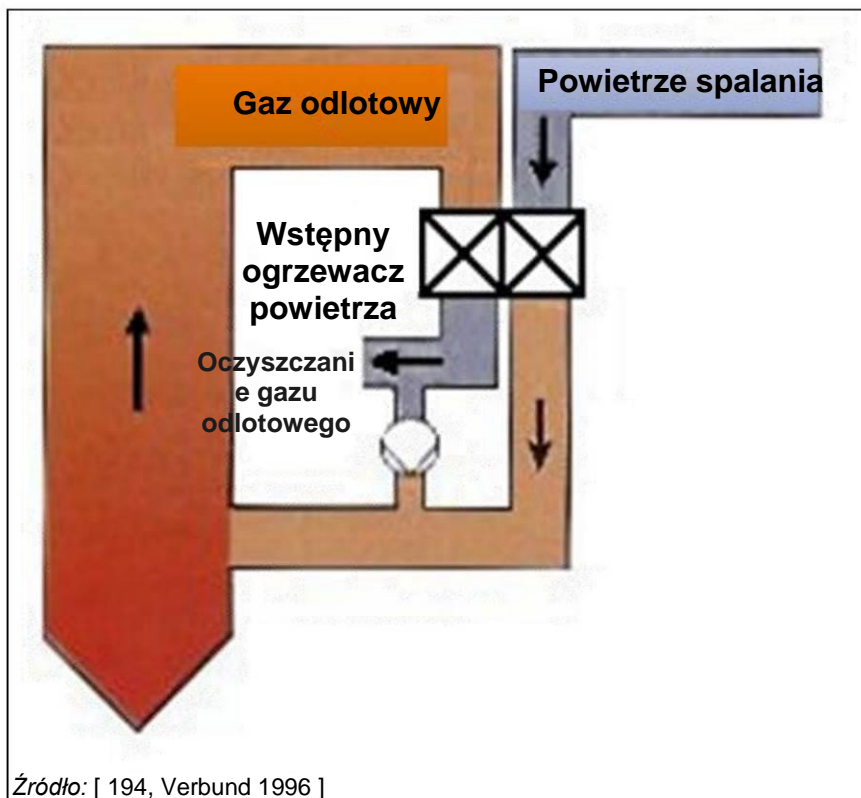
Brak informacji.

3.2.2.3.3 Recyrkulacja gazu odlotowego (FGR) lub spalin (EGR)**Opis**

Recyrkulacja części gazu odlotowego (ang. flue-gas recirculation, FGR) do komory spalania w celu zastąpienia części świeżego powietrza spalania, o podwójnym efekcie: obniżenia temperatury płomienia i ograniczenia zawartości O_2 do utleniania azotu, ograniczająca w ten sposób wytwarzanie NO_x . Technika polega na wprowadzeniu gazu odlotowego z paleniska do płomienia w celu zmniejszenia zawartości tlenu, a tym samym temperatury płomienia. Zastosowanie specjalnych palników lub innych środków polega na wewnętrznej recyrkulacji gazów spalinowych, które chłodzą rdzenie płomieni i ograniczają zawartość tlenu w najgorętszej części płomieni.

Opis techniczny

Recyrkulacja gazu odlotowego skutkuje zmniejszeniem ilości tlenu dostępnego w strefie spalania oraz, ze względu na bezpośrednie chłodzenie płomienia, obniżeniem temperatury płomieni. Dlatego redukcja dotyczy zarówno konwersji azotu zawartego w paliwie jak i tworzenia termicznych NO_x . Ponowne wprowadzenie gazu odlotowego do powietrza spalania okazało się skuteczną metodą redukcji emisji NO_x w wysokotemperaturowych układach spalania, takich jak kotły z mokrym odżużlaniem i instalacje opalane olejem lub gazem. Rysunek 3.32 przedstawia schemat tej techniki.



Rysunek 3.32: Recykulacja gazu odlotowego w kotle

Jak widać na powyższym rysunku, część gazu odlotowego (20–30 % w temperaturze około 350–400 °C) jest wycofywana ze strumienia głównego za wstępnym podgrzewaczem powietrza, zwykle zanim usunięte zostaną cząstki stałe, i następnie kierowana z powrotem do kotła. Recykulowany gaz odlotowy może być mieszany z powietrzem spalania przed palnikiem lub z powietrzem w instalacji stopniowania. Przy recykulacji przepływów o dużych objętościach wymagane są specjalnie zaprojektowane palniki przystosowane do pracy z gazem odlotowym. Natomiast w przypadku kotłów z paleniskiem rusztowym stosuje się oddzielne porty FGR.

Podobna technika jest stosowana również w niektórych silnikach. Recykulacja spalin (ang. exhaust gas recirculation, EGR) może być sposobem ograniczania emisji NO_x z dużych wysokoprężnych silników dwusuwowych, ale wymaga to rozwiązania pewnych problemów związanych z chłodzeniem i oczyszczaniem spalin przed ich skierowaniem z powrotem do silnika. Recykulowane spaliny składają się głównie z dwutlenku węgla, azotu i pary wodnej, co pomaga obniżyć temperaturę płomienia spalania. Oczyszczanie spalin prowadzi do powstawania kwasowego, brudnego i oleistego szlamu, który trzeba poddać oczyszczeniu i unieszkodliwieniu. Nawet śladowe ilości kwasu siarkowego pozostałego w oczyszczonym gazie mogą atakować turbosprężarkę i chłodnice powietrza. Według doniesień, poziom redukcji emisji NO_x przy recykulacji spalin na poziomie do 15 % wynosi do 50 %. Należy jednak przy tym brać pod uwagę wspomniane wyżej problemy związane ze stosowaniem techniki EGR. Recykulację spalin w dużych silnikach czterosuwowych zbadano dotychczas tylko w warunkach laboratoryjnych. Z powodu większego dymu, tworzenia cząstek stałych i o wiele wyższego zużycia paliwa, technika EGR nie nadaje się jeszcze do stosowania w takich silnikach i wymaga dalszych badań nad sposobami uzyskania dużo wyższego ciśnienia wtrysku paliwa.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Ograniczenie emisji NO_x do powietrza.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Tabela 3.19: Wydajność techniki recyrkulacji gazu odlotowego w zmniejszaniu emisji tlenków azotu

Ogólny stopień redukcji NO _x *	Ogólne zastosowanie	Ograniczenia stosowania	Uwagi
20–60 % < 20 % dla kotłów opalanych węglem kamiennym i 30–50 % dla obiektów opalanych gazem w połączeniu z OFA	Wszystkie paliwa	Niestabilność płomienia	Modernizacja istniejącego kotła przez wdrożenie recyrkulacji gazu odlotowego nastręcza pewne trudności adaptacyjne, głównie z powodu strat efektywności zarówno kotła jak i palników (chyba że recyrkulacji poddawana jest bardzo mała ilość gazu). Przy modernizacji obiektów, ten sposób ograniczania emisji NO _x można stosować samodzielnie lub w połączeniu ze stopniowanym podawaniem powietrza. Recyrkulacja gazu odlotowego skutkuje dodatkowym zużyciem energii (wentylator recyrkulacyjny).
<p>Uwaga:</p> <p>Potencjał ograniczania emisji NO_x w dużym stopniu zależy od ilości wytwarzanego NO_x i szeregu czynników właściwych dla danego miejsca.</p> <p>W przypadku połączenia z innymi pierwotnymi metodami ograniczania emisji NO_x, powstały stopień redukcji na ogół nie jest wynikiem dodawania czy mnożenia stopni redukcji poszczególnych instalacji. Taki połączony stopień redukcji zależy od szeregu czynników właściwych dla danego miejsca i jest weryfikowany dla konkretnego obiektu.</p> <p>FGR można stosować w celu utrzymania okna temperaturowego niezbędnego w wysokopyłowej SCR przy obciążeniach częściowych i niskich.</p>			

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

- Wdrożenie FGR może nieco zmienić wymianę ciepła przez nieznaczne zwiększenie temperatury gazu odlotowego w kotle (np. z 222 °C do 228 °C w przykładowym kotle opalonym gazem ziemnym), co prowadzi do niewielkiego obniżenia efektywności energetycznej (np. o 0,3 pkt proc. w przywołanym przykładzie).
- Tendencja do powstawania większych ilości niespalonego węgla w popiele.
- Recyrkulacja gazu odlotowego może powodować korozję przewodów wlotowych i wentylatorów, ponieważ podczas mieszania z napływającym powietrzem gaz jest schładzany.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

- Modernizacja przez wdrożenie recyrkulacji gazu odlotowego wymaga zainstalowania odpowiednich przewodów i urządzeń sterujących, czemu może nie sprzyjać istniejąca konfiguracja obiektu.
- Konieczne może być zmodernizowanie podzespołów umożliwiających obsługę większych objętości gorętszej mieszanki powietrza i gazu odlotowego (np. wentylatorów).
- Modernizacja przez wdrożenie recyrkulacji gazu odlotowego może skutkować obniżeniem wydajności jednostki spalania.
- Niestabilność płomienia może ograniczać ilość gazu odlotowego jaką można poddać recyrkulacji (a zatem możliwość redukcji NO_x), chyba że wprowadzi się również zmiany w konstrukcji palnika.
- Konieczność uwzględnienia dodatkowych zagrożeń powodowanych awariami systemu FGR i ich wpływem na pracę palników.
- Nadmierna ilość recyrkulowanego gazu odlotowego może prowadzić do pewnych ograniczeń w eksploatacji - np. problemów z korozją w przypadku spalania paliwa zawierającego siarkę, strat wydajności z powodu wzrostu temperatury w kominie lub zwiększonego zużycia energii na potrzeby wentylatorów. Dlatego użytkownicy obiektów zwykle dążą do ograniczania ilości recyrkulowanego gazu odlotowego (do około 30 %) i kompensowania zwiększonej emisji NO_x przez stosowanie zaawansowanych palników charakteryzujących się niską emisją NO_x.

Ekonomika

Modernizacja kotła o mocy 20 MW_{th} przez montaż systemów recyrkulacji gazu odlotowego kosztuje 50 000 EUR, natomiast koszt wdrożenia FGR w nowym kotle to koszt około 20 000 EUR.

Podstawa wdrożenia

Ograniczenie emisji NO_x.

Przykładowe obiekty

W instalacje recyrkulacji gazu odlotowego wyposażonych jest około 100 obiektów, które w 2012 r. nadesłały kwestionariusz na potrzeby niniejszego dokumentu.

Literatura źródłowa

Brak informacji.

3.2.2.3.4 Zmniejszenie temperatury powietrza spalania

Opis

Redukcja wstępnego podgrzewu powietrza spalania w celu obniżenia temperatury płomienia spalania i ograniczenia wytwarzania termicznego NO_x.

Opis techniczny

Temperatura wstępnego podgrzewu powietrza spalania ma znaczący wpływ na powstawanie NO_x, głównie w instalacjach opalanych gazem lub olejem. W przypadku tych paliw główna część NO_x powstaje w wyniku mechanizmu termicznego, który zależy od temperatury spalania. Obniżenie temperatury wstępnego podgrzewu powietrza skutkuje niższą temperaturą płomienia (temperatury szczytowe) w strefie spalania. Wynikiem jest odpowiednia redukcja powstawania termicznego NO_x. W przypadku małych jednostek, najbardziej uzasadnionym działaniem może być usunięcie wstępnego podgrzewacza powietrza.

Osiągnięta korzyść dla środowiska

Ograniczenie emisji NO_x.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Ogólny stopień redukcji wynosi 20–30 %. Możliwy do osiągnięcia poziom redukcji emisji zależy głównie od temperatury wstępnego podgrzewu powietrza uzyskiwanej po wdrożeniu omawianej techniki.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Omawiana technologia ma dwie duże wady. Po pierwsze, w kilku rodzajach kotłów, np. opalanych węgiel kamienny lub mokrą biomasę, wymagane są wysokie temperatury spalania, w związku z czym do prawidłowej pracy instalacji spalania niezbędna jest wysoka temperatura wstępnego podgrzewu powietrza. Po drugie, obniżenie temperatury wstępnego podgrzewu powietrza skutkuje większym zużyciem paliwa, ponieważ większa część energii cieplnej zawartej w gazie odlotowym nie może zostać wykorzystana i opuszcza obiekt przez komin. Można temu przeciwdziałać przez wdrożenie pewnych metod oszczędzania energii, takich jak zwiększenie rozmiarów ekonomizera.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Technika ta jest nieodpowiednia dla kotłów z mokrym odżużlaniem opalanych węglem kamiennym oraz kotłów opalanych biomasą.

Ekonomika

Koszt usunięcia wstępnego podgrzewacza powietrza spalania zależy od uwarunkowań konkretnego obiektu.

W 2012 r. Osiris, przedsiębiorstwo usług energetycznych dostarczające media w ramach Platformy Chemicznej Les Roches–Roussillon, skalkulowało koszt modernizacji swojego kotła o mocy 60 MW_{th} opalanego gazem ziemnym na kwotę 3 300 000 EUR. Modernizacja obejmowała:

- usunięcie obrotowego wymiennika ciepła;

- zamontowanie nowego wymiennika ciepła odzyskującego energię, z systemem awaryjnego spalania oleju opałowego;
- wymianę wentylatora powietrza spalania w związku z dużą zmianą objętości powietrza;
- dostosowanie palników do pracy w niskiej temperaturze;
- rewizję ustawień palników;
- instalację rur wody zasilającej nowy ekonomizer;
- instalację rur pary do przemiatań ekonomizera;
- aktualizację całego układu regulacji.

Podstawa wdrożenia

Ograniczenie emisji NO_x.

Przykładowe obiekty

Brak informacji.

Literatura źródłowa

[195, OSIRIS 2012]

3.2.2.3.5 Palniki o niskiej emisji NO_x

Opis

Technika ta (obejmująca ultra i zaawansowane palniki o niskiej emisji NO_x) opiera się na zasadzie redukcji szczytowych temperatur płomienia. Palniki kotła są tak zaprojektowane, aby opóźnić, ale poprawić spalanie i zwiększyć długość płomienia, umożliwiając ciepłu wydzielanemu podczas spalania obniżenie temperatur szczytowych. Mieszanie powietrza/paliwa ogranicza dostępność tlenu i zmniejsza szczytową temperaturę płomienia, tym samym opóźniając przekształcanie występującego w paliwie azotu w NO_x i powstawanie termicznych NO_x przy jednoczesnym utrzymaniu wysokiej sprawności spalania. Z zastosowaniem palnika niskoemisyjnego może wiązać się modyfikacja konstrukcji komory spalania paleniska. Konstrukcja palników o ultra niskiej emisji NO_x (ULNB) obejmuje stopniowe podawanie do spalania (powietrza/paliwa) i recyrkulację gazów w komorze ogniowej paleniska (wewnętrzna recyrkulacja spalin).

Opis techniczny

Chociaż rozwój technologii palników o niskiej emisji NO_x wszedł w fazę dojrzałą, opracowywane są dalsze jej ulepszenia, a znaczący wysiłek badawczy nadal poświęcany jest poprawie pracy istniejących systemów palników niskoemisyjnych. Ponieważ szczegóły konstrukcyjne palników o niskiej emisji NO_x różnią się w zależności od producenta, w niniejszym dokumencie odniesiono się tylko do ogólnych zasad.

W klasycznej instalacji energetycznego spalania, mieszanka paliwa i powietrza/tlenu jest w całości wtryskiwana w tym samym miejscu. Powstały płomień składa się z gorącej i utleniającej strefy pierwotnej u rdzenia płomienia oraz chłodniejszej strefy wtórnej u końca płomienia. Strefa pierwotna wytwarza większość NO, którego ilość wzrasta w postępie geometrycznym wraz ze wzrostem temperatury. Natomiast wpływ strefy wtórnej jest raczej umiarkowany.

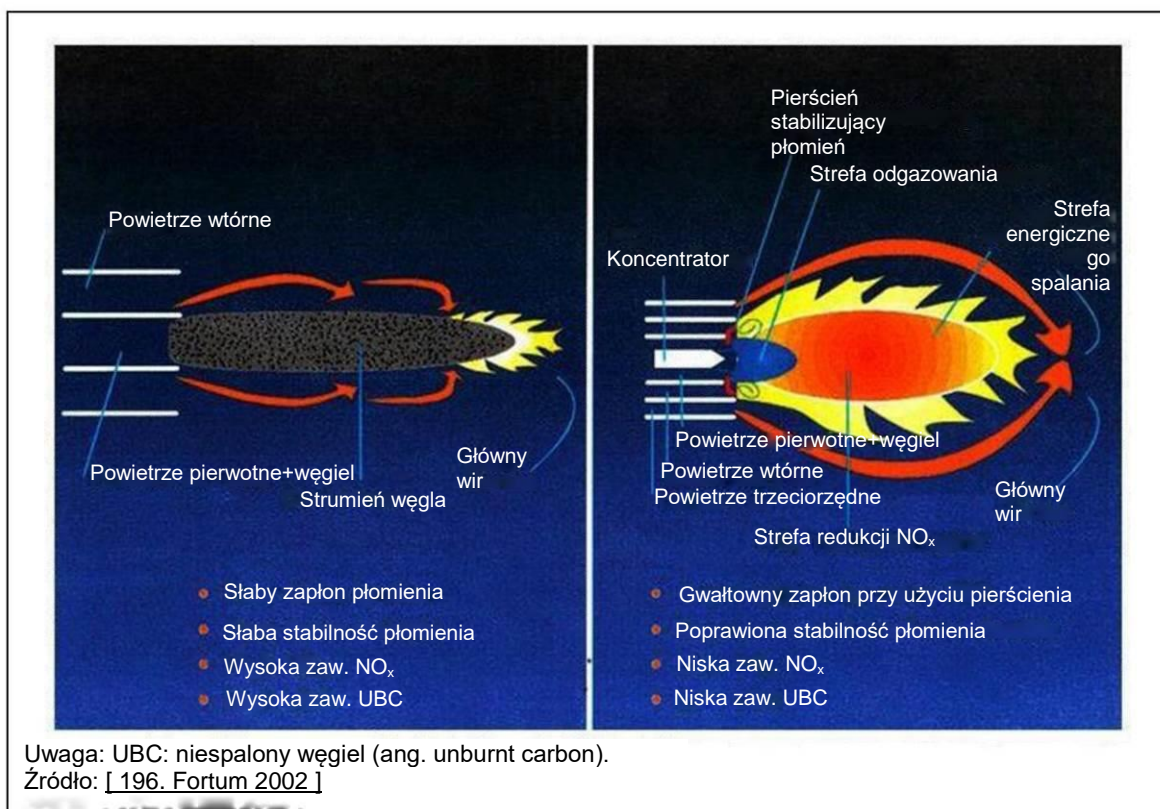
Palniki o niskiej emisji NO_x (ang. low NO_x burner, LNB) modyfikują sposób wprowadzania powietrza i paliwa w celu opóźnienia ich mieszania, zmniejszenia dostępności tlenu i obniżenia szczytowej temperatury płomienia.

Palniki LNB są projektowane według różnych zasad ograniczania powstawania NO_x jako palniki stopniowanego podawania powietrza, recyrkulacji gazu odlotowego lub stopniowanego podawania paliwa.

Palniki LNB stopniowanego podawania powietrza

W instalacji stopniowanego podawania powietrza powietrze pierwotne jest mieszane z całą ilością paliwa tworząc mieszaninę bogatą w paliwo płomień, który jest zarówno stosunkowo chłodny jak i ubogi w tlen. W tych warunkach

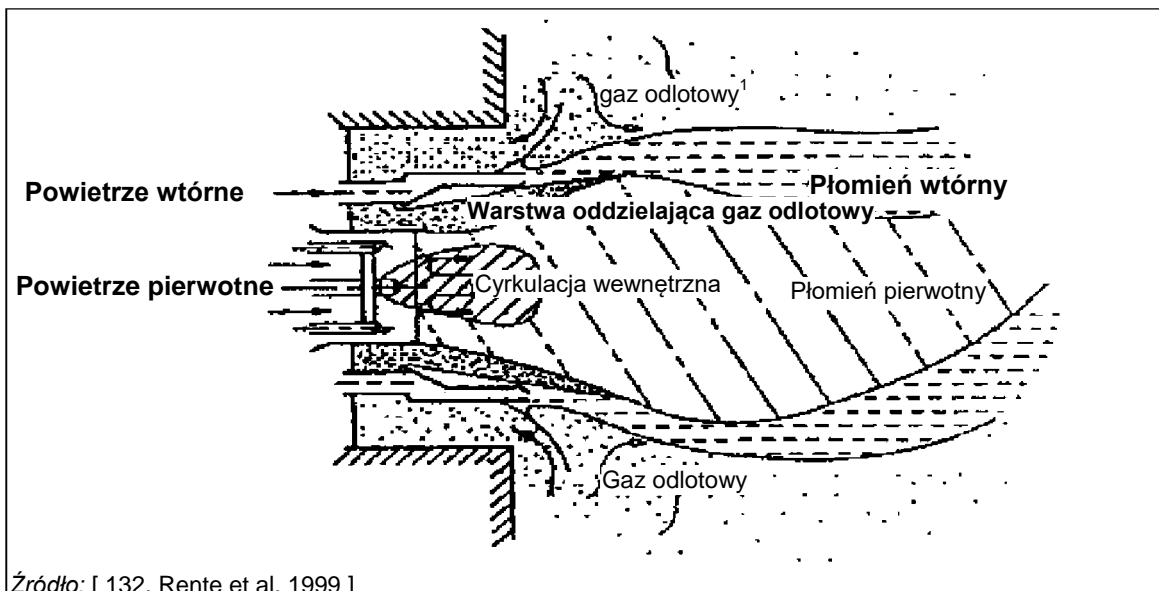
powstawanie tlenków azotu zostaje zahamowane. Jak pokazano na Rysunku 3.33, mieszanka paliwowo-powietrzna wraz z powietrzem wtórnym tworzą strefę spalania substechiometrycznego (płomień pierwotny). Dzięki wirowemu ruchowi powietrza wtórnego i stożkowej końcówce palnika powstaje strefa recyrkulacji wewnętrznej, która gwałtownie podgrzewa paliwo. Dla stabilności płomienia konieczne jest wirowanie płomienia wtórnego. Lotne związki są kierowane do płomienia pierwotnego razem z większością związków azotu. W przypadku wykorzystywania mieszanki bogatej w paliwo / ubogiej w tlen przy wysokim stężeniu CO, utlenianie związków azotu do postaci NO zostaje ograniczone. Powietrze wtórne tworzy strefę wypalania, w której w stosunkowo niskiej temperaturze zachodzi wolne spalanie niespalonego paliwa. Niskie stężenie O₂ umożliwia kontrolę powstawania NO_x na tym etapie.



Rysunek 3.33: Porównanie konwencjonalnych palników LNB ze stopniowaniem i zaawansowanym stopniowaniem powietrza

Palniki LNG z recyrkulacją gazu odlotowego

W paliwach stałych oraz paliwach płynnych o zawartości azotu między 0,3 wt-% i 0,6 wt-%, paliwowy NO dominuje nad termicznym NO (tego pierwszego jest zwykle 75 %). Dlatego, oprócz działania na termiczny NO przez obniżenie temperatury płomienia, należy również ograniczyć zawartość tlenu nie powodując wytwarzania niespalonego węgla. Rozwiązaniem jest technika polegająca na rozdzieleniu płomienia i wewnętrznej recyrkulacji gazu odlotowego. Przez wprowadzenie części gazu odlotowego do strefy spalania lub powietrza spalania obniża się zarówno temperatura płomienia jak i stężenie tlenu, umożliwiając ograniczenie powstawania NO_x.



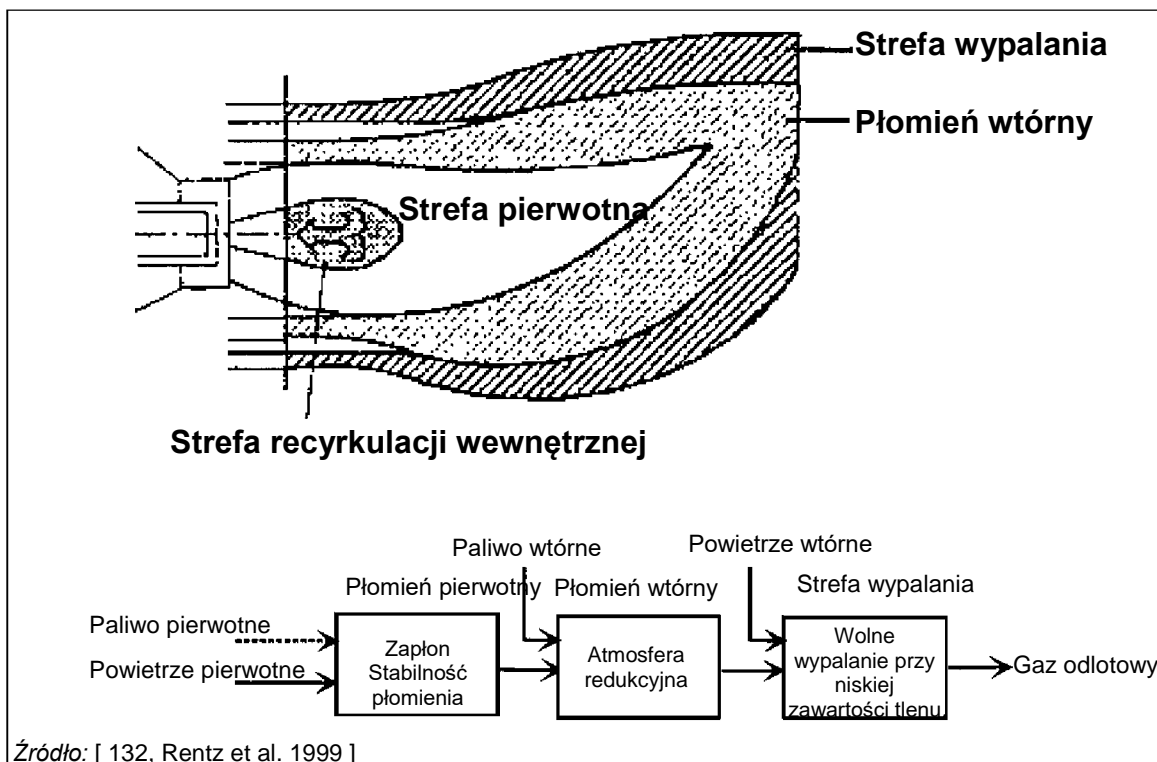
Rysunek 3.34: Palniki LNG z recyrkulacją gazu odlotowego

Podstawowe działanie jest podobne jak w palnikach LNB ze stopniowanym podawaniem powietrza, ale tu odległość między dyszą pierwotną i wtórną jest większa, co powoduje powstanie warstwy gazu odlotowego. W tych palnikach, 15–25 % gorącego gazu odlotowego jest razem z powietrzem spalania poddawane wewnętrznej recyrkulacji do powietrza wypalania. Gaz odlotowy działa jak czynnik rozcieńczający, który obniża temperaturę płomienia i częściowe ciśnienie tlenu, prowadząc tym samym do ograniczenia powstawania NO_x . Wewnętrzną recyrkulację wykorzystuje się na ogół w opalaniu paliwami płynnymi przy użyciu najnowszej generacji gazowo-olejowych palników LNB.

Palniki LNB ze stopniowanym podawaniem paliwa

Zadaniem palnika ze stopniowanym podawaniem paliwa jest redukcja już powstałego NO_x przez dodanie części paliwa na drugim etapie. Palniki LNB ze stopniowaniem paliwa są używane głównie w instalacjach gazowych.

W technice tej najpierw część paliwa jest spalana z dużym nadmiarem powietrza umożliwiając powstanie płomienia o stosunkowo niskiej temperaturze, co hamuje powstawanie tlenków azotu. Strefa wewnętrznej recyrkulacji oraz spalanie podstechiometryczne zapewniają stabilność płomienia. W miarę jak spalanie w strefie pierwotnej dobiega końca, za pierwotnym płomieniem wprowadzane jest dodatkowe paliwo (optymalny stosunek mieści się w przedziale 20 % - 30 %), które tworzy skrajnie substechiometryczny płomień wtórny. Powstaje atmosfera, w której już wytworzone NO_x mogą zostać zredukowane do N_2 przez działanie NH_3 , HCN i rodników CO. Na trzecim etapie powstaje strefa wypalania. Płomień w tego typu palniku jest o ok. 50 % dłuższy niż w standardowym palniku gazowym.



Źródło: [132, Rentz et al. 1999]

Rysunek 3.35: Stopniowanie paliwa w palniku

Nowa generacja palników LNB

Najnowsze konstrukcje palników LNB (nazywane "hybrydowymi palnikami o niskiej emisji NO_x " lub "palnikami o ultra-niskiej emisji NO_x ") wykorzystują połączenie stopniowanego podawania powietrza, stopniowanego podawania paliwa i wewnętrznej recyrkulacji gazu odlotowego z nowymi technikami w celu osiągnięcia ultra-niskich poziomów emisji NO_x . W przypadku palników gazowych, wykorzystuje się również zmienne rozdzielone stopniowanie paliwa oraz spalanie mieszanki ubogiej. Wadą palników LNB pierwszej generacji jest konieczność zapewnienia wystarczającego miejsca na rozdzielanie płomienia - średnica płomienia w palniku LNB jest o ok. 30–50 % większa niż średnica klasycznego płomienia. W porównaniu z klasycznymi i kompaktowymi palnikami LNB, palniki ULNB mogą osiągać podobny poziom redukcji NO_x przy mniejszym wpływie na kształt płomienia. Jeżeli dostępna jest wystarczająca objętość komory paleniska, to stopień redukcji może być nawet większy. Kolejna generacja palników przeznaczonych do niskoemisyjnego spalania paliw gazowych wykorzystuje energię rozprężania paliwa gazowego pod ciśnieniem, głównie wprowadzonego peryferyjnie do głównego strumienia powietrza spalania, do odciągnięcia części gazu odlotowego z komory spalania w celu wymieszania go z paliwem gazowym zanim dostanie się ono do rdzenia płomienia. Technika ta umożliwia kumulację efektów: obniżenie temperatury płomienia i ciśnienia cząsteczkowego tlenu (podobne jak w palnikach LNB poprzedniej generacji), ale również obniżenie ciśnienia cząsteczkowego paliwa, co drastycznie obniża temperaturę szczytową płomienia i przyczynia się do dalszej redukcji termicznego NO_x .

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Ograniczenie emisji NO_x do powietrza.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Tabela 3.20: Wydajność techniki palnika o niskiej emisji NO_x w zmniejszaniu emisji tlenków azotu

Środek pierwotny		Ogólny stopień redukcji NO _x *	Ogólne zastosowanie	Ograniczenia stosowania
Palnik o niskiej emisji NO _x (LNB)	LNB ze stopniowaniem powietrza	25–35 %	Wszystkie paliwa	Niestabilność płomienia Niekompletne wypalanie
	LNB z recyrkulacją gazu odlotowego	Do 20 %	Wszystkie paliwa	Niestabilność płomienia
	LNB ze stopniowaniem paliwa	50–60 %	Wszystkie paliwa	Niestabilność płomienia Niekompletne wypalanie
	LNB nowej generacji	50–70 %	Wszystkie paliwa	bd

Uwaga:
W przypadku łączenia różnych pierwotnych środków ograniczania emisji tlenków azotu, powstały stopień redukcji na ogół nie jest wynikiem dodawania czy mnożenia stopni redukcji poszczególnych instalacji. Taki połączony stopień redukcji zależy od szeregu czynników właściwych dla danego miejsca i jest weryfikowany dla konkretnego obiektu. Nie wszystkie środki pierwotne można stosować we wszystkich istniejących kotłach - ich użycie zależy od konfiguracji spalania i paliwa.
Palniki LNB można stosować w połączeniu z innymi środkami pierwotnymi, jak np. OFA i reburning czy recyrkulacja gazu odlotowego.
Palniki LNB z technika OFA osiągają stopień redukcji 35–70 %. [\[148, CIEMAT 2000 \]](#)
bd: brak danych.

Stwierdzono, że nowoczesne konstrukcje palników LNB ze stopniowaniem powietrza przeznaczone do kotłów na węgiel kamienny z opalaniem naściennym (ze zoptymalizowaną dyszą lub zawirowaniem powietrza wtórnego oraz deflektorem powietrza wtórnego/trzecieorzędnego) mogą osiągnąć stopień redukcji NO_x na poziomie 50 % bez OFA i 70 % z OFA.

W przypadku zastosowania palników LNB, techniki OFA lub recyrkulacji gazu odlotowego w elektrowniach opalanych węglem brunatnym, redukcja emisji NO_x może sięgać 75 %.

Jeżeli chodzi o zastosowanie w kotłach, do chwili obecnej wdrożono tylko kilka palników na ubogą mieszkankę wstępną. Działają one w przemysłowych kotłach opalanych gazem ziemnym. Technika jest została z powodzeniem wdrożona w 2014 r. w kotle przemysłowym we Francji oraz w generatorach pary wykorzystywanych w sektorze ropy naftowej i gazu w USA. Emisja NO_x z palnika na ubogą mieszkankę wstępną (przed stopniowaniem paliwa) w kotle gazowym zależy od nadmiaru powietrza i jakości mieszanki powietrza i paliwa gazowego. Emisje NO_x są bardzo wrażliwe na poziom nadmiaru powietrza. Do osiągnięcia bardzo niskiej emisji NO_x (poniżej 20 mg/Nm³) potrzebny jest nadmiar powietrza na poziomie 40-80 %. Poniżej progu 40 %, emisja NO_x natychmiast wzrasta do zwykłego poziomu. Powyżej 80 %, temperatura płomienia jest bardzo niska, co może mieć wpływ na stabilność spalania ubogiej mieszanki wstępnej. Dzięki tej technice na ogół osiąga się poziom NO_x poniżej 50 mg/Nm³. Badania przeprowadzone na instalacji demonstracyjnej wykazały, że możliwe jest osiągnięcie poziomu emisji NO_x ok. 20–30 mg/Nm³ (przy 3 % O₂) w przypadku użycia palnika na ubogą mieszkankę wstępną w połączeniu z zewnętrzną recyrkulacją gazu odlotowego (kosztem wyższych nakładów kapitałowych i eksploatacyjnych).

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Większy spadek ciśnienia w przewodach powietrza w porównaniu ze standardowymi palnikami może skutkować wyższymi kosztami eksploatacji. Na przykład, zwykle konieczne jest poprawienie sproszkowania węgla kamiennego, co może prowadzić do wyższych kosztów eksploatacji i konserwacji. Mogą również wystąpić pewne problemy z korozją lub wpływem na bezpieczeństwo i niezawodność urządzeń spowodowane niestabilnością spalania, zwłaszcza w przypadku braku odpowiedniej kontroli nad procesem.

Wpływ palników LNB na efektywność energetyczną, temperaturę spalin i wytwarzanie pary w obiektach opalanych gazem ziemnym nie jest możliwy do zmierzenia.

Wdrożenie palników LNB może podnieść zwiększyć ilość węgla w popiele, którą należy utrzymywać na stałym poziomie, aby nie zagrozić możliwości zagospodarowania tych pozostałości po spalaniu. Skutecznym sposobem na przeciwdziałanie temu problemowi jest wyposażenie młyna węgla

w klasyfikatory, które poprawiają rozdrobnienie sproszkowanego węgla. Nowoczesne węglowe palniki LNB są z powodzeniem projektowane tak, aby nie wpływać na poziom węgla w popiele. Palniki o niskiej emisji NO_x mogą również zwiększać wytwarzanie CO z powodu chłodniejszego i większego płomienia, zwłaszcza przy niskich obciążeniach.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Jeżeli chodzi o stosowanie zaawansowanych palników o niskiej emisji NO_x w istniejących kotłach, należy zauważyć, że w starszych instalacjach budowano paleniska o jak najmniejszych rozmiarach (w celu uzyskania dużej intensywności spalania). Dlatego temperaturę w palenisku, a co za tym idzie wytwarzanie NO_x, można obniżyć tylko w ograniczonym stopniu. Dodatkowo, głębokość paleniska pozwala na zmieszczenie tylko nieco dłuższych płomieni niż te, dla których zaprojektowano palenisko.

Nie wykazano jeszcze zastosowania palników na ubogą mieszankę wstępną w kotłach gazowych z wstępnym podgrzewem powietrza (> 150 °C) lub gazów procesowych o wysokiej zawartości wodoru lub zmiennym składzie.

Ekonomika

Technika spalania o niskiej emisji NO_x wymaga zmiany palników (jako minimum), a często również zainstalowania systemu OFA. Jeżeli istniejące palniki są palnikami klasycznymi, to ich zmiana niemal zawsze może zostać przeprowadzona w ekonomiczny sposób. W przypadku palników LNB o opóźnionym spalaniu (stary typ), korzyści z ich modernizacji do palników LNB z szybkim wtryskiem można ocenić wyłącznie odrębnie dla każdego przypadku.

Palniki LNB z systemem OFA dla kotła 250 MW_{th} opalanego paliwem stałym to koszt ok. 1,7 mln EUR. W przypadku kotłów opalanych węglem kamiennym, koszt redukcji NO_x wynosi ok. 500 EUR na tonę zredukowanych NO_x.

W przypadku nowych instalacji, koszt dodatkowej inwestycji w palniki LNB, w porównaniu z palnikami klasycznymi, można uznać za nieistotny. W przypadku modernizacji, należy wziąć pod uwagę ewentualne modyfikacje instalacji. Są one bardzo często specyficzne dla konkretnego obiektu i dlatego przedstawienie ogólnych szacunków nie jest możliwe. Dodatkowe koszty eksploatacji związane z wykorzystaniem palników LNB wynikają w dużej mierze z dodatkowego zużycia energii związanego z:

- koniecznością instalacji większych wentylatorów w związku z większymi spadkami ciśnienia na palnikach;
- koniecznością zapewnienia lepszego sproszkowania węgla w celu uzyskania wydajnego spalania w warunkach obniżonej dostępności powietrza.

Podstawa wdrożenia

Ograniczenie emisji NO_x.

Przykładowe obiekty

Spośród wszystkich obiektów, które w roku 2012 nadesłały kwestionariusz na potrzeby niniejszego dokumentu BREF, około 200 jest wyposażonych w palniki LNB.

Dalsze przykłady przedstawiono w sekcjach poświęconych poszczególnym paliwom.

Literatura źródłowa

[197, ADEME 2015]

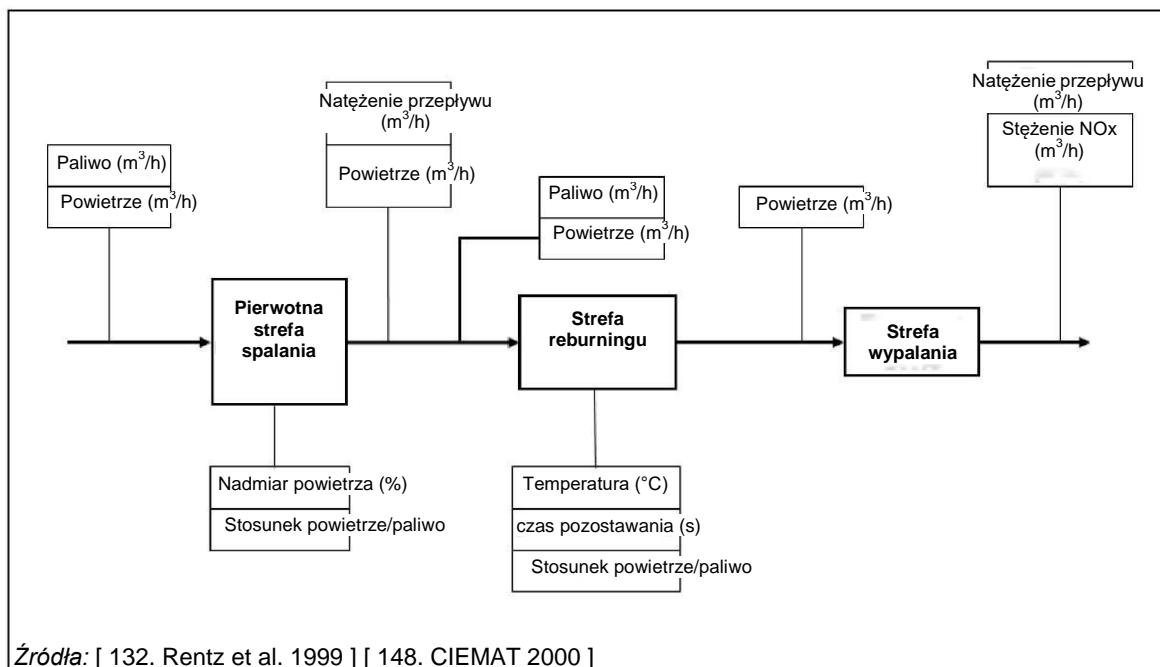
3.2.2.3.6 Stopniowe podawanie paliwa (reburning)

Opis

Technika ta opiera się na redukcji temperatury płomienia lub zlokalizowanych „hotspotów” poprzez utworzenie kilku stref spalania w komorze spalania o różnych poziomach wtrysku paliwa i powietrza, co umożliwi konwersję wytworzonych NO_x z powrotem do postaci azotu.

Opis techniczny

Stopniowe podawanie paliwa, określane również jako dopalanie, polega na tworzeniu w palenisku różnych stref przez stopniowany wtrysk paliwa i powietrza. Celem jest zredukowanie już wytworzonych tlenków azotu z powrotem do postaci azotu. Jak widać na Rysunku 3.36, spalanie można podzielić na trzy strefy.

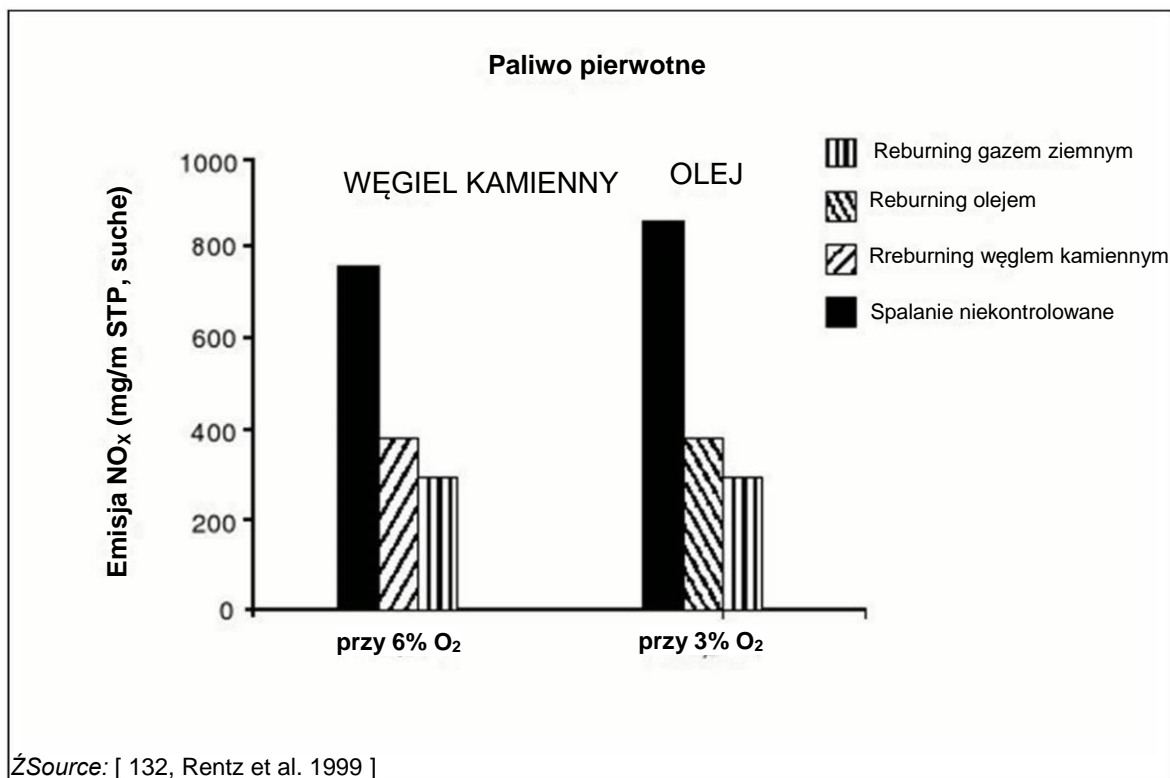


Rysunek 3.36: Trzy strefy spalania i parametry procesu reburningu

W technice reburningu spalanie odbywa się w trzech strefach:

- Pierwotnej strefie spalania (w której można zastosować pierwotne środki ograniczania emisji): 80–85 % paliwa jest spalane w atmosferze utleniającej lub lekko redukcyjnej. Ta pierwotna strefa wypalania jest niezbędna do uniknięcia transferu nadmiaru tlenu do strefy dopalania (reburningu), który w przeciwnym wypadku przyczyniałby się do wytwarzania NO_x .
- Drugiej strefie spalania (nazywanej często strefą reburningu): do atmosfery redukcyjnej wprowadzane jest paliwo wtórne lub reburningowe. Wytwarzane są rodniki węglowodorowe, reagujące z tlenkami azotu już powstałymi w strefie pierwotnej. Powstają również inne niepożądane lotne związki azotu, takie jak amoniak.
- Trzeciej strefie spalania: spalanie jest dokańczane przez dodanie do strefy wypalania ostatniej części powietrza.

Chociaż jako paliwo reburningowe wykorzystuje się różne paliwa (sproszkowany węgiel, olej opałowy, gaz ziemny itp.), na ogół stosuje się gaz ziemny ze względu na jego naturalne właściwości. Rysunek 3.37 przedstawia przewagę gazu ziemnego nad węglem kamiennym i olejem.



Rysunek 3.37: Porównanie węgla kamiennego, oleju i gazu ziemny jako paliwa reburningowego

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Ograniczenie emisji NO_x i CO do powietrza.

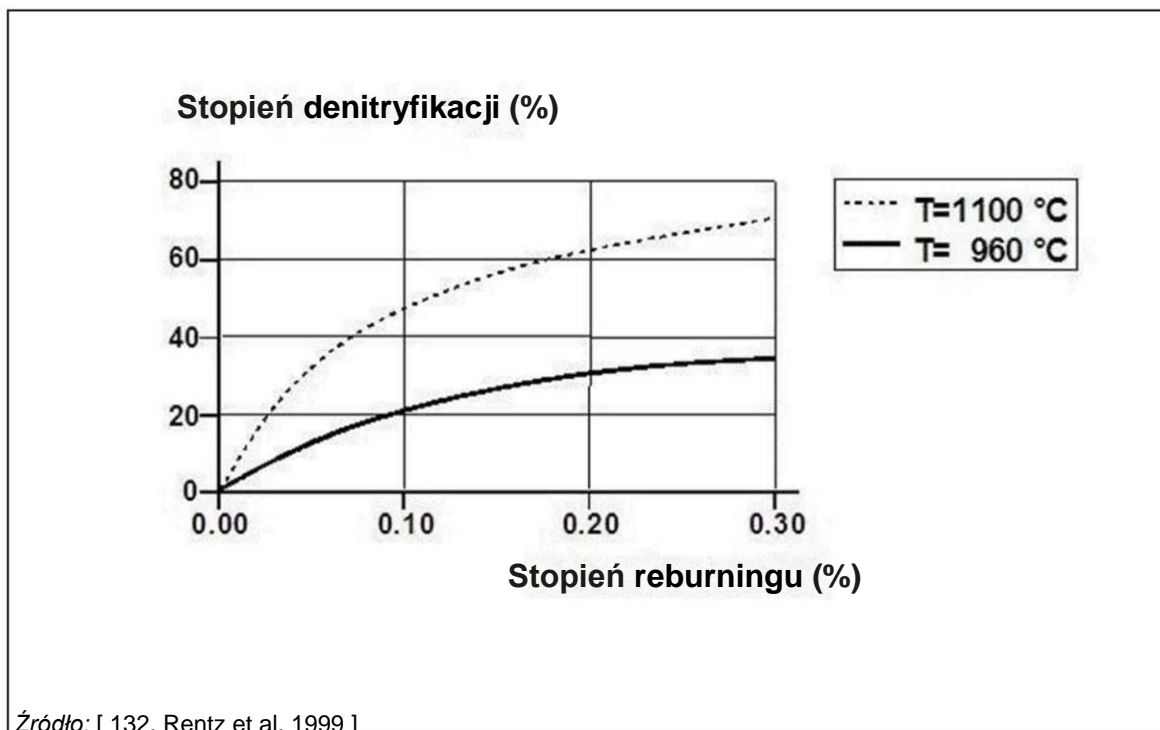
Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Tabela 3.21: Wydajność techniki stopniowego podawania paliwa (reburningu) w zmniejszaniu emisji tlenków azotu

Ogólny stopień redukcji NO _x *	Ogólne zastosowanie	Uwagi
50–60 % (możliwa jest redukcja 70–80 % NO _x powstałych w pierwotnej strefie spalania)	Wszystkie paliwa	<p>Reburning oferuje pewne zalety, takie jak kompatybilność z innymi pierwotnymi środkami redukcji emisji NO_x, prosty montaż, wykorzystanie standardowego paliwa jako środka redukcyjnego oraz bardzo małe dodatkowe zapotrzebowanie na energię. Dodatkowe zużycie energii w przypadku dopalania "węgla węglem" może być wyższe niż w przypadku stosowania gazu ziemnego jako paliwa reburningowego.</p> <p>Spalanie za strefą pierwotną również generuje tlenki azotu.</p> <p>W przypadku stosowania gazu ziemnego jako paliwa reburningowego, redukcji podlega również ilość pyłu i SO₂ (wprost proporcjonalnie do ilości zastąpionego węgla kamiennego). Redukcja CO₂ jest proporcjonalna do ilości węgla zastąpionego wodorem (w metanie).</p>
<p>Uwaga: Potencjał ograniczania emisji NO_x w dużym stopniu zależy od ilości wytwarzanego NO_x i szeregu czynników właściwych dla danego miejsca. W przypadku połączenia z innymi pierwotnymi metodami ograniczania emisji NO_x, powstały stopień redukcji na ogół nie jest wynikiem dodawania czy mnożenia stopni redukcji poszczególnych instalacji. Taki połączony stopień redukcji zależy od szeregu czynników właściwych dla danego miejsca i jest weryfikowany dla konkretnego obiektu.</p>		

Wydajność reburningu zależy od kilku parametrów, w tym:

- Temperatury: w celu uzyskania niskich wartości NO_x , temperatura w strefie reburningu powinna być możliwie jak najwyższa (1 200 °C). Na Rysunku 3.38 przedstawiono stopień denitryfikacji jako funkcje stopnie reburningu w różnych temperaturach.
- Czasu pozostawania w strefie: wydłużenie czasu pozostawania w strefie reburningu sprzyja redukcji NO_x . Odpowiedni czas wynosi od 0,4 s do 1,5 s.
- Stopnia napowietrzenia w strefie reburningu: stechiometria powinna mieścić się w przedziale $\lambda = 0,7\text{--}0,9$.
- Rodzaju paliwa.
- Jakości mieszania dodatkowego paliwa i gazu odlotowego powstałego w pierwotnej strefie spalania. Gaz ziemny zwykle umożliwia jednorodne spalanie, co skutkuje bardzo krótkim czasem pozostawania w strefie wypalania.
- Nadmiaru powietrza w pierwotnej strefie spalania: stechiometria wynosi ok. $\lambda = 1,1$.



Źródło: [132, Rentz et al. 1999]

Rysunek 3.38: Stopień denitryfikacji w zależności od stopnia reburningu

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

W przypadku stosowania węgla kamiennego lub oleju jako paliwa reburningowego, obecny w pewnych ilościach azot prowadzi nieuchronnie do powstawania NO_x w strefie wypalania. Wadę tę można ograniczyć lub wyeliminować przez stosowanie gazu ziemnego.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Co do zasady, technikę reburningu można wdrożyć dla wszystkich rodzajów kotłów opalanych paliwami kopanymi oraz w połączeniu z technikami spalania o niskiej emisji NO_x (dla paliwa głównego). W praktyce, reburning nie jest powszechnie stosowany w istniejących kotłach energetycznych opalanych paliwem płynnym lub gazowym jako paliwem głównym. Chociaż ta technika redukcji emisji jest bardzo atrakcyjna dla nowych kotłów, to wymusza ona projektowanie komór o dużej objętości w celu uniknięcia powstawania dużych ilości niespalonego węgla. Dlatego, z powodu możliwych ograniczeń dostępnej przestrzeni, reburning może gorzej sprawdzać się w modernizacji istniejących instalacji. Modernizacja mniejszych obiektów z wykorzystaniem tej techniki może być również mniej efektywna niż w przypadku większych zakładów.

Jak już wspomniano, niekompletne spalanie jest przyczyną poważnych problemów. Omawiana technika jest najlepsza dla kotłów oferujących wystarczająco długi czas pozostawania w strefie oraz miejsc, w których paliwo do reburningu jest dostępne w rozsądnej cenie. Najlepszym paliwem do reburningu okazał się gaz ziemny, głównie dzięki temu, że jest łatwo zapalny i nie zawiera cząstek stałych ani siarki.

Dopalenie "węgla węglem" wymaga użycia systemu rozdrabniania na ultra-małe drobinki wraz z młynem, cyklonami i klasyfikatorami niezbędnymi do osiągnięcia takiego poziomu rozdrobnienia.

Ekonomika

Koszty reburningu zależą od konstrukcji kotła i używanego paliwa. Wykorzystywane paliwo dodatkowe (np. gaz ziemny) również generuje koszty, choć z drugiej strony, uwalnia ciepło do procesu, przez co można je uznać za paliwo użyteczne. Dlatego wszelkie kalkulacje powinny uwzględniać całość gospodarki obiektu, w tym ewentualne zmiany w wydajności kotła.

Z doświadczenia wynika, że chociaż reburning nie jest tak efektywny kosztowo jak palniki o niskiej emisji NO_x z systemem OFA, to wciąż pozostaje odpowiednim środkiem redukcji emisji NO_x. Według jednego z szacunków, koszty reburningu dla kotła 250 MW_{th} wynoszą blisko 2,5 mln EUR. Koszty eksploatacji reburningu skalkulowano jako dwukrotnie wyższe od kosztów palników o niskiej emisji NO_x wyposażonych w system OFA.

Podstawa wdrożenia

Ograniczenie emisji NO_x.

Przykładowe obiekty

Reburning wdrożono w dużych elektrowniach w USA, Japonii, Holandii, Niemczech, Włoszech i Zjednoczonym Królestwie. We Włoszech, reburning (z olejem jako czynnikiem redukcyjnym) wdrożono z powodzeniem w wielu jednostkach opalanych olejem.

Literatura źródłowa

Brak informacji.

3.2.2.3.7 Sucho palniki o niskiej emisji NO_x (ang. dry low-NO_x, DLN)

Opis

Palniki turbiny gazowej, które obejmują wstępne mieszanie powietrza i paliwa przed wejściem do strefy spalania. Mieszanie powietrza i paliwa przed spalaniem powoduje równomierny rozkład temperatury i niższą temperaturę płomienia, co prowadzi do niższych emisji NO_x. DLN to nazwa rodzajowa powszechnie używana w całej branży do określania szeregu podobnych technologii (DLN, DLE, SoLoNO_x itp.).

Opis techniczny

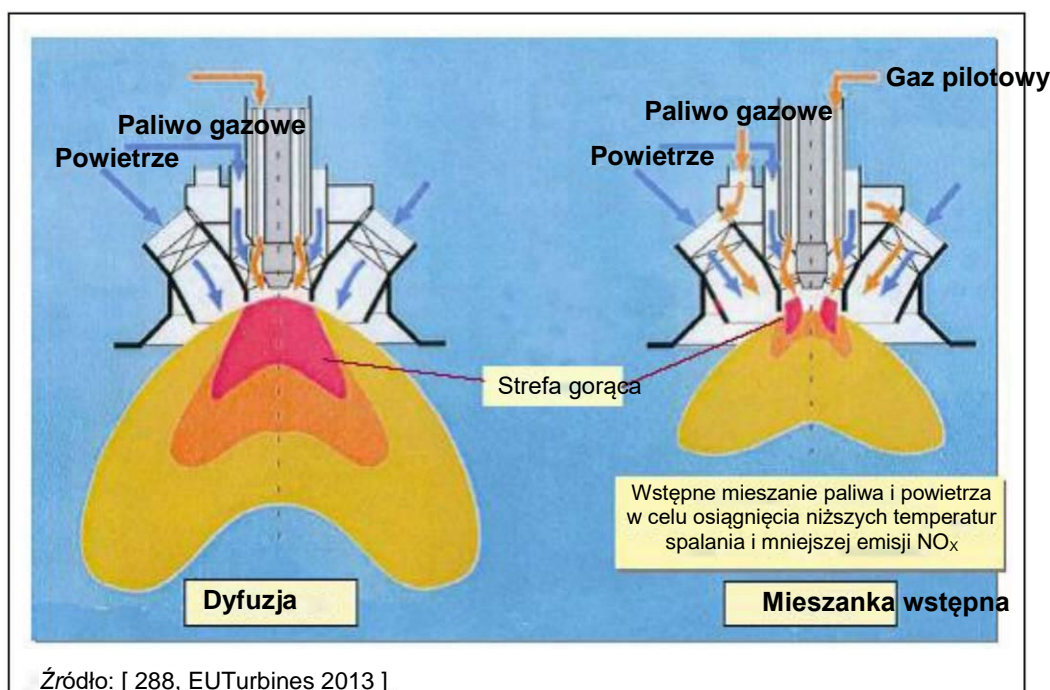
Podstawową cechą suchych palników o niskiej emisji NO_x (patrz Rysunek 3.39) jest to, że mieszanie powietrza i paliwa oraz spalanie zachodzą w dwóch następujących po sobie etapach. Systemy wykorzystujące ubogą mieszkankę wstępną są w większym stopniu zależne od precyzji wykonania niż konwencjonalne systemy płomienia dyfuzyjnego, ponieważ wymagają ostrożnego zbilansowania zarówno emisji NO_x jak i CO. Mieszanie powietrza spalania i paliwa przed spalaniem powoduje równomierny rozkład temperatury i niższą temperaturę płomienia, co prowadzi do niższych emisji NO_x. W skład turbiny wchodzi od 30 do 75 mieszalników wstępnych.

Główny układ palników DLN składa się z następujących elementów podstawowych: system wtrysku paliwa/powietrza, strefa mieszania wstępnego oraz strefa stabilizacji płomienia. System wtrysku paliwa/powietrza ma za zadanie wspierać szybką i równomierną dystrybucję paliwa w powietrzu przez wykorzystanie w tym celu wielu (małych) punktów wtrysku paliwa. Strefa mieszania ma zapewnić wystarczający czas na uzyskanie jednorodnej mieszanki i wsparcie aerodynamiki płomienia. Strefa stabilizacji ma zapobiegać cofaniu się płomienia do strefy mieszania (zjawisko to jest znane jako "flashback"), które może spowodować poważne uszkodzenia systemu spalania.

Stabilizacja płomienia w palnikach pierwotnych przy niskim obciążeniu jest uzyskiwana przez wykorzystanie systemu dyfuzji na wolnych obrotach, który umieszcza paliwo bezpośrednio w strefie stabilizacji płomienia. Tworzy to miejsca o wysokiej temperaturze, co zapobiega zgaśnięciu płomienia, ale też prowadzi do powstawania większych ilości NO_x w porównaniu z pracą na mieszance wstępnej. Praca na wolnych obrotach prowadzi zatem do wyższych poziomów emisji NO_x. Jednocześnie, w okresie przejściowym przed osiągnięciem minimalnego poziomu stabilnego wytwarzania energii, wzrasta emisja CO ponieważ dodatkowe powietrze powoduje gaszenie płomienia, co

skutkuje obniżeniem wydajności spalania. Z czasem, może wystąpić pogorszenie wydajności spowodowane np. zmianami zachodzącymi w ścieżkach uciekania powietrza wewnątrz turbiny. System pracuje w różnych trybach spalania, umożliwiając eksploatację turbiny od rozruchu do osiągnięcia obciążenia podstawowego przy zachowaniu minimalnych poziomów emisji NO_x .

Dostawcy technologii DLN wciąż podnoszą jej efektywność wprowadzając drobne ulepszenia, takie jak specjalny osiowy element zawirujący, który zapewnia lepszą dystrybucję gazu/powietrza pilotowego skutkującą lepszym mieszaniami paliwa/powietrza i obniżeniem szczytowych temperatur płomienia, a co za tym idzie - redukcją emisji NO_x ; czy też nowa technologia, która wydłuża wstępną mieszankę gazu/powietrza, zwykle tylko w palniku głównym, ale również, co jest innowacją, w palniku pilotowym.



Rysunek 3.39: Schemat komory spalania suchego palnika o niskiej emisji NO_x (wstępne mieszanie)

Osiągnięte korzyści dla środowiska

- Ograniczenie emisji NO_x i CO.
- Do ograniczenia emisji NO_x nie potrzebne jest dodatkowe zużycie wody/pary lub amoniaku.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Suche palniki o niskiej emisji NO_x są bardzo wydajne i niezawodne w instalacjach opalanych gazem ziemnym.

Poziom emisji NO_x można obniżyć aż o 90 %, a dodatkowo jest możliwość poprawy efektywności energetycznej (poprawa uzysku energii o 4–5 %) (patrz Obiekt 74). Poziomy emisji NO_x w starszych wersjach palników DLN są wyższe niż w niedawno opracowanych modelach.

Podczas pracy przy częściowym obciążeniu, można zwykle zauważyć wzrost emisji CO i NO_x w porównaniu z pracą przy obciążeniu podstawowym. Niektórzy dostawcy niedawno opracowali systemy, które ten wzrost ograniczają (patrz Sekcja 7.1.3.2.4).

Od kilku lat hybrydowe palniki DLN są użytkowane z olejem napędowym w mieszance wstępnej - udało się osiągnąć znaczną redukcję NO_x , ale osiągnane wartości nie są aż tak niskie jak w przypadku spalania gazu ziemnego.

Opracowano również i udostępniono systemy DLN dla dwupaliwowych (gaz-olej napędowy) turbin gazowych. Również w ich przypadku poziomy emisji NO_x są wyższe niż w instalacjach opalanych gazem ziemnym.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Podczas eksploatacji turbiny gazowej przy maksymalnym obciążeniu i niskiej temperaturze otoczenia oraz w przypadku nagłych zmian jakości gazu ziemnego może wystąpić uciążliwość w postaci buczenia (wysoka akustyka w komorze spalania).

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Technologia DLN jest w dużym stopniu uzależniona od danego modelu palnika, tzn. wszyscy producenci opracowują własne technologie dla poszczególnych modeli, jeżeli wysoki popyt uzasadnia prowadzenie odpowiednich badań nad ich rozwojem.

Dlatego palniki DLN mają zastosowanie we wszystkich nowych turbinach opalanych gazem ziemnym (jedno- i dwupaliwowych), a także w większości istniejących turbin jako pakiet modernizacyjny. W przypadku modeli starszych lub takich, które charakteryzują się małym popytem na tę technologię, palniki DLN mogą nie być dostępne.

Wdrożenie technologii DLN w istniejącej turbinie gazowej z wtryskiem pary/wody może nie zawsze być technicznie wykonalne.

Niezbędny jest dalszy rozwój tej technologii dla turbin gazowych opalanych olejami opałowymi ponieważ w ich przypadku wstępne mieszanie powietrza i paliwa, a także odparowanie paliwa płynnego musi nastąpić przed spalaniem. Ponieważ rozmiar cząstek ma wpływ na prędkość odparowania, obecnie prowadzone badania koncentrują się na rozwoju wydajniejszych systemów atomizera.

Ekonomika

Koszt wdrożenia technologii DLN w ramach modernizacji turbiny o danym rozmiarze może być radykalnie różny w zależności od producenta. Przykładowo, koszt przyrostowy systemu spalania DLN dla nowej turbiny gazowej od producenta A (5,2 MW) wyniósł ok. 180 000 EUR, natomiast koszt przyrostowy podobnego systemu od producenta B (5,1 MW) wyniósł 20 000 EUR. Taka rozbieżność jest związana z możliwościami technicznymi, złożonością konstrukcji oraz czynnikami związanymi z niezawodnością/konserwacją. Koszty inwestycji w przypadku modernizacji można oszacować na 20– 40 EUR/kW_e. Modernizacja turbiny gazowej 140 MW_{th} przez wdrożenie nowoczesnego palnika DLN kosztuje od 2 mln EUR do 4 mln EUR, zależnie od warunków pierwotnych/końcowych oraz rodzaju obiektu/modernizacji. Koszt eksploatacji i konserwacji wynosi około 500 000 EUR rocznie. Dzięki dużej wydajności, nowe palniki są niezwykle ekonomiczne w eksploatacji, zwłaszcza że nie występują duże straty energii ze strat paliwa czy też w postaci węglowodorów itp. Koszty inwestycji są około 15 %, a koszty konserwacji około 40 % wyższe niż w przypadku turbin gazowych, które nie wykorzystują technologii DLN.

W przypadku nowych obiektów można założyć, że obecnie systemy spalania DLN nie są droższe niż starsze systemy konwencjonalne. Dlatego dodatkowy koszt technologii DLN dla nowych instalacji można uznać za nieistotny. Według doniesień, nakłady inwestycyjne w nowo wybudowanym obiekcie CCGT o mocy 700 MW_{th} wyniosły 2,5 mln EUR.

W związku z obniżonym obciążeniem cieplnym, elementy ścieżki gorącego gazu mają dłuższą żywotność niż w przypadku stosowania mokrych środków ograniczania emisji (np. sześć lat w porównaniu z około pięcioletnim okresem eksploatacji w mokrym systemem w jednym ze zgłoszonych obiektów), co skutkuje niższymi kosztami utrzymania.

Podstawa wdrożenia

Niskie poziomy emisji NO_x i CO.

Przykładowe obiekty

Obecnie niemal wszystkie przemysłowe turbiny gazowe są wyposażone w suche palniki o niskiej emisji NO_x .

Literatura źródłowa

[132, Rentz et al. 1999] [167, Austrian Ministry of Environment 2000] [198, OSEC 1999]

3.2.2.3.8 Koncepcja spalania o niskiej emisji NO_x w silnikach**Opis**

Technika ta polega na kombinacji wewnętrznych modyfikacji silnika, np. optymalizacji spalania i wtrysku paliwa (bardzo późny kąt wyprzedzenia wtrysku paliwa w połączeniu z wczesnym zamknięciem zaworu wlotowego powietrza), turbodoładowanie lub cykl Millera.

Opis techniczny

Opóźnienie rozpoczęcia wtrysku w celu obniżenia ciśnienia spalania to prosty sposób na ograniczenie emisji NO_x. Obniża ono szczytową temperaturę spalania oraz, w rezultacie czego proces spalania stopniowo przechodzi w proces rozprężania. W metodzie opóźnienia wtrysku, szczytowa wartość temperatury spalania zostaje obniżona. Początkowo, wadą tej metody było zwiększone jednostkowe zużycie paliwa. Dlatego, aby przywrócić niskie zużycie paliwa, podniesiono stopień sprężania w silniku, co przyniosło niższą emisję NO_x przy tym samym poziomie zużycia paliwa.

Bardzo późny kąt wyprzedzenia wtrysku paliwa w połączeniu z dużym stopniem sprężania wymaga wyrafinowanych modyfikacji prędkości wtrysku oraz kosztownego projektu nowego kształtu komory spalania. W efekcie, kluczowym elementem tej techniki stały się zaawansowane urządzenia wtrysku paliwa. Ciągły postęp technologiczny podzespołów silników dieslowskich umożliwił dalszą optymalizację cyklu Diesla w oparciu o "koncepcję Millera" związaną z wczesnym zamknięciem wlotu zaworu. W ramach tej koncepcji nastąpił dalszy rozwój niektórych elementów systemu, takich jak turbosprężarka, pompy wtrysku paliwa, dysze wtrysku paliwa oraz wał rozrządu. Dzisiaj, "koncepcja Millera" jest stosowana standardowo w dużych czterosurowych silnikach Diesla. Od czasu pojawienia się pierwszej generacji systemów o niskiej emisji NO_x pod koniec lat 90. ubiegłego wieku, wprowadzono kilka etapów koncepcji Millera. "Wąskim gardłem" w wdrażaniu drugiej generacji okazała się turbosprężarka - jej rozwojowi poświęcono wiele wysiłków badawczych i prób zanim w końcu wprowadzono ją na rynek w różnych dużych silnikach. Dzięki koncepcji Millera możliwe jest zapewnienie zgodności z obowiązującymi przepisami w zakresie emisji zanieczyszczeń. [199, IFC 2007]

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Ograniczenie emisji NO_x do powietrza.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Wdrożenie koncepcji spalania o niskiej emisji NO_x w połączeniu z koncepcją Millera, pozwoliło zredukować emisję NO_x we współczesnych silnikach o ok. 40 % w porównaniu z ich odpowiednikami z początku lat 90. ubiegłego wieku, przy jednoczesnym zachowaniu wysokiej wydajności. Z uzyskanych od branży opinii na temat wdrażania koncepcji Millera wynika, że typowa redukcja emisji NO_x wynosi w tym przypadku niemal 30 % i w dużym stopniu zależy od rodzaju silnika i wydajności turbosprężarki.

W nowoczesnym silniku, ograniczenie emisji NO_x osiągnięte dzięki opóźnieniu rozpoczęcia wtrysku może wynosić ok. 10 % (możliwość zastosowania zależy od rodzaju silnika), ale z powodu zwiększonego zużycia paliwa technika ta rzadko jest stosowana jako jedyny środek.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

W przypadku bardzo późny kąt wyprzedzenia wtrysku paliwa nadal zgłaszane są pewne negatywne efekty uboczne: zwiększenie emisji niespalonych węglowodorów i cząstek stałych, zwiększenie zużycia paliwa (1 % na każde 4–5 % redukcji NO_x) oraz zwiększenie emisji CO₂.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Brak informacji.

Ekonomika

Brak informacji.

Podstawa wdrożenia

Ograniczenie emisji NO_x.

Przykładowe obiekty

Brak informacji.

Literatura źródłowa

Brak informacji.

3.2.2.3.9 Koncepcja spalania ubogiej mieszanki

Opis

Kontrola szczytowej temperatury płomienia za pomocą mieszanki ubogiej jest podstawowym podejściem w celu ograniczania powstawania NO_x w silnikach gazowych. Spalanie mieszanki ubogiej (ang. lean-burn) zmniejsza ilość paliwa w stosunku do powietrza w strefach, w których wytwarza się NO_x, w taki sposób, że szczytowa wartość temperatury płomienia jest mniejsza niż stechiometryczna adiabatyczna temperatura płomienia, co redukuje powstawanie termicznych NO_x.

Opis techniczny

Wśród dostępnych konstrukcji silników na gaz ziemny, źródłem najniższych poziomów emisji NO_x bezpośrednio z silnika są silniki opalane ubogą mieszkanką gazu. Koncepcja ta jest nazywana "zaawansowaną", jeżeli dany system przygotowano do osiągnięcia emisji NO_x na poziomie poniżej 100 mg/Nm³ (15 % O₂). Jest to możliwe w przypadku silnika z zapłonem od świecy zapłonowej (lub gazowych silników z zapłonem iskrowych zapalanych systemami alternatywnymi - obecnie w fazie badawczo-rozwojowej), ale nie w przypadku niskociśnieniowych gazowych silników dwupaliwowych.

Silniki Diesla wytwarzają wyższe temperatury spalania i większe ilości NO_x niż silniki gazowe opalane ubogą mieszkanką, nawet mimo tego, że ogólny stosunek powietrza do paliwa może być w silnikach dieslowskich bardzo ubogi. Są trzy przyczyny tego stanu rzeczy: (1) niejednorodne spalanie bliskie stechiometrycznemu, (2) wyższa adiabatyczna temperatura płomienia paliwa destylowanego oraz (3) azot zawarty w paliwie. Paliwo dieslowskie jest przy wtrysku rozpylane i rozpraszane po komorze spalania. Spalanie zachodzi w dużej części w warunkach bliskich stechiometrycznym na styku powierzchni powietrze/kropelka i powietrze/opary paliwa, co skutkuje maksymalnymi temperaturami oraz wyższą emisją NO_x. W przeciwieństwie do tego, jednolite spalanie ubogiej mieszanki wstępnej w silnikach gazowych typu lean-burn wytwarza niższe temperatury spalania i mniejsze ilości NO_x.

W każdym silniku obecne są kompromisy między niskim poziomem emisji NO_x i wysoką wydajnością, a także niskim poziomem emisji NO_x i emisji produktów niekompletnego spalania (CO i niespalone węglowodory). Można zauważyć trzy główne podejścia do tych kompromisów, zależne od obowiązujących przepisów i względów ekonomicznych. Pierwsze podejście to dążenie do jak najniższej emisji NO_x ze świadomością gorszej efektywności paliwowej i prawdopodobnie większej emisji CO i węglowodorów. Drugim podejściem jest znalezienie optymalnej równowagi między emisjami i wydajnością. Trzecia droga to zaprojektowanie silnika do jak najwyższej wydajności i zastosowanie rozwiązań z zakresu oczyszczania spalin.

Głównym celem kontroli procesu spalania w silnikach gazowych jest kontrola nad temperaturą spalania. Kontrola spalania wymaga kompromisów: wysokie temperatury sprzyjają kompletnemu spalaniu paliwa oraz mniejszej ilości CO i pozostałych po spalaniu węglowodorów, ale sprzyjają również wytwarzaniu NO_x. Spalanie ubogiej mieszanki osłabia proces spalania oraz obniża temperaturę spalania i zmniejsza ilość powstających NO_x, a także umożliwia osiągnięcie wyższego stopnia sprężenia lub szczytowych ciśnień spalania, co skutkuje większą wydajnością. Jednak w przypadku zbyt ubogiej mieszanki pojawiają się problemy z zapłonem i niekompletnym spalaniem, co zwiększa poziom emisji CO i VOC.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Ograniczenie emisji NO_x do powietrza.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Większość silników spalających ubogą mieszankę wykorzystuje turbodoładowanie do dostarczania nadmiaru powietrza do silnika i wytwarzania jednorodnej ubogiej mieszanki paliwowo-powietrznej. Silniki spalające mieszankę ubogą zużywają na ogół ok. 100 % nadmiaru powietrza (nadstechiometria). Stężenia emisji NO_x typowe dla silników gazowych spalających ubogą mieszankę mieszczą się w przedziale od 90 mg/Nm³ do 380 mg/Nm³.

Silniki iskrowe (SG) spalające ubogą mieszankę gazu ziemnego eksploatowane w trybie "zoptymalizowanym" (najniższe zużycie paliwa, najniższa ilość niespalonych związków, wysoka temperatura gazu odlotowego) osiągają poziom emisji NO_x równy 190 mg/Nm³ przy 15 % O₂, natomiast silniki dwupaliwowe (DF) spalające mieszankę ubogą osiągają poziom 380 mg/Nm³ przy 15 % O₂. Silniki SG i DF (w trybie gazowym) można dostosować do osiągnięcia emisji NO_x na poziomie odpowiednio 95 mg/Nm³ i 190 mg/Nm³, przy wyższym zużyciu paliwa i niższej temperaturze gazu odlotowego. Silniki SG spalające ubogą mieszankę i wyposażone dodatkowo w system SCR, które niedawno oddano do eksploatacji we Włoszech (30–40 MW_{th}), osiągają średnioroczne stężenia NO_x w wysokości 28 mg/Nm³. Ponadto, silniki gazowe, które zgłoszono do przeglądu na potrzeby niniejszego dokumentu w sposób ciągły monitorują poziomy generowanych przez siebie emisji NO_x i CO.

Dodatkową zaletą pracy z mieszanką ubogą jest wyższy uzysk i wyższa wydajność, jeżeli mieszanka nie jest zbyt uboga. Zoptymalizowane spalanie ubogiej mieszanki wymaga wyrafinowanego sterowania silnikiem w celu zapewnienia stabilności spalania oraz maksymalnej redukcji NO_x przy minimalnej emisji CO i VOC.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

W Tabeli 3.22 przedstawiono dane dla dużych silników gazowych spalających ubogą mieszankę, które ilustrują kompromisy między ograniczaniem emisji NO_x i wydajnością. Przy najniższym osiągalnym poziomie NO_x (45–50 ppmv), zauważalna jest strata 1.5 pkt proc. w porównaniu z pełną wydajnością.

Tabela 3.22: Kompromisy między ograniczaniem emisji NO_x i wydajnością

Charakterystyka silnika*		Niska emisja NO _x	Wysoka wydajność
Moc (MW)		5,2	5,2
Prędkość (rpm)		720	720
Wydajność, LHV (obecnie)		40,7	42,0
Emisje:			
NO _x	(gm/KWh)	0,7	1,4
	(ppmv przy 15 % O ₂)	46	92
CO	(gm/KWh)	3,2	2,0
	(ppmv przy 15 % O ₂)	361	227
NMHC	(gm/KWh)	0,9	0,6
	(ppmv przy 15 % O ₂)	61	39
* Na podstawie danych producenta silników - silnik iskrowy Wartsila 18V34SG. Uwaga: NMHC: węglowodory niemetanowe (ang. non-methane hydrocarbons). Źródło: [144, Eurovent 1998]			

Silnik iskrowy można dostosować do osiągnięcia emisji NO_x na poziomie 100 mg/Nm³ (15 % O₂), ale dzieje się to kosztem większego zużycia paliwa i związaną z nim wyższą emisją CO₂ oraz CO, NMVOC i formaldehydu.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Zastosowanie w nowych obiektach.

Dalsze ulepszenia zmierzające do dalszego ograniczenia emisji NO_x w oparciu o omawianą zasadę (zwaną 'zaawansowaną koncepcją spalania ubogiej mieszanki') przyniosły poprawę redukcji emisji NO_x, choć jeszcze nie w silnikach dwupaliwowych (DF). Ponieważ czoło płomienia jest mniej rozwinięte w silnikach iskrowych SG (brak wtrysku paliwa pilotowego) w porównaniu z silnikami dwupaliwowymi DF (wtrysk paliwa pilotowego), silnik SG może zostać bardziej dostosowany do niskich emisji NO_x niż silnik DF. W przypadku dostosowania silnika SG do spalania zbyt ubogiej mieszanki, mogą pojawić się problemy z zapłonem, większą emisją CO i HC, zwiększonym zużyciem paliwa oraz spadkiem temperatury gazu odlotowego (szkodliwe dla CHP).

Ekonomika

Brak danych.

Podstawa wdrożenia

Ograniczenie emisji NO_x.

Przykładowe obiekty

Obiekty 353 i 354.

Literatura źródłowa

[22, USA–EPA 2008] [23, Finlandia 2012]

3.2.2.3.10 Dodawanie wody/pary

Opis

Woda lub para są stosowane jako rozcieńczalnik do obniżania temperatury spalania w obiektach energetycznego spalania, a co za tym idzie do ograniczania powstawania termicznych NO_x. Są one wstępnie mieszane z paliwem przed jego spalaniem (paliwo emulsyjne, nawilżone lub nasycone) lub bezpośrednio wtryskiwane do komory spalania (wtrysk wody/pary).

Opis techniczny

Dodawanie wody/pary może być realizowane przez wtrysk mieszaniny paliwa i wody lub pary albo przez wtrysk wody lub pary przez dysze bezpośrednio do komory spalania w turbinach gazowych, silnikach lub kotłach. Odparowanie lub przegrzanie pary wymaga energii cieplnej, która przestaje być dostępna do ogrzewania płomienia. W związku z tym, temperatura płomienia spada i ograniczone zostaje tworzenie NO_x.

Zastosowanie w turbinach gazowych

Jak widać na Rysunku 3.40, ograniczenie emisji w dużej mierze zależy od ilości użytej wody lub pary. Do osiągnięcia wyższego stopnia redukcji emisji niezbędne są duże ilości wody lub pary. Czasem ilość wtryskiwanej wody lub pary jest większa niż ilość spalanego paliwa. Użycie wody umożliwia osiągnięcie wyższego poziomu redukcji emisji niż w przypadku użycia pary (dla danego stosunku wody/pary do paliwa), co można wytłumaczyć tym, że do odparowania wody potrzeba większej ilości energii (w praktyce, do osiągnięcia takiego samego stopnia redukcji emisji NO_x potrzeba dwukrotnie więcej pary). Wtrysk wody lub pary musi odbywać się pod wysokim ciśnieniem, zwykle 20 bar lub wyższym.

Specjalnym wariantem wtrysku pary w turbinach gazowych jest "Cykl Chenga", opisany w Sekcji 3.2.3.3, który oferuje podwójną korzyść dla środowiska w postaci redukcji emisji NO_x i wyższej efektywności.

Zastosowanie w silnikach

W silnikach spalinowych, bezpośredni wtrysk wody można stosować jako alternatywę dla paliw emulsyjnych. W zależności o typu silnika, możliwy do osiągnięcia poziom redukcji NO_x sięga ok. 40–50 %. Bezpośredni wtrysk wody można stosować tylko w niektórych typach silników opalanych paliwem płynnym. Technika ta jest używana

tylko w instalacjach okrętowych. Przy wzroście zużycia paliwa, ilość potrzebnej wody zależy od zamierzonego poziomu redukcji NO_x . Metoda ta wymaga większych modyfikacji konstrukcji silnika ponieważ konieczne jest zamontowanie dodatkowego systemu wtrysku wody oraz układu nadzorującego ten system. Możliwa do wprowadzenia ilość wody jest niezależna od pomp wtrysku paliwa, co pozwala na wtrysk większych ilości wody. Na głowicach cylindrów i tłokach może się pojawić korozja, co podnosi koszty konserwacji.

Wtrysk emulsji paliwowo-wodnej w silnikach: Redukcję NO_x można osiągnąć przez dodanie świeżej wody do paliwa i emulsyfikację mieszanki przed jej podaniem do silnika. Emulsja paliwowo-wodna jest wtryskiwana przez istniejącą pompę wtrysku. Ilość wtryskiwanej wody zależy od warunków eksploatacyjnych. Procedurą mieszania kieruje zaprogramowana jednostka sterująca. W tej metodzie woda jest wprowadzana dokładnie tam, gdzie jest potrzebna, co optymalizuje ilość wtryskiwanej wody. Ilość ta jest ograniczana wydajnością układu wtrysku silnika. Efekt gazu obojętnego jaki ma woda w komorze spalania obniża temperaturę spalania, co ogranicza tworzenie NO_x oraz obciążenie termiczne komponentów przewodu spalin. Związany z tym wzrost zużycia paliwa wynosi do 1 % na każde 10 % wtryskiwanej wody (w związku ze zużyciem paliwa). Według różnych ([92, Freimark et al. 1990], [61, Commission 2006]), możliwa do osiągnięcia redukcja emisji NO_x mieści się w przedziale od 20 % do 60 %, w zależności od stosunku wody do oleju. Rozwiązanie to może mieć wpływ również na szkodliwe składniki spalin z silników dieslowskich - w przypadku opalania olejem napędowym z wykorzystaniem tej metody zgłoszono redukcję emisji takich związków jak CO i HC. Ważna jest jakość emulsji ponieważ pęcherzyki oparów podgrzanego ciężkiego paliwa mogą uszkodzić układ wtrysku.

Wtrysk wilgotnego powietrza w silnikach: Układ wtrysku wilgotnego powietrza składa się głównie z wymiennika ciepła i komórki nawilżającej, która ewentualnie może zastąpić chłodnicę międzystopniową silnika. Stosunkowo gorące i suche powietrze jest wprowadzane do jednostki, gdzie woda częściowo odparowuje obniżając temperaturę przepływającego powietrza. Wprowadzane do cylindra powietrze jest niemal nasycone parą wodną: ilość wody absorbowanej przez silnik jest kontrolowana temperaturą przepływającego powietrza, która zależy głównie od temperatury wody. W tej metodzie, ilość wody absorbowanej przez silnik może być około dwukrotnie większa niż odpowiadające jej zużycie paliwa. Według doniesień, w urządzeniach tego typu wykorzystuje się również wodę morską zamiast wody uzdatnianej bez negatywnego wpływu na niezawodność obiektu. Jest to rozwiązanie szczególnie interesujące dla obiektów położonych na wybrzeżu ponieważ obniża ono koszt eksploatacji systemu. Jak pokazują doświadczenia z wykorzystaniem wtrysku wilgotnego powietrza w silnikach eksploatowanych we Francji, koszty konserwacji są niższe, komory spalania są czystsze a zużycie oleju smarującego jest mniejsze. W przypadku jednego silnika średnioobrotowego zgłoszono redukcję NO_x na poziomie 70 %, choć według doniesień z branży częstsze są wartości mieszczące się w przedziale od 60 % do 65 %.

Wysoki stopień redukcji NO_x prowadzi do zwiększonej emisji niespalonych związków (CO, HC, dymu itp.). Próby wykazały, że w zastosowaniach praktycznych redukcja NO_x na poziomie do 50 % to rozsądna wartość pozwalająca na osiągnięcie akceptowalnych poziomów emisji niespalonych związków. Redukcja emisji NO_x jest również wiązana z korzystnym spadkiem temperatury, którego wielkość zależy od ciśnienia w turbosprężarce i ilości pary wodnej dodawanej do powietrza spalania. Masa powietrza przechodzącego przez silnik jest nieznacznie zwiększana przez parę wodną, ale nie wymaga to dodatkowego sprężania. Na zaworach, tłokach i zbiornikach powietrza może pojawiać się korozja, co zwiększa potrzeby i koszty dotyczące konserwacji. Dlatego potrzebne są długoterminowe próby, które pomogą oszacować wpływ korozji i ewentualne działania zaradcze.

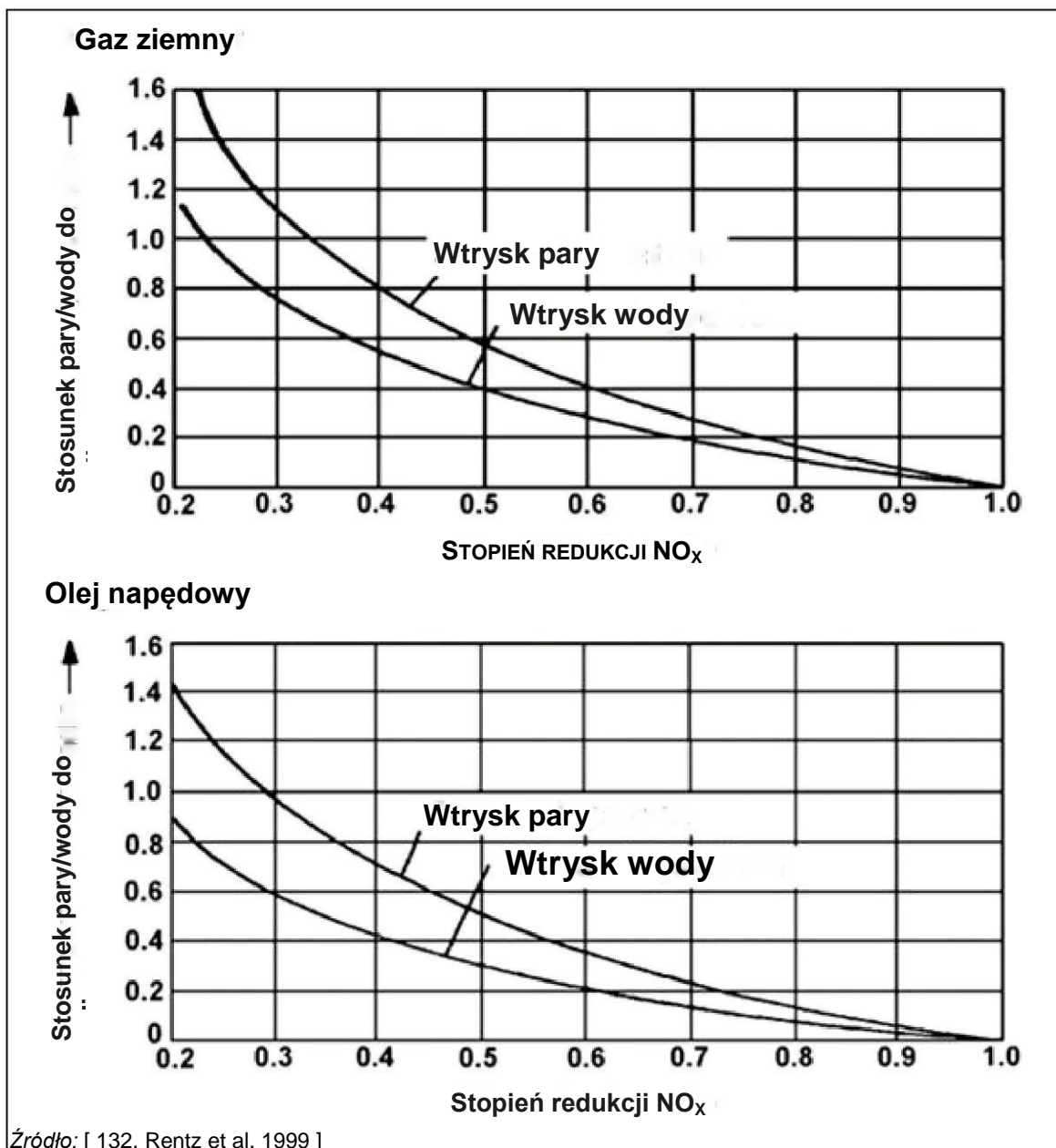
Osiągnięte korzyści dla środowiska

- Ograniczenie emisji NO_x do powietrza.
- Ograniczenie emisji niespalonych związków (wtrysk emulsji paliwowo-wodnej).
- Wyższa efektywność energetyczna w przypadku turbin gazowych (cykl Chenga).

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Możliwe jest osiągnięcie stopnia redukcji emisji NO_x od 60 % do 85 %, ale bez ograniczenia CO. W przypadku kontroli emisji CO, możliwe jest osiągnięcie stopień redukcji NO_x od 40 % do 60 %.

Emisję NO_x można ograniczyć do poziomu około 45–125 mg/Nm^3 (przy 15 % O_2) dla turbin gazowych i 100–400 mg/Nm^3 dla kotłów w zależności od takich parametrów jak rozmiar obiektu, rodzaj spalanego paliwa i/lub skojarzenie z innymi technikami redukcji NO_x . Stopień redukcji NO_x w wyniku wtrysku pary lub wody w turbinach gazowych przedstawiono na Rysunku 3.40.



Rysunek 3.40: Redukcja NO_x przez wtrysk pary lub wody

Stosunek wody/pary do paliwa w turbinach gazowych zależy od rodzaju turbiny. Mieści się on w przedziale od 1 do 2. Poziomy emisji mogą być bardzo różne w zależności od obciążenia turbiny. W wielu instalacjach wytwarzanie pary jest możliwe tylko przy wyższych obciążeniach, co oznacza, że redukcja emisji jest możliwa tylko po osiągnięciu obciążenia podstawowego. Sprawia to, że wtrysk pary znajduje niewielki użytek w turbinach gazowych pracujących z częstymi zmianami obciążenia.

Wtrysk wody lub pary w celu redukcji NO_x można wykonywać do pewnej granicy. Jeżeli natężenie przepływu pary wprowadzonej do palnika paliwa jest zbyt duże (dostawca turbiny zwykle ustala granicę stosunku przepływu pary / przepływu paliwa gazowego na 1,2), to wpływ na sprężarkę staje się istotny. Ilość pary (lub wody) może również negatywnie wpływać na komorę spalania (palniki, rękawy przepływu, okładzina, elementy przejściowe), przy czym wpływ na żywotność oraz ryzyko awarii i uszkodzenia są szczególnie znaczące za sekcją turbiny. Dodatkowo, wzrost stężenia wody w przepływie spalin z komory spalania do sekcji turbiny ma wpływ na stan łopatek i dysz. Współczynnik wymiany ciepła między przepływem spalin i powierzchnią dysz i łopatek jest proporcjonalny do stężenia wody. Jeżeli więc w turbinie gazowej podawane są duże ilości pary lub wody w celu ograniczenia emisji NO_x , to mogą wystąpić uszkodzenia mechaniczne i obniżenie wydajności, co podnosi koszty konserwacji i ryzyko awarii.

W Tabeli 3.23 podano poziomy emisji NO_x i CO odnotowane dla przykładowych turbin gazowych w Europie w 2011 r.

Tabela 3.23: Emisje NO_x i CO z zastosowania wtrysku wody lub pary w przykładowych turbinach gazowych

	Mierzone wartości emisji (średnia roczna)
CO (mg/Nm ³)	2–80
NO _x (mg/Nm ³)	45–125
Źródło: LCP TWG – 2012	

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Do dużych wad omawianej techniki redukcji emisji NO_x należą: zwiększony poziom emisji CO i węglowodorów, możliwy spadek sprawności termicznej instalacji oraz zwiększone zużycie paliwa. W celu utleniania CO do CO_2 można zainstalować katalizator CO. Wtryskiwana do turbiny gazowej para lub woda musi być bardzo czysta, w związku z czym stosowanie tej techniki wymaga użycia wysokiej jakości stacji uzdatniania wody, co z kolei może skutkować powstawaniem ścieków płynnych, które trzeba poddać unieszkodliwieniu. Wtrysk pary powoduje większą stratę wydajności niż wtrysk wody (3–4 % w przypadku wtrysku wody). Poza tym, przy wysokim stosunku wody do paliwa mogą wystąpić problemy ze stabilnością płomienia. Bezpośredni wtrysk wody lub pary skutkuje większym naprężeniem materiału (z powodu szoku temperaturowego, na powierzchni materiału mogą się pojawić małe szczeliny) niż wtrysk mieszanki paliwa i wody lub pary. W związku z tym, wtrysk mieszanki jest często rozwiązaniem preferowanym. [132, Rentz et al. 1999]

Stosowanie wtrysku pary lub wody może również skracać żywotność turbiny gazowej.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Omawiana technika może być stosowana samodzielnie lub w połączeniu z innymi technikami ograniczania emisji NO_x w nowych i istniejących turbinach gazowych lub kotłach ogólnie opalanych paliwami płynnymi.

Wtrysk wody często stosuje się w przypadku niedostępności pary, np. w instalacjach o prostym cyklu, natomiast wtrysk pary jest zwykle preferowany w opalanych gazem ziemnym instalacjach pracujących w cyklu skojarzonym, w których para jest łatwo dostępna z układu odzysku ciepła ze spalin.

Obecnie, w nowych turbinach gazowych montowane są suche palniki o niskiej emisji NO_x zapewniające lepszą wydajność niż w przypadku wtrysku wody/pary. Dodatkowo, większość istniejących obiektów może zostać w takie palniki wyposażona w ramach modernizacji. Niemniej jednak, w przypadku niektórych małych lub już działających turbin, wtrysk wody/pary może być opłacalnym rozwiązaniem.

Montaż wtrysku wody/pary w istniejących starszych silnikach może podlegać pewnym ograniczeniom technicznym. W przypadku techniki wykorzystującej emulsję paliwowo-wodną, konieczne mogą być duże modyfikacje systemu

wtrysku paliwa związane z obniżeniem dostarczanej do silnika mocy cieplnej i wynikającą z tego koniecznością zwiększenia przepływu masowego emulsji.

Możliwość zastosowania może być ograniczona w przypadku silników, dla których pakiet modernizacyjny jest niedostępny.

Ze względu na duże zapotrzebowanie na wodę, technika nie może być stosowana na terenach, na których brak jest dostępu do wody lub jest on ograniczony.

Ekonomika

Koszty inwestycji w modernizację turbiny gazowej przez zamontowanie wtrysku wody lub pary mogą być bardzo różne i są związane głównie z uzdatnianiem wody i zastosowanymi urządzeniami wtryskowymi. Dodatkowe koszty eksploatacji wynikające z zastosowania wtrysku wody/pary są związane z większym zużyciem paliwa.

Zamontowanie wtrysku pary w turbinie gazowej o mocy $140 \text{ MW}_{\text{th}}$ to koszt około 1,7 mln EUR.

Wtrysk wody lub pary wymaga przygotowania wody, która ma być wykorzystywana na potrzeby procesu. W obiektach, które nie wykorzystują wody ani pary do innych celów, koszty inwestycji i eksploatacji są wysokie. Całkowite koszty są wysokie w przypadku tłoczni gazu – o wydajności od $20 \text{ MW}_{\text{th}}$ do $250 \text{ MW}_{\text{th}}$, zmiennych warunkach pracy i małej liczbie godzin pracy w roku – położonych w odległych miejscach. Ponadto, w przypadku istniejących turbin gazowych, konwersja układu spalania przez wyposażenie go we wtrysk pary lub wody wymaga zmian w konstrukcji i układzie turbiny.

Podstawa wdrożenia

Ograniczenie emisji NO_x .

Przykładowe obiekty

Obiekty 70, 71, 102, 153–1/3, 174, 295, 296, 360, 375 i 488.

Literatura źródłowa

[167, Austrian Ministry of Environment 2000] [132, Rentz et al. 1999] [198, OSEC 1999]

3.2.2.3.11 Selektywna redukcja katalityczna (ang. selective catalytic reduction, SCR)

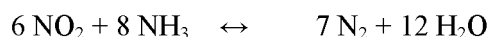
Opis

Selektywna redukcja tlenków azotu z amoniakiem lub mocznikiem w obecności katalizatora. Technika ta opiera się na redukcji NO_x do azotu w złożu katalitycznym w wyniku reakcji z amoniakiem (na ogół w roztworze wodnym) w optymalnej temperaturze roboczej około $300\text{--}450 \text{ }^\circ\text{C}$. Można stosować wiele warstw katalizatora. Większą redukcję NO_x osiąga się dzięki zastosowaniu wielu warstw katalizatora. Konstrukcja tej techniki może być modułowa. Specjalne katalizatory lub wstępne podgrzewanie mogą być wykorzystywane do radzenia sobie z niskimi obciążeniami lub szerokim oknem temperaturowym gazu odlotowego.

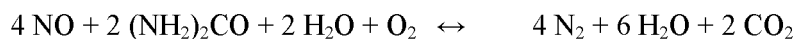
Opis techniczny

Środek redukujący jest wtryskiwany do gazu odlotowego przed katalizatorem. Przekształcanie NO_x odbywa się na powierzchni katalizatora, zwykle w temperaturze od $300 \text{ }^\circ\text{C}$ do $450 \text{ }^\circ\text{C}$, a czasami w szerszym przedziale od $170 \text{ }^\circ\text{C}$ do $510 \text{ }^\circ\text{C}$, w zależności od rodzaju zastosowanego katalizatora/konfiguracji, w wyniku jednej z przedstawionych poniżej reakcji. Dostępne na rynku katalizatory SCR z metali nieszlachetnych pracujące w powyższych zakresach temperatur są używane w wielu instalacjach.

1. Jeżeli środkiem redukującym jest amoniak:



2. Jeżeli środkiem redukującym jest mocznik:



W przypadku gdy stosowanym środkiem redukującym jest amoniak, jest on zwykle przechowywany w zbiornikach w postaci roztworu wodnego lub w stanie skroplonym (bezwodny amoniak) pod ciśnieniem wyższym niż ciśnienie jego oparów (około 17 bar) w temperaturze maksymalnej. W niektórych mniejszych instalacjach, tzn. < 50 MW_{th}, stosowany jest mocznik w postaci białych kryształków, które przed wtryskiem są rozpuszczane w wodzie.

Liczba instalacji wykorzystujących skroplony amoniak jest większa niż liczba instalacji stosujących inne środki ze względu na niższy koszt kilograma amoniaku zapewniający niskie koszty eksploatacji. Niższe są również koszty przechowywania amoniaku, w tym związanych z nim środków bezpieczeństwa. Niemniej jednak, właściwości tego związku sprawiają, że jego obsługa jest trudniejsza w porównaniu ze stosunkowo obojętnym wodnym roztworem amoniaku.

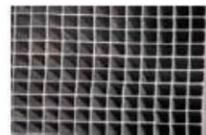
Przed użyciem, skroplony amoniak musi zostać odparowany do postaci gazowej. Odbywa się to w parowniku ogrzewanym elektrycznie, parą lub gorącą wodą. Następnie amoniak jest rozcieńczany powietrzem, po czym mieszanina jest wtryskiwana do spalin. Wtrysk odbywa się na ogół przez układ dysz, który zapewnia jednorodne wymieszanie amoniaku z gazem odlotowym. W celu dalszej poprawy mieszania, w kanale spalin można umieścić mieszalnik statyczny. Szczególnie ważne dla uzyskania wysokiej wydajności usuwania NO_x i zminimalizowania ucieczki NH₃ jest uzyskanie jednorodnego stosunku NH₃ do NO_x w gazie odlotowym. Nawet jeżeli brak jest przepisowych ograniczeń emisji amoniaku, silną motywacją do unikania ucieczki amoniaku (ponad 2 ppm) w opalanych węglem kamiennym obiektach energetycznego spalania jest to, że w przeciwnym przypadku popiół lotny nie może być sprzedawany branży budowlanej.

Stopień usuwania NO_x zależy od stosowanego katalizatora: przy wysokim stosunku NH₃ do NO_x można uzyskać wysoką wydajność usuwania NO_x, choć jednocześnie ilość niewykorzystanego amoniaku (ucieczka NH₃) w czystym gazie odlotowym znacząco wzrasta. Ucieczkę amoniaku należy utrzymywać na jak najniższym poziomie w celu uniknięcia ryzyka reakcji NH₃ z SO₃ w gazie odlotowym podczas chłodzenia gazu, co może prowadzić do zabrudzenia i korozji powierzchni grzewczych w wyniku działania powstającego wodorosiarczanu amonu ((NH₄)HSO₄ lub "ABS").

Stosowane katalizatory mogą mieć różną formę geometryczną, jak np. plaster miodu, płyta lub powierzchnia falista - patrz Rysunek 3.41. W niektórych instalacjach wykorzystywane są również pelety (zwłaszcza węgiel aktywny).

Rodzaj katalizatora

- **Katalizator o strukturze plastra miodu** – jednorodna masa ceramiczna TiO_2 zwykle zawierająca aktywne katalitycznie $\text{V}_2\text{O}_5/\text{WO}_3$, wytłoczona do monolitowej postaci plastra miodu.
- **Katalizator płytowy** – jednorodna masa ceramiczna TiO_2 zwykle zawierająca aktywne katalitycznie $\text{V}_2\text{O}_5/\text{MoO}_3$ lub $\text{V}_2\text{O}_5/\text{WO}_3$ rozprowadzone na wspierającej siatce ze stali nierdzewnej.
- **Katalizator falisty** – masa ceramiczna TiO_2 uformowana na podstawie z włókna szklanego o strukturze podobnej do ścian pudła z faktury falistej. V_2O_5 i WO_3 są zwykle наносzone na powierzchnię katalizatora.



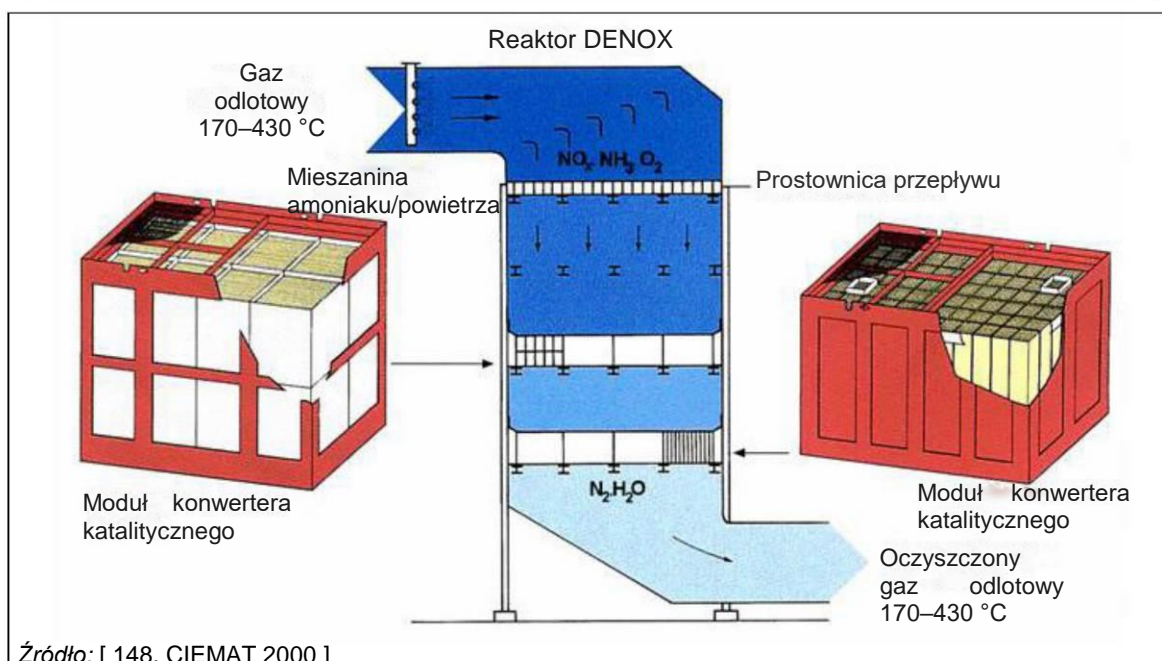
Źródło: [24, Evonik and Southern Company 2008]

Rysunek 3.41: Różne rodzaje katalizatorów

Do głównych materiałów, z jakich wykonywane są katalizatory do procesu SCR należą:

- **Tlenki metali nieszlachetnych**, które składają się z materiału podstawowego TiO_2 i aktywnych elementów składowych: wanadu, tungstenu i molibdenu. W większości przypadków, stosuje się V_2O_5 z niewielkim dodatkiem WO_3 w celu rozszerzenia wąskiego okna temperaturowego, niewielkim dodatkiem SiO_2 w celu stabilizacji konstrukcji, a także niewielkim dodatkiem MoO_3 w celu zwiększenia odporności katalizatora na zatrucie przez składniki spalin. Ten rodzaj katalizatora wymaga temperatury z przedziału 300–450 °C.
- **Zeolity**, krystaliczne, naturalne lub syntetyczne glinokrzemiany o dużej porowatości, wykorzystywane w temperaturze od 350 °C do 600 °C.
- **Tlenki żelaza**, składające się z cząsteczek tlenku żelaza pokrytych cienką krystaliczną warstwą fosforanu żelaza.
- **Węgiel aktywny**, sproszkowany węgiel kamienny lub węgiel brunatny wymieszany z obojętnymi elementami i uformowany w spieczone pelety. Z powodu niestabilności termicznej węgla aktywnego w wysokich temperaturach, wymagane są niskie temperatury robocze z przedziału 100–220 °C. W rezultacie, węgiel aktywny może być stosowany w elektrowniach tylko w konfiguracji końcowej (tail end).

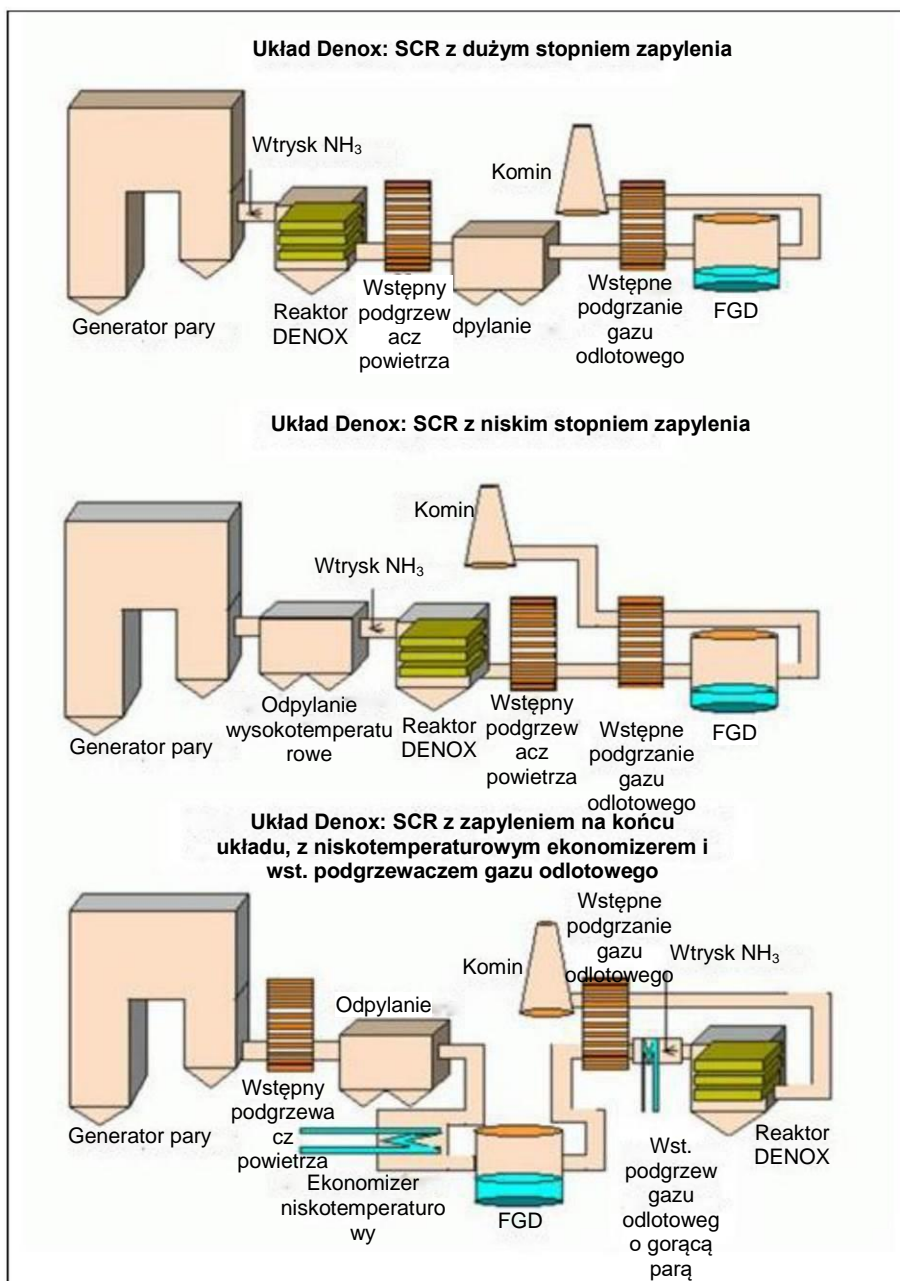
Katalizatory są produkowane w różnych średnicach kanałów. Wybór średnicy kanału jest optymalizowany po analizie zawartości pyłu w spalinach, charakterystyki pyłu oraz dopuszczalnego spadku ciśnienia w reaktorze SCR. Należy minimalizować osadzanie się pyłu i utrzymywać spadek ciśnienia w katalizatorze na niskim poziomie. Wymagana objętość katalizatora zależy od jego cech, takich jak charakterystyka aktywności, oraz od warunków roboczych, takich jak objętość gazu odlotowego, wymagany stopień redukcji NO_x , składu i temperatury gazu odlotowego oraz obecność trucizn katalizatora. Poszczególne elementy katalizatora są upakowane razem w moduły katalizatora, które tworzą warstwy katalizatora w reaktorze SCR, jak przedstawiono na Rysunku 3.42.



Rysunek 3.42: Konfiguracja reaktora katalitycznego

Żywotność katalizatora wynosi od 3 do 7 lat w jednostkach opalanych węglem kamiennym oraz od 8 do 12 lat w jednostkach opalanych olejem i gazem, w zależności od trybu obciążenia (50 000–60 000 godzin pracy). Te ogólne liczby mogą się różnić w zależności od szeregu czynników charakterystycznych dla danego obiektu, takich jak rodzaj urządzeń, charakterystyka paliwa, moc, sposób użytkowania obiektu, wlotowe stężenie NO_x , stopień redukcji NO_x , stosunek amoniaku/mocznika do NO_x oraz dopuszczalna ucieczka amoniaku. W ostatnich latach na rynku pojawiły się preparaty katalityczne o większej odporności na uszkodzenia termiczne i mechaniczne oraz zatrucie zanieczyszczeniami. Najnowsze osiągnięcia w zakresie technik regeneracji i zarządzania katalizatorem umożliwiają obecnie regenerację każdej z warstw katalizatora i wymianę ich na nowe warstwy już po czterech regeneracjach, co odpowiada cyklowi eksploatacji o długości 20 lat i obniża koszty eksploatacji SCR o niemal 40 % [24, Evonik and Southern Company 2008]. Standardową praktyką jest obecnie pozostawianie w obudowie wolnego miejsca na zapasową warstwę katalizatora, którą można wprowadzić do użytku w celu wsparcia pracy katalizatora w miarę jak z czasem spada jego wydajność. W ten sposób można zmaksymalizować wykorzystanie istniejących katalizatorów zanim stopień ich zużycia wymusi ich regenerację lub usunięcie.

Istnieją trzy podstawowe konfiguracje integrowania reaktora SCR z łańcuchem oczyszczania gazu odłotowego. Głównym założeniem każdej z nich jest dostosowanie katalizatora do panujących warunków, takich jak temperatura gazu odłotowego. Pozycje katalizatora przedstawiono na Rysunku 3.43.



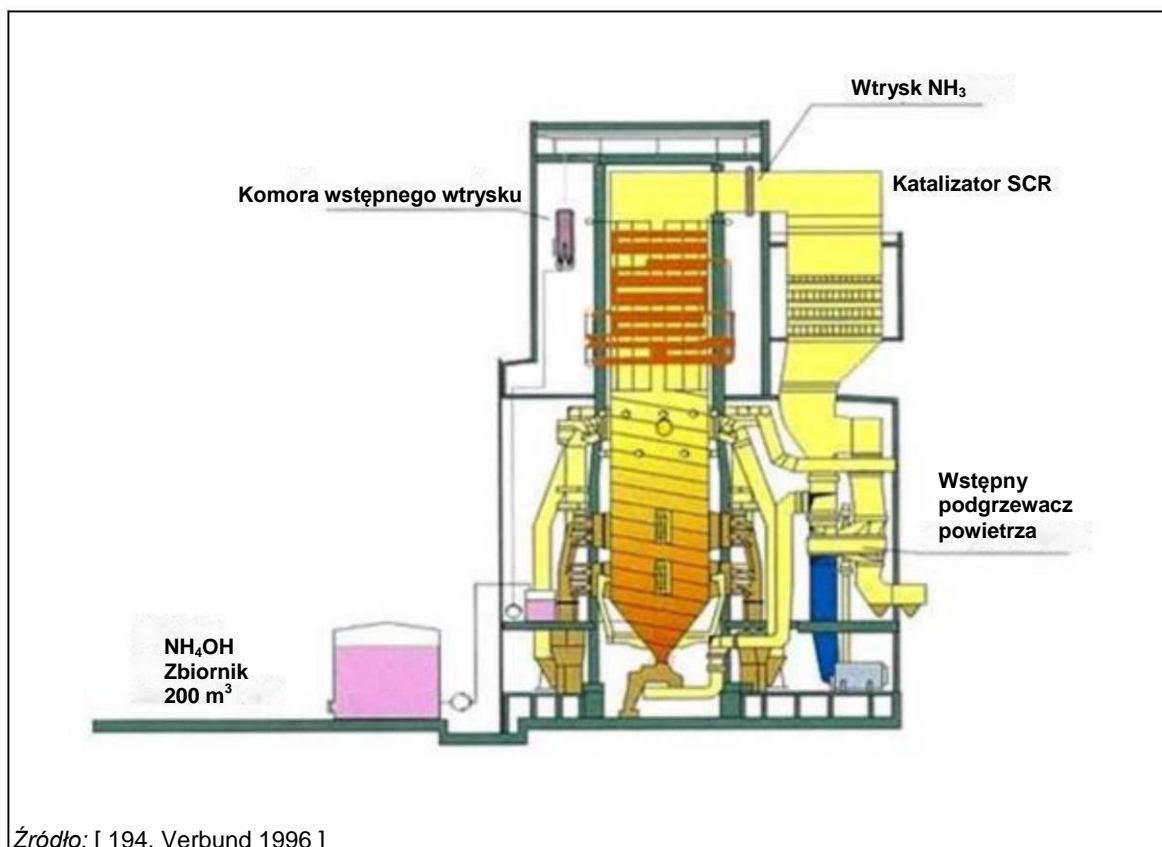
Rysunek 3.43: Obecnie stosowane konfiguracje technik SCR do redukcji emisji NO_x

Wspomniane wyżej trzy konfiguracje to: układ do pracy przy wysokim zapyleniu, układ do pracy przy niskim zapyleniu oraz układ do pracy na końcu systemu:

- Układ przystosowany do pracy przy **wysokim zapyleniu** jest najpowszechniej stosowany. Dzięki wysokiej temperaturze roboczej katalizatora, pozwala on uniknąć konieczności wstępnego podgrzewania gazu odlotowego (Rysunek 3.44). Żywotność katalizatora została poprawiona, podobnie jak jego odporność na ścieranie. Ma on jednak dwie wady: po pierwsze, gaz odlotowy może zawierać popiół lotny i trujący, które powodują dezaktywację katalizatora skutkującą obniżeniem efektywności redukcji NO_x. Sytuacja taka może występować np. w paleniskach odciekowych, w przypadku pewnych paliw lub w procesach współspalania. Po drugie, w przypadku modernizacji przez zamontowanie SCR w układzie przystosowanym do pracy przy wysokim zapyleniu, potrzebna jest dodatkowa przestrzeń w pobliżu kotła. Układ wysokopyłowy jest opłacalny dla wielu instalacji.
- Jedną z wersji układu wysokopyłowego jest technika SNCR/SCR "w kanale", zwana również SCR z efektem „slip” lub hybrydowym SNCR/SCR. Katalizatory takie są łączone z SNCR w celu wykorzystania pozostałej ilości wtrysniętego sorbentu wciąż obecnej w gazie odlotowym na wylocie z kotła, tworząc w ten sposób dodatkowy stopień redukcji NO_x. Takie układy SCR wymagają znacznie mniejszej ilości katalizatorów niż

konwencjonalne SCR, zapewniając wysoką ogólną efektywność usuwania i małą ucieczkę amoniaku przy niższych kosztach kapitałowych.

- Układ przystosowany do pracy przy niskim zapyleniu nie posiada wad obecnych w układach wysokopyłowych. Jego ważną zaletą jest mniejsze obciążenie mechaniczne katalizatora, co można przyczynić się do wydłużenia jego żywotności. Jednakże, ponieważ instalacja taka pracuje bez pomocniczego ogrzewania, konieczne jest zamontowanie układu odpylaczy pracujących w wysokich temperaturach. Z tego powodu instalacja tego typu często okazuje się nieopłacalna w przypadku modernizacji starych elektrowni. Ponadto, podgrzewacz powietrza jest narażony na osadzanie się wodorosiarczanu amonu.
- Układ przystosowany do pracy na końcu systemu to wariant korzystny dla istniejących obiektów dzięki mniejszemu narażeniu katalizatora na ścieranie, korozję i dezaktywację. Dodatkowo, objętość katalizatora jest mniejsza niż w układach wysokopyłowych, ponieważ możliwe jest zastosowanie katalizatora z komórkami o mniejszych rozmiarach. Zachodzi jednak konieczność podgrzania napływającego gazu odlotowego przy pomocy dodatkowych palników, które do osiągnięcia temperatury roboczej katalizatora spalają gaz ziemny. W przypadku katalizatora wykorzystującego aktywowany koks, wystarcza do tego sama wymiana ciepła między surowym i czystym gazem.



Rysunek 3.44: Przykład wysokopyłowego katalizatora SCR

W przypadku kotłów energetycznych, katalizator SCR umieszczany jest zwykle między ekonomizerem i wstępnym podgrzewaczem powietrza (w układzie wysokopyłowym) w celu osiągnięcia wymaganego okna temperaturowego i jednocześnie minimalizacji kosztów w porównaniu z układem przystosowanym do pracy na końcu systemu. Katalizator można chronić przez wykonanie obejścia na potrzeby rozruchu i wyłączenia, chociaż nowo budowane systemy SCR takich obejść już nie posiadają.

Układy przystosowane do pracy na końcu systemu, w których katalizator jest umieszczony za wstępnym podgrzewaczem powietrza wymagają ponownego podgrzania gazu odlotowego do temperatury roboczej katalizatora, a co za tym idzie są droższe w budowie i eksploatacji. Komponenty wymagane przy modernizacji przez zamontowanie SCR obejmują reaktor SCR, towarzyszące przewody i elementy konstrukcyjne, zbiornik amoniaku oraz układ dystrybucji i

sterowania. Pozostałe elementy, które mogą okazać się niezbędne to obejście ekonomizera i zdmuchiwanie sadzy. Chociaż wysokopyłowe systemy SCR są na ogół bardziej ekonomiczne, w pewnych sytuacjach panujące w danym obiekcie warunki mogą sprzyjać układom pracującym na końcu systemu. Wybór rodzaju i charakterystyki katalizatora zależy od przepływu masowego popiołu i jego potencjału erozyjnego (katalizator płytowy, katalizator o strukturze plastra miodu). Instalacje o wysokim obciążeniu pyłem wymagają katalizatorów o wysokiej odporności na zapychanie i ścieranie. W przypadku niskiego zapylenia, tam gdzie niemal cały popiół lotny został już usunięty z gazu lotnego, preferowane są katalizatory SCR o strukturze plastra miodu z komórkami o średnich rozmiarach. Dzięki większej powierzchni wynikającej z użycia takich katalizatorów w instalacjach o niskim zapyleniu, wymagania dotyczące objętości katalizatora są mniejsze w porównaniu z instalacjami o wysokim zapyleniu.

Przy projektowaniu katalizatora ważną rolę odgrywają kwestie dotyczące rodzaju procesu spalania i składu paliwa, które należy rozpatrywać w odniesieniu do konkretnego obiektu. Paleniska odciekowe z recyrkulacją popiołu lotnego na ogół w większym stopniu powodują dezaktywację katalizatora niż kotły z suchym odżużlaniem. Wyższy stopień dezaktywacji katalizatora występuje również w przypadku węgla kamiennego bogatego w arsen, metale alkaliczne lub metale ziem alkalicznych, fosfor, wapń i szereg innych związków oraz paliwa z biomasy o wysokiej zawartości zasad. Fakt ten należy brać pod uwagę przy obliczaniu żywotności i obciążenia katalizatora. Przy ustalaniu odpowiedniego stopnia konwersji SO_2 do SO_3 w katalizatorze SCR oraz minimalnej temperatury roboczej, przy której można uniknąć powstawania wodorosiarczanu amonu analizowana jest zawartość siarki w paliwie. Minimalna temperatura robocza katalizatora zależy od stężenia SO_3 . Nadmiar NH_3 reaguje z SO_3 tworząc sole amonowe $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$ i NH_4HSO_4 które ulegają kondensacji i blokują otwory katalizatora. Dostępne są katalizatory SCR dla niższych zakresów temperatur (poniżej 290 °C), ale ich stosowanie jest możliwe tylko jeżeli zawartość SO_x w gazie odlotowym jest poniżej 50 mg/Nm³. (Ogólnie szacuje się, że SO_3 stanowi ok. 3–5 % całości SO_x) (patrz też następne rozdziały dotyczące konwersji SO_2 do SO_3 oraz ABS).

Żywotność katalizatora można zoptymalizować przez odpowiednią konserwację, w tym przez odpowiednie zdmuchiwanie sadzy, a także przez chronienie katalizatorów wystawionych na działanie popiołu lotnego przed kontaktem z wilgocią. W przypadku rozruchu lub wyłączenia jednostki, lub spadku temperatury w ekonomizerze poniżej minimalnej temperatury roboczej katalizatora w sytuacji niskiego obciążenia obiektu można zastosować obejścia systemowe. Na przykład, w przypadku użytkowania konwencjonalnego systemu SCR z silnikiem dieslowskim szacowany zakres obciążeń roboczych plasuje się w górnej trzeciej części.

Główne zalety technologii SCR to:

- możliwość użytkowania SCR z wieloma paliwami wykorzystywanymi w procesach energetycznego spalania, np. gazem ziemnym lekkimi olejami oraz gazami procesowymi i węglem kamiennym;
- konwersja NO_x nie tworzy żadnych zanieczyszczeń wtórnych;
- możliwość ograniczenia emisji NO_x o 90 % lub więcej;
- całkowity stopień redukcji NO_x zależy od SCR i środków pierwotnych;
- aby spełnić wymogi dotyczące jakości powietrza, SCR można wdrożyć z dostosowanym zużyciem NH_3 ograniczającym skutki ucieczki NH_3 i zwiększającym żywotność katalizatora.

Osiągnięta korzyść dla środowiska

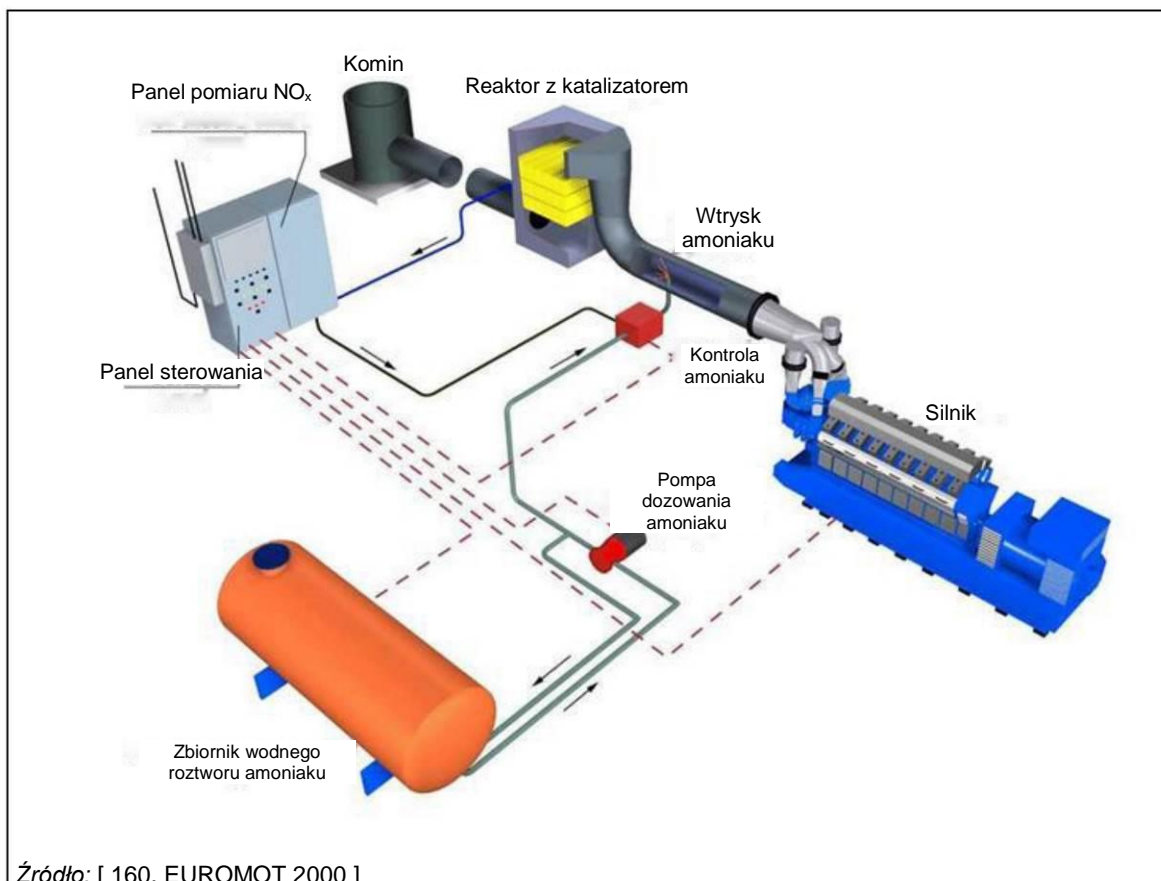
- Ograniczenie emisji NO_x do powietrza.
- Ograniczenie emisji rtęci do powietrza dzięki doskonałemu utlenianiu rtęci pierwiastkowej.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Projektowanie systemów SCR o stopniu redukcji NO_x 90 % i więcej, z przeznaczeniem dla kotłów i silników (patrz przykład na Rysunku 3.45) nie nastęrcza większych problemów. W przypadku wyższych stopni redukcji, potrzebne są bardziej zaawansowane układy sterowania umożliwiające utrzymanie SCR w optymalnym obszarze roboczym. Bezpośredni wpływ na możliwy do osiągnięcia stopień redukcji mają zanieczyszczenia paliwa - im czystsze paliwo, tym wyższy możliwy stopień redukcji NO_x . Szczególna waga jest przykładana do takiego projektowania systemu wtrysku NH_3 , aby zapewnić jednorodny stosunek NH_3 do NO_x w gazie odlotowym. Wyższy stopień redukcji NO_x wymaga zainstalowania 5–10 %

więcej dodatkowych katalizatorów i skutkuje związanym z tym spadkiem ciśnienia. Dodatkowo, spodziewana jest nieco większa ucieczka NH_3 związana z wtryskiem większej ilości reagenta potrzebnej do osiągnięcia wyższego stopnia redukcji NO_x .

W turbinach gazowych osiągnięcie bardzo jednorodnego stosunku NH_3 do NO_x w gazie odlotowym jest w wiele trudniejsze. Jednakże przy ucieczce NH_3 -10 ppm możliwe jest osiągnięcie stopnia redukcji wynoszącego 95 % [25, Haldor Topsoe 2012], [98, EUROMOT 2013], [89, EPPSA 2013]. Objętość katalizatora potrzebna do modernizacji CCGT wynosi $0,2 \text{ m}^3/\text{MW}_e$ (np. około 80 m^3 dla obiektu 400 MW_e). [116, EUTurbines 2013]



Rysunek 3.45: System SCR wdrożony w stacjonarnym silniku spalinowym

Zdolność systemu SCR do reagowania na zmiany obciążenia zależy nie tylko od układu sterowania, ale również od konstrukcji katalizatora wdrożonego w systemie. Starsze systemy mają tendencję do emitowania nadmiarowego NH_3 i NO_x w trakcie zmian obciążenia, ale nowoczesne rodzaje katalizatorów z mniejszą masą szybciej reagują na zmiany warunków pracy i pozwalają na szybki rozruch systemu i osiągnięcie stabilnego działania. [25, Haldor Topsoe 2012]

Spadek ciśnienia na złożu katalizatora jest monitorowany w celu wykrywania wszelkich oznak zabrudzenia, jako że zabrudzenie katalizatora podnosi przeciwcisnienie i zmniejsza aktywność urządzenia. Zabrudzenie może być powodowane przez:

- spalanie brudnego paliwa;
- osadzanie się siarczanu;
- pracę z nadmiernie bogatą mieszanką paliwową.

Według doniesień użytkowników obiektów, najczęstszym problemem eksploatacyjnym jest zapychanie katalizatorów substancjami stałymi. Substancje stałe znajdujące się w przewodzie gazu odlotowego w wyniku korozji, degradacji izolacji przewodu itp. zapychają otwory katalizatora SCR powodując nadmierny spadek ciśnienia i wyłączenie jednostki w celu czyszczenia.

Przykłady typowych emisji przy 100 % obciążeniu obiektu podano w Tabeli 3.24.

Tabela 3.24: Typowa wydajność SCR w różnych procesach spalania (w zależności od konstrukcji SCR i ilości wtryskiwanego reagenta)

Zastosowanie	Wlot NO _x (ppm)	Wylot NO _x (ppm)
Elektrownia węglowa	500	40–50
Turbina gazowa	25–90	2–9
Silnik Diesla	1 200	120

Źródła: [25. Haldor Tonsoe 2012] [181. CEFIC 2013]

Przy mniejszych obciążeniach, stopień redukcji NO_x jest taki sam lub lepszy niż przy obciążeniu 100 % w związku z mniejszym natężeniem przepływu gazu odlotowego (większa względna ilość katalizatora).

W Tabeli 3.25 przedstawiono wydajność i parametry pracy podczas stosowania SCR.

Tabela 3.25: Wydajność techniki SCR w zmniejszaniu emisji tlenków azotu

Ogólny stopień redukcji NO _x	Temperatura pracy	Konfiguracja/obiekt
80–95 %	350 °C	Wysokie zapylenie
	170 °C	Koniec systemu
	280 °C	Turbiny gazowe
	200 °C	Silniki Diesla

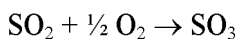
Uwaga:
 Żywotność katalizatora wynosi 3–7 lat w spalaniu węgla kamiennego, 8–12 lat w spalaniu oleju i ponad 10 lat w spalaniu gazu. Regeneracja katalizatora pozwala wydłużyć jego żywotność do około 20 lat.
 Żywotność katalizatora na poziomie 40 000–80 000 godzin pracy można osiągnąć przez okresowe mycie. Może być ona jednak znacznie krótsza w agresywnych warunkach (np. przy spalaniu biomasy żywotność chemiczna może wynosić tylko 8 000 godzin pracy).
 Temperatury robocze zależą od zawartości siarki w paliwie.
 Wydajność katalizatora z czasem maleje.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

- Ucieczka amoniaku zwiększa się wraz ze wzrostem stosunku NH₃ do NO_x, co może być przyczyną problemów np. z nadmiernie wysoką zawartością amoniaku w popiele lotnym. Problem ten można rozwiązać przez zwiększenie objętości katalizatora i/lub poprawienie mieszania NH₃ i NO_x w gazie odlotowym.
- Niekompletna reakcja NH₃ z NO_x może skutkować powstawaniem siarczanu amonu, który osadza się na dalszych instalacjach, takich jak katalizator i podgrzewacz powietrza, a także większą ilością NH₃ w ściekach z odsiarczania gazu odlotowego i w ściekach z czyszczenia ogrzewacza powietrza oraz zwiększonym stężeniem NH₃ w popiele lotnym. Ta niekompletna reakcja zachodzi jedynie w bardzo mało prawdopodobnym przypadku katastrofalnej awarii całego systemu SCR.

Konwersja SO₂ do SO₃

SO₂ i SO₃ powstają podczas spalania paliw kopalnych w związku z zawartością siarki w paliwie. Wykorzystanie systemów SCR do kontroli emisji NO_x może mieć negatywny wpływ na ich stężenie w gazie odlotowym przy podgrzewaczu powietrza i w przewodzie komina. Jest to wynikiem niepożądanego reakcji ubocznej utleniania:



Większa ilość SO_3 może być przyczyną problemów eksploatacyjnych związanych z zabrudzeniem i/lub korozją podgrzewacza powietrza oraz prowadzić do większej widoczności emisji z powodu mgły kwasu siarkowego. Przy poziomie emisji SO_3 z komina poniżej 5 vppm można uniknąć widocznych emisji.

Producenci katalizatorów na ogół tworzą katalizatory z myślą o niskim poziomie utleniania SO_2 do SO_3 . Dlatego reakcja ta jest stosunkowo wolna w porównaniu z reakcją redukcji NO_x .

[27, ICAC 2009]

Powstawanie ABS

Praca przy niskim obciążeniu może być przyczyną problemów z utrzymaniem temperatury minimalnej i kondensacją wodorosiarczanu amonu ($(\text{NH}_4)\text{HSO}_4$ (ABS) tworzącego lepłą warstwę na katalizatorze i smugę z komina. ABS to wysoce kwasowa i lepka substancja, która osadza się na dalszych częściach systemu, takich jak węzownice konwekcyjne i podgrzewacze powietrza, powodując zapychanie i pogorszenie wydajności urządzeń. Popiół lotny zostaje przez nią przechwycony i kanałki katalizatora ulegają zablokowaniu. Za sprawą efektu kapilarnego, ABS może kondensować się w porach katalizatora w temperaturze około 28°C wyższej od temperatury kondensacji na jego powierzchni. ABS odparowuje kiedy temperatura znowu rośnie, ale jeżeli system SCR jest przez dłuższy czas użytkowany w temperaturze poniżej punktu rosy ABS, katalizator ulega stopniowej dezaktywacji, czego skutkiem jest spadająca wydajność lub ucieczka amoniaku. Powstawanie osadów można minimalizować przez utrzymywanie ucieczki amoniaku na niskim poziomie i monitorowanie temperatury gazu odlotowego w dalszych częściach systemu. Osady można usuwać w przewodzie przez przemywanie wodą lub podniesienie temperatury metali powyżej temperatury kondensacji w celu wywołania sublimacji osadów przy pomocy specjalnych materiałów. Duńskie elektrownie opalane węglem kamiennym i wyposażone w urządzenia SCR mają bardzo różne poziomy wtrysku amoniaku przy minimalnym obciążeniu (około 20 % do 50 % obciążenia maksymalnego), na których dozowanie amoniaku jest zmniejszane albo zatrzymywane.

Inne skutki

Spadek ciśnienia gazu odlotowego na katalizatorze mieści się zwykle w przedziale od 5 mbar do 15 mbar. Aby go zrównoważyć konieczne może okazać się wykorzystanie dodatkowej energii. Ponadto, w SCR na końcu systemu konieczne może być podgrzewanie katalizatora w celu osiągnięcia minimalnej temperatury pracy.

Technika ta generuje odpady (zużyty katalizator).

Mycie katalizatora może generować ścieki, które nie są typowe dla tych oczekiwanych w instalacji i w efekcie może wymuszać przebudowę oczyszczalni ścieków lub wykonywanie mycia na terenie wyspecjalizowanych spółek.

Inne wzajemne powiązania są związane ze stosowaniem amoniaku:

- uwolnienie NH_3 do powietrza w przypadku niejednorodnych reakcji między NO_x i NH_3 ;
- kwestie bezpieczeństwa dotyczące przechowywania amoniaku.

(Dalsze szczegóły - patrz Sekcja 3.2.2.3.13.)

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

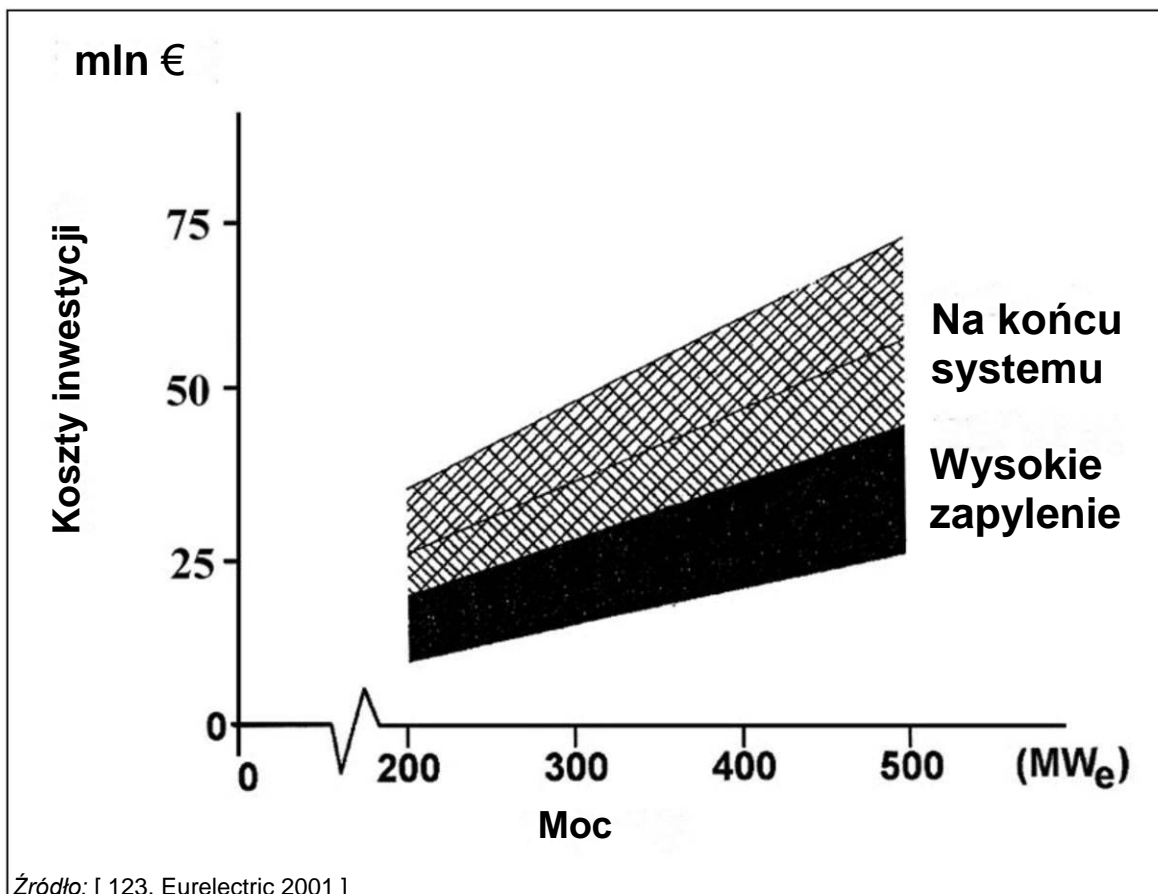
Technika ma zastosowanie w nowych obiektach.

Modernizowanie istniejących obiektów przez montaż SCR wymaga uwzględnienia ograniczeń dotyczących dostępnego miejsca, ciśnienia i temperatury. Wyższa temperatura robocza zmniejsza rozmiar katalizatora i obniża koszty, ale skutkuje złożonością modernizacji. Niższa temperatura robocza zwiększa wymaganą objętość katalizatora i koszty, ale często sprawia, że modernizacja jest prostsza.

Zmiany obciążenia i częste rozruchy/wyłączenia mogą ograniczać wykorzystanie konwencjonalnego SCR ponieważ w ich wyniku temperatura gazu odlotowego staje się bardzo niestabilna i nie zawsze zgodna z oknem temperaturowym dostępnych katalizatorów. Może to wymagać użycia specjalnie zaprojektowanych katalizatorów i/lub instalacji systemu wstępnego podgrzewu.

Ekonomika

Inwestycja w SCR wiąże się ze znacznymi kosztami (Rysunek 3.46). Cena w przeliczeniu na tonę zredukowanych NO_x różni się w zależności od rodzaju obiektu. W przypadku kotłów z palnikami tangencjalnymi koszt w przeliczeniu na tonę zredukowanego NO_x jest wyższy niż w przypadku kotłów z palnikami naściennymi, ponieważ charakteryzują się one niższym pierwotnym poziomem emisji. Koszty reagentów są stosunkowo niższe w porównaniu z instalacjami SNCR.



Źródło: [123, Eurelectric 2001]

Rysunek 3.46: Koszty inwestycji dla procesu SCR w obiekcie energetycznego spalania

Koszty inwestycji w jednostkę SCR zależą od objętości katalizatora, która z kolei jest determinowana objętością gazu odlotowego, ucieczką amoniaku oraz zamierzonym stopniem konwersji NO_x . W prognozach kosztów wykonanych dla elektrowni, koszty katalizatora oszacowano na 5 000–10 000 EUR na m^3 [25, Haldor Topsoe 2012], [116, EUTurbines 2013]. Dla danej objętości przepływu gazu odlotowego wynoszącej 1 mln m^3/h , koszty inwestycji w jednostkę SCR oszacowano na 15 mln EUR (układ surowego pyłu; w tym planowanie, budowa i sprzęt towarzyszący, taki jak rury, pompy i wentylatory, ale bez katalizatora). Głównymi czynnikami mającymi wpływ na koszty eksploatacji są: żywotność katalizatora, która zależy od charakterystyki paliwa i konfiguracji SCR (niskie zapylenie, wysokie zapylenie, koniec systemu), wymagana objętość środka redukcyjnego, zużycie energii spowodowane spadkiem ciśnienia oraz energia potrzebna do ogrzania gazu odlotowego.

Na podstawie informacji od użytkowników obiektów oraz cen rynkowych z lat 2000–2005 (obiekty w Austrii i Niemczech), koszt inwestycji w jednostkę SCR oszacowano przy użyciu następującego wzoru:

Koszt inwestycji (K.I.) w jednostkę SCR oczyszczającą x mln m^3/h gazu odlotowego:

$$\text{K.I.} = (x \text{ mln } \text{m}^3 \text{ gazu odlotowego} / 1 \text{ mln } \text{m}^3)^{0.7} * 15 \text{ mln EUR}$$

W kalkulacji uwzględniono koszt budowy oraz instalacji monitoringu elektronicznego i urządzeń sterujących. Nie uwzględniono kosztów katalizatorów, ale szacuje się je na 15 000 EUR/ m^3 . Koszty oszacowano tylko dla konfiguracji dla gazu surowego. Główne czynniki mające wpływ na koszty inwestycji i

konserwacji to: koszt wymiany katalizatora, koszt środka redukcyjnego (wodny roztwór amoniaku) oraz koszt energii elektrycznej. W kosztach inwestycji uwzględniono koszt całego kanału gazu odlotowego (rury, skrzynia katalizatora, obejście oraz jednostka NH_4OH składająca się ze zbiornika, systemu przechowywania, urządzenia dozującego oraz systemu odparowania i mieszania).

W Tabeli 3.26, przedstawiono szacunki kosztów jednostki SCR oczyszczającej 200 000 m^3/h , 500 000 m^3/h i 1 000 000 m^3/h gazu odlotowego przy stężeniu gazu surowego 500 mg/Nm^3 (uzyskanym dzięki zastosowaniu technik pierwotnych) i 350 mg/Nm^3 (uzyskanym dzięki zastosowaniu technik pierwotnych i SNCR). W obydwu przypadkach założono stężenie gazu czystego wynoszące 100 mg/Nm^3 .

Tabela 3.26: Szacunki kosztów jednostki SCR dla kotła opalanego węglem kamiennym w zależności od objętości gazów odlotowych

Parametr	Jednostka	Objętość gazu odlotowego (Nm^3/h)		
		200 000	500 000	1 000 000
Stężenie NO_x do zredukowania	g/Nm^3	bd	0,25–0,4	0,25–0,4
Liczba godzin pracy	h/rok	5 000	5 000	5 000
Zmniejszone obciążenie	t/rok	250–400	625–1 000	1 250–2 000
Koszty inwestycji	mln EUR	4,86	9,23	15,0
Splata roczna ⁽¹⁾	mln EUR/rok	0,50	0,95	1,54
Koszty eksploatacji (w tym koszty energii elektrycznej, katalizatorów, środków redukcyjnych, konserwacji oraz zużycia części)	mln EUR/rok	0,25–0,29	0,60–0,69	1,17–1,34
Koszty roczne	mln EUR/rok	0,75–0,79	1,56–1,64	2,72–2,88
Koszty usuwania NO_x	EUR/t NO_x	1 968–3 016	1 638–2 488	1 442–2 175
(*) Podstawa: 15 lat przy oprocentowaniu 6 %.				
Uwaga:				
bd: brak danych.				

W przypadku urządzeń końca systemu, może wystąpić konieczność podgrzania gazu odlotowego przed kominem. Może to wymagać zużycia aż 2 % mocy elektrycznej obiektu. W instalacjach nie wymagających podgrzewu, koszty eksploatacji są związane głównie z kosztem reagenta.

Koszty kapitałowe związane modernizacją przez wdrożenie instalacji usuwającej od 60 % do 90 % NO_x mieszczą się w przedziale od EUR 50/kW do EUR 100/kW, przy czym koszty dla większych obiektów plasują się w dolnym zakresie, a koszty dla mniejszych obiektów w górnym. Główne czynniki mające wpływ na pełny koszt wdrożenia systemów SCR w obiektach opalanych węglem kamiennym przy docelowym stopniu redukcji emisji NO_x wynoszącym 185 mg/Nm^3 to: rozmiar jednostki, stężenie NO_x na wlocie oraz różne potrzeby konstrukcyjne związane z trudnością modernizacji. Dla przykładu, wzrost stężenia NO_x na wlocie z 615 mg/Nm^3 do 1 230 mg/Nm^3 powoduje wzrost kosztów kapitałowych SCR o około 50 %. Zmniejszenie rozmiaru jednostki z 1 000 MW_e do 200 MW_e skutkuje zmniejszeniem kosztu kapitałowego SCR sięgającym 30 %. Wymagane ulepszenia wentylatorów oraz zmiany w zakresie przewodów, konstrukcji stalowych i fundamentów mogą mieć wpływ na koszty sięgający 20–35 %. Koszty eksploatacji dotyczące środka redukcyjnego wynoszą około 75 EUR na tonę NO_x w przypadku bezwodnego amoniaku lub 125 EUR na tonę NO_x w przypadku 40 % roztworu mocznika. Koszty całkowite, tzn. koszty inwestycji i eksploatacji, dla instalacji redukcji emisji NO_x w elektrowni 800 MW wykorzystującej system SCR mieszczą się w przedziale od 1 500 EUR do 2 500 EUR w przeliczeniu na tonę zredukowanych NO_x . [164, Rigby et al. 2001]

Koszt kapitałowy systemu SCR dla turbin gazowych lub silników spalinowych wynoszą 10–50 EUR/kW (wyprodukowanej energii elektrycznej). Koszty te są znacząco niższe niż w przypadku instalacji SCR w obiektach opalanych węglem kamiennym. Dotyczy to również porównania rocznych kosztów konkretnych obiektów, w tym kosztów eksploatacji (np. ok. 700 EUR na tonę zredukowanych NO_x

wg. szacunku dla przykładowego silnika 20–50 MW_{th} eksploatowanego na lądzie stałym w wymiarze 4 000 h/rok z systemem SCR o wydajności usuwania NO_x 75 %). Jednakże, rozpatrywany w EUR/MWh_{el} koszt redukcji NO_x w systemie SCR jest od trzech do dziewięciu razy wyższy dla obiektu ze stacjonarnymi silnikami dieslowskimi niż dla obiektu opalanego węglem kamiennym z powodu wyższego początkowego poziomu NO_x podlegającego redukcji. [98, EUROMOT 2013]

Przykładowe koszty kapitałowe dwuwarstwowego katalizatora SCR o wydajności usuwania między 85 % i 95 % dla kotłów opalanych gazem/paliwem płynnym eksploatowanych w przemyśle chemicznym wynoszą 30–50 EUR/kW_{th}, przy czym roczne koszty eksploatacji wynoszą około 50 000 EUR/rok a koszty związane z wymianą katalizatora mieszczą się w przedziale od 75 000 EUR/rok do 250 000 EUR/rok. [3, LCP TWG 2012]

Obecnie dostępne są różne procesy regeneracji zużytych katalizatorów, które mogą znacząco wydłużyć żywotność katalizatora, a co za tym idzie obniżyć Koszty eksploatacji. Cena zregenerowanego katalizatora SCR sięga połowy ceny nowego. O nie zostanie stwierdzona poważna erozja, ograniczoną żywotność dezaktywowanego wysokopyłowego katalizatora SCR można wydłużyć przez regenerację, co ma wpływ na koszty eksploatacji w porównaniu z zakupem nowych katalizatorów.

Oplącalnym rozwiązaniem mogą być hybrydowe instalacje SNCR/SCR, których koszt jest niższy niż dwie trzecie kosztu pełnego systemu SCR.

Podstawa wdrożenia

- Ograniczenie emisji NO_x.
- Ewentualne podatki od emisji NO_x. Dzięki zastosowaniu SCR można osiągnąć o wiele wyższy stopień konwersji NO_x przy bardzo niskiej ucieczce NH₃ w porównaniu z SNCR i środkami pierwotnymi. Podatek od emisji NO_x obowiązujący w Danii w kwocie 25 DKK/kg oraz w Szwecji w kwocie 40 SEK/kg stanowi motywację do maksymalizacji konwersji NO_x w zainstalowanych jednostkach SCR w celu obniżenia zobowiązań podatkowych.

Przykładowe obiekty

Spośród wszystkich obiektów, które w roku 2012 nadesłały kwestionariusz na potrzeby niniejszego dokumentu BREF, około 80 jest wyposażonych w systemy SCR.

Dalsze przykłady przedstawiono w sekcjach poświęconych poszczególnym paliwom.

Literatura źródłowa

[132, Rentz et al. 1999], [200, AT 2000], [202, Calepa 1999], [203, Reimer and Jensen– Holn 2013], [27, ICAC 2009]

3.2.2.3.12 Selektywna redukcja niekatalityczna

Opis

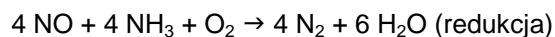
Selektywna redukcja tlenków azotu z amoniakiem lub mocznikiem bez katalizatora. Technika polega na redukcji NO_x do azotu w wyniku reakcji z amoniakiem lub mocznikiem w wysokiej temperaturze. Okno temperatur roboczych jest utrzymywane w granicach 800–1 000 °C w celu zapewnienia optymalnych warunków reakcji.

Opis techniczny

Okno temperaturowe w dużym stopniu zależy od stosowanego reagenta (amoniak, mocznik lub amoniak kaustyczny).

Jeżeli jako reagent stosowany jest amoniak, przedstawione poniżej reakcje chemiczne zachodzą mniej więcej w tym samym czasie. W niższej temperaturze obydwie reakcje są zbyt wolne. Natomiast w wyższej dominuje reakcja niepożądana i wzrasta emisja NO_x. Co więcej, wymagane okno temperaturowe zmienia się wraz ze zmianami obciążenia kotła. W celu zgrania wymaganego okna temperaturowego z wtryskiem amoniaku niezbędne jest kilka poziomów wtrysku.

Główna reakcja:



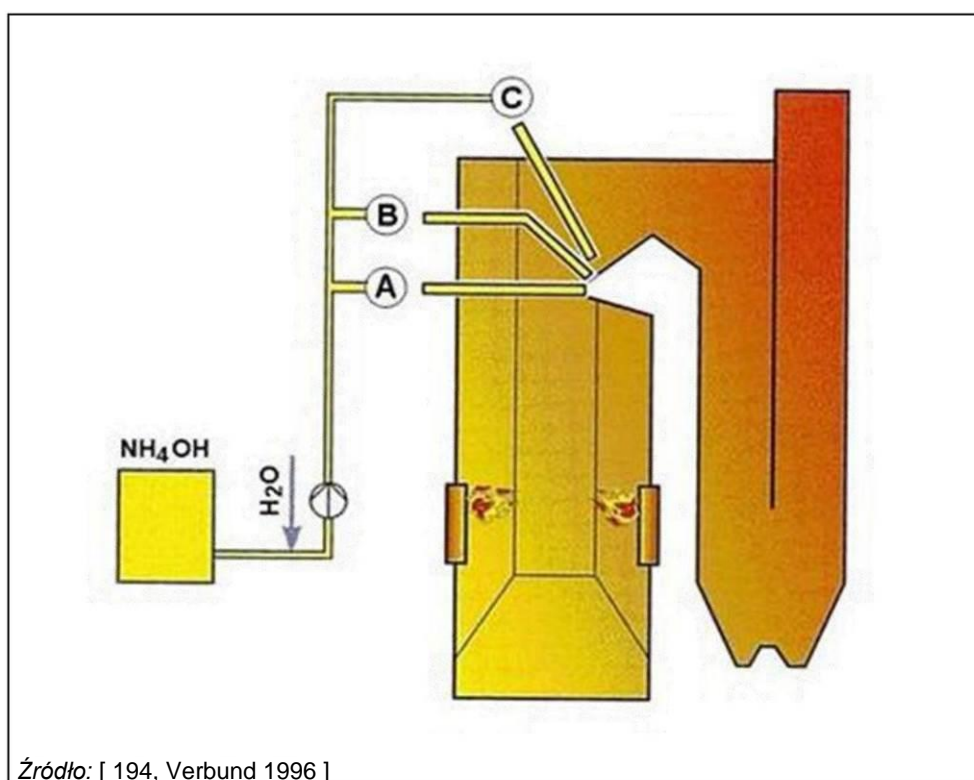
Niepożądana reakcja uboczna:



W skład instalacji SNCR wchodzi następujące jednostki robocze:

- jednostka przechowywania reagenta, w której reagent jest przechowywany, schładzany i odparowywany;
- jednostka SNCR, w której ma miejsce wtrysk reagenta i zachodzi redukcja tlenków azotu do azotu i wody;
- układ automatyki sterujący wtryskiem reagenta.

Okno temperaturowe ma duże znaczenie, ponieważ po przekroczeniu jego górnego zakresu amoniak ulega utlenianiu i wytwarzana jest jeszcze większa ilość NO_x , a poniżej dolnego zakresu - prędkość konwersji jest zbyt mała i może powstawać amoniak. Instalację SNCR z różnymi poziomami wtrysku amoniaku przedstawiono na Rysunku 3.47.



Rysunek 3.47: Instalacja SNCR

Reagent i NO_x w gazie odlotowym muszą zostać wystarczająco wymieszane aby osiągnąć wysoki stopień redukcji i małą ucieczkę NH_3 . Kolejnym ważnym parametrem, obok dystrybucji i mieszania, jest rozmiar kropli reagenta. Małe krople zbyt szybko odparowują i reagują w nadmiernie wysokich temperaturach obniżając stopień redukcji NO_x , natomiast bardzo duże krople odparowuje zbyt wolno i reagują w zbyt niskich temperaturach powodując zwiększoną ucieczkę NH_3 .

Nośnikami reagenta redukcyjnego mogą być sprężone powietrze, para lub woda. Do przenoszenia reagenta w procesie SNCR mogą być wykorzystywane takie pierwotne środki redukcji emisji, jak OFA lub recyrkulacja gazu odlotowego.

Większość problemów z instalacjami SNCR jest związana z nierównomierną dystrybucją reagenta w komorze spalania oraz wtryskiem amoniaku w nieodpowiednim miejscu (gdzie zamiast redukcji zachodzi raczej utlenianie lub wolna reakcja, co skutkuje większą emisją NO_x i ucieczką NH_3). Dlatego wymagana jest optymalizacja dystrybucji amoniaku i gazu odlotowego, którą można zapewnić przy użyciu specjalnych systemów. Do ich projektowania wykorzystuje się modelowanie CFD i układy kontroli temperatury w celu precyzyjnego dostrojenia parametrów wtrysku.

Reakcja przemiany tlenków azotu i amoniaku/mocznika w wodę i azot w dużym stopniu zależy od temperatury i czasu retencji w wymaganym przedziale temperatur oraz od stosunku amoniaku do tlenków azotu. Okno temperaturowe dla amoniaku i kaustycznego amoniaku to $850\text{ }^\circ\text{C}$ - $1\ 000\text{ }^\circ\text{C}$, przy czym optymalną temperaturą jest $870\text{ }^\circ\text{C}$. Dla porównania, okno temperaturowe dla mocznika jest szersze ($800\text{ }^\circ\text{C}$ do $1\ 100\text{ }^\circ\text{C}$), a optymalna temperatura to $1\ 000\text{ }^\circ\text{C}$.

Czas retencji w wymaganym przedziale temperatur wynosi od 0,2 do 0,5 sekund. Ponieważ czas kontaktu jest raczej niestabilny, stosunek amoniaku do tlenków azotu musi być bardziej bogaty w amoniak niż stechiometryczny. Raz jeszcze należy zauważyć, że konieczna jest optymalizacja stosunku molowego NH_3 do NO_x . Stopień usuwania NO_x jest lepszy przy wyższym stosunku, ale jednocześnie wzrasta ucieczka amoniaku, co prowadzi do rosnącego zanieczyszczenia dalszych jednostek (np. wymienników ciepła, przewodów gazu odlotowego). Reprezentatywny dla większości instalacji jest stosunek NH_3 do NO_x między 1 i 2,5 - zależnie od charakteru procesu głównego oraz ilości NO_x , które mają zostać poddane redukcji.

Instalacja urządzeń SNCR są dość łatwe w instalacji i nie wymagają zbyt wiele przestrzeni, nawet jeżeli potrzebny jest więcej niż jeden poziom wtrysku (jak ma to miejsce niemal w każdym przypadku). W kotłach, które charakteryzują się niskim poziomem emisji, technika SNCR może być stosowana samodzielnie. Może być również przydatna w kotłach, w których wdrożono już jedną lub więcej technik pierwotnych.

Aby zapewnić, by reagent był zawsze i we wszystkich warunkach roboczych wtryskiwany w górnym zakresie okna temperaturowego - tzn. w zakresie, w którym redukcja NO_x jest najwyższa a ucieczka NH_3 najniższa - w obiektach, w których wymagana jest duża wydajność stosuje się systemy akustycznego pomiaru temperatury gazu. Systemy te mierzą rzeczywistą temperaturę i ustalają jej profil w całym przekroju komory spalania. Profil temperatury jest dzielony na sekcje, które mogą zostać przypisane poszczególnym lancom lub grupom lanc na kolejnych poziomach w zależności od zmierzonej temperatury gazu odlotowego. Zapewnia to dozowanie reagenta do miejsc, które są najlepsze dla reakcji, nawet w szybko zmieniającej się temperaturze gazu odlotowego. W zgłoszonym niedawno przykładowym kotle 200 MW_e opalonym węglem kamiennym wyposażonym w SNCR, zdecydowano się na zamontowanie pięciu poziomów wtrysku między 26 m i 51,8 m. Powodem decyzji były znaczne różnice temperatur między niskim obciążeniem (20 %) i pełnym obciążeniem oraz skrajna nierównowaga temperaturowa. Wtryskiwacze ustawiono w taki sposób, że terowanie prawą i lewą stroną kotła jest niezależne. Każda lanca wtryskowa może być niezależnie włączana i wyłączana. [208, Von der Heide 2011]

Technika SNCR w dużych kotłach

W ostatnich latach następuje stały rozwój techniki SNCR dla większych kotłów wraz z ulepszeniami technologii wtrysku oraz systemów pomiaru i kontroli temperatury w całym przekroju kotła. Obecnie możliwe jest osiągnięcie stopnia redukcji powyżej 40 %, w porównaniu z 20 % dla starszych obiektów. Z myślą o dużych kotłach opracowano specjalne reagenty na bazie mocznika, ponieważ wodny roztwór amoniaku ulegałby zbyt szybkiemu odparowaniu, a roztwory mocznikowe potrzebują pierwszego etapu odparowania zanim jeszcze cząsteczki mocznika staną się aktywne, co umożliwi głębszą penetrację. [204, CZ 2014]

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Ograniczenie emisji NO_x do powietrza.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Tabela 3.27: Wydajność techniki SNCR w zmniejszaniu emisji tlenków azotu

Ogólny stopień redukcji NO _x	Pozostałe parametry wydajności	
	Parametr	Wartość
30–50 %	Temperatura pracy	800–1050 °C
	Środek redukcyjny	Amoniak, mocznik
	Stosunek NH ₃ do NO _x	1,5–2,5
	Dostępność	> 97 %
	Ucieczka NH ₃	< 10 mg/Nm ³
	Zużycie energii jako % mocy elektrycznej	0,1–0,3 %
	Czas pozostawania w przedziale temperatur	0.2–0.5 s
Uwaga: Chociaż niektórzy producenci zgłaszają stopień redukcji NO _x przekraczający 80 %, powszechnie przyjmuje się, że systemy SNCR mogą osiągać redukcję na poziomie średnio 30–50 % w różnych warunkach roboczych i przy różnych początkowych stężeniach NO _x . Dalsza redukcja NO _x jest możliwa w przypadku sprzyjających warunków. Jeżeli warunki są niesprzyjające, co zdarza się w przypadku istniejących kotłów, wyniki mogą być gorsze. Źródło: [148. CIEMAT 2000]		

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Wybór reagenta ma wpływ na powstawanie podtlenku azotu (N₂O). Ilość N₂O powstająca przy stosowaniu amoniaku lub kaustycznego amoniaku jest nieistotna, natomiast w przypadku wtrysku mocznika bezpośrednio do kotła bywa stosunkowo duża. Aby rozwiązać ten problem i niemal całkowicie wyeliminować powstawanie N₂O, mocznik można wtryskiwać do powietrza wypalania. Ponadto, stosowanie mocznika jako reagenta w SNCR prowadzi do poważniejszych problemów z korozją niż w przypadku stosowania amoniaku lub kaustycznego amoniaku. Z tego powodu konieczny jest staranny dobór materiałów.

Inne wzajemne powiązania są związane ze stosowaniem amoniaku:

- uwalnianie NH₃ do powietrza w przypadku niejednorodnych reakcji między NO_x i NH₃ w obiegu, który nie został wyposażony w dalsze systemy mokrego odsiarczania gazu odlotowego;
- powstawanie siarczanu amonu podczas spalania paliwa zawierające siarkę, takie jak płynne paliwo rafineryjne;
- kwestie bezpieczeństwa dotyczące przechowywania amoniaku.

(Dalsze szczegóły - patrz Sekcja 3.2.2.3.13.)

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Możliwość wdrożenia w istniejącej jednostce może być ograniczana oknem temperaturowym i czasem pozostawania wymaganymi dla wtrysku reagenta. Czynnikiem ograniczającym jest również ucieczka amoniaku. W niektórych przypadkach, ograniczenia fizyczne i eksploatacyjne mogą utrudnić wdrożenie - np. wymagane okno temperaturowe może pojawiać się po środku zespołu rur w kotle, co może prowadzić do zakłócenia wtrysku przez rury.

Możliwości stosowania i efektywność środowiskowa mogą być ograniczone w przypadku kotłów pracujących ze zmiennymi obciążeniami lub opalanych paliwem o zmiennej jakości. Możliwym rozwiązaniem tego problemu może być zainstalowanie kilku poziomów wtrysku reagenta i/lub zastosowanie katalizatora nieprzereagowanego amoniaku (SCR).

Możliwość zastosowania może być ograniczona w przypadku dużych kotłów z wysokimi powierzchniami przekroju.

Z powodu wymaganego okna temperaturowego i czasu pozostawania, technika SNCR nie może być stosowana w turbinach gazowych ani silnikach. [205, Schuttenhelm et al. 2013]

Ekonomika

Faktyczne koszty budowy zależą od kotła i profilu jego pracy. Według szacunku przedstawionego przez europejskiego dostawcę SNCR, ujednoczone koszty wynoszą około 430 EUR na tonę zredukowanych NO_x w opalonym węglem kamiennym kotle 250 MW_{th} pracującym w wymiarze 4 000 h/rok, przy założeniu, że wyjściowy poziom NO_x wynosi 400 mg/Nm^3 a redukcja NO_x jest na poziomie 50 %. Uwzględniając koszty reagenta, utratę wydajności modernizowanego obiektu oraz koszty konserwacji, ten sam europejski dostawca systemów SNCR i reagentów oszacował ujednoczone koszty dla 50 % redukcji NO_x na około 1 400 EUR na tonę zredukowanych NO_x w przypadku stosowania 24,5 % wodnego roztworu amoniaku jako reagenta. W przypadku stosowania 40 % roztworu mocznika, szacunkowy koszt usuwania NO_x wynosi około 1 500 EUR na tonę zredukowanych NO_x . W obliczeniach założono cykl życia projektu wynoszący 10 lat oraz stosunek NH_3 do NO_x wynoszący 1,2 (20 % wyższy dla roztworu mocznika). [120, EEB 2013] [206, Yara 2012]

Podstawa wdrożenia

- Ograniczenie emisji NO_x .
- Niższe nakłady kapitałowe w porównaniu z SCR.
- Brak zapotrzebowania na dodatkową przestrzeń, np. konstrukcje, reaktor i orurowanie.
- Brak spadku ciśnienia na katalizatorze i brak konieczności modyfikacji istniejących urządzeń (przewodu, elektrofiltrów, wentylatorów).

Przykładowe obiekty

Elektrownia "Rybnik" SA – kocioł 225 MW_e opalany węglem kamiennym.

Spośród wszystkich obiektów, które w roku 2012 nadesłały kwestionariusz na potrzeby niniejszego dokumentu BREF, około 30 jest wyposażonych w system SNCR.

Dalsze przykłady przedstawiono w sekcjach poświęconych poszczególnym paliwom.

Literatura źródłowa

[205, Schuttenhelm et al. 2013] [207, FuelTech 2008] [208, Von der Heide 2011]

3.2.2.3.13 Zagadnienia związane z amoniakiem w wykorzystaniu technik SCR/SNCR

Jedną możliwą wadą techniki SCR/SNCR jest związana z ucieczką amoniaku, czyli emisją nieprzereagowanego amoniaku do środowiska.

Zjawisko to występuje podczas niekompletnej reakcji NH_3 z NO_x , kiedy niewielkie ilości NH_3 opuszczają reaktor / komorę spalania razem z gazem odlotowym, co może być spowodowane katastrofalną awarią całego systemu SCR lub podniesieniem stosunku NH_3 do NO_x w celu zwiększenia wydajności SCR/SNCR. Efekt ten nazywany jest ucieczką amoniaku (ucieczką NH_3). Duża ucieczka amoniaku (przebiecie NH_3) może prowadzić do:

- Powstawania siarczanu amonu w dalszych systemach, jak np. katalizator i podgrzewacz powietrza, oraz na powierzchniach o temperaturze niższej niż 235 °C, albo do zwiększonej emisji pyłu. Powstawanie osadów można minimalizować przez utrzymywanie ucieczki amoniaku na niskim poziomie i monitorowanie temperatury gazu odlotowego w dalszych częściach systemu. Osady można usuwać w przewodzie przez przemywanie wodą lub podniesienie temperatury metali powyżej temperatury kondensacji w celu wywołania sublimacji osadów przy pomocy specjalnych materiałów.
- Obecności NH_3 w ściekach z odsiarczania gazu odlotowego oraz wodzie z czyszczenia podgrzewacza powietrza.
- Zwiększonego stężenia NH_3 w popiele lotnym, co może mieć wpływ na możliwości jego unieszkodliwiania lub sprzedaży.

Po wdrożeniu SCR, ucieczka amoniaku rośnie wraz ze wzrostem stosunku NH_3 do NO_x i spadkiem aktywności katalizatora.

Po wdrożeniu SNCR, ucieczka amoniaku rośnie wraz ze złymi warunkami mieszania NH_3 i gazu odlotowego (z powodu braku kontaktu w oknie temperaturowym reakcji) i wzrostem stosunku NH_3 do NO_x .

Po wdrożeniu układu mokrego odsiarczania gazu odlotowego w dalszej części systemu, uciekający NH_3 jest rozcieńczany w wodzie.

W celu uniknięcia problemów z wykorzystaniem popiołu lotnego i ewentualnie wyczuwalnym zapachem gazu odlotowego w okolicy obiektu, stężenie amoniaku związane z użytkowaniem SCR lub SNCR jest utrzymywane na ogół poniżej 10 mg/Nm^3 . W przypadku spalania paliw o bardzo niskiej zawartości popiołu, ucieczka amoniaku może również prowadzić do tego, że zawartość amoniaku w popiele jest zbyt wysoka, aby można go było w bezpieczny sposób utylizować.

Problem ograniczenia ucieczki amoniaku w systemach SCR można rozwiązać przez zwiększenie objętości katalizatora i/lub poprawienie mieszania NH_3 i NO_x w gazie odlotowym.

Ucieczka amoniaku często jest czynnikiem ograniczającym możliwość stosowania techniki SNCR. Aby zapobiegać ucieczce amoniaku w technice SNCR można w obszarze ekonomizera kotła zainstalować niską warstwę katalizatora SCR. Katalizator ten ogranicza ucieczkę amoniaku oraz ilość NO_x .

Zarówno SCR jak i SNCR wykorzystują amoniak lub mocznik jako reagent redukcyjny. Stosowanie mocznika w obiektach energetycznego spalania o mocy poniżej $50 \text{ MW}_{\text{th}}$ jest powszechniejsze niż w dużych instalacjach SCR lub SNCR.

Stosowaniu czystego skroplonego amoniaku towarzyszy zagrożenie dla życia i zdrowia - np. przy obsłudze i magazynowaniu tej substancji, może wystąpić konieczność wyposażenia zbiorników ciśnieniowych w podwójne ściany i umieszczenia ich pod ziemią. Składowanie mocznika w postaci stałej nie ma wpływu na zdrowie. Z perspektywy bezpieczeństwa, stosowanie wodnego roztworu amoniaku jest mniej ryzykowne niż magazynowanie i obsługa czystego amoniaku w postaci skroplonej.

Postacią amoniaku najpowszechniej stosowaną w systemach SCR i SNCR jest roztwór wodny, na ogół dostępny w stężeniu 24,5 % lub niższym. Wodny amoniak to niepalny płyn sklasyfikowany jako substancja drażniąca. Wodny amoniak może być przechowywany w warunkach atmosferycznych. Czysty bezwodny amoniak jest sklasyfikowany jako łatwopalny, toksyczny i żrący gaz. Jest on palny w stężeniu powietrza od 15 % do 28 % i musi być przechowywany pod ciśnieniem (ciśnienie oparów 7,6 bar w 20°C).

Z powodu stwarzanego przez amoniak dużego zagrożenia dla zdrowia ludzkiego, transport, obsługę i magazynowanie amoniaku należy realizować z dużą ostrożnością zapobiegając wyciekom. W pobliżu miejsc magazynowania i obsługi amoniaku instaluje się systemy monitorujące obecność niskich stężeń tej substancji. Amoniak pod ciśnieniem i w postaci wodnej podlega przepisom Dyrektywy Seveso III (2012/18/UE) i odpowiednim przepisom krajowym.

W związku z ryzykiem naprężeń korozyjnych w zbiornikach stalowych konieczny jest regularny monitoring stanu i jakości zbiornika pod kątem obecności wodoru lub tlenu w dostarczanym płynnym amoniaku.

3.2.2.4 Połączone techniki zapobiegania emisjom SO_x , NO_x i innych zanieczyszczeń i/lub ich ograniczania

3.2.2.4.1 Węgiel aktywny

Opis

Proces ten bazuje na adsorpcji cząstek zanieczyszczeń przez węgiel aktywny. Kiedy powierzchnia węgla zatrzyma maksymalną ilość zanieczyszczeń, adsorbowana substancja ulega desorpcji w ramach regeneracji adsorbenta.

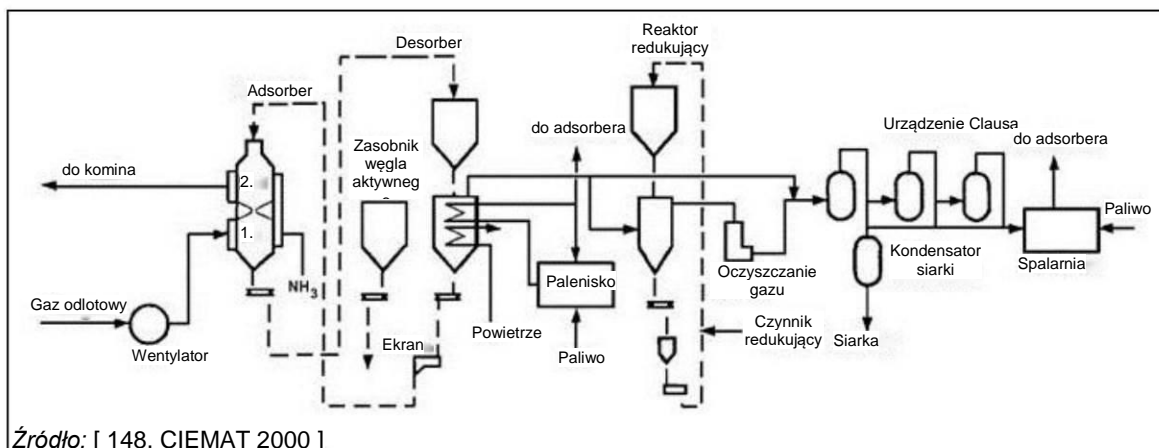
Opis techniczny

Ze względu na bardzo dużą powierzchnie właściwą, węgiel aktywny jest szeroko wykorzystywany jako środek do oczyszczania powietrza i ścieków już od XIX wieku. Od dawna wiadomo, że węgiel aktywny adsorbuje SO_2 , tlen i wodę tworząc kwas siarkowy. Jednoczesne usuwanie SO_2 i NO_x staje się możliwe przez dodanie amoniaku.

Gaz odlotowy z obiektu energetycznego spalania jest najpierw odpylany, przepuszczany przez wymiennik ciepła, w którym ciepło jest odbierane na potrzeby regeneracji węgla aktywnego, a następnie schładzany w wodnym pre-skruberze. Gaz wchodzi do pierwszego stopnia złoża węgla aktywnego (suchy porowaty węgiel drzewny) w temperaturze 90–150°C. Dwutlenek siarki reaguje z tlenem i parą wodną w gazie odlotowym (w utlenianiu katalitycznym) tworząc kwas siarkowy, który jest adsorbowany na węglu aktywnym.

Przed wejściem do drugiego stopnia adsorbera, w komorze mieszającej do gazów odlotowych wtryskiwany jest amoniak. Tlenki azotu reagują katalitycznie z amoniakiem w drugim stopniu tworząc azot w postaci gazowej (N_2) i wodę. Oczyszczony gaz odlotowy i uwolniony azot oraz wilgoć przechodzą do komina i są uwalniane. Proces redukcji odbywa się w adsorberze, gdzie granulki węgla aktywnego są przemieszczane z góry do dołu przez złożo ruchome. Gaz przechodzi przez warstwy złoża, najpierw dostając się do jego dolnej części.

Zasiarczony węgiel aktywny dostaje się do regeneratora, gdzie w temperaturze około 400-450 °C zachodzi desorpcja przez pośrednie ogrzanie ciepłem pobranym wcześniej z gazów odlotowych. Pył węglowy jest usuwany i dodawane są granulki uzupełniające, które następnie trafiają z powrotem do adsorbera. W wyniku procesu regeneracji, z desorbera tworzony jest wzbogacony gaz SO_2 , który jest przetwarzany - w procesie Clausa lub innym - do elementarnej siarki lub kwasu siarkowego, które można sprzedać jako produkt uboczny. Na rysunku 3.48 przedstawiono schemat procesu z wykorzystaniem węgla aktywnego.



Źródło: [148. CIEMAT 2000]

Rysunek 3.48: Proces z zastosowaniem węgla aktywnego

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Proces ten umożliwia oczyszczenie gazów odlotowych z różnych rodzajów paliw, takich jak węgiel kamienny i olej.

Proces z wykorzystaniem węgla aktywnego dysponuje również znacznym potencjałem usuwania SO_3 oraz substancji toksycznych w powietrzu, takich jak rtęć i dioksyny.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Tabela 3.28: Wydajność techniki węgla aktywnego w zmniejszaniu emisji tlenków siarki/tlenków azotu/rtęci

Technika	Ogólny stopień redukcji SO_2/NO_x	Ogólny stopień redukcji Hg	Pozostałe parametry wydajności	
			Parametr	Wartość
Węgiel aktywny	98 % / 60–80	> 90 %	Temperatura pracy	90–150 °C
			Reagent	Węgiel aktywny/amoniak
			Niezawodność	98 %
			Inne usuwane substancje	HCl, HF, dioksyny
			Zużycie energii jako % mocy elektrycznej	1,2–3,3 %
			Produkty uboczne	Siarka elementarna lub kwa siarkowy

Połączone techniki wykorzystujące węgiel aktywny zużywają ułamek ilości zużywanej przez konwencjonalne systemy ograniczania emisji - np. w pewnym obiekcie w Japonii, zużycie wody wynosi tylko 1 % zużycia odnotowywanego w mokrym odsiarczaniu gazu odlotowego.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Ścieki są wytwarzane w niewielkich ilościach w wyniku pracy skrubera wstępnego.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Brak informacji.

Ekonomika

Brak informacji.

Podstawa wdrożenia

Brak informacji.

Przykładowe obiekty

Wdrożono pewną liczbę komercyjnych systemów, głównie w Japonii - np. jednostki 1 i 2 J–Moc Isogo (2009) o następujących parametrach: poziom emisji pyłu < 10 mg/Nm³ w jednostce 1 oraz < 5 mg/Nm³ w jednostce 2, poziom emisji NO_x < 40 mg/Nm³ w jednostce 1 oraz < 26 mg/Nm³ w jednostce 2, poziom emisji SO_x < 56 mg/Nm³ w jednostce 1 oraz < 28 mg/Nm³ w jednostce 2.

Literatura źródłowa

[290, Higa et al. 2012] [291, Peters 2010] [292, Gilbert et al. 2008]

3.2.2.4.2 Proces WSA– SNO_x

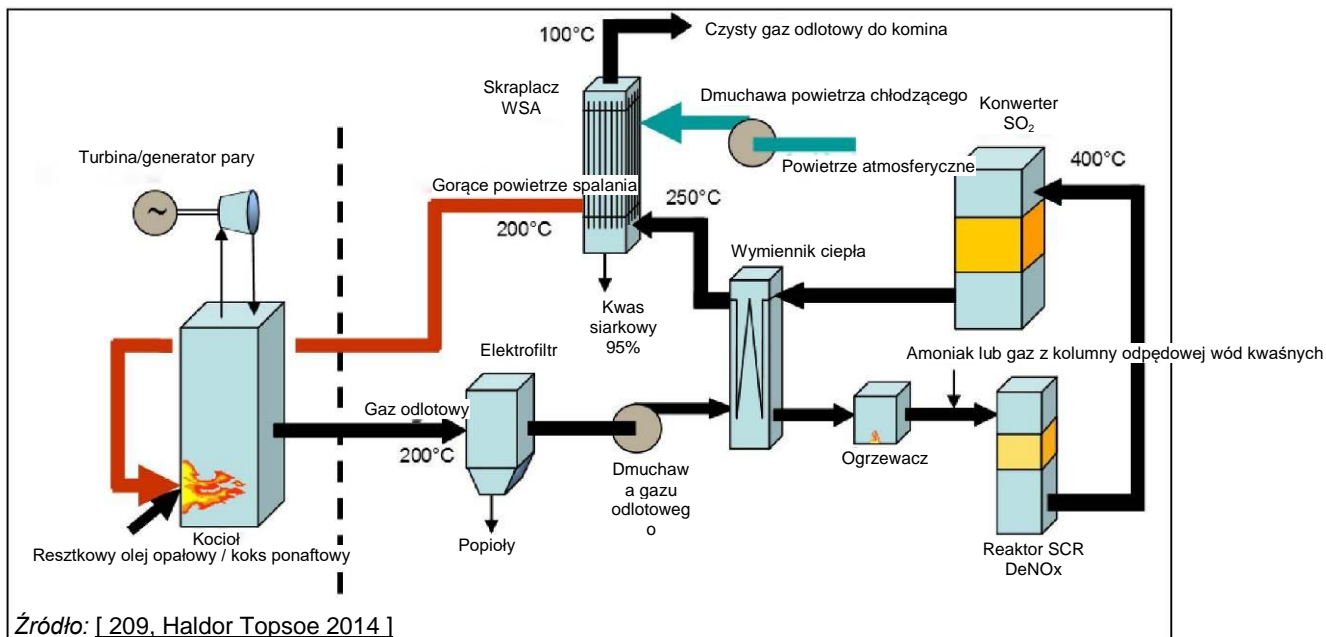
Opis

Metoda WSA– SNO_x (kwas siarkowy o dużej zawartości wilgoci ze zintegrowanym etapem selektywnej redukcji katalitycznej DeNO_x) wykorzystuje sekwencyjnie dwa katalizatory do usuwania NO_x metodą SCR oraz utleniania SO_2 do SO_3 , przy czym ten ostatni jest kondensowany jako kwas siarkowy przeznaczony do sprzedaży.

Opis techniczny

Możliwe jest usunięcie około 98 % tlenków siarki i 95% tlenków azotu zawartych w gazie odlotowym. W procesie tym nie są wytwarzane ścieki ani odpady. Nie wykorzystuje on też żadnych chemikaliów, z wyjątkiem amoniaku do kontroli NO_x .

Na Rysunku 3.49 przedstawiono schemat instalacji WSA– SNO_x wdrożonej w elektrowni węglowej 300 MW_e w Danii.



Rysunek 3.49: Instalacja WSA- SNO_x

W tej instalacji, gaz odlotowy opuszczający podgrzewacz powietrza jest oczyszczany w urządzeniu usuwającym cząstki stałe i przechodzi przez chłodną stronę wymiennika ciepła gaz-gaz, który podnosi jego temperaturę do ponad 370 °C. Następnie, przed SCR, do gazu odlotowego dodawana jest mieszanka amoniaku i powietrza, a w SCR tlenki azotu są redukowane do N_2 i wody.

Na wyjściu z SCR, temperatura gazu odlotowego jest nieznacznie korygowana. Następnie gaz wchodzi do konwertera SO_2 , który utlenia SO_2 do trójtlenku siarki (SO_3). Zawierający SO_3 gaz przechodzi przez gorącą stronę wymiennika ciepła gaz-gaz, gdzie jest schładzany podczas gdy napływający gaz odlotowy jest ogrzewany. Następnie przetworzony gaz odlotowy wchodzi do skraplacza filmu opadowego (skraplacz WSA), gdzie jest skraplany z fazy gazowej na rurkach ze szkła borokrzemowego, a następnie zbierany, schładzany i magazynowany. Wytworzony kwas ma na ogół stężenie 93–95 % i nadaje się do sprzedaży - może być wykorzystany np. w produkcji nawozów. Gaz odlotowy, pozbawiony już SO_3 , jest przepuszczany do kominy w temperaturze około 100 °C, a gorące zużyte w chłodzeniu powietrze może zostać wykorzystane w kotle jako podgrzane powietrze spalania.

Metoda ta umożliwia odzysk energii cieplnej z konwersji SO_2 , hydrolizy SO_3 , kondensacji kwasu siarkowego i reakcji De NO_x . Odzyskana energia jest wykorzystywana do zwiększenia produkcji pary. Dzięki temu, dla obiektu 300 MW_e (spalającego węgiel z zawartością siarki 1.6 %) bezwzględny spadek wydajności netto wynosi tylko 0,2 %. Na ogół, na każdy procent siarki w węglu przypada 1 % dodatkowej produkcji pary. Jeżeli węgiel zawiera 2–3 % siarki, uznaje się, że wytworzona para równoważy zużycie energii w procesie WSA– SNO_x . Kocioł opalany paliwem o zawartości siarki 5 % i wyposażony w instalację WSA– SNO_x może wyeksportować około 5 % więcej pary niż kocioł z systemem odsiarczania gazu odlotowego opartym na wapieniu lub, ewentualnie, zużyć 5 % mniej paliwa do produkcji tej samej ilości pary.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

- Ograniczenie emisji pyłu, SO_x i NO_x.
- Bardzo niska emisja cząstek stałych (poniżej 5 mg/Nm³).
- Większa efektywność energetyczna.
- Związki organiczne, np. PAH, dioksyny i furany ulegają degradacji w procesie utleniania katalitycznego w katalizatorze utleniania SO₂.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne**Tabela 3.29: Wydajność techniki WSA-SNOX w zmniejszaniu emisji tlenków siarki/tlenków azotu**

Technika	Ogólny stopień redukcji SO ₂ /NO _x	Pozostałe parametry wydajności	
		Parametr	Wartość
Proces WSA-SNOX	98 % / 95 %	Reagent	Amoniak
		Zużycie energii jako % mocy elektrycznej	0,2 %

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Brak informacji.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Technika może być stosowana w każdym rodzaju kotła do ograniczania emisji siarki, NO_x i pyłu, ale niezbędne jest paliwo o wysokiej zawartości siarki. Jeżeli zawartość siarki w paliwie spalonym w kotle jest poniżej pewnego poziomu (np. 0,5 %), wytwarzany kwas siarkowy zawiera więcej wody i jest bardziej kłopotliwy w transporcie z powodu swojej korozyjności.

Technika wymaga mniej więcej tyle samo miejsca co inne systemy odsiarczania gazu odlotowego.

Ekonomika

W Tabeli 3.30 i Tabeli 3.31 podano informacje dotyczące głównych cech oraz kosztów towarzyszących wdrożeniu techniki WSA-SNO_x w przykładowym obiekcie.

Tabela 3.30: Główne cechy obiektu przyjęte jako przykład dla kosztów eksploatacji techniki WSA-SNO_x w Tabeli 3.31

Parametr	Jednostka	Wartość
Produkcja energii elektrycznej netto	MW _e	300
Sprawność elektryczna netto (LHV)	%	39
Zużycie paliwa (koks ponaftowy)	t/h	88,3
Wydajność usuwania SO _x	%	98
Emisja NO _x do powietrza	mg/Nm ³	< 40
Produkcja H ₂ SO ₄	t/h	15,6
Zużycie NH ₃	t/h	0,25
Zużycie innych reagentów	t/h	0
Wytwarzane odpady	t/h	0
Zużycie wody	m/h	0

Źródło: [209. Haldor&Topsoe 2014]

Tabela 3.31: Koszty eksploatacji techniki WSA-SNO_x w przykładowym obiekcie opisanym w Tabeli 3.30 eksploatowanym w wymiarze 8 000 h/rok

Parametr	Jednostka	Wartość
H ₂ SO ₄ sprzedawany po cenie 15 USD/t	USD/rok	-1 800 000
NH ₃ dostarczany po cenie 300 USD/t	USD/rok	600 000
Inne dostarczane reagenty	USD/rok	0
Zużycie wody 1 USD/m ³	USD/rok	0
Koszt unieszkodliwiania ścieków 1 USD/m ³	USD/rok	0
Koszt unieszkodliwiania odpadów 20 USD/t	USD/rok	0
Ogółem	USD/rok	-1 200 000
Wpływ kosztów w przeliczeniu na MWh	USD	-0,50
Źródło: [209, Haldor&Topsoe 2014]		

Podstawa wdrożenia

- Brak wapienia i gipsu oraz towarzyszącej infrastruktury.
- Efektywność energetyczna (recykling gorącego, podgrzanego powietrza do kotła) i zmniejszona emisja CO₂.
- Brak zużycia wody.

Przykładowe obiekty

Patrz Rysunek 3.49 - przykładowy obiekt 300 MW_e opalany węglem kamiennym znajdujący się w Danii (Nordjyllandsværket – od 1991 r.).

Agip w Gela (IT) (Kotły opalane sproszkowanym koksem ponafkowym o 6 % zawartości siarki – od 1999 r.).

Rafineria OMV, Schwechat (AT) (Obiekt opalany ciężkim olejem z krakowania wstępnego – od 2007 r.).

Literatura źródłowa

[209, Haldor&Topsoe 2014]

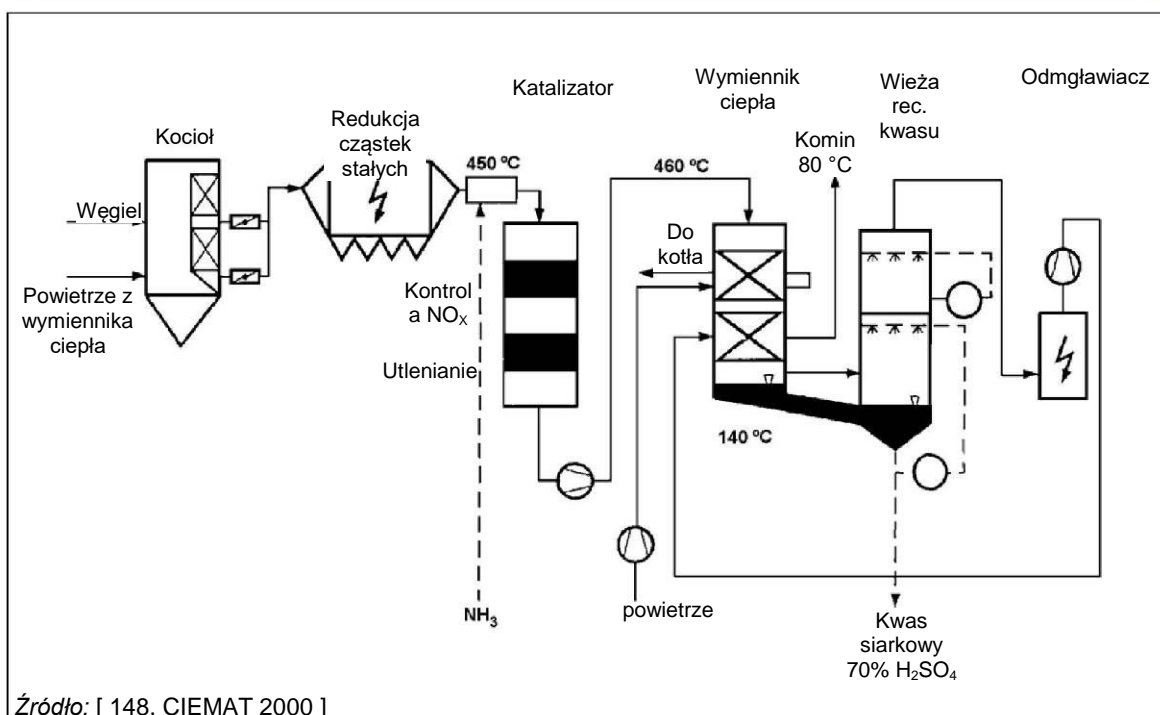
3.2.2.4.3 Proces DeSONO_x

Opis

W procesie DeSONO_x, gazy odlotowe najpierw przechodzą przez elektrofiltr usuwający pył, po czym następuje wtrysk amoniaku i SCR. Gazy są następnie schładzane przez wstępne ogrzanie powietrza spalania, a całkowicie oczyszczone gazy odlotowe są ponownie ogrzewane przed uwolnieniem do atmosfery.

Opis techniczny

Temperatura gazu odlotowego jest w ten sposób obniżana do około 140 °C, co umożliwia zajęcie utleniania katalitycznego SO₂ do SO₃ oraz i późniejszą kondensację do kwasu siarkowego (70 %). Ostatni etap odbywa się w wieży recyrkulacji kwasu. Na końcu, przed uwolnieniem, gazy odlotowe są kierowane przez mokry elektrofiltr mgłowy i ponownie podgrzewane (patrz Rysunek 3.49).



Rysunek 3.50: Instalacja DeSONOX

Teoretycznie możliwa jest produkcja ciekłego SO_2 , kwasu siarkowego i elementarnej siarki, ale dotychczas uruchomione obiekty produkują tylko kwas siarkowy.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Ograniczenie emisji pyłu, NO_x i SO_x .

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Tabela 3.32: Wydajność techniki DeSONOX w zmniejszaniu emisji tlenków siarki/tlenków azotu

Technika	Ogólny stopień redukcji SO_2/NO_x	Pozostałe parametry wydajności	
		Parametr	Wartość
Proces DeSONOX	95 % / 95 %	Reagent	Amoniak
		Niezawodność	96–98 %
		Zużycie energii jako % mocy elektrycznej	2,0 %

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Ścieki są wytwarzane w wyniku użytkowania elektrofiltrów do usuwania aerozoli kwasu siarkowego.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Brak informacji.

Ekonomika

Brak informacji.

Podstawa wdrożenia

Brak informacji.

Przykładowe obiekty

Brak informacji.

Literatura źródłowa

Brak informacji.

3.2.2.5 Techniki zapobiegania emisjom metali i/lub ich ograniczania

Ciśnienie oparów większość metali w typowych temperaturach roboczych panujących w urządzeniach ograniczania zanieczyszczeń jest wystarczająco niskie żeby wystąpiła kondensacja na powierzchni cząstek stałych. Jednakże ciśnienie oparów rtęci w typowych temperaturach roboczych panujących w urządzeniach ograniczania zanieczyszczeń jest wysokie, przez co skuteczność wychwytywania przez te urządzenia jest bardzo różna. Do najważniejszych czynników mających wpływ na kontrolę rtęci w kotłach energetycznych należą: objętość i temperatura gazu odlotowego, zawartość chlorków w gazie odlotowym oraz stężenie i postać chemiczna emitowanej rtęci. Podział rtęci na trzy postaci (Hg^0 , Hg^{2+} i Hg_p) jest nazywany specjacją rtęci. Stopień w jakim zachodzi specjacja ma zasadniczy wpływ na podejście do kontroli emisji rtęci. Związki chlorków rtęci ($HgCl_2$ lub Hg^{2+}) są rozpuszczalne i mogą być wychwytywane w instalacjach odsiarczania gazu odlotowego wykorzystywanych do usuwania SO_2 . Związki Hg_p lub Hg ulegające adsorpcji na powierzchni innych cząstek mogą być w różnym stopniu wychwytywane przez urządzenia kontroli emisji cząstek stałych, takie jak filtry workowe lub elektrofiltry. Proces ten można ułatwić przez stosowanie takich dodatków jak węgiel aktywny. Pierwotne środki ograniczania emisji (oczyszczanie paliwa, blendowanie i stosowanie dodatków) mogą umożliwić redukcję emisji rtęci do powietrza na poziomie sięgającym 80 %, w zależności od charakterystyki paliwa i stosowanych technik. Dodatkowe informacje przedstawiono w Sekcji 5.1.3.4.3.1 dotyczącej przygotowywania węgla kamiennego i brunatnego.

Wysoka zawartość węgla w popiele lotnym na ogół wzmacnia sorpcję rtęci na cząstkach stałych, które są następnie usuwane przez urządzenia kontroli emisji cząstek stałych. Dodatkowo, obecność chlorowodoru (HCl) w strumieniu gazu odlotowego może skutkować powstawaniem chlorku rtęci, który jest usuwany przez system odsiarczania. Z kolei dwutlenek siarki (SO_2) obecny w gazie odlotowym działa jak środek redukcyjny w przemianie utlenionej rtęci do postaci elementarnej, która jest trudniejsza do usunięcia.

Technologie opracowane do ograniczania emisji zanieczyszczeń innych niż rtęć (np. gazów kwaśnych i cząstek stałych) różnią się pod względem zdolności usuwania rtęci, w zależności od charakterystyki paliwa i konfiguracji stosowanych technologii kontroli (patrz przykład dla obiektów opalanych węglem kamiennym w Sekcji 5.1.3.4.2). [27, ICAC 2009]

3.2.2.5.1 Ograniczanie emisji metali w systemach redukcji emisji pyłów

Opis

Dodatkowa korzyść w postaci wychwytywania metali, które przereagowały z cząstkami stałymi lub osadziły się na ich powierzchni.

Opis techniczny

Stężenie cząstek stałych w gazie odlotowym zależy głównie od zawartości popiołu w spalonym węglu. Cząsteczki w gazie odlotowym mają tendencję do zachowywania się jak adsorbenty.

Do usuwania pyłu z gazu odlotowego wytwarzanego przez obiekty energetycznego spalania opalane paliwami stałymi lub płynnymi powszechnie wykorzystuje się elektrofiltry i filtry workowe. Systemy te mogą pracować z ogólną efektywnością usuwania cząstek stałych wynoszącą > 99,9 %. Efektywność ta jest jednak na ogół niższa w odniesieniu do cząstek o mniejszych rozmiarach, tzn. takich wśród których można znaleźć cząstki wzbogacone metalami.

Techniką odpylania najpowszechniej stosowaną w elektrowniach węglowych są elektrofiltry. Rtęć oraz inne metale związane z cząstkami stałymi są usuwane podczas wychwytywania cząstek przez elektrofiltr.

Elektrofiltry są w stanie wychwytywać niemal całą Hg_p . Kiedy gaz odlotowy przepływa przez elektrodę ładującą, wszystkim cząstkom nadawany jest ładunek ujemny. Kiedy ujemnie naładowane cząstki przechodzą przez dodatnio naładowane płyty zbiorcze, zostają zebrane na elektrodzie osadczą. Chociaż faza gazowa rtęci nie jest prawie wcale zbierana przez elektrofiltry, to ulega ona ciągłym przemianom w miarę przemieszczania się przez przewody i urządzenia. Z drugiej strony, utleniona rtęć przemieszcza się wraz z gazem odlotowym. Dlatego Hg^{2+} raczej nie ulegnie adsorpcji na cząstkach stałych tworząc Hg_p . Jednakże, część Hg^0 ulegnie adsorpcji lub utlenieniu do Hg_p lub Hg^{2+} podczas schładzania do 400 °C, co wyjaśnia dlaczego ilość całkowitej gazowej rtęci maleje w po przejściu przez elektrofiltr. [28, S.Wang et al. 2009]

Choć ogólna wydajność filtrów workowych w usuwaniu cząstek stałych jest zbliżona do wydajności elektrofiltrów (tzn. powyżej 99,9 %), są one lepsze w ograniczaniu emisji drobnych cząstek stałych i mniej wrażliwe na obciążenie cząstkami i charakterystykę popiołu lotnego. Efektywność wychwytywania można jeszcze podnieść przez kondycjonowanie gazu odlotowego niewielkimi ilościami dodatków przed filtrami.

Co do rtęci, pewne elementy mogą pozostać w fazie gazowej aż do momentu, w którym gaz odlotowy zostanie schłodzony wystarczająco do wystąpienia kondensacji. Zanim gaz odlotowy dotrze do filtra workowego, jego temperatura staje się na tyle niska żeby możliwa była kondensacja Hg (podobnie jak w zimnym elektrofiltrze). Filtr workowy może być skuteczniejszy niż elektrofiltr, zwłaszcza w przypadku węgla bitumicznych, z powodu większego kontaktu z gazem odlotowym zawierającym popiół lotny i niespalony węgiel osadzający się na filtrze workowym w postaci placka filtracyjnego. Placki filtracyjne przyczyniają się do lepszego utleniania heterogenicznego i adsorpcji rtęci. Ta różnica jest szczególnie widoczna w przypadku elektrofiltrów gorących, ponieważ wychwytywanie rtęci na popiele lotnym jest mniej efektywne w wyższych temperaturach [2, EEB 2012]

Efektywność usuwania rtęci w elektrofiltrze zależy od następujących czynników:

- temperatura elektrofiltra;
- zawartość halogenków w paliwie;
- zawartość niespalonego węgla w popiele;
- zawartość związków wapnia w popiele.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Ograniczona emisja metali i pyłu.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

W obiektach energetycznego spalania wyposażonych w filtry workowe możliwe jest osiągnięcie średniej wydajności usuwania rtęci wynoszącej około 40 % (choć może ona sięgać aż ponad 90 %).

Według wyników badań nad emisją rtęci przeprowadzonych w sześciu obiektach w Chinach, średnia wydajność elektrofiltrów wyniosła 11 % i wahała się od 6 % do 52 %. Natomiast w przypadku filtrów workowych wydajność wyniosła 52 % i była znacznie niższa niż przeciętna wydajność urządzeń redukcji zanieczyszczeń w obiektach w USA. Wydajność usuwania oferowana przez skojarzenie elektrofiltrów z mokrym odsiarczaniem gazu odlotowego wyniosła około 70 % w obiektach opalanych węglem bitumicznym. Wydajność ta może również zależeć od obecności systemu SCR w dalszej części systemu. [28, S.Wang et al. 2009]

Analiza statystyczna oparta na ponad 25 latach pomiarów emisji rtęci w holenderskiej elektrowni węglowej pokazuje, że ogólna wydajność usuwania Hg przez urządzenia oczyszczania gazu odlotowego wahała się od 50 % do ponad 90 %. Średnio, około 50–70 % rtęci było usuwane na elektrofiltrze, a połowa z pozostałych 30–50 % na instalacji mokrego odsiarczania gazu odlotowego. [73, KEMA – VGB Powertech 2012]

Przykładowa efektywność usuwania innych metali w obiektach opalanych sproszkowanym węglem kamiennym wyposażonych w instalacje odpylania została przedstawiona w Tabeli 3.33.

Tabela 3.33: Efektywność w zmniejszaniu emisji metali (%) osiągnięta w konwencjonalnym obiekcie opalanym sproszkowanym węglem kamiennym

Pierwiastek śladowy	Konwencjonalne ograniczanie emisji zanieczyszczeń	
	Elektrofiltr	Filtr
Sb	96	97
As	98,5	98,5
Ba	99,5	98
Be	98,5	98,5
B	68	97
Cd	83	94
Cr	97,5	99,5
Co	98	99
Cu	89	99,5
Pb	98	98,5
Mn	97	99,5
Hg	30	60
Mo	96	100
Ni	96	99
Se	21	65
V	98	100

Źródło: [67, Nalbandian 2012.]

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska
Brak informacji.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania
Brak informacji.

Ekonomika
Patrz Sekcje 3.2.2.1.1 i 3.2.2.1.2.

Podstawa wdrożenia
Brak informacji.

Przykładowe obiekty
Patrz Sekcje 3.2.2.1.1 i 3.2.2.1.2.

Literatura źródłowa
Brak informacji.

3.2.2.5.2 Ograniczanie emisji metali w systemach odsiarczania gazu odlotowego

Opis
Jedną z dodatkowych zalet systemów odsiarczania gazu odlotowego jest wychwytywanie metali w postaci rozpuszczalnej lub utlenionej.

Opis techniczny
Wykorzystanie systemów odsiarczania gazu odlotowego z mokrymi skrubermi to skuteczna metoda ograniczania emisji pewnych metali. Wynika to głównie z tego, że temperatura gazu odlotowego jest obniżana do około 50–60 °C przez przejście przez absorber, co umożliwia kondensację wielu bardziej lotnych metali z fazy parowej i ich usunięcie z gazu odlotowego. Metale, które uległy kondensacji są następnie przekazywane do ścieków z systemu odsiarczania.

Absorbery suchego rozpylania połączone z systemem usuwania cząstek stałych umieszczonym przed suchym skruberm rozpyłowym charakteryzują się wysoką zdolnością zatrzymywania metali, dlatego spora część tych pierwiastków (w tym form lotnych) jest usuwana jeszcze przed jednostką odsiarczania. Najwyższą wydajność usuwania cząstek stałych, zwłaszcza drobnych,

jest osiągana przez systemy suchego rozpylania wyposażone w umieszczone za nimi filtry workowe. Można oczekiwać, że systemy oferują również najwyższą wydajność usuwania metali. Podobne zdolności usuwania metali ciężkich, w tym rtęci, oferuje również technika wtrysku sorbentu do kanału spalin w połączeniu ze wstępnym zwilżaniem i skrubem CFB. Parowanie wody obniża temperaturę gazu odlotowego, co w połączeniu w wysokowydajnymi urządzeniami do usuwania cząstek stałych (jak np. filtry workowe) daje skuteczne usuwanie rtęci i innych metali. Efektywność usuwania rtęci jest jeszcze bardziej podnoszona przez wtrysk węgla aktywnego przed zmodyfikowanym suchym skrubem.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Ograniczenie emisji metali i SO_x.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Według różnych badań, wydajność usuwania Hg i Se z gazu odlotowego wynosi odpowiednio 30–50 % i 60–75 %. Jednakże stosowane w wielu instalacjach wapno może być ważnym źródłem As, Cd, Pb i Zn, a więc stężenia tych pierwiastków w dalszych częściach systemu mogą wręcz wzrosnąć. Poziom emisji ze skrubera zależy od konkretnego systemu, warunków roboczych oraz wdrożonej technologii ograniczania zanieczyszczeń.

Na przykład, w przypadku dodania podchlorynu sodu do gazu odlotowego ze spalarni odpadów w Japonii osiągnięto średnią wydajność usuwania Hg wynoszącą 96,6 %. Podchloryn sodu stabilizuje Hg w gazie odlotowym, umożliwiając jej wychwycenie w wodzie skrubera. Następnie Hg może zostać usunięta ze strumienia ścieków w procesach redukcji, ulatniania, kondensacji i separacji. W innym przykładzie dotyczącym sześciu obiektów węglowych w Chinach, 67–98 % Hg²⁺ uległo absorpcji w roztworze skrubera i zostało zatrzymane w gipsie z procesu odsiarczania. Wyższe stężenie Hg²⁺ w gazie odlotowym skutkowało wyższą wydajnością systemu mokrego odsiarczania. Stopień redukcji Hg⁰ w gazie odlotowym w instalacji mokrego odsiarczania nie przekroczył 30 %. Wydajność elektrofiltra w połączeniu z mokrym odsiarczaniem gazu odlotowego w obiektach opalanych węglem bitumicznym wynosi około 70 %. [28, S.Wang et al. 2009]

Ogólny stopień usuwania Hg w różnych systemach suchego rozpylania waha się od około 35 % do 85 %. Wydajność usuwania Hg w obiektach wyposażonych w urządzenia odpylania umieszczone przed suchym skrubem rozpyłowym sięga 70 % (nawet przed wejściem do jednostki odsiarczania).

Przykładowa efektywność usuwania innych metali w obiekcie opalonym sproszkowanym węglem kamiennym wyposażonym w instalację odpylania została przedstawiona w Tabeli 3.34.

Tabela 3.34: Efektywność w zmniejszaniu emisji metali (%) osiągnięta w konwencjonalnym obiekcie opalonym sproszkowanym węglem kamiennym

Pierwiastek śladowy	Odsiarczanie gazu odlotowego (skruber Venturiego)
Sb	99
As	98,5
Ba	99,5
Be	98,5
B	63
Cd	96
Cr	99,5
Co	99
Cu	99
Pb	99
Mn	99,5
Hg	20
Mo	99
Ni	99
Se	60
V	99,5

Źródło: [67, Nalbandian 2012]

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

W gipsie z instalacji odsiarczania może występować kumulacja stężeń metali, której należy unikać, aby nie pogorszy jakości gipsu.

W jednostkach mokrego odsiarczania gazu odlotowego, utleniona rtęć może, w pewnych warunkach, ulegać redukcji do postaci elementarnej, która może być re-emitowana. Uważa się, że w przypadku absorpcji gazowych związków utlenionej rtęci (Hg^{2+}) w zawieszynie mokrego systemu odsiarczania, rozpuszczone formy tego pierwiastka reagują z rozpuszczonymi siarczkami z gazu odlotowego tworząc siarczki rtęci (HgS), który wytrąca się z płynnego roztworu w postaci osadu.

W przypadku braku wystarczającego stężenia siarczków w płynnym roztworze, uważa się, że zachodzi konkurencyjna reakcja z siarczynami, która redukuje rozpuszczoną Hg^{2+} do rtęci elementarnej (Hg^0). Po tej redukcji, nowo powstała Hg^0 jest przekazywana do gazu odlotowego podnosząc stężenie Hg^0 w gazie odlotowym przechodzącym przez instalację mokrego odsiarczania. Redukcja Hg^{2+} i późniejsza re-emisja Hg^0 mogą być bardziej znaczące w skruberach wapiennych wspomaganych dodatkiem magnezu, które pracują przy znacznie wyższym stężeniu siarczynu niż systemy zasilane tylko wapieniem.

W procesie możliwej redukcji Hg^{2+} do Hg^0 i następującej po nim re-emisji Hg ważną rolę odgrywa potencjał redoks mokrego odsiarczania gazu odlotowego.

W pewnych przypadkach, redukcja Hg^{2+} do Hg^0 i następująca po niej re-emisja są ograniczane przy pomocy płynnych reagentów oddających siarczki. Dodatkowo, uważa się, że metale przejściowe obecne w zawieszynie (pochodzące z popiołu lotnego w gazie odlotowym) odgrywają aktywną rolę w tej reakcji przemiany, ponieważ mogą działać jak katalizatory i/lub reagenty w redukcji form utlenionych. Wydaje się, że zwiększony potencjał re-emisji rtęci istnieje również w systemach mokrego odsiarczania gazu odlotowego, w których występują znaczne jej stężenia w fazie ciekłej.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Brak informacji.

Ekonomia

Brak informacji.

Podstawa wdrożenia

Brak informacji.

Przykładowe obiekty

Brak informacji.

Literatura źródłowa

Brak informacji.

3.2.2.5.3 Ograniczanie emisji metali w systemach kontroli NO_x**Opis**

Przemiana rtęci z postaci elementarnej do łatwiej wychwytywanej postaci utlenionej przy zastosowaniu selektywnej redukcji katalitycznej.

Opis techniczny

Działanie systemów SCR można wzmocnić przez dodanie katalizatorów specjalnie w celu przemiany elementarnej rtęci do jej postaci utlenionej, która może być następnie wychwycona przez mokry skrubler FGD. W przypadku paliw o małej zawartości halogenków, utrzymanie wydajności katalizatorów wysokopyłowych może wymagać uzupełnienia gazu odlotowego chlorem lub bromem, natomiast katalizatory końca systemu nie wymagają uzupełnienia chlorem. Jeżeli chodzi o pierwiastki inne niż rtęć, nie ma dowodów na to, że systemy ograniczania emisji NO_x mają jakikolwiek znaczący wpływ na zachowanie się pierwiastków śladowych czy ich usuwanie.

Do parametrów, które mogą mieć wpływ na stopień utleniania elementarnej rtęci należą: zawartość halogenków (np. HF, HCl), temperatura gazu odlotowego, chemia katalizatorów, wiek katalizatorów, składniki gazu odlotowego ze spalania oraz stężenie/dystrybucja NH₃ w gazie odlotowym (rosnące stężenie NH₃ ogranicza utlenianie Hg). [29, Pritchard et al. 2010], [2, EEB 2012]

Osiągnięte korzyści dla środowiska

- Ograniczona emisja Hg w połączeniu z systemem odsiarczania gazu odlotowego.
- Ograniczenie emisji NO_x.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Zaawansowane katalizatory wykorzystywane w procesie selektywnej redukcji katalitycznej (SCR) mogą utleniać aż do 95 % rtęci w fazie parowej z postaci elementarnej do rozpuszczalnej postaci jonowej, która może być łatwo wychwytywana za systemem mokrego odsiarczania gazu odlotowego. W przypadku kotłów opalanych węglem bitumicznym, w pełnowymiarowych testach przeprowadzonych w obiektach energetycznego spalania, w których po instalacji SCR umieszczono instalację mokrego odsiarczania, odnotowano ogólny wychwyty rtęci wynoszący od 80 % do ponad 95 %. W Obiekcie 123 prowadzone są długoterminowe badania takich katalizatorów oraz wtrysku dodatku wytrącającego do skrubera pod kątem możliwości redukcji rtęci. Wyniki tych badań pokazują, że w latach 2011-2012 100 % dziennych emisji wyniosło < 5 µg/Nm³, a ponad 90 % (2011 r.) i 98 % (2012 r.) wyniosło < 3 µg/Nm³.

W badaniu nad emisją rtęci i specjacją w chińskich elektrowniach węglowych stwierdzono, że konwencjonalne systemy SCR utleniały 13 % rtęci elementarnej oraz że wtrysk amoniaku przed SCR może mieć pozytywny wpływ na adsorpcję rtęci na powierzchni cząstek stałych. [28, S.Wang et al. 2009]

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Patrz Sekcja 3.2.2.3.11.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Patrz Sekcja 3.2.2.3.11.

Ekonomia

Patrz Sekcja 3.2.2.3.11.

Podstawa wdrożenia

Patrz Sekcja 3.2.2.3.11.

Przykładowe obiekty

Patrz Sekcja 3.2.2.3.11.

Literatura źródłowa

Patrz Sekcja 3.2.2.3.11.

3.2.2.5.4 Ograniczanie emisji metali w specjalnie zaprojektowanych systemach

Opis

Użycie specjalnego dodatku/sorbentu, na ogół w połączeniu z istniejącymi urządzeniami ograniczania zanieczyszczeń. Opis techniczny

Opracowano pewne systemy specjalnie przeznaczone do redukcji niektórych metali w strumieniu gazu odlotowego, głównie Hg i innych toksycznych metali (jak As, Cd i Pb) wytwarzanych w spalarniach odpadów. Do tych systemów należą filtry selenowe, filtry z węglem aktywnym oraz różnego rodzaju sorbenty. Zostaną one jedynie skrótowo omówione w niniejszej sekcji.

Prowadzone są badania nad możliwościami usuwania metali z gazu odlotowego posiadanymi przez różne sorbenty, takie jak krzemionka, boksyt (tlenek glinu), kaolinit, emathlite oraz wapno. Szczegółową listę tych i innych możliwych sorbentów przedstawiono w [148, CIEMAT 2000]. Praktyczne zastosowanie niektórych z przedstawionych tam procesów w dużych elektrowniach jest jednak ograniczone z powodu ich niskich temperatur roboczych, szkodliwych efektów ubocznych oraz wysokich kosztów niektórych sorbentów.

Amerykański Departament Energii przeprowadził długoterminowy program badawczo-rozwojowy dotyczący metod ograniczania emisji rtęci. W 2008 r. Departament stwierdził gotowość do komercyjnego wdrażania systemów wtryskujących sorbenty do gazu odlotowego w elektrowniach węglowych (dalsze szczegóły - patrz Sekcja 5.1.3.4.3). [2, EEB 2012]

Opracowano systemy wykorzystujące filtry z węglem aktywnym lub koksem, które mogą być stosowane do usuwania niektórych metali - takich jak Cd, Hg i Pb - z gazu odlotowego. W [148, CIEMAT 2000] można znaleźć informacje na temat filtra z koksem z węgla brunatnego oraz systemu katalizatorów, które oprócz usuwania kwaśnych gazów absorbują metale. Wyniki badań przeprowadzonych na systemie pilotażowym zamontowanym w komunalnej spalarni odpadów wskazują, że materiał z koksu węgla brunatnego usuwa z gazu odlotowego praktycznie całą Hg. Technologię węgla aktywnego zastosowano również w USA w celu podniesienia wydajności usuwania Hg w systemach suchych skruberów rozpyłowych /elektrofiltrów. Dalsze informacje o wtrysku sorbentu węglowego w celu redukcji rtęci przedstawiono w Sekcji 5.1.3.4.3.2.

Przeprowadzono badania nad usuwaniem oparów Hg z gazu odlotowego przy użyciu warstw wypełnionych adsorbentami impregnowanymi siarką. Wyniki tych badań pokazały, że impregnacja aktywnego tlenku glinu i zeolitu siarką podnosi wydajność adsorpcji o kilka rzędów wielkości. Chociaż badane sorbenty charakteryzują się dużą zdolnością adsorpcji Hg, nie są w stanie usuwać całej Hg (ponieważ stężenie na wyjściu jest większe od zera dla gazów przechodzących przez filtry, nawet na początku przebiecia gazu).

Dostępny jest system usuwania Hg wykorzystujący filtr impregnowany selenem, który można zamontować w istniejącym przewodzie spalin za skruberami. Filtr wykorzystuje silne powinowactwo rtęci do Se, do tworzenia selenku rtęci (HgSe), który jest związkiem bardzo stabilnym. Zużyte filtry są zwracane do producenta w celu ponownego naładowania.

Możliwa jest również redukcja Hg przy użyciu dodatków w innych systemach odsiarczania gazu odlotowego, takich jak systemy suchego wtrysku. Takim dodatkiem może być np. Sorbalit - sorbent składający się z wodorotlenku wapnia oraz różnych innych organicznych i nieorganicznych elementów.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Ograniczenie specyficznych emisji metali.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Efektywność środowiskową osiąganą przy zastosowaniu wtrysku węgla aktywnego lub dodatków halogenowych dodatki przedstawiono w Sekcji 5.1.3.4.3.

Bardzo niskie stężenia Hg w gazie odlotowym można osiągać stosując warstwę impregnowanych siarką adsorbentów z aktywnego tlenku glinu i zeolitów, po której umieszczana jest warstwa impregnowanych siarką adsorbentów z węgla aktywnego.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Patrz Sekcja 5.1.3.4.3.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Patrz Sekcja 5.1.3.4.3.

Ekonomika

Patrz Sekcja 5.1.3.4.3.

Podstawa wdrożenia

Patrz Sekcja 5.1.3.4.3.

Przykładowe obiekty

Patrz Sekcja 5.1.3.4.3.

Literatura źródłowa

Patrz Sekcja 5.1.3.4.3.

3.2.2.5.5 Ograniczanie emisji metali przez wykorzystanie separatora metali w przewodzie przesyłającym paliwo**Opis**

Usuwanie materii ferromagnetycznej z paliwa/odpadów przed spalaniem.

Opis techniczny

Przed wejściem do kotła, obce ciała ferromagnetyczne są wytrącane z mieszanki paliwowej przy pomocy magnetycznego separatora metali, który wykorzystuje technologię magnetyczną do usuwania metali magnetycznych jeszcze przed usunięciem zanieczyszczeń (duże/ciężkie elementy). Obca materia jest usuwana w klasyfikatorze i następnie przekazywana do recyklingu w młynie.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Ograniczenie specyficznych emisji metali.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Redukcja metali wprowadzanych w paliwie ogranicza niebezpieczeństwo awarii w dalszych częściach obiektu i zmniejsza ewentualny wpływ tych awarii na środowisko.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Ograniczone zużycie energii elektrycznej.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Właściwe dla danego obiektu.

Ekonomika

- Ograniczone nakłady kapitałowe i koszty eksploatacji.
- Odzyskane odpady metalowe można sprzedawać w celu ich ponownego wykorzystania.
- Mniejsze koszty eksploatacji i konserwacji dzięki mniejszej liczbie awarii w dalszych częściach zakładu.

Separator metali jest na ogół montowany w specjalnej linii dostarczającej odpady. W przypadku Obiektu 142, linia taka stanowiła inwestycję wynoszącą około 14,5 mln EUR (wg. cen z 2003 r.), a koszty jej eksploatacji i konserwacji wynosi około 2,5 mln EUR rocznie (koszty stałe, wg. cen z 2010 r.).

Podstawa wdrożenia

Motywacja nie związana ze środowiskiem (względy ekonomiczne/dotyczące konserwacji).

Przykładowe obiekty.

Obiekty 121 i 142.

Literatura źródłowa

Brak informacji.

3.2.2.6 Techniki zapobiegania emisjom HCl i HF i/lub ich ograniczania

3.2.2.6.1 Dodatkowe korzyści technik opracowanych w celu ograniczenia emisji innych zanieczyszczeń

W niniejszej sekcji omówiono efektywność usuwania halogenków oferowaną przez różne technologie ograniczania zanieczyszczeń najpowszechniej instalowane w dużych zakładach energetycznego spalania (tzn. urządzenia ograniczające emisje cząstek stałych i siarki).

Opis

Ograniczenie emisji halogenków jako dodatkowa korzyść oferowana przez techniki redukcji zaprojektowane do usuwania innych zanieczyszczeń.

Opis techniczny

Dostępnych jest bardzo mało informacji na temat wychwytywania halogenków przez same elektrofiltry i filtry workowe. Biorąc jednak pod uwagę charakterystykę gazów, pod nieobecność sorbentu ich działanie jest prawdopodobnie małe lub żadne. Dodanie sorbentu (np. wapna) do strefy spalania może skutkować wychwytywaniem halogenków na powierzchni cząstek lub w ich wnętrzu, a następnie wyłapywaniem tych cząstek przez filtry. W przypadku wtrysku suchego sorbentu do komory spalania, redukcja HCl i HF jest ograniczana ponieważ HCl i HF są uwalniane z sorbentu w procesie redukcji SO₂ w wysokich temperaturach.

Systemem odsiarczania gazu odlotowego stosowanym zarówno w kotłach energetycznych jak i przemysłowych jest suszarka rozpyłowa (system półsuchy). Gaz odlotowy wchodzi w kontakt z rozpyloną zawiesiną wapna lub roztworu węglanu sodu. Gorący gaz odlotowy osusza kropelki i wytrąca rozpuszczone w nich substancje chemiczne, które można zebrać w filtrze workowym lub elektrofiltrze razem z pozostałym popiołem lotnym. Do redukcji emisji halogenków można wykorzystać również inne suche systemy, takie jak wtrysk suchego sorbentu lub skrubler CFB - np. na drugim etapie redukcji HCl i HF (jak w przykładowym obiekcie CFBC > 300MW_{th}).

W mokrych systemach odsiarczania, gaz odlotowy może zostać wstępnie przemyty w pre-skruberze, co zatrzymuje ewentualne gromadzenie się chlorków w pętli cyrkulacyjnej absorbera FGD. W pre-skruberze wychwytywana jest większość popiołu lotnego i rozpuszczalnych gazów (np. HCl i HF), a powstały ściek jest usuwany do oczyszczalni ścieków.

SCR i SNCR to technologie przeznaczone do usuwania NO_x z gazu odlotowego. W przypadku SNCR, amoniak stosowany do redukcji NO_x może reagować z HCl i HF w popiele lotnym tworząc chlorek i fluorek amonu. Można założyć, że jeżeli zamontowano elektrofiltr lub inne urządzenie do ograniczania emisji cząstek stałych, amoniak może nadal reagować z HCl/HF w gazie odlotowym, chociaż skutecznie neutralizuje to kwasowość HCl/HF.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Ograniczenie emisji HCl i HF.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Faktyczna wydajność usuwania halogenków w obiektach energetycznego spalania wykorzystujących mokre systemy odsiarczania gazu odlotowego jest bardzo różna. Wydajność usuwania chloru (HCl) waha się od 87 % do 97 %, fluoru (HF) od 43 % do 97 %, bromu od 85 % do 96 % a jodu od 41 % do 97 %. Najwyższą wydajność można osiągnąć w przypadku użycia obrotowego wymiennika ciepła, co jest związane z adsorpcją/desorpcją halogenków na/z powierzchni (materiału) wymiennika.

Wydajność usuwania chloru i fluoru w systemach suchego odsiarczania gazu odlotowego jest taka sama jak w systemach mokrych. [148, CIEMAT 2000]

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

W przypadku stosowania technik SCR/SNCR, chlorek amonu może powodować powstanie widocznych smug na poziomie komina.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Patrz Sekcja 3.2.2.2.

Ekonomika

Patrz sekcje poświęcone poszczególnym technikom.

Podstawa wdrożenia

Brak informacji.

Przykładowe obiekty

Patrz sekcje poświęcone poszczególnym technikom.

Literatura źródłowa

[148, CIEMAT 2000]

3.2.2.6.2 Mokry skrubing**Opis**

Użycie płynu, zwykle wody lub roztworu wodnego, do wychwytywania kwaśnych gazów w procesie absorpcji z gazu odlotowego.

Opis techniczny

HCl/HF jest usuwany w skruberze Venturiego, przez wymieszanie strumieni płynu i gazu w celu umożliwienia przejścia HCl/HF z fazy gazowej do oczyszczanej fazy ciekłej, lub w przeciwprądowej wieży z wypełnieniem w celu osiągnięcia wyższej wydajności.

Płyn czyszczący zwykle zawiera środek reaktywny, który neutralizuje absorbowany kwas, tworząc niewielką ilość płynnego ścieku ze skrubera, którą można stosunkowo łatwo unieszkodliwić lub oczyścić w istniejącej oczyszczalni ścieków.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Ograniczenie emisji HCl i HF.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Jednostopniowy skrubier Venturiego zwykle osiąga wydajność usuwania HCl na poziomie 95 %. Przeciwprądowa wieża z wypełnieniem usuwa HCl z wydajnością przekraczającą 99,9 %. Urządzenie to jest zwykle wykorzystywane w spalarniach odpadów.

W Tabeli 3.35 przedstawiono informacje techniczne dotyczące skrubierów mokrych wykorzystywanych w spalarniach w celu ograniczenia emisji halogenków.

Tabela 3.35: Dane skruberów HCl wdrożonych w spalarniach odpadów

Natężenie przepływu gazu odlotowego	Jednostka	System 1	System 2	System 3	System 4
		Nm ³ /h	92 000	70 000	85 640
Temperatura na wlocie do skrubera	°C	170	170–250	169	220
Rodzaj skrubera		Dwustopniowy wieżowy skrubier rozpyłowy	Wieża gaśnicza / rozpyłowa, bez elementów wewnętrznych	Dwustopniowy wieżowy skrubier rozpyłowy, bez elementów wewnętrznych	Skrubier Venturiego, bez elementów wewnętrznych
Ruch gaz–płyn		Współprądowy	Współprądowy	Współprądowy	Współprądowy
Średnica	m	3,8 / 4	3,40	3,80	5,00
Wysokość skrubera	m	10,4 / 11,8	17,6 (w tym gaszenie)	29,60	8,25
Liczba poziomów rozpylania		1 / 1	1 / 1	1 / 1	1
Prędkość cyrkulacji płynu czyszczącego	m ³ /h	1 000	225 / 450	1 064 / 880	350
pH w zbiorniku ściekowym		0,5	0,8	0,4	0,5–0,7
Spadek ciśnienia po stronie gazu odlotowego	hPa	10	6	2,1	12
Rodzaj reagenta		Woda	Ca(OH) ₂	Woda	Ca(OH) ₂
gaz surowy przed skrubierem (nominalna średnia dzienna – HCl)	mg/Nm ³	1 200	1 100	1 040	1 140
Czysty gaz za skrubierem (nominalna średnia dzienna – HCl)	mg/Nm ³	bd	4	60	20
surowy przed skrubierem (nominalna średnia dzienna – HF)	mg/Nm ³	13	20	53	17
Czysty gaz za skrubierem (nominalna średnia dzienna – HF)	mg/Nm ³	bd	1,5	4	2
Źródło: [30, VDI 2013]					

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Wytwarzanie ścieków.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Brak informacji.

Ekonomika

Brak informacji.

Podstawa wdrożenia

Brak informacji.

Przykładowe obiekty

Obiekt 470V.

Literatura źródłowa

[30, VDI 2013] [31, CHIRONNA 2011]

3.2.2.7 Techniki redukcji niespalonego węgla

3.2.2.7.1 Optymalizacja spalania

Patrz też Sekcja 3.1.7.

Opis

Środki podjęte w celu zmaksymalizowania sprawności konwersji energii, np. w palenisku/kotle, przy jednoczesnym ograniczeniu do minimum emisji (w szczególności emisji CO). Jest to osiągalne poprzez kombinację technik, w tym dobre zaprojektowanie urządzeń do spalania, optymalizację temperatury (np. skuteczne mieszanie paliwa i powietrza spalania) i czasu przebywania w strefie spalania oraz stosowanie zaawansowanego systemu kontroli.

Opis techniczny

Technika polega na dobrym zaprojektowaniu paleniska, komór spalania, palników i urządzeń towarzyszących oraz regularnej planowej konserwacji systemu spalania zgodnie z zaleceniami dostawcy.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Zrównoważone ograniczenie emisji NO_x , N_2O , NH_3 (w przypadku SCR i/lub SNCR), CO i innych niespalonych substancji do powietrza.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Technologiczno-ekonomiczne ograniczenia możliwości ulepszenia konstrukcji kotła.

3.2.2.7.2 Katalizator utleniający

Opis

Wykorzystanie katalizatorów (które zazwyczaj zawierają metale szlachetne, takie jak pallad lub platyna) do utleniania tlenku węgla (CO) oraz niespalonych węglowodorów tlenem w celu wytworzenia CO_2 i pary wodnej.

Opis techniczny

System utleniania katalitycznego można zainstalować w wydechu turbiny gazowej/silnika.

Reakcja utleniania między tlenem i tlenkiem węgla i niespalonymi węglowodorami, wspomagana przez katalizator, zachodzi w temperaturze 500 °C lub wyższej. Jest produktem jest dwutlenek węgla. Katalizatory odpowiednie do utleniania alkanów krótkołańcuchowych (CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8) w silnikach gazowych znajdują się jeszcze na etapie rozwoju; dodatkowe informacje - patrz Sekcja 11.6.1.2.1.

Zasadą działania konwertera katalitycznego jest reakcja chemiczna zależna wyłącznie od temperatury i nie wymagająca żadnej instrumentacji kontrolnej (uznaje się, że maksymalna temperatura spalin to 560 °C).

Katalizator utleniający jest montowany modułowo. Każdy moduł powstaje ze specjalnej folii ze stali nierdzewnej, pofalowanej i zaginanej tak, aby utworzyć rdzeń o strukturze plastra miodu. Rdzeń jest zamknięty w obudowie ze stali nierdzewnej o rozmiarze około 0,4 m². Moduły są montowane w wewnętrznej ramie wsporczej wykonanej ze stali węglowej. Uszczelnienia po zewnętrznej stronie wewnętrznej ramy wsporczej zapewniają przepływ spalin tylko przez katalizator. Ich zadaniem jest również przyjmowanie rozszerzania cieplnego. Powyższe elementy składowe są montowane w zewnętrznej konstrukcji, służącej za segment przewodu.

Konstrukcja katalizatora jest wykonana ze stali węglowej z powłoką wewnętrzną ze stali nierdzewnej ułożoną na izolacji. Punkt dostępu znajduje się na jednej ze ścian bocznych i służy potrzebom montowania i usuwania modułów katalizatora.

Segment konwertera posiada również szereg portów gazowych do umożliwiających pomiar ciśnienia całkowitego i statycznego w celu opracowania profilu prędkości. Porty te można również wykorzystywać do pobierania próbek z przodu lub tyłu konwertera albo montowania wyposażenia dostarczonego przez klienta.

W różnych modułach katalizatora umieszczone są rdzenie testowe, zwane też "guzikami (walce o średnicy ok. 8 cm). Rdzenie testowe katalizator są tak montowane, żeby można je było co jakiś czas wymontowywać w celu wykonania badań laboratoryjnych.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Redukcji emisji CO i niespalonych węglowodorów do powietrza.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Typowa efektywność usuwania zanieczyszczeń opalanej gazem ziemnym turbiny gazowej/silnika przy obciążeniu maksymalnym wynosi około 90 %, przy czym zwiększa się wraz ze spadkiem obciążenia.

Żywotność wynosi na ogół około 40 000 godzin pracy.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

- Wytwarzanie ścieków w przypadku konieczności wymiany katalizatora;
- Większa emisja CO₂.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Katalizator utleniający wymaga natężenia przepływu na wlocie wynoszącego $\pm 15\%$. Z tego powodu, w celu zapewnienia jednolitej prędkości gazu odlotowego, niezbędne są perforowane płytki, łopatkier kierownicze lub siatki prostujące. W efekcie, w kanale gazu odlotowego powinno być miejsce na zainstalowanie nie tylko katalizatora, ale również innych urządzeń.

Maksymalna temperatura gazu odlotowego wynosi około 560 °C.

Ekonomika

Brak informacji.

Podstawa wdrożenia

Przepisy.

Przykładowe obiekty

Obiekty 162, 164, 195, 196, 295 i 296.

Literatura źródłowa

Brak informacji.

3.2.3 Techniki zwiększania efektywności energetycznej

3.2.3.1 Techniki odzysku ciepła

Opis

Odzysk traconego ciepła we wszystkich procesach spalania i wytwarzania energii w celu uniknięcia marnotrawstwa oraz efektywnego wykorzystania dostarczonej z paliwem energii.

Opis techniczny

W celu odzysku i wykorzystania ciepła można stosować różne techniki, w zależności od rodzaju procesu spalania, spalane paliwa i/lub konfiguracji instalacji:

- spalanie w cyklu łączonym (patrz Sekcja 3.2.3.11);
- wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu (patrz Sekcja 3.2.3.2);
- wstępny podgrzew wody zasilającej (patrz Sekcja 3.2.3.7);
- osuszanie/wstępny podgrzew paliwa (patrz Sekcja 3.2.3.18);
- wstępny podgrzew powietrza spalania (patrz Sekcja 3.2.3.4);
- obniżenie temperatury gazu odlotowego;
- skraplacz gazu odlotowego (patrz Sekcja 3.2.3.15);
- chłodzenie rusztu (patrz Sekcje 2.2.4 i 5.2.3.3);
- odzysk ciepła z recyrkulacji materiałów złoża.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Wyższa efektywność energetyczna.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Patrz odpowiednie informacje w poszczególnych sekcjach niniejszego BREF.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Patrz odpowiednie informacje w poszczególnych sekcjach niniejszego BREF.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Patrz odpowiednie informacje w poszczególnych sekcjach niniejszego BREF.

Ekonomika

Patrz odpowiednie informacje w poszczególnych sekcjach niniejszego BREF.

Podstawa wdrożenia

Patrz odpowiednie informacje w poszczególnych sekcjach niniejszego BREF.

Przykładowe obiekty

Patrz odpowiednie informacje w poszczególnych sekcjach niniejszego BREF.

Literatura źródłowa

Patrz odpowiednie informacje w poszczególnych sekcjach niniejszego BREF.

3.2.3.2 Kogeneracja albo wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w kojarzeniu (CHP)**Opis**

Kogeneracja to odzysk ciepła (głównie z układu pary) w celu wytwarzania gorącej wody / pary na potrzeby procesów/działań przemysłowych lub dla sieci ciepłowniczej. Dodatkowy odzysk ciepła jest możliwy z:

- gazu odlotowego;
- chłodzenia rusztu;
- cyrkulacyjnego złoża fluidalnego.

Opis techniczny

Kogeneracja to sposób na poprawę efektywności energetycznej przez zmianę struktury systemu dostarczania energii.

Ciepło z gazów odlotowych z obiektu energetycznego spalania (np. turbiny, silnika) może być wykorzystywane do wytwarzania pary w kotle odzysknicowym (zwanym również parowym kotłem odzysknicowym) lub pobierane częściowo (lub czasami całkowicie) i wykorzystywane do dostarczania pary klientom, którzy mogą tę parę wykorzystywać we własnych procesach lub na inne potrzeby, takie jak zasilanie sieci ciepłowniczej lub odsalanie wody morskiej.

Istnieje wiele konfiguracji umożliwiających wymogi danego obiektu. Na przykład, w przypadku turbin gazowych, w zależności od zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną, stosuje się następujące rozwiązania:

- Turbina gazowa z parowym kotłem odzysknicowym, dostarczanie całej wytworzonej pary do nabywców pary.
- Turbina gazowa z parowym kotłem odzysknicowym i parową turbiną przeciwprężną, dostarczanie całego wytworzonego ciepła do nabywców pary.
- Turbina gazowa z parowym kotłem odzysknicowym z poborem pary dla odbiorców i/lub wykorzystanie pobranej pary do innych potrzeb grzewczych i skraplacza pary. Taka konstrukcja zwykle daje większą elastyczność w ustawianiu stosunku energii do ciepła.
- Układ turbiny gazowej z wtryskiem pary (ang. steam-injected gas cycle, STIG), w którym para jest wytwarzana przy użyciu ciepła spalin, ale jej część jest wtryskiwana do turbiny gazowej. Układy takie są stosowane głównie w lotniczo pochodnych turbinach gazowych bez użycia turbiny parowej. Znajdują one zastosowanie przeważnie w instalacjach kogeneracyjnych z okresowym zapotrzebowaniem na parę.

Ważną miarą elektrowni kogeneracyjnej jest stosunek wytwarzanej energii elektrycznej do ciepła. Ponieważ energia elektryczna może być bardziej wartościowa ekonomicznie niż ciepło, preferowanym rozwiązaniem jest jak najwyższy stosunek energii elektrycznej do ciepła przy niskim jednostkowym zużyciu ciepła (heat rate).

Gotowość do pracy w układzie kogeneracyjnym obejmuje działania podjęte w celu umożliwienia późniejszej dostawy użytecznej energii ciepłowniczej poza obiekt w sposób, który przyczyni się do osiągnięcia co najmniej 10 % redukcji zużycia energii pierwotnej w porównaniu z rozdzieloną generacją produkowanego ciepła i energii elektrycznej. Obejmuje to zidentyfikowanie i utrzymanie dostępu do konkretnych punktów w systemie parowym, z których można wydobyć parę, a także udostępnienie wystarczającej przestrzeni, aby umożliwić późniejszy montaż elementów, takich jak rurociągi, wymienniki ciepła, dodatkowe zasoby do demineralizacji wody, kocioł w rezerwie i turbiny przeciwprężne. Instalacje pozablokowe (BoP) oraz systemy kontroli i układy oprzyrządowania są gotowe do modernizacji. Późniejsze podłączenie turbiny/turbin przeciwprężnych jest również możliwe. Dodatkowe informacje na temat gotowości do pracy w układzie kogeneracyjnym przedstawiono w Sekcji 7.1.3.1.3.1

Dalsze informacje na temat kogeneracji przedstawiono w Sekcjach 3.1.1.1 i 2.5.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Korzyścią jest poprawa efektywności energetycznej.

W przypadku pracy przy obciążeniu podstawowym, kogeneracja może być źródłem oszczędności paliwa w porównaniu z rozdzielonym wytwarzaniem ciepła i energii elektrycznej w oparciu o paliwa kopalne.

Do zalet systemu kogeneracyjnego należą [213, COGEN 1999]:

- wysoka ogólna efektywność energetyczna;
- możliwa redukcja emisji CO₂ w porównaniu z rozdzielonym wytwarzaniem ciepła i energii elektrycznej.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

W przypadku gdy na potrzeby procesów wytwarzania energii elektrycznej w oparciu o turbinę parową chłodzenie skraplacza turbiny parowej jest zapewniane przez sieć ciepłowniczą, możliwe jest

osiągnięcie wskaźnika zużycia paliwa 75 % do 95 % w stosunku rocznym oraz znaczącej redukcji emisji gazów cieplarnianych, NO_x, SO_x i cząstek stałych w porównaniu z rozdzielonym wytwarzaniem ciepła i energii elektrycznej. Stopień przekształcania energii zawartej w paliwie na energię elektryczną jest w tych obiektach nieco niższy niż w obiektach wytwarzających wyłącznie energię elektryczną z powodu wyższej temperatury skraplania w skraplaczu turbiny, który w tym przypadku jest wymiennikiem ciepła sieci ciepłowniczej. Jednakże osiągana wysoka ogólna wydajność z powodzeniem równoważy fakt niższej mocy elektrycznej.

W kondensacyjnym bloku gazowo-parowym z turbiną gazową (CCGT), dwie trzecie wytwarzanej energii elektrycznej pochodzi z turbiny gazowej, a strata energii elektrycznej związana z kogeneracją występuje tylko w turbinie parowej wytwarzającej pozostałą jedną trzecią. Stosunek wytwarzanej energii elektrycznej do ciepła w obiekcie CCGT pracującym przy obciążeniu nominalnym może wynosić 1,1 w zastosowaniach ciepłowniczych i 0,9 w branży celulozowo-papierniczej, podczas gdy w przypadku kogeneracji wyłącznie parowej wartości te wynoszą odpowiednio 0,6 i 0,3. Wartości średnioroczne są zwykle wyraźnie niższe z powodu m.in. pracy z obciążeniem częściowym oraz rozruchów/wyłączeń.

Obiekty CHP można tak zoptymalizować, aby mogły elastycznie reagować na zmiany w zapotrzebowaniu na ciepło i energię elektryczną.

Tabela 3.36: Orientacyjne porównanie kogeneracji z rozdzielonym wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła

	Jednostkowe zużycie ciepła w wytwarzaniu energii elektrycznej	Stosunek energii elektrycznej do ciepła ⁽²⁾	Całkowite jednostkowe zużycie ciepła systemu kogeneracyjnego ⁽³⁾	Jednostkowe zużycie ciepła systemu rozdzielonego; węgiel ⁽⁴⁾	Jednostkowe zużycie ciepła systemu rozdzielonego; CCGT ⁽⁵⁾
Konwencjonalne węglowe, kondensacyjne	2,3	bd	bd	bd	bd
CCGT kondensacyjny	1,8	bd	bd	bd	bd
Konwencjonalna kogeneracja przemysłowa ⁽⁶⁾	5,0	0,28	1,1	1,36	1,25
Kogeneracja przemysłowa CCGT	2,4	0,9	1,15	1,67	1,43
Kogeneracja konwencjonalna ciepłownicza	2,9	0,6	1,1	1,55	1,36
Kogeneracja ciepłownicza CCGT	2,1	1,1	1,1	1,73	1,47
Kotły ciepłownicze/węgiel	bd	bd	1,1	bd	bd
Kotły ciepłownicze/HFO	bd	bd	1,1	bd	bd
Kotły ciepłownicze/gaz	bd	bd	1,07	bd	bd

⁽¹⁾ Wsad paliwa (LHV)/produkcja energii elektrycznej netto.

⁽²⁾ Produkcja energii cieplnej/produkcja energii elektrycznej netto.

⁽³⁾ Wsad paliwa (LHV)/(produkcja energii elektrycznej + cieplnej netto).

⁽⁴⁾ Łączne jednostkowe zużycie ciepła w produkcji rozdzielonej w konwencjonalnych kondensacyjnych obiektach węglowych oraz kotłach ciepłowniczych (HR = 1,1) takiej samej ilości energii elektrycznej i ciepła jak w systemie kogeneracyjnym. Do porównania z jednostkowym zużyciem ciepła (HR) podanym w rzędzie 3.

⁽⁵⁾ Łączne jednostkowe zużycie ciepła w produkcji rozdzielonej w kondensacyjnych obiektach CCGT oraz kotłach ciepłowniczych (HR = 1,1) takiej samej ilości energii elektrycznej i ciepła jak w systemie kogeneracyjnym. Do porównania z jednostkowym zużyciem ciepła (HR) podanym w rzędzie 3.

⁽⁶⁾ Para świeża 80 bar 480 °C; przeciwciśnienie 4 bar.

Wszystkie wartości odnoszą się do pracy przy pełnym obciążeniu nominalnym.

Uwaga:

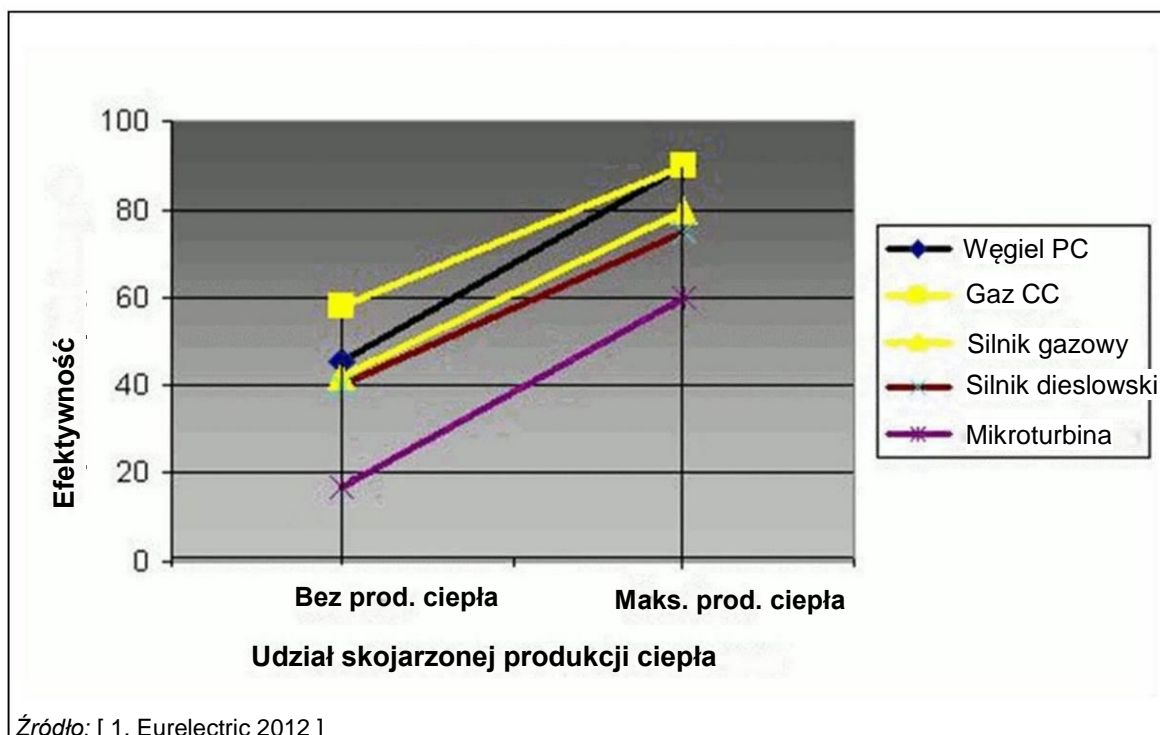
bd: brak danych.

Źródło: [130, Finland 2000]

Na Rysunku 3.51 w każdym rzędzie można porównać całkowite jednostkowe zużycie ciepła (ostatnie trzy kolumny po prawej). Liczby te wskazują ile paliwa potrzeba w systemie kogeneracyjnym i w systemie o takiej samej produkcji energii elektrycznej i ciepła, ale realizowanej rozdzielnie. Można zauważyć, że w każdym przypadku system rozdzielny – konwencjonalny lub CCGT – zużywa wyraźnie więcej paliwa niż system kogeneracyjny zapewniający taką samą obsługę energetyczną. Kiedy podstawą porównania jest konwencjonalna energetyka kondensacyjna, spadek zużycia paliwa w kogeneracji wynosi od 20 % dla konwencjonalnej kogeneracji przemysłowej do 57 % dla kogeneracji CCGT ciepłowniczej. W przypadku przyjęcia kondensacyjnego CCGT do oddzielnego wytwarzania energii elektrycznej, oszczędności są mniejsze i wynoszą odpowiednio 12 % i 34 %. Powyższe liczby dają jedynie ogólne

pojęcie o oszczędności paliwa osiągniętych w kogeneracji. Faktyczne wyniki zależą zawsze od specyfiki danego projektu oraz systemu energetycznego, którego ten projekt jest częścią.

Ogólnie rzecz biorąc, w przypadku wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu, oszczędność energii pierwotnej wynosi około 3 do 20 punktów procentowych w porównaniu z wytwarzaniem rozdzielnym. Jednakże w CHP ważne jest to, że rozpraszacz ciepła może być eksploatowany, a energia elektryczna zużywana, przez cały rok. W przypadku ich niedostępności z produktami skojarzonymi (w okresie letnim zużycie ciepła to głównie produkcja stosunkowo niewielkich ilości gorącej wody), może okazać się, że roczna efektywność wykorzystania energii cieplnej w "elektrociepłowni" (roczny współczynnik wydajności) wypadnie niekorzystnie w porównaniu z okresową (współczynnik półroczny) produkcją ciepła w oddzielnym kotła w połączeniu z oddzielną produkcją energii w elektrowni. W takim przypadku, obiekt CHP może wytwarzać więcej CO₂ przy produkcji takiej samej ilości ciepła i energii elektrycznej niż w przypadku produkcji rozdzielonej - np. ciepło z kotła opalanego gazem i energia elektryczna z wysokowydajnej elektrowni.



Rysunek 3.51: Wpływ wytwarzania ciepła na efektywność użytkowania obiektu CHP

Sieć ciepłownicza to podmiot, w którym emisje są minimalizowane na poziomie systemu. Elektrociepłownie systemowe są tak projektowane, aby ich roczne wykorzystanie było wysokie i można było osiągnąć roczną wydajność 80–90 % (ciepło + energia elektryczna). Jednostki szczytowe pracują jedynie przez kilkadziesiąt lub kilkaset godzin w roku. W przypadku dużych miast położonych w regionach o chłodnym klimacie, system ten zastępuje setki oddzielnych, bardzo małych domowych jednostek spalania energetycznego.

Nominalna wydajność CCGT w jednostce spalania energetycznego Termica Cologno (IT) (Obiekt 292) wynosi 50,7 % (pełna kondensacja bez dopalania) i 81,3 % (kogeneracja bez dopalania). Wpływ na wartości projektowe mają: współczynnik obciążenia (średnie obciążenie CCGT 90 %), zużycie związane z wiekiem oraz zmienne zapotrzebowanie na ciepło. Według rocznych danych netto zgłoszonych w 2010 r., sprawność elektryczna netto wyniosła 43,8 % a całkowite wykorzystanie paliwa 53,8 %.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Wady systemu kogeneracyjnego to [213, COGEN 1999]:

- wysoki stosunek ciepła do mocy;
- wysoki koszt.

Użytkowanie obiektu jest uzależnione od zapotrzebowania na energię elektryczną i gorącą wodę. Ponieważ wytwarzanie gorącej wody jest niezbędne do zasilania sieci ciepłowniczej, konieczne może okazać się zmienianie trybów pracy (obciążenie pełne/częściowe) w krótkich okresach czasu. Krótkotrwałe zmiany mogą powodować wzrost poziomu emisji.

W przypadku ciepła odzyskiwanego z gazu odlotowego, należy starannie rozważyć kwestie związane z korozją (temperatura gazu odlotowego powinna być co najmniej 20 °C wyższa od punktu rosy kwasu).

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Ta technika znajduje na ogół zastosowanie w nowych obiektach, najlepiej położonych w pobliżu obszarów, w których jest zapotrzebowanie na ciepło. Może być stosowana również w istniejących obiektach, o w ich pobliżu występuje zapotrzebowanie na ciepło.

W szczególności, sieci ciepłownicze mają zastosowanie na obszarach, gdzie jest zapotrzebowanie na ogrzewanie.

Z technicznego punktu widzenia, każdy obiekt energetycznego spalania można zmodyfikować na potrzeby kogeneracji.

Możliwość zastosowania techniki może być ograniczona w przypadku tłoczni gazu o nieprzewidywalnym operacyjnym profilu cieplnym.

Ekonomika

Aby kogeneracja mogła z powodzeniem konkurować na rynku, niezbędne są wysokie ceny elektryczności oraz wystarczające zapotrzebowanie na ciepło na danym obszarze. W przypadku gdy zapotrzebowanie to jest niewielkie, rozmiar obiektu może być determinowany względami konkurencyjności ekonomicznej. Duże lokalne zapotrzebowanie na ciepło przemysłowe występuje zwykle w branży celulozowo-papierniczej, rafineriach oraz przemyśle chemicznym, a także, w pewnych przypadkach, w przemyśle spożywczym i włókienniczym.

Warunkiem wstępnym wydajnego i ekonomicznego użytkowania elektrociepłowni jest stosunkowo stabilne zapotrzebowanie na ciepło. W zimnym klimacie, dość stabilne zapotrzebowanie przez większą część roku pochodzi z sieci ciepłowniczych.

Podstawa wdrożenia

Zastępowanie starych obiektów energetycznego spalania / turbin gazowych nowymi elektrowniami o dużej wydajności produkcyjnej, tam gdzie jest możliwość skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i pary/gorącej wody na potrzeby technologiczne/grzewcze.

Przykładowe obiekty

Obiekty 49, 111 (sieć grzewcza).

Obiekt 149–1 (kogeneracja na potrzeby produkcji chemicznej i elektrownia).

Obiekt 292 (kogeneracja na potrzeby papierni i sieci grzewczej).

Obiekt 24 (przewidziana modernizacja w ramach sieci ciepłowniczej).

Literatura źródłowa

Brak informacji.

3.2.3.3 Układ Chenga

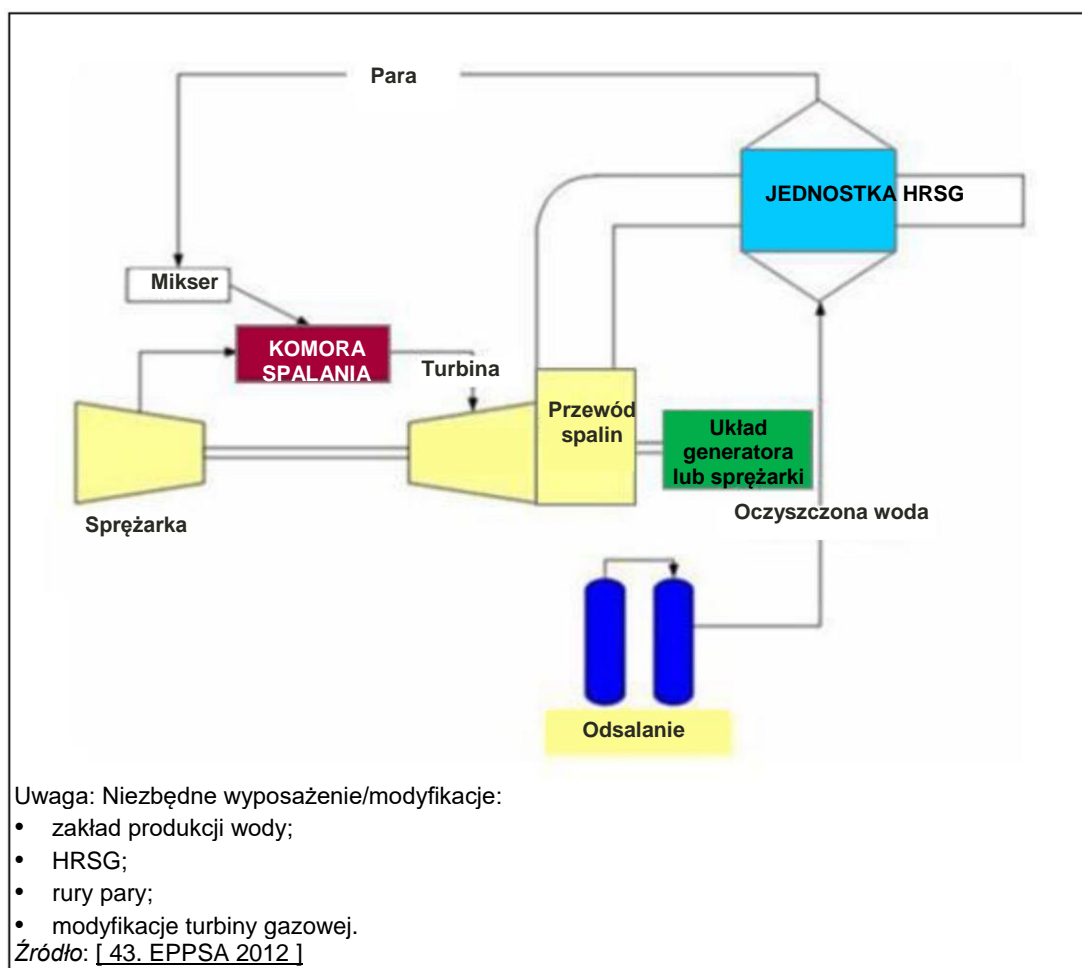
Opis

Wytwarzanie pary w turbinach gazowych opalanych paliwem gazowym z otwartym obiegiem pary przez odzysk ciepła traconego z gazu odlotowego. Wytworzona para jest następnie wtryskiwana do komory spalania w celu podniesienia mocy i efektywności energetycznej turbiny oraz ograniczenia emisji NO_x przez schłodzenie płomienia.

Opis techniczny

W "Układzie Układ Chenga", ciepło spalin z turbiny gazowej jest wykorzystywane do wytwarzania pary na jednym poziomie ciśnienia, która w całości wtryskiwana do turbiny gazowej podnosząc jej moc wyjściową. Ponieważ para osiąga takie samo ciśnienie i temperaturę jak gaz odlotowy w komorze spalania, wzrost mocy wyjściowej jest większy niż w przypadku cyklu łączonego.

W praktyce, Układ Chenga ma zastosowanie w jednostkach kogeneracyjnych (CHP) dostarczających parę do odbiorców w warunkach zmiennego zapotrzebowania na ciepło. W sytuacji braku lub niewielkiego zapotrzebowania na ciepło, wytwarzana para może być wykorzystana w produkcji energii elektrycznej przez jej bezpośredni wtrysk to turbiny gazowej, podnosząc jej moc wyjściową w tym trybie pracy o 50–70 %, bez konieczności użycia uzupełniającej turbiny parowej. [123, Eurelectric 2001]



Rysunek 3.52: Szkic cyklu wtrysku pary Chenga

Osiągnięte korzyści dla środowiska

- Ograniczenie emisji NO_x (do 95 %).
- Brak pogorszenia parametrów w postaci wyższego poziomu CO związanego z wtryskiem pary.
- Możliwy wyższy stosunek pary do paliwa niż w innych technologiach wtrysku pary.
- Wyższa sprawność cieplna, do 45 %, skutkująca ograniczeniem emisji CO_2 w przeliczeniu na kWh wytworzonej energii.
- W odróżnieniu od innych koncepcji wtrysku pary, Układ Chenga posiada również unikalny system sterowania, który pozwala elektrowni dostosowywanie szczytowej (maksymalnej) sprawności cieplnej do zmian w obciążeniu. Dzięki temu technika ta jest bardzo przydatna w instalacjach morskich, gdzie obciążenie turbin nie jest stałe.

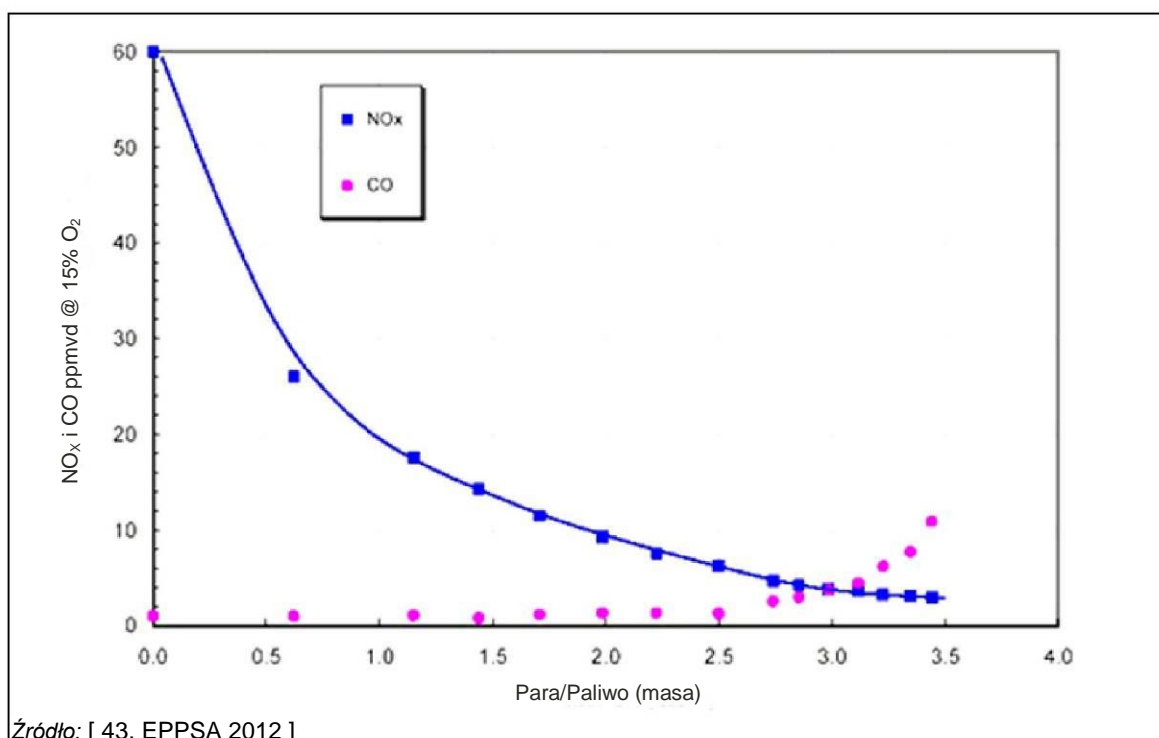
Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Według obliczeń, efektywność turbiny przekracza 50 % przy temperaturze na wlocie do turbiny wynoszącej 1 200 °C. Efektywność wzrasta w miarę obniżania się wskaźnika kompresora. Układ wtrysku pary Chenga zapewnia jedyne w swoim rodzaju wymieszanie paliwa gazowego i pary, dzięki któremu możliwe jest zredukowanie aż do 95 % NO_x bez znaczącego wzrostu emisji CO.

Tabela 3.37: Emisja NO_x i sprawność cieplna osiągnięte w konwencjonalnych turbinach spalinowych wyposażonych w zmodyfikowane dysze paliwowe

Stosunek	Osiągany poziom NO_x	Sprawność cieplna
0	Konfiguracja pomieszczenia	34,5
1,5	25	39
3	7	44

Układ wtrysku pary Chenga można wykorzystywać przy wszystkich obciążeniach roboczych. W razie potrzeby, wtrysk pary można po prostu wyłączyć w trakcie pracy, a jedynym tego skutkiem jest wyższa emisja NO_x i zwiększone zużycie paliwa mające umożliwić utrzymanie mocy wyjściowej.



Rysunek 3.53: Emisje NO_x i CO w zależności od wskaźnika pary

Układ wtrysku pary Chenga jest użytkowany w około 100 instalacjach w Japonii, USA i Europie. Technologia ta może być stosowana we wszystkich turbinach opalanych paliwem gazowym z konwencjonalnym spalaniem (technologia płomienia dyfuzyjnego).

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Do wytwarzania pary wymagana jest woda uzupełniająca, co należy uznać za stratę ponieważ jest ona uwalniana do powietrza wraz ze spalinami.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Powszechne zastosowanie.

Ekonomika

Tańsza niż modernizacja przez wdrożenie suchych palników o niskiej emisji NO_x (DLN)/cyklu łączonego.

Przykładowa kalkulacja:

- moc zainstalowana: 3 x 22 MW każda, 66 MW ogółem;
- jeden HRSG zainstalowany w przewodzie spalin jednej z turbin gazowych wytwarza parę dla trzech turbin;
- stosunek pary do paliwa 2,5;
- redukcja emisji NO_x < 10 ppm;
- należy uwzględnić dodatkowe koszty konstrukcji wsporczej do montażu na platformie morskiej.

Tabela 3.38: Koszty i waga układu wtrysku pary Chenga w pakiecie GE LM 2500

	Koszt (mln NOK)	Waga (t)
Przebudowa turbiny gazowej	30	~1
HRSG	10	30
Instalacja odsalania do produkcji wody	6	16

Podstawa wdrożenia

- Każdą turbinę gazową stosującą konwencjonalną technologię spalania (płomień dyfuzyjny) można zmodernizować przez wdrożenie układu Chenga.
- Modyfikacja turbiny gazowej wymaga niewiele miejsca. Dlatego w przypadku instalacji morskich, które nie są przystosowane do pracy z turbinami wyposażonymi w suche niskoemisyjne systemy DLE/DLN możliwe jest osiągnięcie lepszych poziomów emisji niż poziomy oferowane przez te systemy.
- Koszty wdrożenia i konserwacji są niższe niż koszty dla dostępnych pakietów DLE/DLN.
- Konwencjonalne systemy spalania z wtryskiem pary Chenga są bardziej dostępne niż systemy DLE/DLN, dlatego znajdują szersze zastosowanie w układach sprężania gazu.
- Niższy poziom emisji niż w systemach DLE/DLN bez pogorszenia parametrów emisji CO/niespalonych węglowodorów.
- Wiele instalacji morskich już eksploatuje kotły HRSG, co zmniejsza konieczność dokonywania modyfikacji i inwestycji oraz skutkuje niższymi kosztami montażu.
- Wyższa moc wyjściowa lub mniejsze zużycie paliwa.

Przykładowe obiekty

Brak informacji.

Literatura źródłowa

[272, Wang et al. 2002] [273, Sahai et al. 2003] [274, Cheng et al. 2002] [275, Cheng 1997]

3.2.3.4 Wstępny podgrzew powietrze spalania

Opis

Wstępny podgrzew powietrza spalania przy użyciu ciepła odzyskanego z gazu procesowego/odlotowego.

Opis techniczny

Wstępny podgrzew powietrza spalania przy użyciu ciepła odzyskanego z gazu procesowego/odlotowego. Umożliwia to przeniesienie entalpii do komory spalania zmniejszając zużycie paliwa i poprawiając efektywność energetyczną.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Wyższa efektywność energetyczna.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Wysokie doświadczenie operacyjne.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Możliwe zwiększenie wytwarzania termicznych NO_x.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Możliwość stosowania w granicach związanych z kontrolą emisji NO_x.

Ekonomika

Technika ta jest ekonomiczna tylko jeżeli dostępne jest dobre i tanie źródło ciepła (np. odpadowe ciepło technologiczne, odprowadzana para pod niskim ciśnieniem).

Podstawa wdrożenia

Brak informacji.

Przykładowe obiekty Obiekt 539.

Literatura źródłowa

Brak informacji.

3.2.3.5 Użycie zaawansowane materiałów**Opis**

Użycie zaawansowanych materiałów mogących pracować w wysokich temperaturach w celu podniesienia efektywności (gazowej/parowej) turbin.

Opis techniczny

W elektrowniach opalanych gazem ziemnym i blokach gazowo-parowych ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa (IGCC), spalanie zachodzi w obecności nadmiaru powietrza, co obniża temperaturę płomienia z około 2 000 °C do ~1 400–1 500 °C i umożliwia jego wykorzystanie w turbinie gazowej układu Braytona. W konwencjonalnych obiektach opalanych węglem kamiennym, ciepło jest obniżane do ~600°C i może być wykorzystane w turbinach parowych. Takie obniżanie jakości ciepła jest sprzeczne z ważnym celem energetyki, którym jest podnoszenie temperatury strony gorącej do najwyższego możliwego poziomu w celu zwiększenia efektywności. Jednakże powodem rezygnacji z ciepła najwyższej jakości jest brak materiałów o wystarczająco dużej wytrzymałości i trwałości w skrajnie wysokich temperaturach, które mogłyby być użyte w komponentach urządzeń turbinowych.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Wyższa efektywność energetyczna.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Dostępne dane dotyczą nowo budowanych obiektów i są swoiste dla wykorzystywanych w nich procesów spalania/paliw.

W przypadku obiektów opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym, użycie zaawansowanych materiałów umożliwia osiągnięcie ciśnienia pary dochodzącego do 300 bar i temperatury pary dochodzącej do 600 °C.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Brak.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Zastosowanie w nowych obiektach.

Ekonomika

Głównym ograniczeniem użycia zaawansowanych materiałów jest ich wysoki koszt.

Podstawa wdrożenia

Brak informacji.

Przykładowe obiekty

Brak informacji.

Literatura źródłowa

Brak informacji.

3.2.3.6 Podwójny podgrzew pary

Opis

Poprawa wydajności obiektu przez wdrożenie podwójnego, zamiast pojedynczego, cyklu podgrzewu pary.

Opis techniczny

Korzyść ze stosowania podwójnego podgrzewu jest jeszcze zwiększana przez możliwość wykorzystania ciśnień i temperatur ultra-nadkrytycznych.

Osiągnięta korzyść dla środowiska

Większa sprawność cieplna.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Brak informacji.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Brak informacji.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Możliwość zastosowania tylko w nowych obiektach.

Ekonomika

Brak informacji.

Podstawa wdrożenia

Brak informacji.

Przykładowe obiekty

Obiekt 191.

Obiekt 34 (Nordjyllandsværket 3).

Literatura źródłowa

Brak informacji.

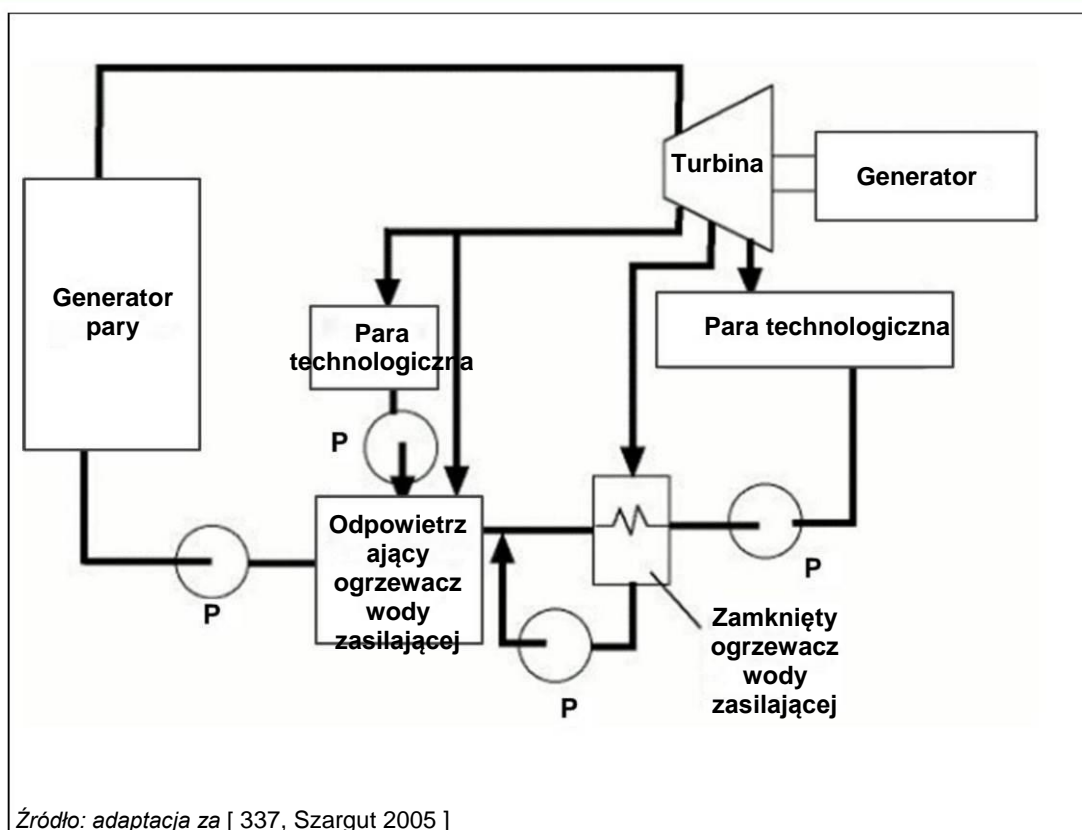
3.2.3.7 Wstępne podgrzewanie wody zasilającej przy pomocy odzyskanego ciepła

Opis

Wstępne podgrzewanie wody ze skraplacza pary przy użyciu odzyskanego ciepła przed ponownym wykorzystaniem jej w kotle.

Opis techniczny

W elektrowniach i elektrociepłowniach parowych, strumień kondensatu pary schłodzony w skraplaczu jest podgrzewany albo przy użyciu strumienia pary pobranej między stopniami turbin parowych, albo ciepła pobranego z gazu odlotowego za wstępnym podgrzewaczem powietrza kotła. Dostarczone ciepło zostaje jednakże w systemie.



Rysunek 3.54: Wstępny podgrzew wody zasilającej

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Większa sprawność cieplna.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

- Sprawność elektryczna turbin wyższa o 0,8–0,9 pkt proc.
- Wstępny podgrzew wody zasilającej w obiektach opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym może składać się aż z 10 stopni dając temperaturę wody zasilającej około 300–320 °C.
- Obiekt 191 (turbina gazowa) wyposażono w parowy kocioł odzysknicowy z potrójnym podgrzewaczem ciśnieniowym z obiegiem wstępnego podgrzewu wody zasilającej. Skutkuje to niską temperaturą gazu odlotowego (około 75 °C) w kominie i odpowiednio mniejszymi stratami z komina.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Jeżeli ciepło jest odyskiwane z gazu odlotowego, istnieje ryzyko korozji z powodu możliwej kondensacji w przypadku zbyt niskiej temperatury gazu odlotowego, którą należy utrzymywać minimum 20 °C powyżej punktu rosy kwasu.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania Zastosowanie wyłącznie w układach pary, a nie w gorących kotłach.

Zastosowanie w istniejących jednostkach może być ograniczone konfiguracją obiektu i ilością możliwego do odzyskania ciepła.

Ekonomika

Brak informacji.

Podstawa wdrożenia

Brak informacji.

Przykładowe obiekty

Obiekt 191.

Literatura źródłowa

Brak informacji.

3.2.3.8 Zaawansowany system kontroli

Opis

Efektywność spalania można podnieść przez wykorzystanie automatycznych systemów komputerowych, w tym zaawansowanego monitoringu. Ulepszenie to minimalizuje straty ciepła powodowane niespalonymi gazami oraz składnikami odpadów stałych i pozostałości po spalaniu, np. przez żużel. Zoptymalizowana zostaje wydajność kotła, a powstawanie niespalonych substancji i NO_x ulega ograniczeniu.

Opis techniczny

Proces spalania jest zakłócany przez zmienne warunki spalania, jakość paliwa oraz zmieniające się obciążenie. W rezultacie możliwy jest spadek wydajności kotła oraz wzrost emisji w gazie odlotowym i zwiększenie poziomów tlenu. Zaawansowane komputerowe systemy kontroli poprawiają wydajność spalania przez oddziaływanie na następujące zmienne:

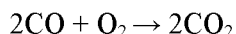
- temperatura spalania;
- nadmiar powietrza wlotowego;
- profil temperaturowy;
- temperatura na wylocie z komory spalania;
- zawartość tlenu w gazie odlotowym;
- bilans NO_x/CO;
- podawanie paliwa;
- ciśnienie pary w całym układzie pary;
- stosunek powietrza do paliwa przy każdym z palników lub rzędzie palników.

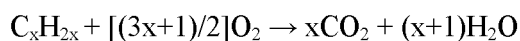
Oddziaływanie na te parametry oraz ich monitorowanie umożliwia poprawienie spalania, przez co podnosi sprawność cieplną, zmniejsza zawartość niespalonego węgla w popiele oraz ogranicza stężenie CO i NO_x w gazie odlotowym.

Emisje niespalonych gazów - które można podzielić na dwie główne grupy: tlenek węgla (CO) i węglowodory (C_xH_y) - można ograniczać lub im zapobiegać przez zastosowanie zaawansowanych technik spalania. Emisje CO i niespalonych węglowodorów to rezultat niekompletnego spalania. Mogą one wynikać z nadmiernie niskiej temperatury spalania, zbyt krótkiego przebywania w strefie spalania lub niewystarczającego zmieszania paliwa z powietrzem, które prowadzi do powstawania obszarów z niedoborem tlenu.

Najważniejszym niespalonym gazem jest tlenek węgla. Pod nieobecność tlenu związek ten jest stabilny nawet w wysokich temperaturach. Natomiast węglowodory mogą ulegać rozkładowi i tworzyć sadzę w wysokich temperaturach i w atmosferze ubogiej w tlen. Ogólnie rzecz biorąc, emisje niespalonych węglowodorów mogą powstawać w warunkach jednoczesnego wystąpienia niskiej temperatury w strefie spalania i niewystarczającego zmieszania paliwa i powietrza. W nowoczesnych obiektach energetycznego spalania takie warunki należą jednak do rzadkości.

Silniki i turbiny można wyposażać w konwertery katalityczne (na ogół z metali szlachetnych, takich jak pallad lub platyna). Zachodząca w nich reakcja utleniania przekształca tlenek węgla (CO) i niespalone węglowodory do CO₂ i pary wodnej przy użyciu O₂ zawartego w gazie odlotowym:





Katalizatory palladowe są bardzo wrażliwe na zanieczyszczenia w gazie odlotowym (dlatego warunkiem wstępnym ich wykorzystania jest spalanie gazu ziemnego lub czystego destylowanego oleju) i mogą ulegać szybkiej dezaktywacji. Stopień redukcji niemetanowych lotnych związków organicznych (NMVOC) zależy od zawartości związków węglowodorów w gazie odlotowym. Alkany o krótszych łańcuchach - metan, etan i propan - są cząsteczkami stabilnymi i trudnymi do utlenienia (metan jest najtrudniejszy, po nim są etan i propan).

Wpływ na emisję niespalonych gazów ma kilka parametrów. Zwykle jest ona najwyższa w przypadku problemów z kontrolą nad stosunkiem paliwa do powietrza w komorze spalania lub kiedy jakość paliwa jest niejednorodna (jak w przypadku odpadów lub biomasy). Tendencją do zwiększania emisji niespalonych gazów ma węgiel o niskiej reaktywności i zawartości substancji lotnych (antracyt). Wyższa emisja może być również skutkiem niskiej temperatury spalania w wyniku słabego paliwa, częściowego obciążenia lub awarii palnika.

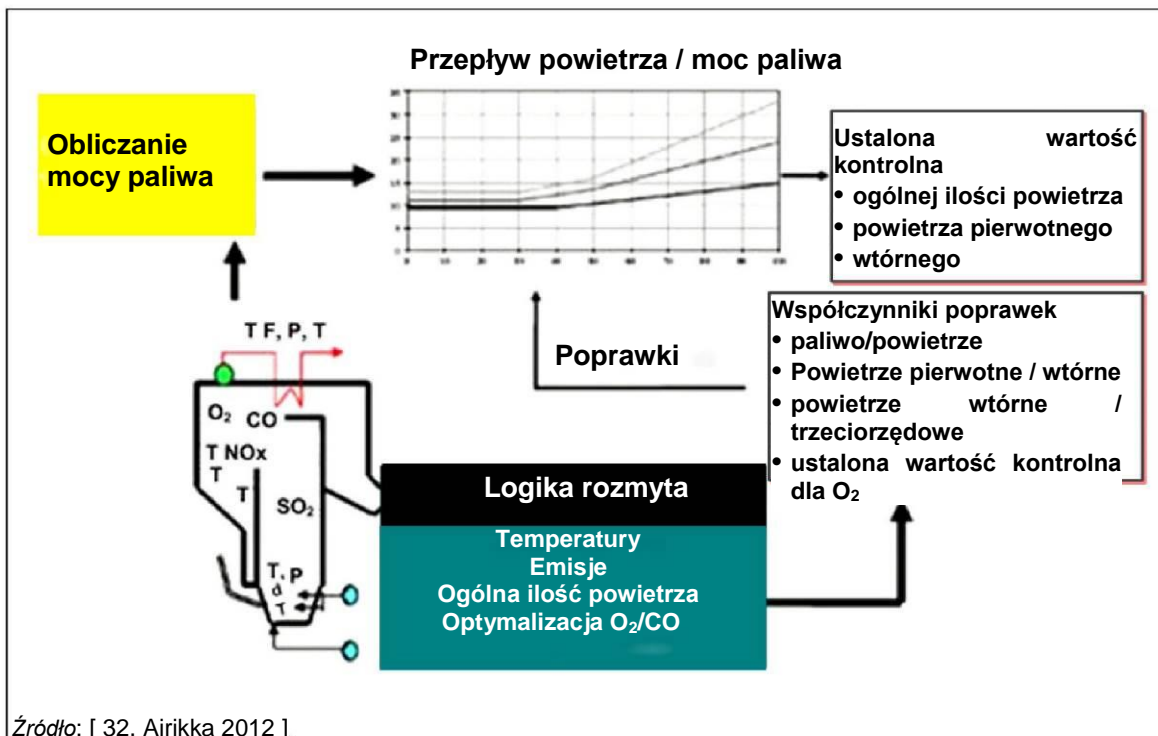
Emisja niespalonych gazów może być zwiększana w wyniku wdrożenia pewnych środków ograniczania emisji NO_x, takich jak spalanie z małym nadmiarem powietrza lub mocno stopniowane podawanie powietrza. W tych przypadkach, szczególnie ważne jest zapewnienie efektywnego mieszania powietrza i paliwa w systemie spalania. Redukcja NO_x metodą SNCR może być przyczyną większej emisji CO, którą można obniżyć przez zwiększenie ilości wapienia podawanego w spalaniu w kotłach FBC.

Podobnie jak w przypadku kosztów redukcji NO_x, nie jest możliwe oddzielenie kosztów tych środków od całości nakładów inwestycyjnych. W przypadku wystąpienia problemów z niespalonymi gazami w istniejącej elektrowni, muszą one zostać przeanalizowane osobno, a ewentualne związane z nimi wydatki należy wyraźnie przedstawić w ocenie wykonalności.

Stosowanie pierwotnych środków ograniczania zanieczyszczeń w systemach opalanych węglem kamiennym lub brunatnym jest zwykle przyczyną niekompletnego spalania skutkując większą zawartością niespalonego węgla w popiele lotnym i emisją tlenu węgla. Tym negatywnym skutkiem można w dużej mierze zapobiec przez dobre zaprojektowanie i kontrolę procesu spalania. Zawartość niespalonego węgla w popiele różni się w zależności od paliwa i zwykle jest nieco wyższa niż w przypadku niewdrożenia środków pierwotnych. W przypadku większości możliwości utylizacji popiołu lotnego, poziom zawartości niespalonego węgla w popiele nie przekracza 5–10 %. Możliwe jest utrzymanie tej zawartości poniżej 5 %, ale dzieje się to kosztem nieco wyższej emisji NO_x w przypadku niektórych rodzajów węgla. Pierwotne środki ograniczania emisji NO_x mogą mieć wpływ również na ogólną efektywność energetyczną procesu. Tak długo jak spalanie jest niekompletne, efektywność energetyczna pozostaje niższa. Normalny wzrost ilości niespalonego węgla związany ze spalaniem o niskiej emisji NO_x ma niekorzystny wpływ na efektywność jednostki wynoszący około 0,1–0,3 pkt proc.

Efektywność kotła oraz stopień wytwarzania NO_x zależą w dużej mierze od prawidłowej dystrybucji paliwa i powietrza w komorze spalania. Skuteczny system kontroli umożliwia pomiar stężeń gazów wewnątrz komory spalania, zwłaszcza w pobliżu palników.

Na [Rysunku 3.55](#) przedstawiono zasady działania zaawansowanego systemu kontroli wdrożonego w opalanej biomasą kotle 60 MW_{th}.



Rysunek 3.55: Zaawansowany system kontroli stosowany w obiekcie Billerud AB Karlsborg w Szwecji

Osiągnięte korzyści dla środowiska

- Większa sprawność cieplna.
- Ograniczenie emisji zanieczyszczeń (NO_x, CO, TOC) do powietrza.
- Niska zawartość niespalonego węgla w popiele.
- Mniejsze ryzyko powstawania dioksyn (i ich prekursorów) dzięki stabilniejszemu procesowi w komorze spalania.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Wysokie doświadczenie operacyjne.

Emisję CO z kotłów opalanych światowym węglem można na ogół utrzymać poniżej 50 mg/Nm³ o ile proces spalania jest dobrze kontrolowany. W nowoczesne elektrowni poziom emisji węglowodorów jest nieistotny i zwykle nie przekracza 5 mg/Nm³.

W Tabeli 3.39 przedstawiono korzyści dla środowiska osiągnięte dzięki wdrożeniu zaawansowanego systemu kontroli.

Tabela 3.39: Wyniki środowiskowe optymalizatora spalania (zaawansowane rozwiązanie sterowania procesem, Metso)

Rok	Klient	Kraj	Paliwo	Wyniki
1996	Rovaniemi Energy	Finlandia	Torf	Zmniejszenie NO _x i strat ciepłych z gazu odlotowego
1998	SE Kaukopaa	Finlandia	Biopaliwa	Obniżenie poziomu CO o 67 %, emisji NO _x o 18 % i końcowej ilości O ₂ o 5 %
1999	SE Anjalankoski	Finlandia	Bio, RDF	Ograniczenie nadmiaru NO CO, ograniczenie emisji NO _x o 30 %
2003	MB Kemi	Finlandia	Biopaliwa	Podniesienie sprawności cieplnej o 1 pkt proc.; zmniejszenie emisji NO _x o 30 %
2004	SE Kemi	Finlandia	Biopaliwa	Ograniczenie NO _x , CO i strat ciepłych z gazu odlotowego
2005	E.ON Kemsley	Zjednoczone Królestwo	Osady ściekowe	Spalanie odpadów lepsze o 10 %
2007	Toppila I	Finlandia	Torf	Zwiększona stabilność pracy z paliwami o niskiej jakości
2008	Billerud Karlsborg	Szwecja	Biopaliwa	Zmniejszenie ilości NO _x , CO ₂ i O ₂ w gazie odlotowym
2009	Dalkia Facture	Francja	Biopaliwa	

Źródło: [32, Airikka 2012]

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Brak.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Możliwość zastosowania w starych obiektach energetycznego spalania może być ograniczona koniecznością modernizacji systemu spalania i/lub sterowania.

Ekonomika

Właściwe dla danego obiektu.

Podstawa wdrożenia

Brak informacji.

Przykładowy obiekt Patrz Tabela 3.39.

Opalana węglem kamiennym elektrownia Komati w Afryce Południowej oraz CCGT w Irsching (Obiekt 136).

Obiekty opalane węglem kamiennym współpalające odpady (Obiekty 121 i 142).

Literatura źródłowa

[3, LCP TWG 2012] [32, Airikka 2012] [23, Finland 2012]

3.2.3.9 Akumulacja ciepła (magazynowanie ciepła) w trybie CHP lub tylko w trybie ciepła**Opis**

Magazynowanie ciepła w trybie pracy elektrociepłowni.

Możliwe jest również zastosowanie tylko do kotłów.

Osiągnięta korzyść dla środowiska

- Ograniczenie emisji.
- W przypadku kotłów ciepłowniczych - możliwość uniknięcia eksploatacji kotłów szczytowych opalanych olejem napędowym lub ciężkim olejem opałowym.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Brak informacji.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Brak informacji.

Aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Możliwość stosowania w nowych i istniejących obiektach. Możliwość stosowania może być ograniczona w przypadku niskiego zapotrzebowania na ciepło.

Ekonomika

Brak informacji.

Podstawa wdrożenia

Magazynowanie ciepła umożliwia kotłom ciepłowniczym (np. opalanym olejem napędowym, ciężkim olejem opałowym, biomasą) i obiektom CHP (np. kotłom opalanym biomasą) utrzymanie niskich poziomów emisji nawet przy zmiennym obciążeniu.

Przykładowy obiekt

Obiekty w Szwecji i Finlandii.

Literatura źródłowa

Brak informacji.

3.2.3.10 Blok gazowo-parowy ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa (IGCC)

Patrz Rozdział 4.

3.2.3.11 Spalanie w cyklu kombinowanym

Opis

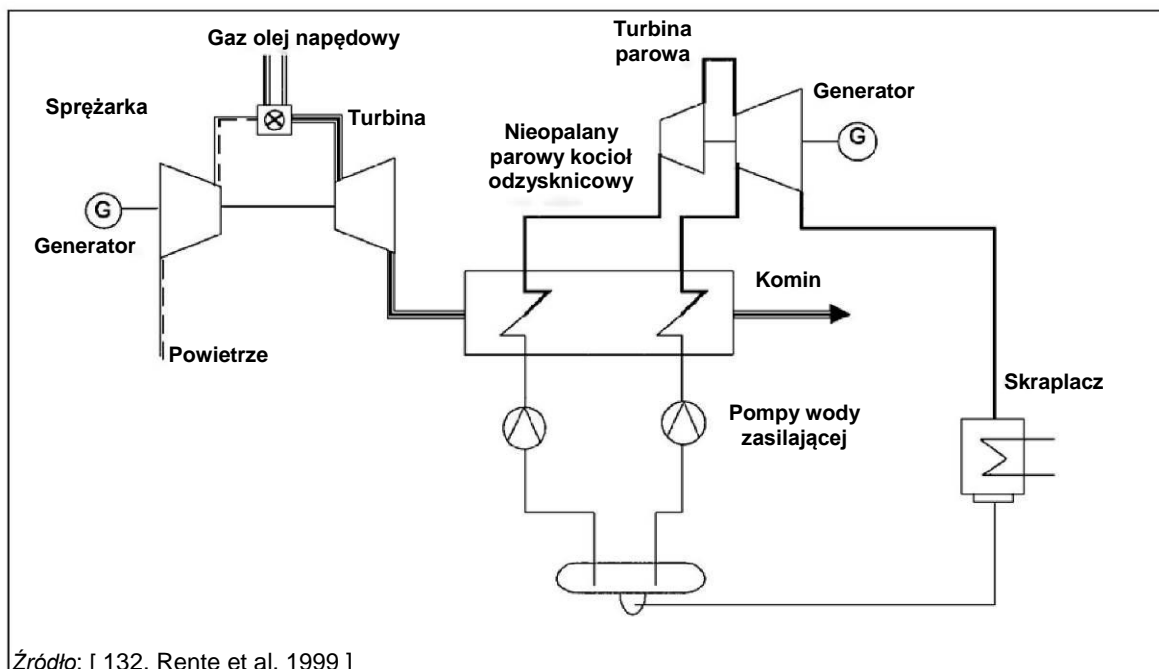
Połączenie dwóch lub więcej cykli termodynamicznych, np. obiegu Braytona (turbina gazowa/silnik spalinowy) z obiegiem Rankine'a (turbina parowa/kocioł) w celu przekształcenia strat ciepła z gazu odlotowego z pierwszego cyklu w energię użyteczną w późniejszym cyklu/cykłach.

Opis techniczny

Temperatura spalin z turbiny gazowej lub silnika wynosi zwykle 430–630 °C, w zależności od rodzaju turbiny/silnika i warunków otoczenia. Gorący gaz jest doprowadzany do parowego kotła odzysknicowego (HRSG), w którym zostaje wykorzystany do wytworzenia pary, która jest rozprężana w elektrowni zasilanej przez turbiny parowe, zasadniczo podobnej do elektrowni kondensacyjnej.

We współczesnych blokach gazowo-parowych z turbiną gazową (CCGT), około dwóch trzecich produkcji pochodzi z turbiny gazowej, a pozostała jedna trzecia z turbiny parowej.

Na ogół wykorzystywanym paliwem jest gaz ziemny lub olej napędowy, ale możliwe jest również wykorzystanie węgla kamiennego w obiekcie zgazowania, który należy zainstalować przed turbiną gazową (patrz Rozdział 4). Schemat cyklu kombinowanego bez technologii dodatkowego dopalania (HRSG) przedstawiono na Rysunku 3.56.



Rysunek 3.56: Schemat elektrowni pracującej w układzie skojarzonym wyposażonej w parowy kocioł odzysknicowy (HRSG)

Stosowane są układy wielowalowe, głównie w instalacjach stopniowanych, w których turbiny gazowe są umieszczane i użytkowane przed układem oraz tam, gdzie przewiduje się użytkowanie turbin gazowych niezależnie od układu pary. Wielowalowe układy kombinowane posiadają jeden lub więcej generatorów turbiny gazowej i HRSG, które dostarczają parę przez wspólną głowicę do oddzielnej pojedynczej jednostki generatora turbiny parowej.

Systemy obejścia spalin, które w wielowalowych układach kombinowanych zapewniają szybką realizację rozruchów i wyłączeń oraz elastyczność eksploatacji, nie są wymagane w układach jednowalowych lub układach wielowalowych z jedną turbiną gazową i jedną turbiną parową.

HRSG to generalnie wymienniki ciepła typu konwekcyjnego wyposażone w rury żebrowane, które zapewniają wymianę ciepła między spalinami i cyklem pary wodnej. Spaliny są możliwie maksymalnie schładzane w celu osiągnięcia jak najwyższej wydajności. Temperatura jest jednak ograniczana w związku z ryzykiem korozji powodowanej przez możliwe skraplanie się kwaśnych produktów (na bazie siarki) ze spalin. W przypadku spalania gazu ziemnego, za normalną uznaje się temperaturę spalin wynoszącą 100 °C.

HRSG mają konfigurację poziomą lub pionową. Wybór zależy od wymogów dotyczących dostępnej przestrzeni i/lub preferencji klienta. W powszechnym użyciu są obydwie konfiguracje.

Ponieważ zarówno gaz ziemny jak i olej napędowy to paliwa bardzo czyste i umożliwiające niemal kompletne spalanie w komorach spalania turbin gazowych, w obiektach CCGT nie ma problemów z popiołem, karbonizatem lub SO₂. Jedynym problemem są NO_x, które w nowoczesnych obiektach są ograniczane przy pomocy specjalnych palników o niskiej emisji NO_x oraz czasami systemu SCR dołączonego do HRSG. W przypadku starszych palników NO_x można kontrolować przez rozpylanie wody lub pary do palników, ale odbywa się to kosztem jednostkowego zużycia ciepła.

Ponieważ mniej niż jedna trzecia tlenu z powietrza wlotowego turbiny gazowej jest zużywana do spalania w komorze spalania turbiny gazowej, możliwe jest zastosowanie dodatkowego dopalania turbiny. Dodatkowe dopalanie może być stosowane również w silnikach stacjonarnych. W nowoczesnych CCGT powoduje ono lekki wzrost jednostkowego zużycia ciepła na wytwarzanie energii elektrycznej. Jednak w kogeneracji przemysłowej jest ono często wykorzystywane jako sposób kontrolowania wytwarzania pary w HRSG niezależnie od produkcji w turbinie gazowej. W zastosowaniach kogeneracyjnych, dodatkowe dopalanie poprawia ogólną wydajność wytwarzania ciepła i energii elektrycznej.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Większa sprawność cieplna.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

W elektrowniach pracujących w cyklu kombinowanym, turbiny gazowe wytwarzają energię elektryczną z efektywnością około 33–38 %. Na przestrzeni ostatnich 20 lat jednostkowe zużycie ciepła w obiektach CCGT spadło z 2,2 do 1,7 - czyli efektywność LHV wzrosła z 45 % do 60 %. Ponieważ rozwój turbin gazowych jest wciąż szybki, w niedalekiej przyszłości powinno być możliwe osiągnięcie jednostkowego zużycia ciepła w CCGT poniżej 1,61 (wydajność ponad 62 %). Jednak jak pokazują doświadczenia z oddawaniem nowych obiektów, realizacja tej wyśrubowanej prognozy sprawia pewne problemy.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Brak informacji.

Aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Powszechne zastosowanie.

Ekonomia

Atrakcyjne zalety technologii CCGT to niskie jednostkowe zużycie ciepła oraz niskie koszty inwestycji, dzięki którym technologia ta jest konkurencyjna mimo wysokiego kosztu gazu ziemnego.

Podstawa wdrożenia

Brak informacji.

Przykładowe obiekty

Patrz Rozdział 7.

Literatura źródłowa

Brak informacji.

3.2.3.12 Obieg górny (topping)

Opis

W układzie obiegu górnego ("toppingu"), gorący gaz odlotowy z turbiny gazowej jest wykorzystywany jako powietrze spalania w konwencjonalnej elektrowni z kotłami parowymi opalanymi węglem kamiennym lub gazem ziemnym. Istnieje kilka możliwości integracji tego układu w konwencjonalnej elektrowni.

Opis techniczny

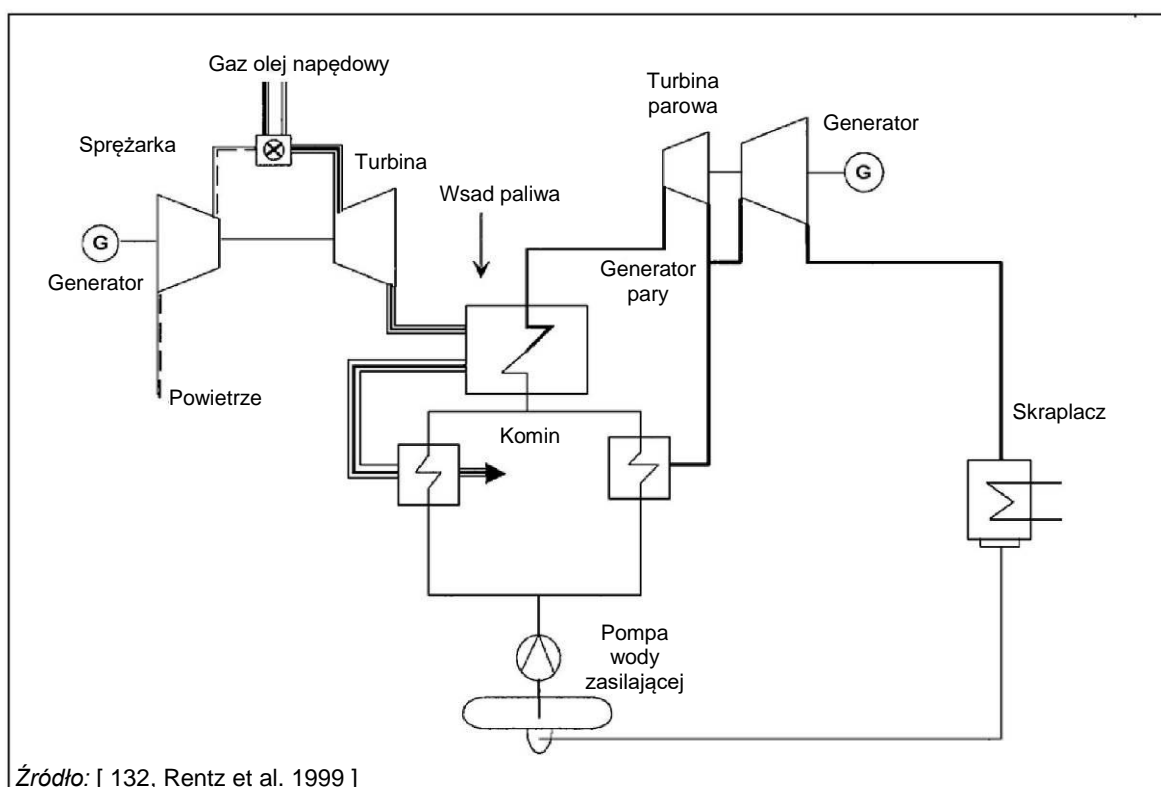
Chociaż integracja taka jest możliwa w nowych projektach, układy obiegu górnego są na ogół stosowane do w modernizacji istniejących obiektów w celu poprawy ich wydajności i/lub podniesienia możliwości dostarczania ciepła w obiektach kogeneracyjnych. Idea wykorzystania cyklu kombinowanego do modernizacji (repoweringu) obiektów opalanych węglem kamiennym wyrosła z potrzeby zwiększenia efektywności prostego układu Braytona (Joule'a) przez wykorzystanie ciepła odpadowego ze spalin z turbiny. Jest to naturalne rozwiązanie, ponieważ turbina gazowa to maszyna o stosunkowo wysokiej temperaturze, a turbina parowa o stosunkowo niskiej. W kontekście istniejących obiektów energetycznego spalania opalanych węglem kamiennym, spalanie w cyklu kombinowanym jest na ogół nazywane "repoweringiem".

Główne cele repoweringu to [82, Ciemat, 2000]:

- zwiększenie mocy wyjściowej;
- poprawienie wydajności;
- poprawienie pracy zainstalowanych systemów;
- uzyskanie większej elastyczności operacyjnej;
- zwiększenie niezawodności i dostępności;

- zmniejszenie kosztów eksploatacji i konserwacji;
- wydłużenie żywotności obiektu;
- ograniczenie emisji i ilości pozostałości.

Schemat tej technologii przedstawiono na Rysunku 3.57.



Rysunek 3.57: Schemat układu toppingowego w elektrowni

W układzie obiegu górnego, wstępne podgrzewacze powietrza, które wcześniej ogrzewały powietrze wlotowe nie są już potrzebne i należy je usunąć. Zwykle dobierana jest turbina gazowa posiadająca w przybliżeniu takie sam przepływ spalin jak projektowy przepływ powietrza w kotle. Z powodu mniejszej zawartości tlenu w spalinach z turbiny gazowej (w porównaniu z normalnym powietrzem spalania), istniejący kocioł może spalać mniejszą ilość paliwa. Skutkuje to niższą średnią temperaturą kotła i w związku z tym zmniejszonym wytwarzaniem pary w kotle. Temperatura gazu odlotowego na wylocie części radiacyjnej kotła będzie zatem mniej więcej taka sama jak w dotychczasowym układzie. Skutkuje to nadmiarem ciepła przy niższych temperaturach. Aby wykorzystać ten nadmiar, w kotle należy zainstalować ekonomizer wysokiego i niskiego ciśnienia. Część wody zasilającej będzie podgrzewana w tych ekonomizerach (równoległe z wstępnymi podgrzewaczami wody zasilającej), a zatem pobór pary z turbiny parowej będzie mniejszy. Moc elektryczna turbiny gazowej stanowi 20–25 % całkowitej mocy elektrowni.

Układ obiegu górnego z ogrzewaniem wody zasilającej

Ten proces to połączenie obydwu przedstawionych wyżej układów kombinowanych. W tym przypadku, część kondensatu i wody zasilającej jest wstępnie podgrzewana w parowym kotle odzysknicowym. HRSG turbiny gazowej lub silnika tłokowego jest połączony z turbiną parową/generatorem pary, ale tylko po stronie wody/pary, w związku z czym nie zachodzi zastąpienie powietrza spalania przez spaliny z turbiny gazowej lub silnika tłokowego. Silniki tłokowe są odpowiednie do wstępnego podgrzewania wody zasilającej pod niskim ciśnieniem.

Dzięki zastosowaniu wody zasilającej, spaliny z napędu głównego (turbiny gazowej lub silnika tłokowego) są schładzane w wymiennikach ciepła w wyniku wstępnego podgrzania wody zasilającej. Montowane są na ogół dwa wymienniki ciepła, po jednym na potrzeby ogrzewania wody zasilającej pod niskim i wysokim ciśnieniem. Są one montowane równolegle do istniejących (zasilanych parą) wstępnych podgrzewaczy wody zasilającej.

Pobór ciepła z napędu głównego można wyeliminować lub ograniczyć, co skutkuje zwiększeniem mocy elektrycznej napędu. Oznacza to, że ciepło spalin z napędu głównego w pełni przyczynia się do mocy elektrycznej i wydajności jednostki. Wydaje się, że najlepszym rozwiązaniem dla ogrzewania wody zasilającej jest wykorzystanie napędu głównego o wysokiej wydajności i mocy cieplnej wystarczającej do kompletnego podgrzania wody zasilającej w układzie obiegu dolnego (bottoming).

Zwiększenie ilości wytwarzanej energii elektrycznej jest jednak ograniczane przepustowością turbiny parowej i mocą znamionową generatora.

Porównanie wydajności układu wstępnego podgrzewu jednostki z ilością ciepła dostępną w spalinach z turbiny gazowej determinuje wymaganą ilość napędów głównych i ostateczny wzrost mocy cieplnej.

Zwiększona elastyczność (moc elektryczna wobec produkcji ciepła) to jest ważną zaletą wdrożenia opisanych wyżej modyfikacji. Instalacja parowa może pracować niezależnie od głównego napędu. Elastyczność ta jest jednak ograniczana maksymalną dopuszczalną przepustowością niskociśnieniowej turbiny parowej.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Większa sprawność cieplna.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Różne rodzaje turbin gazowych cyklu górnego (topping) są użytkowane w instalacjach o mocy do 765 MW_e (1 600 MW_{th}). Ich wydajność sięga 48 %. Dodatkowo, dzięki wykorzystaniu spalin z turbiny gazowej istniejącego kotła, można wdrożyć dwustopniowy proces spalania, co będzie skutkowało znacznym ograniczeniem emisji NO_x. W jednym przypadku, osiągnięto ograniczenie emisji NO_x o 50 % (Holandia).

Poprawa efektywności dzięki rozwiązaniu ogrzewania wody zasilającej wynosi około 2–5 %, w zależności od głównego napędu oraz wydajności istniejącej turbiny parowej. Układ cyklu górnego z podgrzewem wody zasilającej nie ma wpływu na proces spalania w kotle, a więc również na emisje z kotła. Wpływ na całkowity poziom emisji mają spaliny z napędów głównych.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Brak informacji.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Możliwość zastosowania w kotłach.

Ekonomika

Brak informacji.

Podstawa wdrożenia

Brak informacji.

Przykładowe obiekty

Brak informacji.

Literatura źródłowa

Brak informacji.

3.2.3.13 Modernizacja turbin parowych i innych komponentów

Opis

Modernizacja turbiny parowej i/lub innych komponentów obiektu w celu podniesienia efektywności energetycznej.

Opis techniczny

Efektywność energetyczną można podnieść na ogół następującymi środkami:

- praca pod najwyższym możliwym ciśnieniem i temperaturą pary średnioprężnej, w tym z wielokrotnym przegrzewaniem pary, w celu podniesienia sprawności elektrycznej netto;
- praca z najwyższym możliwym spadkiem ciśnienia po stronie niskiego ciśnienia turbiny parowej przez osiągnięcie najniższej możliwej temperatury wody chłodzącej (chłodzenie świeżą wodą);
- dodanie dodatkowej turbiny niskociśnieniowej;
- ulepszenie geometrii łopatek turbiny, np. przez ich wymianę na łopatki trójwymiarowe podczas regularnych czynności konserwacyjnych.

Dodatkowa niskociśnieniowa turbina parowa (konstrukcja dwuwalowa) zwiększa powierzchnię wylotu turbiny istniejącego układu turbinowego. Wdrożenie tego środka umożliwia zmniejszenie strat na wylocie z turbiny parowej, które dotychczas nie pozostawały niewyeliminowane. Para dla dodatkowej turbiny niskociśnieniowej jest doprowadzana przez turbinę główną. W zakresie do 50 % obciążenia, istniejąca powierzchnia wylotu jest wystarczająca i optymalna dla procesu (praca dodatkowej turbiny niskociśnieniowej zmniejszyłaby wydajność instalacji takim układzie), ale do pracy z obciążeniem przekraczającym 50 % wykorzystuje się dodatkową turbinę. Taki specjalny tryb pracy umożliwia optymalizację strat na wylocie z turbiny.

Osiągnięta korzyść dla środowiska

Wyższa efektywność energetyczna.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Dodatkowa niskociśnieniowa turbina parowa, w trybie pracy z pełnym obciążeniem, zwiększa moc wyjściową o 5 pkt proc. (przy stałym przepływie paliwa) przez zmniejszenie strat na wylocie turbiny parowej. Wymiana łopatek turbiny parowej może skutkować zwiększeniem sprawności elektrycznej o ok. 1 pkt proc. (patrz Obiekt 138V).

Wpływ modernizacji pozostałych komponentów na efektywność energetyczną przedstawiono w Tabeli 3.40.

Tabela 3.40: Wpływ renowacji i modernizacji komponentów na efektywność obiektu

Działanie	Poprawa efektywności	Uwagi
Wymiana/modernizacja palników	Do 4-5 pkt proc.	Właściwe dla konkretnego obiektu (możliwość wdrożenia)
Ulepszenie ekonomizera	Wzrost temperatury gazu odlotowego o 40 °F odpowiada ~1 pkt proc. utraty efektywności	
Ulepszenie wstępnego podgrzewacza powietrza	Wzrost temperatury gazu o 300 °F odpowiada poprawie o ok. 6 pkt proc.	
Optymalizacja spalania	0,5-3,0 pkt proc.	Na bazie sieci neuronowych
Oprządkowanie i sterowanie	0,5-3,0 pkt proc. (dodatkowo do optymalizacji)	
Redukcja zażużlenia i zabrudzenia powierzchni wymiany ciepła	1-3 pkt proc.	Właściwe dla konkretnego obiektu; duży wpływ mają jakość paliwa i warunki pracy
Zmniejszenie nieuszczelnności powietrznej	1,5-3,0 pkt proc.	Wymaga rutynowych działań konserwacyjnych
Źródła: [53, UNEP 2010] [214, EEB 2013]		

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Brak informacji.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Modernizacja łopatek turbiny na ogół dotyczy istniejących obiektów.

Dodanie niskociśnieniowej turbiny parowej realizuje się w przypadku turbin parowych o bardzo dużych stratach na wylocie; wymagana jest wystarczająca przestrzeń.

Kluczowym warunkiem jest dostępne chłodzenie i towarzyszące mu podciśnienie w skraplaczu po stronie wylotu turbiny.

Możliwość zastosowania może być ograniczona zapotrzebowaniem na parę i warunkami pary i/lub ograniczoną żywotnością obiektu.

Ekonomika

Brak informacji.

Podstawa wdrożenia

Brak informacji.

Przykładowy obiekt

Obiekt 138V (wymiana łopatek).

Obiekt 131V (dodanie niskociśnieniowej turbiny parowej).

Obiekt 168 (modernizacja turbiny parowej).

Literatura źródłowa

Brak informacji.

3.2.3.14 (Ultra-) Nadkrytyczne parametry pary

Opis

Praca przy nadkrytycznych i ultra-nadkrytycznych parametrach pary zapewnia najwyższą wydajność (co skutkuje najniższym możliwym zużyciem paliwa i jego kosztami oraz najniższym ogólnym poziomem emisji) przez minimalizację kosztów paliwa zużywanego do wytwarzania energii. Nadkrytyczne parametry pary to: ciśnienie powyżej 220,6 bar i temperatura powyżej 374 °C. Ultra-nadkrytyczne parametry pary nie zostały jeszcze precyzyjnie określone. Jako odniesienia często wykorzystuje się następujące wartości: ciśnienie powyżej 250–300 bar i temperatura powyżej 580–600 °C.

Opis techniczny

Podniesienie parametrów pary (para nadkrytyczna) to kolejny sposób na zwiększenie wydajności w sytuacji, gdy niemożliwe jest zastosowanie trybu kogeneracyjnego. Technologia obejmuje system rozdrabniania paliwa stałego na pył oraz system podawania paliwa do chłodzonego wodą paleniska wyposażonego w palniki o niskiej emisji NO_x umieszczone narożnie lub na ścianach komory. Tradycyjnym paliwem jest węgiel kamienny, który może zostać wzbogacony gazem ziemnym, ciężkim olejem opałowym/olejem napędowym lub biomasą.

Graniczne wartości projektowe ciśnienia i temperatury przegrzanej/podgrzanej pary w kotłach walczkowych z naturalną cyrkulacją wynoszą: ciśnienie ~180 bar, temperatura 540/565 °C. Przy tych wartościach sprawność elektryczna jednostki może sięgnąć około 42 % (w oparciu o LHV). W celu podniesienia efektywności wprowadzono podwójny podgrzew pary. Aby jeszcze bardziej ją podnieść wymagane są nadkrytyczne warunki pary.

"Punkt krytyczny" substancji to dobrze zdefiniowany parametr termodynamiczny. W przypadku wody, warunki nadkrytyczne są osiągnięte w punkcie, w którym woda ulega przekształceniu w parę bez wrzenia i dodatku ciepła utajonego.

Dostarczane kotły mają moc od 400 MW_e do 1 100 MW_e.

Technologia z pewnością będzie dalej rozwijana ponieważ cały czas trwają prace nad opracowywaniem nowych materiałów odpornych na działanie wysokich temperatur.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

- Większa sprawność cieplna.
- Odpady: w porównaniu z kotłem nadkrytycznym lub podkrytycznym, nie są wytwarzane żadne nowe rodzaje odpadów, przy czym wyższa wydajność skutkuje niższym zużyciem paliwa i produkcją mniejszych ilości produktów ubocznych, takich jak CO₂ (gaz odlotowy), gips z instalacji odsiarczania spalin, NO_x, żużel i popioły.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Technologię podniesienia wydajności przez zastosowanie (ultra–) nadkrytycznych parametrów z wykorzystaniem m.in. podwójnego podgrzewu i najbardziej zaawansowanych materiałów wysokotemperaturowych, zastosowano w budowie kondensacyjnych elektrowni o projektowanej efektywności energetycznej 48 %, opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym, z bezpośrednim chłodzeniem wodnym.

Jednostkowe zużycie ciepła i poziom efektywności w niedawno zbudowanych elektrowniach kondensacyjnych opalanych węglem kamiennym lub brunatnym (spalanie sproszkowanego węgla kamiennego lub brunatnego w paleniskach z suchym odżużlaniem lub paleniskach odciekowych) z bezpośrednim chłodzeniem wodnym (moc cieplna ponad 300 MW_{th}) wynosi w przypadku nadkrytycznych parametrów pary między 2,3 i 2,2 (43 % i 47 %).

Najwyższe poziomy wydajności są osiągane w skrajnie wysokich parametrach pary w obiektach obciążeń podstawowych. Obiekty szczytowe, charakteryzujące się częstymi rozruchami, należy projektować do niższych parametrów pary, co skutkuje niższą wydajnością.

Wdrożenie technologii podwójnego podgrzewu zwiększa sprawność elektryczną netto o około 0,8 pkt proc.

Możliwa do osiągnięcia poprawa wydajności wynosi ok. 1 % (względnie) na każde 20 °C wzrostu temperatury podgrzewu oraz 0,2 % (względnie) na każde 10 bar wzrostu ciśnienia.

Przejście z podkrytycznych do nadkrytycznych parametrów pary powoduje wzrost efektywności cyklu netto wynoszący od 38 % do 45–47 %, co odpowiada zmniejszeniu zużycia węgla kamiennego potrzebnego do wytworzenia jednostki energii elektrycznej o 16 %. W przypadku specjalnie zaprojektowanej do spalania biomasy, osiągnięta efektywność jest nieco niższa z powodu ograniczeń dotyczących pary i innych warunków technicznych.

Najbardziej wydajna opalana węglem kamiennym jednostka na świecie (Nordjyllandsværket) jest użytkowana od 1998 r. z udokumentowaną efektywnością netto 47 % i dostępnością przekraczającą 98 %.

Oczekuje się, że w odpowiednich warunkach, przy użyciu obecnie dostępnych technologii i materiałów, możliwe jest osiągnięcie efektywności sięgającej 49 %.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

W porównaniu z kotłem nadkrytycznym lub podkrytycznym, kocioł ultranadkrytyczny nie jest przyczyną żadnych znaczących problemów w tym zakresie. Zarówno technologia jak oparte na niej projekty są obecnie dobrze sprawdzone w parametrach co najmniej 305 bar i 610 °C.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

- Zastosowanie w nowych jednostkach ≥ 600 MW_{th} użytkowanych w wymiarze > 4 000 h/rok.
- Nie ma zastosowania, jeżeli jednostka przeznaczona jest do wytwarzania pary o niskiej temperaturze i/lub ciśnieniu w branżach przetwórczych.
- Nie ma zastosowania w turbinach gazowych i silnikach wytwarzających parę w trybie kogeneracyjnym.
- Możliwość zastosowania w jednostkach spalających biomasę może być ograniczona korozją wysokotemperaturową występującą w przypadku pewnych rodzajów biomasy.

Ekonomika

Jeżeli zespoły turbin parowych nie są przystosowane do tej technologii, należy się spodziewać a znaczącego wzrostu kosztów inwestycji w te turbiny, w związku z czym modernizacja przez wdrożenie układu podwójnego podgrzewu może nie być opłacalna w każdym obiekcie.

Technologia jest konkurencyjna głównie w przypadku większych jednostek w elektrowniach ciepłych, zwykle kotłów wytwarzających ponad 1 000 t/h pary, co odpowiada mocy około 350 MW_e.

Kotły ultra-nadkrytyczne są przeznaczone dla obiektów o wyższej wymaganej mocy wyjściowej; pierwszym i najbardziej opłacalnym wyborem paliwa jest w tym przypadku węgiel kamienny.

Podstawa wdrożenia

Główna motywacja do inwestycji w technologię (ultra-) nadkrytyczną to efektywność i koszty.

Środowisko / polityka / technologia czystego węgla: przez co najmniej następnych 20-30 lat rozwój światowej energetyki będzie w znacznej części oparty na węglu. Jednocześnie, mamy do czynienia z wymogiem zmniejszania szkodliwych emisji z jednostek węglowych oraz coraz silniejszym żądaniem ograniczenia emisji gazów cieplarnianych (CO₂). Obecne podejście do realizacji tych wymogów nazywane jest "technologią czystego węgla". Ultra-nadkrytyczny układ wytwarzania energii elektrycznej jest w tym względzie rozwiązaniem najbardziej preferowanym.

Przykładowe obiekty

Obiekt 27 (Avedore 2, DK).

Obiekt 34 (Nordjyllandsværket, DK).

Obiekt 253 (Torrevaldaliga, IT).

Obiekt 116 (NiederauBem, DE).

Po 2011 r. w Europie oddano do użytku kilka obiektów pracujących z parametrami przegranej pary 27,2 MPa, 600 °C / 5,5 MPa, 605 °C i wydajnością > 43 %. Są to np. Walsum 10, Boxberg R, Neurath BOA 2 i 3, Ledvice. Pierwsze z dwóch wymienionych borykały się z problemami materiałowymi i były zmuszone przejść ze stali T24 na stop bardziej powszechny, co zmniejszyło ich osiągalną efektywność energetyczną. Ostatnie dwa doświadczyły problemów i opóźnień w rozruchu, ale ostatecznie zostały wybudowane z wykorzystaniem stopu T24. [215, CZ 2013] [216, E&P 2013]

Literatura źródłowa

[3, LCP TWG 2012] [217, Poulsen 2005] [218, Bendixen 2003] [219, IEA 2008] [220, IEA 2010] [221, Kaplan 2008] [222, World Bank 2008].

3.2.3.15 Kondensator gazu odlotowego

Opis

Kondensator gazu odlotowego to wymiennik ciepła, w którym strumień powrotny wody z sieci ciepłowniczej jest wstępnie podgrzewany przez gaz odlotowy przed ogrzaniem w skraplaczach pary. Para wodna w gazie odlotowym kondensuje się w ten sposób podczas chłodzenia przez wodę ciepłowniczą. Kondensator jest wykorzystywany zarówno do zwiększania efektywności energetycznej jak i oczyszczania gazu odlotowego.

Opis techniczny

Gorący (np. 180 °C) mokry gaz odlotowy jest schładzany (np. przez wodę powrotną z sieci ciepłowniczej) do 55 °C, a jednocześnie zawarta w nim woda ulega skropleniu. Po drugiej stronie (ciepłowniczej) kondensatora gazu odlotowego, woda powrotna z sieci ciepłowniczej jest ogrzewana do około 60 °C.

Z kondensatora gazu odlotowego można uzyskać około 20 % dodatkowej energii (w zależności od zawartości wilgoci w paliwie) bez zwiększenia zużycia paliwa. Jednocześnie gaz odlotowy jest oczyszczany z pyłu i innych zanieczyszczeń, takich jak kwaśne gazy.

Wydajność kondensatora gazu odlotowego zależy głównie od zawartości wilgoci w paliwie i temperatury wody ciepłowniczej. W przypadku kotła 90 MW kondensator może dostarczyć do 25–30 MW energii cieplnej przy pełnym obciążeniu. Efekt ten może zostać zmniejszony przez przepuszczenie wody ciepłowniczej z pominięciem kondensatora, co zwykle wykonuje się w okresie letnim, kiedy obciążenie sieci ciepłowniczej spada poniżej minimalnego obciążenia kotła. Obejście takie może być wykonywane również kiedy kocioł pracuje z obciążeniem wyższym niż minimalne (ale niższym niż maksymalne), np. w okresach preferencji dla wytwarzania energii elektrycznej, ponieważ w przeciwnym wypadku produkcja elektryczności jest ograniczana obciążeniem przez sieć ciepłowniczą (brak innego dostępnego chłodzenia).

Osiągnięte korzyści dla środowiska

- Większa ogólna efektywność energetyczna.
- Mniejsze jednostkowe zużycie paliwa.
- Ograniczenie emisji pyłu, metali na cząstkach stałych i SO_x.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Brak informacji.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Brak informacji.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Technika stosowana w obiektach, w których istnieje możliwość wykorzystania dużych ilości ciepła o niskiej temperaturze (< 60–65 °C).

Jeżeli omawiana technika jest wykorzystywana do kondensacji gazu odlotowego poniżej jego punktu rosy, wymagane jest użycie odpowiednich materiałów, takich jak stal nierdzewna odporna na korozję.

Ekonomika

Brak informacji.

Podstawa wdrożenia

Brak informacji.

Przykładowe obiekty

Obiekty 453, 454, 455, 470, 472 i 473.

Literatura źródłowa

[223, Cortina 2006]

3.2.3.16 Uwalnianie emisji do powietrza przez chłodnię kominową

Opis

Uwalnianie emisji do powietrza nie przez służący do tego komin, ale przez chłodnię kominową.

Opis techniczny

Oczyszczony gaz odlotowy jest uwalniany przez chłodnię kominową za instalacją odsiarczania gazu odlotowego. W tym procesie, czysty gaz jest dostarczany do chłodni kominowej przewodem wzmocnionym włóknem szklanym nad poziomem dystrybucji i całkowicie mieszany z chmurą wody chłodzącej w taki sposób, aby uniknąć kontaktu ze ścianami chłodni kominowej. W ostatnio zbudowanych obiektach, ściany chłodni są wykonane z kwasoodpornego betonu. We wnętrzu chłodni kominowej gaz odlotowy jest rozprowadzany po całym jej przekroju przez urządzenie dystrybucyjne lub zamykany wylot gazu.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

- Większa sprawność cieplna: brak konieczności podgrzewu gazu odlotowego za instalacją odsiarczania.
- Nie jest potrzebny komin.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Brak informacji.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Możliwa emisja płynnych zanieczyszczeń, zwłaszcza kwaśnych aerozoli.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Możliwość zastosowania tylko w obiektach wyposażonych w mokre systemy odsiarczania gazu odlotowego, gdzie ponowne ogrzanie gazu odlotowego jest konieczne przed odprowadzeniem i gdzie jednostką systemu chłodzenia jest chłodnia kominowa.

Ekonomia

Brak informacji.

Podstawa wdrożenia

Brak informacji.

Przykładowe obiekty

Obiekty 116 V, 23, 130 (modernizacja).

Literatura źródłowa

[276, Matthee 2014]

3.2.3.17 Mokry komin

Opis

Konstrukcja komina umożliwiająca kondensację pary wodnej z nasyconego gazu odlotowego i tym samym uniknięcie stosowania podgrzewacza gaz-gaz po mokrym odsiarczaniu gazu odlotowego.

Opis techniczny

Wiele obiektów wyposażonych w mokre systemy odsiarczania gazu odlotowego wykorzystuje podgrzany gaz odlotowy do osuszania nasyconych gazów opuszczających instalację mokrego odsiarczania przed ich przekazaniem do komina.

Nowe obiekty już nie stosują podgrzewu gazu odlotowego. Jest on też usuwany z istniejących obiektów w celu poprawy efektywności energetycznej i podczas wymiany systemów mokrego odsiarczania spalin.

W systemie mokrego komina woda w gazie odlotowym skrapla się na ścianach wylotu z absorbera oraz wkładzie kominowym. Kondensat jest zbierany i odprowadzany, a następnie oczyszczany razem ze ściekami z odsiarczania gazu odlotowego. Projekt mokrego komina powinien być należycie wykonany, tak aby uniknąć uwolnienia nieskondensowanych kropelek płynu z komina.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

- Większa sprawność cieplna.
- Zapobieganie możliwym emisjom SO₂ i innych zanieczyszczeń, takich jak Hg, do powietrza z powodu nieszczelności obrotowego wymiennika ciepła za instalacją mokrego odsiarczania gazu odlotowego.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Brak informacji.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

- Widoczna smuga.
- Zjawisko uwolnienia płynu z komina, w którym kropelki przenoszone w strumieniu gazu odlotowego osadzają się w pobliżu obiektu przed odparowaniem.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Możliwość zastosowania w kotłach. Ogólne zastosowanie w nowych i istniejących obiektach wyposażonych w instalację mokrego odsiarczania gazu odlotowego.

Ekonomia

Kondensat odprowadzony z komina musi zostać poddany neutralizacji.

Podstawa wdrożenia

Brak informacji.

Przykładowe obiekty

Obiekty 122aV i 122bV.

Literatura źródłowa

[224, EPRI 2012]

3.2.3.18 Wstępne podgrzewanie/osuszanie paliwa**Opis**

Wstępne podgrzewanie lub suszenie paliwa przed wprowadzeniem do komory spalania, często przy pomocy energii odzyskanej z gazu odlotowego.

Opis techniczny

Z pary lub gazu odlotowego w procesach wytwarzania energii elektrycznej można odzyskać ciepło o niskiej wartości w celu podniesienia energii paliwa. W obrocie komercyjnym lub na etapie rozwoju znajduje się wiele alternatywnych technologii (np. wstępne osuszanie węgla brunatnego przy pomocy przegrzanej pary pod niskim ciśnieniem za pośrednictwem wymiennika ciepła - patrz Sekcja 11.4.1.1).

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Większa sprawność cieplna.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Brak informacji.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Możliwe dodatkowe emisje do wód i powietrza, w zależności od konfiguracji.

Osuszanie/prasowanie paliwa wymaga dodatkowego zużycia energii, co należy uwzględnić kalkulując spodziewany wzrost sprawności cieplnej.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Ogólne zastosowanie w nowych obiektach opalanych gazem. Możliwość zastosowania w istniejących obiektach opalanych gazem może być ograniczona względami konserwacyjnymi wynikającymi ze specyfikacji gazu.

Osuszanie ma zastosowanie do biomasy, torfu i węgla kamiennego w granicach w ramach ograniczeń związanych z ryzykiem samozapłon (np. zawartość wilgoci w torfie jest utrzymywana powyżej 40 % w całym łańcuchu dostaw). Paliwo z kory jest osuszane przez prasowanie.

Modernizacja istniejących obiektów może być ograniczona przez dodatkową wartość kaloryczną, którą można uzyskać w ramach operacji suszenia (np. niektóre rodzaje granulowanej biomasy), oraz poprzez ograniczone możliwości modernizacji oferowane przez niektóre projekty kotłów lub konfiguracje obiektu.

Ekonomia

Z wyjątkiem bardzo mokrych paliw, koszt inwestycji i zużycie energii przez urządzenia odwadniające paliwo są na ogół niewspółmiernie duże.

Podstawa wdrożenia

Brak informacji.

Przykładowe obiekty

Obiekt 191: wstępny podgrzewacz paliwa gazowego ogrzewa paliwo do 150 °C przy użyciu wody zasilającej pobranej z ekonomizera średniego ciśnienia.

Obiekt 116: prototypowa instalacja osuszania węgla kamiennego (techniką WTA), z potencjałem podniesienia wydajności na poziomie 4–6 pkt proc. dla reńskiego węgla brunatnego.

Kocioł BFB Rauma (FI): w skład obiektu wchodzi instalacja osuszania paliwa, w której wilgotność kory i osadów z pobliskiego zakładu jest zmniejszana z 55–60 % do 40–45 %. Suszenie odbywa się przy użyciu ciepła odzyskanego ze ścieków z papierni (55–65 °C). Cały proces trwa około jednej godziny i odbywa się na przenośniku taśmowym o długości 120 m w temperaturze od 55 °C do 65 °C.

Literatura źródłowa

Brak informacji.

3.2.3.19 System chłodzenia

Różne techniki chłodzenia przedstawiono w dokumencie BREF dot. przemysłowych systemów chłodzenia (ICS).

3.2.4 Techniki zapobiegania emisjom do wód i/lub ich ograniczania

Decyzja o wyborze najlepszego sposobu gospodarki ściekami i ich oczyszczania w danym obiekcie energetycznego spalania jest poprzedzana staranną analizą spodziewanych strumieni ścieków. Ścieki są charakteryzowane pod względem właściwości i stężenia zanieczyszczeń oraz modeli spodziewanych przepływów z różnych źródeł. Strumienie ścieków zwykle podlegające segregacji to spływające wody powierzchniowe, woda chłodząca oraz ścieki z oczyszczania gazów odlotowych. Następnie podejmowana jest decyzja dotycząca najodpowiedniejszej dla danego przypadku konfiguracji oczyszczalni ścieków. Na Rysunkach 3.6 i 3.7 przedstawiono przykłady ścieków z instalacji oczyszczania gazu odlotowego.

Usuwanie substancji zanieczyszczających ze ścieków przed ich uwolnieniem do środowiska jest realizowane przy użyciu odpowiedniego połączenia wielu procesów fizycznych, chemicznych i biochemicznych, w tym:

- filtracji;
- korekcji/neutralizacji pH;
- koagulacji/flokulacji/strącania;
- sedymentacji/filtracji/flotacji;
- oczyszczania z rozpuszczonych węglowodorów;
- separacji oleju i wody;
- oczyszczania biologicznego.

Wybór odpowiedniej techniki oczyszczania i/lub gospodarki zależy od głównych parametrów jakości i objętości ścieków oraz standardów jakości oczyszczonych ścieków wymaganych w zbiornikach odbiorczych zbiornikach wodnych.

Dlatego ścieki o dużej zawartości zawiesin stałych, obecne w obiektach spalających paliwa stałe, są zwykle poddawane wstępnemu osadzaniu w celu usunięcia cięższych zawiesin. Po nim następuje flokulacja z dozowaniem koagulantów i polimerów organicznych oraz korektą pH, po której odbywa się ostateczne osadzanie i usunięcie osadu. Przed uwolnieniem do odbiorczego zbiornika wodnego konieczna może być jeszcze końcowa korekta pH.

Ścieki kwasowe lub zasadowe (np. z regeneracji wymienników jonowych, chemicznego czyszczenia kotła, dmuchania kotła) należy neutralizować przed uwolnieniem.

Ścieki oleiste pochodzące z systemów oczyszczania oleju opałowego, nieszczelności i odwadniania obiektów magazynowania oleju opałowego, stanowisk rozładowniczych, stref transformatora itp. mogą zawierać duże ilości oleju. Dlatego niezbędny jest etap wstępnej separacji tych olejów, który na ogół odbywa się w zbiornikach separacji grawitacyjnej wyposażonych w przegrody zatrzymujące.

Pozostałe ścieki, które wciąż mogą zawierać niewielkie ilości oleju w postaci emulsji wodno-olejowej, są oczyszczane w separatorach API lub płytkowych wyposażonych w zgarniacze oleju, albo w procesie flotacji powietrzem. Ścieki sanitarne można oczyszczać w komunalnym systemie kanalizacji, o ile takowy jest dostępny. W przeciwnym wypadku, mogą być odprowadzane do szamba lub oczyszczane w znajdującej się na miejscu jednostce oczyszczania biologicznego, która zwykle działa na zasadzie przedłużonego napowietrzania osadu aktywnego.

W pewnych przypadkach, zamiast oczyszczania razem z innymi ściekami w należącej do obiektu oczyszczalni ścieków, ścieki specjalne (np. woda zawierająca węglowodory z analiz laboratoryjnych) są zbierane oddzielnie i unieszkodliwiane poza zakładem przez upoważniony podmiot. Gospodarka wodą pożarową, występująca wyłącznie w sytuacjach nagłych, zależy od umiejscowienia pożaru. Takie ścieki są zbierane do systemów kanalizacyjnych w miejscu pożaru, zatrzymywane w zbiorniku retencyjnym wody pożarowej oraz, w razie konieczności, oczyszczane. Ścieki z obiektów energetycznego spalania mogą być oczyszczane rozdzielnie jako różne strumienie lub zbiorczo przy użyciu technik łączonych. Przykłady podano poniżej.

Woda i zarządzanie nią to zagadnienie ważne dla działania obiektu energetycznego spalania. Optymalizacja recyklingu różnych uwolnień pośrednich na terenie zakładu umożliwi znaczące obniżenie zużycia wody oraz zminimalizowanie ostatecznych ilości ścieków podlegających dalszemu oczyszczaniu. Na przykład, w kilku przypadkach możliwe jest zbieranie wszystkich ścieków z różnych punktów uwalniania z instalacji odsiarczania gazu odlotowego i ponowne ich użycie (w skruberze).

Dodatkowo, do zwilżania popiołu lotnego można wykorzystywać różne strumienie ścieków zamiast wody użytkowej czy świeżej. Czyste ścieki za oczyszczalnią ścieków są zwykle gromadzone w zbiornikach retencyjnych celem wykorzystania w celach, do których jakość wody jest odpowiednia, np. w przygotowaniu zawiesiny wapiennej dla instalacji odsiarczania gazu odlotowego lub stabilizacji mieszaniny gipsu z odsiarczania i popiołu lotnego przed jej unieszkodliwieniem na składowisku. Jednakże sama modyfikacja cyrkulacji i układu przewodów w instalacji odsiarczania gazu odlotowego nie umożliwi stworzenia instalacji wolnej od wszelkich ścieków. W przypadku wzrostu zawartości chloru, konieczne jest oczyszczanie metodą elutracji. Ilość ścieków i stopień poboru wody można ograniczyć przez recykling innych strumieni, takich jak woda deszczowa, woda chłodząca itp. Alternatywne rozwiązanie, odparowanie tych ścieków, może wymagać znacznej ilości dodatkowej energii, a ich unieszkodliwienie może zniweczyć osiągnięte korzyści środowiskowe.

[1, Eurelectric 2012]

Kolejną techniką ograniczania zużycia wody i objętości emisji skażonych ścieków jest gospodarka popiołem dennym z kotłów. Sposób gospodarowania suchym popiołem dennym opisano w Sekcji 3.2.5.2.

3.2.4.1 Filtracja

Opis

Filtracja to oddzielanie substancji stałych od ścieków poprzez przepuszczanie ich przez porowate medium. Obejmuje ona różne rodzaje technik, np. filtracja piaskowa, mikrofiltracja i ultrafiltracja. Zwykle jest stosowana razem z koagulacją i sedymentacją lub strącaniem zmiękczaćającym w celu usunięcia substancji stałych z wód powierzchniowych lub ścieków. Filtracja nie usuwa rozpuszczonych substancji stałych. Filtry na ogół wymagają czyszczenia – płukania wstecznego – przy pomocy odwrotnego strumienia świeżej wody.

Opis techniczny

Wśród powszechnie wykorzystywanych rodzajów filtrów są:

- filtr z wkładem granulowanym, lub filtr piaskowy (choć wkładem filtra piaskowego nie musi być, dosłownie, piasek), który jest szeroko wykorzystywany do oczyszczania wody, głównie wody o niskiej zawartości substancji stałych;
- grawitacyjny filtr bębnowy, wykorzystywany do oczyszczania wody i usuwania kłaczków osadu czynnego; jego efektywność zależy od użytej tkaniny filtracyjnej;
- próżniowy filtr obrotowy, odpowiedni do filtracji wstępnej, wykorzystywany do odwadniania osadów oleistych i de-emulsyfikacji pozostałości reszkowych;
- filtr membranowy;
- filtracyjna prasa taśmowa, na ogół wykorzystywana do odwadniania osadów, ale również do separacji cieczy od ciał stałych;
- prasa filtracyjna, zwykle używane do odwadniania osadów, ale również separacji cieczy od ciał stałych, odpowiednia do osadów o dużej zawartości ciał stałych.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Ograniczenie ilości zawiesin stałych i metali w uwalnianych ściekach.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Patrz dokument BREF dot. wspólnych systemów oczyszczania ścieków i gazów odlotowych/systemów zarządzania w sektorze chemicznym (CWW).

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Brak informacji.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Powszechne zastosowanie.

Ekonomika

Brak informacji.

Podstawa wdrożenia

Brak informacji.

Przykładowe obiekty

Obiekty 455 i 476.

Literatura źródłowa

BREF CWW.

Robinson, J. 2000. Water, Industrial Water Treatment. Kirk–Othmer Encyclopaedia of Chemical Technology.

3.2.4.2 Koagulacja, flokulacja, sedymentacja i strącanie

Opis

Koagulacja i flokulacja są wykorzystywane do oddzielenia zawiesin stałych ze ścieków i są często realizowane jako kolejne etapy. Koagulacja jest przeprowadzana poprzez dodawanie koagulantów o ładunkach przeciwnych od zawiesin. Flokulacja jest dokonywana przez dodawanie polimerów, tak aby kolizje mikrocząstek powodowały ich łączenie się w większe kłaczk.

Sedymentacja to oddzielanie zawiesin stałych przez osadzanie grawitacyjne.

Strącanie to przekształcanie rozpuszczonych substancji zanieczyszczających w nierozpuszczalne związki poprzez dodawanie chemicznych środków strącających. Powstałe osady stałe są następnie rozdzielane poprzez sedymentację, flotację lub filtrację. W razie konieczności, można wykonać jeszcze mikrofiltrację i ultrafiltrację. Typowymi substancjami chemicznymi wykorzystywanymi do strącania metali są wapno, dolomit, wodorotlenek sodu, węglan sodu, siarczek sodu i związki organosiarkowe. Sole wapniowe (inne niż wapno) są wykorzystywane do strącania siarczanów lub fluoru.

Opis techniczny

W przypadku gdy oddzielenie cząstek prostymi środkami grawitacyjnymi, np. kiedy są one zbyt małe, ich gęstość jest zbliżona do gęstości wody lub kiedy tworzą koloidy, dodawane są specjalne substancje chemiczne powodujące osadzanie ciał stałych, np.:

- siarczan glinu (ałun);
- siarczan żelaza;
- chlorek żelaza;
- wapno;
- chlorek poliglinu;
- siarczan poliglinu;
- organiczne polielektrolity kationowe;
- polielektrolity niejonowe;
- polielektrolity anionowe;
- związki organosiarkowe.

Te substancje chemiczne powodują destabilizację koloidalnych i małych cząstek zawieszonych (np. gliny, krzemionki, żelaza, metali ciężkich, barwników, organicznych ciał stałych, oleju w ściekach) oraz emulsji wychwytyjących cząstki stałe (koagulacja) i/lub gromadzenie się tych cząstek w postaci kłaczek o wielkości wystarczającej do osadzenia (flokulacja). Do flokulacji wykorzystuje się również polimery anionowe i niejonowe. Aby uniknąć złych wyników klarowania niezbędne jest kontrolowanie zakresu pH.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

- Usuwanie fluorków, siarczanów, metali, ogólnego węgla organicznego i cząstek stałych.
- Ograniczenie ilości uwalnianych ścieków z nieosadzonymi materiałami i metalami.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Patrz dokument BREF dot. wspólnych systemów oczyszczania ścieków i gazów odlotowych/systemów zarządzania w sektorze chemicznym (CWW).

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Wytwarzanie osadu. Osad może być dodawany do węgla, a w niektórych przypadkach (np. osad z dekarbonizacji) wykorzystywany w procesie odsiarczania gazu odlotowego lub jako materiał wypełniający w górnictwie.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Powszechne zastosowanie.

Ekonomika

Brak informacji.

Podstawa wdrożenia

Brak informacji.

Przykładowe obiekty

Obiekty 662 i 464.

Literatura źródłowa BREF CWW.

Robinson, J. 2000. Water, Industrial Water Treatment. Kirk–Othmer Encyclopaedia of Chemical Technology.

3.2.4.3 Flotacja

Opis

Flotacja to proces oddzielania cząstek stałych lub płynnych od fazy wodnej ścieków przez przyłączanie ich do bąbelków powietrza. Pływające cząstki gromadzą się na powierzchni wody i są zbierane przez zgarniacze.

Opis techniczny

Flotacja jest wykonywana trzema metodami różniącymi się od siebie sposobem dodania powietrza:

- flotacja próżniowa, w której powietrze jest rozpuszczane pod ciśnieniem atmosferycznym, po czym następuje spadek ciśnienia umożliwiającą powstanie pęcherzyków;
- flotacja indukowana powietrzem (ang. induced air flotation, IAF), w której drobne pęcherzyki są wprowadzane do ścieków przez urządzenie indukujące, takie jak zwężka Venturiego lub kryza szczelinowa;
- flotacja rozpuszczonym powietrzem (ang. dissolved air flotation, DAF), w której powietrze pod ciśnieniem (0,4–0,8 MPa, lub 1,0–1,2 MPa w przypadku związków aluminium) jest rozpuszczane w ściekach lub ich części i następnie uwalniane, aby utworzyć małe pęcherzyki.

Proces flotacji często jest wspomagany dodatkami flokulacyjnymi, takimi jak sole aluminium i żelaza, krzemionka aktywowana i różne polimery organiczne. Ich zadaniem, oprócz koagulacji i flokulacji, jest utworzenie powierzchni lub struktury mogącej wchłonąć lub uwięzić pęcherzyki powietrza.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Ograniczenie ilości materiału nie strącającego się i wolnego oleju z uwalnianych ścieków.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Patrz dokument BREF dot. wspólnych systemów oczyszczania ścieków i gazów odlotowych/systemów zarządzania w sektorze chemicznym (CWW).

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Tworzenie osadu.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Brak informacji.

Ekonomika

Brak informacji.

Podstawa wdrożenia

Brak informacji.

Przykładowe obiekty

Obiekt 253.

Literatura źródłowa

BREF CWW.

Robinson, J. 2000. Water, Industrial Water Treatment. Kirk–Othmer Encyclopaedia of Chemical Technology.

3.2.4.4 Separacja oleju i wody**Opis**

Proces separacji oleju i wody oraz późniejszego usuwania oleju można podzielić na:

- separację grawitacyjną uwolnionego oleju przy użyciu urządzeń separacyjnych;
- przerwanie emulsji przy użyciu substancji chemicznych przerywających emulsję np.:
 - soli metali poliwalentnych, takich jak alun, trichlorek glinu, chlorek żelazawy, siarczan żelazawy;
 - kwasów mineralnych, takich jak kwas siarkowy, kwas solny, kwas azotowy;
 - adsorbentów, takich jak sproszkowana glina, wapno;
 - polimerów organicznych, takich jak poliaminy, poliakrylany;

oraz późniejszą separację de-emulgowanego oleju przez koagulację/flokulację i flotację powietrzem.

Opis techniczny

Powszechnie stosowane separatory oleju i wody to:

- **separator Amerykańskiego Instytutu Naftowego (ang. API)**, najprostszy rodzaj, składający się z otwartego prostokątnego basenu i zgarniacza, który przesuwając osad do koryta zbiorczego o olej do urządzenia zbierającego; mogący przechwytywać duże grudy oleju.
- **kolektor z blachy płaskiej (PPI)**, posiadający płyty ustawione równolegle do przepływu, które znacząco zwiększają aktywne pole powierzchni, oraz urządzenie zbierające olej; nieodpowiednie do przechwytywania dużych grud.
- **kolektor z blachy falistej (CPI)**, posiadający płyty faliste ustawione przeciwnie do przepływu oraz urządzenie zbierające olej; nieodpowiednie do przechwytywania dużych grud, ale posiadające dobrą efektywność separacji.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Ograniczenie ilości oleju i cząstek stałych z uwalnianych ścieków.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Patrz dokument BREF dot. wspólnych systemów oczyszczania ścieków i gazów odlotowych/systemów zarządzania w sektorze chemicznym (CWW).

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Brak informacji.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Powszechne zastosowanie.

Ekonomika

Brak informacji.

Podstawa wdrożenia

Brak informacji.

Przykładowe obiekty

Brak informacji.

Literatura źródłowa

BREF CWW.

Robinson, J. 2000. Water, Industrial Water Treatment. Kirk–Othmer Encyclopaedia of Chemical Technology.

3.2.4.5 Krystalizacja

Opis

Usuwanie zanieczyszczeń jonowych ze ścieków poprzez ich krystalizację na materiale ziarnowym, takim jak piasek lub minerały, w procesie ze złożem fluidalnym.

W niektórych obiektach krystalizacja jest stosowana po odparowaniu.

Opis techniczny

Urządzenie krystalizacyjne składa się głównie z:

- walcowego reaktora z dopływem u podstawy i wypływem u góry;
- materiału ziarnowego, tzn. grudek piasku lub minerałów filtracyjnych utrzymywanych w stanie złoża fluidalnego;
- układu cyrkulacyjnego z pompą recyrkulacyjną.

Zasadą działania układu cyrkulacyjnego jest mieszanie napływających ścieków ze strumieniem cyrkulacyjnym o niższym stężeniu anionów lub metali. Układowi cyrkulacyjny umożliwia bardziej elastyczną pracę reaktora, tzn.:

- wahania przepływu i składu napływających ścieków są łatwo eliminowane;
- wszystkie rodzaje ścieków o stężeniach w przedziale 10–100 000 ppm mogą być z łatwością oczyszczane jedynie przez dostosowanie wskaźnika cyrkulacji (wyższe stężenia ścieków wymagają wyższego wskaźnika cyrkulacji);
- fluidyzacja grudek zostaje utrzymana nawet w przypadku braku przepływu ścieków przez reaktor.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Ograniczenie ilości metali i metaloidów, siarczanów (SO_4^{2-}) i fluorków (F^-) w uwalnianych ściekach.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Nie są uwalniane ścieki.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

- Zużycie energii.
- Gospodarka pozostałościami i ich unieszkodliwianie.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Powszechnie zastosowanie.

Ekonomika

Brak informacji.

Podstawa wdrożenia

Brak informacji.

Przykładowe obiekty

Obiekt 211 i Obiekt 253.

Literatura źródłowa

BREF CWW.

Robinson, J. 2000. Water, Industrial Water Treatment. Kirk–Othmer Encyclopaedia of Chemical Technology.

3.2.4.6 Odparowanie**Opis**

Odparowanie ścieków to proces destylacji, w którym woda jest substancją lotną pozostawiającą koncentrat jako w postaci pozostałości dennej przeznaczonej do unieszkodliwienia. Celem odparowania jest zmniejszenie objętości ścieków lub koncentracja roztworów macierzystych. Lotna para jest zbierana w skraplaczu, a skroplona woda, po ewentualnym oczyszczeniu, poddawana recyklingowi.

Opis techniczny

Istnieje wiele rodzajów parowników. Ich przydatność zależy od wymogów konkretnego przypadku. Przykłady parowników:

- parowniki z naturalną cyrkulacją, odpowiednie dla materiału, który nie jest wrażliwy na ciepło;
- parowniki pionowe krótkorurkowe, odpowiednie dla płynów niekorozyjnych lub niekryształizujących;
- parowniki koszykowe, o takim samym zastosowaniu jak parowniki krótkorurkowe;
- parowniki filmu opadowego, wykorzystywane w branży nawozowej do koncentracji mocznika, kwasu fosforowego, azotanu amonu itp.;
- parowniki cienkowarstwowe, używane do koncentracji, frakcjonowania, odwaniania i odpędzania w produkcji farmaceutyków, polimerów, organicznych i nieorganicznych substancji chemicznych.

Parowniki zwykle są użytkowane w seriach, gdzie ciepło kondensacji jednego stopnia ogrzewa kondensat (tzn. ścieki) poprzedniego stopnia. Użytkowanie w warunkach podciśnienia minimalizuje zapotrzebowanie na energię. Normalne warunki robocze to 12–20 kPa i 50–60 °C.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Ograniczenie ilości zanieczyszczeń w uwalnianych ściekach.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Nie są uwalniane ścieki.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

- Zużycie energii.
- Gospodarka pozostałościami i ich unieszkodliwianie.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Powszechne zastosowanie.

Ekonomika

Brak informacji.

Podstawa wdrożenia

Brak informacji.

Przykładowe obiekty

Obiekt 211 i Obiekt 253.

Literatura źródłowa

BREF CWW.

Robinson, J. 2000. Water, Industrial Water Treatment. Kirk–Othmer Encyclopaedia of Chemical Technology.

3.2.4.7 Odpędzanie powietrzem

Opis

Odpędzanie powietrzem polega na wprowadzeniu ścieków w kontakt z szybko przepływającym strumieniem gazu w celu przetransferowania lotnych zanieczyszczeń z fazy wodnej do fazy gazowej. Zanieczyszczenia są usuwane ze strumienia gazu odpędzającego, dzięki czemu może on być ponownie użyty. Lotne substancje organiczne i nieorganiczne (np. amoniak) są przenoszone ze ścieków do gazu odpadowego, co znacznie zwiększa pole powierzchni zanieczyszczonej wody wystawionej na działanie procesu. Z drugiej strony, parowanie wody obniża temperaturę ścieków zmniejszając lotność zanieczyszczeń.

Opis techniczny

Do najpowszechniejszych urządzeń odpędzających należą:

- kolumna odpędowa z wypełnieniem, wyposażona w:
 - umieszczone w górnej części dysze spryskujące do rozprowadzania ścieków po wypełnieniu, z gazem odpędzającym przepływającym przez wypełnienie w kierunku przeciwnym;
 - zbiornik ściekowy przy dnie do zbierania oczyszczonej wody, dodatkowo wyposażony w ogrzewacz powietrza (na potrzeby odpędzania powietrzem);
 - zautomatyzowany system sterowania system kontroli emisji powietrza (jednostka GAC, utleniacz katalityczny lub spalarnia);
- zbiornik odpędzania, w którym lotne związki są odpędzane przez barbotaż gazem (powietrzem, parą) do zbiornika kanalizacyjnego ścieków.

Na wyposażenie składają się:

- zbiornik buforowy na ścieki;
- zbiornik wstępnego przygotowania do regulacji pH;
- kolumna odpędzająca/kolumny odpędzające z przepływem przeciwnym;
- wstępny podgrzewacz wsadu, odzyskujący ciepło z położonego dalej skraplacza pary odpędzającej;
- skraplacz chłodzony powietrzem lub wodą;
- położone dalej urządzenia do oczyszczania gazu.

Kolumny odpędowe mogą być pracować w sposób ciągły lub partiami, przy czym ostatni z wymienionych sposobów zapewnia niezmienną wydajność i lepszą efektywność energetyczną jednostki.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Ograniczenie zawartości amoniaku w ściekach.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Możliwe zmniejszenie zawartości amoniaku sięgające 90 % (Obiekt 464).

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Transfer amoniaku z wody do powietrza w przypadku, gdy gazy nie są zwracane do jednostki spalania.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Zastosowanie w przypadku dużej zawartości amoniaku w ściekach, np. w związku z wykorzystaniem SCR/SNCR do ograniczania zanieczyszczeń powietrza.

Ekonomika

Brak informacji.

Podstawa wdrożenia

Brak informacji.

Przykładowe obiekty

Obiekt 473 i Obiekt 464.

Literatura źródłowa

BREF CWW.

Robinson, J. 2000. Water, Industrial Water Treatment. Kirk–Othmer Encyclopaedia of Chemical Technology.

3.2.4.8 Wymiana jonowa**Opis**

Wymiana jonowa to usuwanie niepożądanych lub niebezpiecznych składników jonowych ścieków i zastępowanie bardziej akceptowalnymi jonami z wykorzystaniem żywicy jonowymiennej, w której są one czasowo zatrzymywane, a następnie odprowadzane do płynu regeneracyjnego lub do płukania wstecznego.

Opis techniczny

Na wyposażenie wymiennika jonowego zwykle składają się:

- pionowe walcowate naczynie ciśnieniowe z wewnętrzną okładziną odporną na korozję, w którym znajduje się żywica; zwykle jest to wieża z wypełnieniem w kilku możliwych konfiguracjach;
- zawór sterujący i orurowanie, kierujące płynące ścieki i roztwór regeneracyjny w odpowiednie miejsca;
- układ regeneracji żywicy, składający się urządzeń kierujących rozpuszczaniem soli i rozcieńczaniem.

Wlotowy układ dystrybucji, znajdujący się na górze lub na dole naczynia, zapewnia równomierne rozprowadzenie napływających ścieków pozwalając uniknąć wydrążania kanałów w złożu żywicy. Działa on również jako kolektor wody z płukania wstecznego.

Powszechnie wykorzystywane wymienniki jonowe to makroporowate żywice granulowane z kationowymi lub anionowymi grupami funkcyjnymi. Niektóre żywice do regeneracji potrzebują kwasów i ługów. W przypadku obecności substancji organicznych, żywice ulegają zabrudzeniu. Strumienie środków regeneracyjnych muszą być wtedy poddane neutralizacji.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Zmniejszenie zawartości jonów metali w ściekach.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Patrz dokument BREF dot. wspólnych systemów oczyszczania ścieków i gazów odłotowych/systemów zarządzania w sektorze chemicznym (CWW).

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Wytwarzanie osadów i solanki, które trzeba poddać oczyszczeniu i unieszkodliwieniu.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Powszechne zastosowanie.

Ekonomika

Brak informacji.

Podstawa wdrożenia

Brak informacji.

Przykładowe obiekty

Obiekt 464 i Obiekt 473.

Literatura źródłowa

BREF CWW.

3.2.4.9 Oczyszczanie biologiczne

Opis

Oczyszczanie biologiczne to rozkład rozpuszczonych substancji organicznych przez mikroorganizmy (tzn. bakterie) działające jako środek utleniający.

Opis techniczny

Zasadniczo, występują trzy rodzaje procesów metabolicznych: tlenowe (z wykorzystaniem rozpuszczonego tlenu), anoksydacyjne (z wykorzystaniem biologicznej redukcji nośników tlenu) beztlenowe (bez zaopatrzenia w tlen).

Niektóre obiekty w Stanach Zjednoczonych stosują oczyszczanie biologiczne w celu zmniejszenia biochemicznego zapotrzebowania na tlen, a inne elektrownie opalane węglem kamiennym stosują procesy anoksydacyjne/beztlenowe do ograniczania pewnych zanieczyszczeń (np. selenu, rtęci, azotanów) w bardziej wydajny sposób niż w przypadku procesu sedymentacji, strącania chemicznego czy tlenowego oczyszczania biologicznego. Obiekty użytkujące systemy biologicznego oczyszczania anoksydacyjnego/beztlenowego wykorzystują bioreaktor z filmem stałym ze złożem z węgla aktywnego (np. granulowanego węgla aktywnego) lub innego porowatego podłoża wzbogaconego naturalnie występującymi pożytecznymi mikroorganizmami, które redukują selen i inne metale. [210, USA EPA 2013]

Nieoczyszczone ścieki mogą zawierać azot w postaci azotowych substancji organicznych, amoniaku ($\text{NH}_3\text{-N}$), azotynu ($\text{NO}_2\text{-N}$) i azotanu ($\text{NO}_3\text{-N}$). Biologiczne usuwanie azotu polega na początkowym przekształceniu azotu zawartego w ściekach do azotanu, a następnie przekształceniu $\text{NO}_3\text{-N}$ do obojętnego azotu (N_2), który jest uwalniany ze ścieków do atmosfery. W bardziej szczegółowym ujęciu, biologiczne oczyszczanie ścieków w celu usunięcia azotu odbywa się w trzech etapach:

- amonifikacji (rozkładzie azotu zawartego w substancjach organicznych do $\text{NH}_3\text{-N}$);
- nityfikacji (utlenianiu $\text{NH}_3\text{-N}$ do $\text{NO}_3\text{-N}$);
- denityfikacji (przekształceniu $\text{NO}_3\text{-N}$ do N_2).

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Zmniejszenie zawartości substancji organicznych, azotu i metali w ściekach.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Patrz literatura źródłowa poniżej.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

W przypadku gdy etapy nityfikacji/denityfikacji są realizowane w centralnej oczyszczalni ścieków, mogą przyczyniać się do uwalniania zapachów i substancji lotnych.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Nityfikacja może nie mieć zastosowania w tlenowym oczyszczaniu biologicznym amonu (NH_4^+) w przypadku dużych stężeń chlorków (tzn. ok. 10 g/l). Zgłoszono fakt prowadzenia badań nad usuwaniem azotu ze ścieków o wysokim zasoleniu (30 g/l).

Ekonomika

Brak informacji.

Podstawa wdrożenia

Brak informacji.

Przykładowe obiekty

Elektrownia parowa Allen należąca do Duke Energy Carolinas (USA).

Elektrownia parowa Belews Creek (USA).

Literatura źródłowa

[210, USA EPA 2013] [211, Wylie et al. 2008] [212, Ramos, A. F., et al. 2007] [289, COM 2014]

3.2.4.10 Techniki do rozważenia dla obiektów wyposażonych w oczyszczanie gazów odlotowych z emisjami do wód (mokre odsiarczanie, kondensator gazu odlotowego)

Tabela 3.41: Techniki zapobiegania zanieczyszczeniom wody oraz ich ograniczania w obiektach wykorzystujących oczyszczanie gazów odlotowych z emisją do wód

Technika	Opis techniczny	Osiągnięte korzyści dla środowiska	Efektywność środowiskowa i dane operacyjne	Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska	Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania	Ekonomika	Przykładowe obiekty
1 Oczyszczanie mechaniczne							
Filtracja	Oddzielanie substancji stałych od ścieków poprzez przepuszczanie ich przez porowate medium	Zmniejszenie ilości oleju i ciał stałych w uwalnianych ściekach	bd	Wytwarzanie osadu	Powszechne zastosowanie	Właściwe dla danego obiektu	Obiekty 455, 476
Separacja oleju	Grawitacyjna separacja oleju i wody	Zmniejszenie ilości oleju w uwalnianych ściekach					Wytwarzanie osadu
2 Oczyszczanie fizyko-chemiczne							
Flokulacja, sedymentacja, strącanie, neutralizacja	Dodanie specjalnych substancji chemicznych w celu osadzenia ciał stałych, które nie mogą być oddzielone prostymi technikami grawitacyjnymi	Usuwanie fluorków, metali, ogólnego węgla organicznego, zawiesin	bd	Wytwarzanie osadu	Powszechne zastosowanie	Właściwe dla danego obiektu	Obiekty 662, 464
Zmiękczenie, krystalizacja, odparowanie	Krystalizacja jest ściśle związana ze strącaniem, ale w odróżnieniu od niego osady powstają na materiale ziarnowym, takim jak piasek lub minerały	Ograniczenie ilości zanieczyszczeń w uwalnianych ściekach. Unikanie uwolnień wody					Wytwarzanie skoncentrowanych ścieków lub osadów

Rozdział 3

Odpędzanie	Ścieki są wprowadzane w kontakt z szybko przepływającym strumieniem gazu w celu przetransferowania lotnych zanieczyszczeń z fazy wodnej do fazy gazowej	Zmniejszenie zawartości amoniaku w ściekach		Transfer amoniaku do powietrza przez odpędzanie	Zastosowanie do ścieków o dużej zawartości amoniaku spowodowanej przez SCR/SNCR	Właściwe dla danego obiektu	Obiekty 470, 464
Wymiana jonowa	Usuwanie niepożądanych lub niebezpiecznych składników jonowych ścieków i zastępowanie bardziej akceptowalnymi jonami z wykorzystaniem żywicy jonowymiennej	Usuwanie jonów i związków podatnych na jonizację ze ścieków		Wytwarzanie osadów i solanki	Powszechne zastosowanie	Właściwe dla danego obiektu	Obiekt 464
3 Zmniejszanie ilości ścieków							
Ponowne wykorzystanie wody	Mieszanie ścieków z mokrego odsiarczania gazów odlotowych w celu transportu popiołu, produktów ubocznych itp.	Unikanie uwolnień wody	bd	Ustabilizowany materiał może zostać wykorzystany jako materiał wypełniający w kopalniach odkrywkowych	Zastosowanie w obiektach położonych w pobliżu kopalń odkrywkowych	Właściwe dla danego obiektu	Obiekt 170
Recykling wody	Kierowanie ścieków z powrotem do procesu produkcji	Zmniejszenie uwalniania wody		Duża zawartość soli w uwalnianej wodzie	Powszechne zastosowanie. Obowiązkowy dla miękkiej wody używanej jako woda uzupełniająca w mokrym odsiarczaniu gazu odlotowego	Właściwe dla danego obiektu	Obiekty 547, 137
4. Oczyszczanie biologiczne							
Oczyszczanie biologiczne	Rozkład rozpuszczonych substancji organicznych przez mikroorganizmy (tzn. bakterie) działające jako środek utleniający	Zmniejszenie zawartości substancji organicznych, azotu i metali w ściekach	EPA-821-R-1 3-002	Może przyczyniać się do uwalniania zapachów i substancji lotnych	Nitryfikacja może nie mieć zastosowania w przypadku dużych stężeń chlorków (tzn. ok. 10 g/l)	Właściwe dla danego obiektu	El. par. Alen, Duke Energy Carolinas (USA), El. par. Belews Creek (USA)
Uwaga: bd: brak dostępnych szczegółowych danych.							

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Wykresy dotyczące emisji ścieków przedstawiono na Rysunkach 3.58 - 3.72. Przedstawione dane dotyczą uwalniania ścieków bezpośrednio do odbiorczych zbiorników wodnych z dużych obiektów energetycznego spalania stosujących techniki mokrego oczyszczania gazów odlotowych. Dane obejmują tylko przypadki, w których strumienie ścieków z mokrego oczyszczania gazów odlotowych są oczyszczane przed uwolnieniem.

Podane emisje do wód mogą w pewnych przypadkach obejmować nie tylko emisje z określonego obiektu, ale również emisje z innych obiektów, których dane dostarczono

podczas gromadzenia danych lub emisje z innych obiektów nieobjętych procesem zbierania danych. W pierwszym przypadku, emisje ścieków oznaczono kodem obiektu podanym w Tabeli 3.42 i obejmują one co najmniej emisje z określonego obiektu oraz obiektów z nim związanych, które zostały wymienione w tabeli.

Tabela 3.42: Emisje z obiektów oznaczonych kodami podanymi na Rysunkach od 3.58 do 3.72

Kod obiektu podany na rysunku	Emisje z obiektów objętych kodem
117-1	117-2
122a	122b
124-1	124-2; 134
127-1	127-2
128-1	128-2; 128-3; 128-4; 129-1; 129-2
211	212
26	27
384-1	384-2
386-1	386-2; 386-3; 386-4
415-1	415-2
435-2	435-1
441-2	441-1
478-1	478-2
487-2	487-1; 487-3; 487-4
138	139
456	457
197	198; 199; 200
77	78
130	137
219	221
223	224
470	472
258	259
262	263

Na wykresach nie uwzględniono obiektów objętych procesem zbierania danych, które uwalniają ścieki do instalacji znajdujących się poza ich terenem (np. Obiekty 26, 24, 77, 470). Wpływ dalszych oczyszczalni ścieków jest w przypadku pośrednich uwolnień nieznanym.

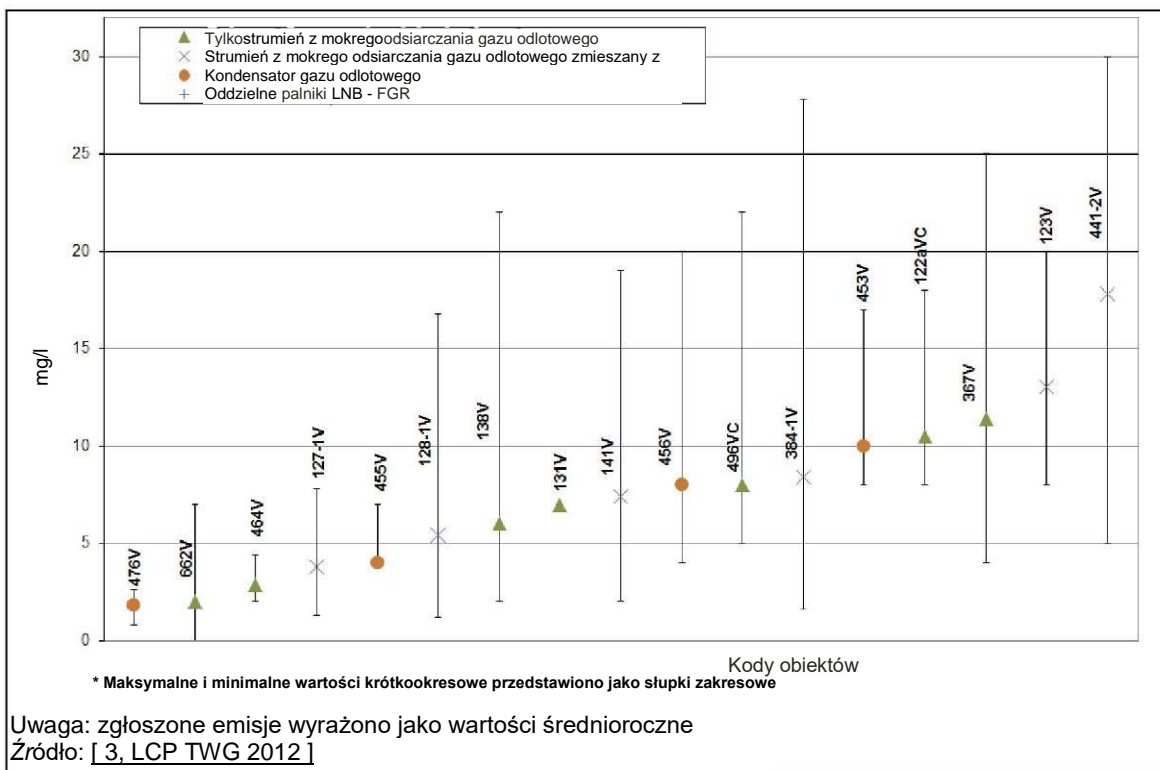
Na wykresach nie przedstawiono pewnej liczby obiektów, w których nie występują uwolnienia ścieków z technik ograniczania emisji do powietrza. Są to obiekty, które stosują ponowne wykorzystanie lub recykling ścieków (np. Obiekty 170, 116) lub wykorzystują metodę ZLD (np. Obiekty 253, 211).

Na poniższych wykresach przedstawiono średnioroczne emisje w bezpośrednich zrzutach do odbiorczego zbiornika wodnego, w których ścieki pochodzą tylko z instalacji oczyszczania gazu odlotowego w danym obiekcie lub są mieszane z innymi strumieniami ścieków z tego obiektu. Obiekty oznaczono według strumieni ścieków, tzn. ścieki tylko z odsiarczania gazu odlotowego, tylko z kondensatora gazu odlotowego lub ścieki z odsiarczania gazu odlotowego zmieszane z innymi strumieniami. Na wykresach przedstawiono również maksymalne i minimalne poziomy emisji. Wahania wartości maksymalnych w odniesieniu do wartości średniej zależą od rodzaju zanieczyszczenia, ale na ogół są mniejsze niż w innych branżach, w których stosowane jest biologiczne oczyszczanie ścieków (np. w przemyśle

chemicznym). Obowiązujące w UE wartości graniczne dla emisji do wód są zwykle wyrażane jako krótkookresowe średnie obliczane w oparciu od dobowe próbki złożone.

Emisje TSS

Na Rysunku 3.58 przedstawiono całkowite roczne emisje zawiesiny ogólnej (ang. total suspended solids, TSS) w bezpośrednich zrzutach do odbiorczego zbiornika wodnego, w których ścieki pochodzą tylko z instalacji oczyszczania gazu odlotowego w danym obiekcie lub są mieszane z innymi strumieniami ścieków z tego obiektu. W pewnej liczbie obiektów, w tym w obiektach oczyszczających ścieki pochodzące wyłącznie z oczyszczania gazu odlotowego, maksymalny poziom emisji TSS nie przekracza 30 mg/l, a w niektórych przypadkach jest niższy niż 10 mg/l.



Rysunek 3.58: Emisje zawiesiny ogólnej (TSS) w bezpośrednich zrzutach do odbiorczego zbiornika wodnego

Emisje TOC/COD

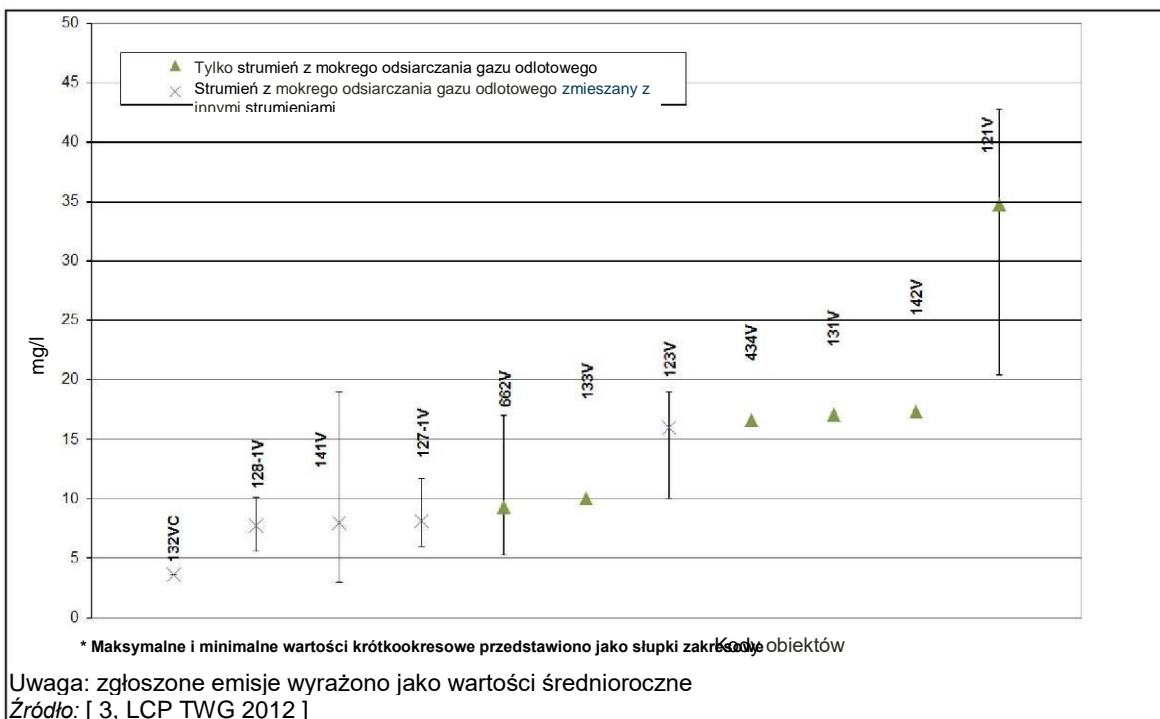
Obciążenie ścieków ogólnym węglem organicznym (ang. total organic carbon, TOC)/chemicznym zapotrzebowaniem na tlen (ang. chemical oxygen demand, COD) można zmniejszyć przez optymalizację projektu i sposobu użycia technik spalania i metod redukcji emisji gazów odpadowych niezależnie od rodzaju spalanego paliwa. TOC/COD jest również częściowo strącany podczas strącania metali.

Parametr COD jest powszechnie wykorzystywany do monitoringu emisji związków organicznych, choć coraz częściej w tym celu stosuje się parametr TOC, który do pomiaru nie wymaga użycia bardzo toksycznych związków (tzn. rtęci i Cr(VI)). Ponadto, pomiar COD może zostać utrudniony przez wysokie stężenie chlorków.

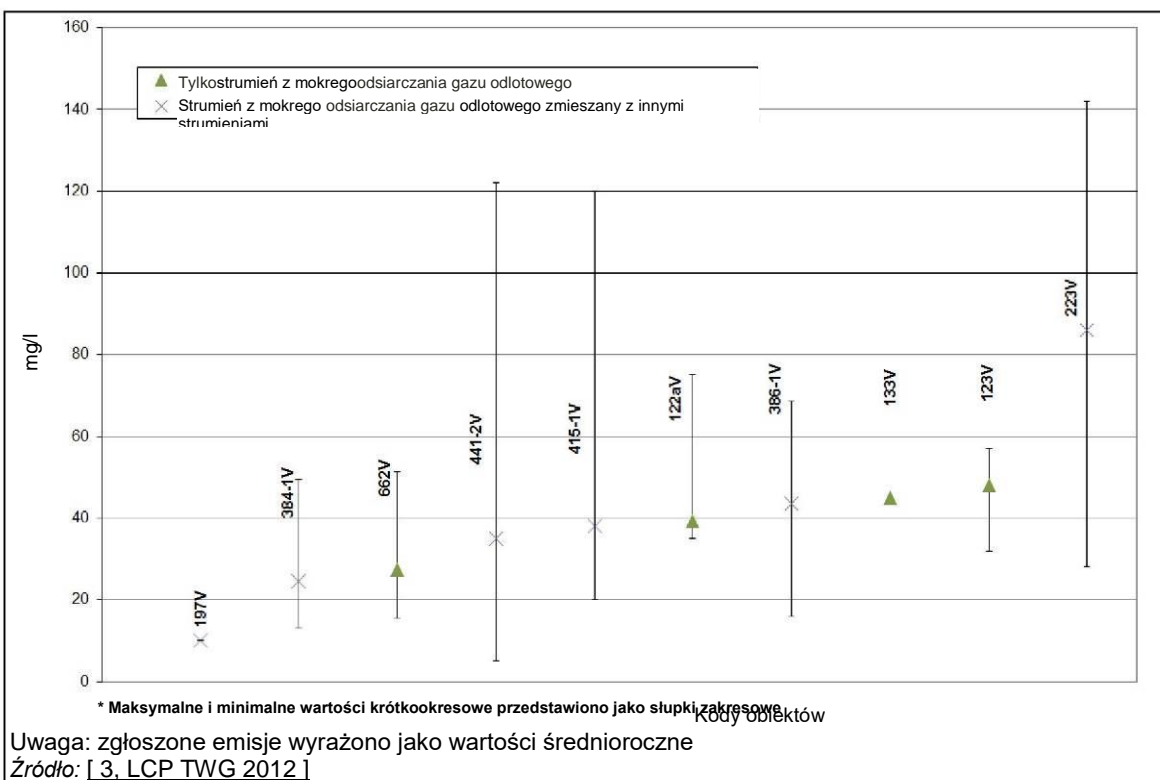
Stosunek COD do TOC jest właściwy dla danego obiektu. W przypadku związków organicznych, teoretycznie waha się od 0,67 do 5,3. Według wyników badania przeprowadzonego w szeregu sektorach przemysłu w Niemczech pod koniec lat 90. ubiegłego wieku, mediana stosunku COD do TOC dla ścieków z oczyszczania gazu odlotowego pochodzącego z systemów spalania wyniosła 2,7.

W przypadku TOC, jak pokazano na Rysunku 3.59, w pewnej liczbie obiektów, w tym w obiektach oczyszczających ścieki pochodzące wyłącznie z oczyszczania gazu odlotowego, maksymalny poziom emisji nie przekracza 50 mg/l, a w kilku przypadkach jest niższy niż 20 mg/l. W przypadku COD, jak przedstawiono na Rysunku 3.60, w pewnej liczbie obiektów, w tym w obiektach oczyszczających ścieki pochodzące wyłącznie

z oczyszczania gazu odlotowego, maksymalny poziom emisji nie przekracza 150 mg/l, a w kilku przypadkach jest niższy niż 60 mg/l.



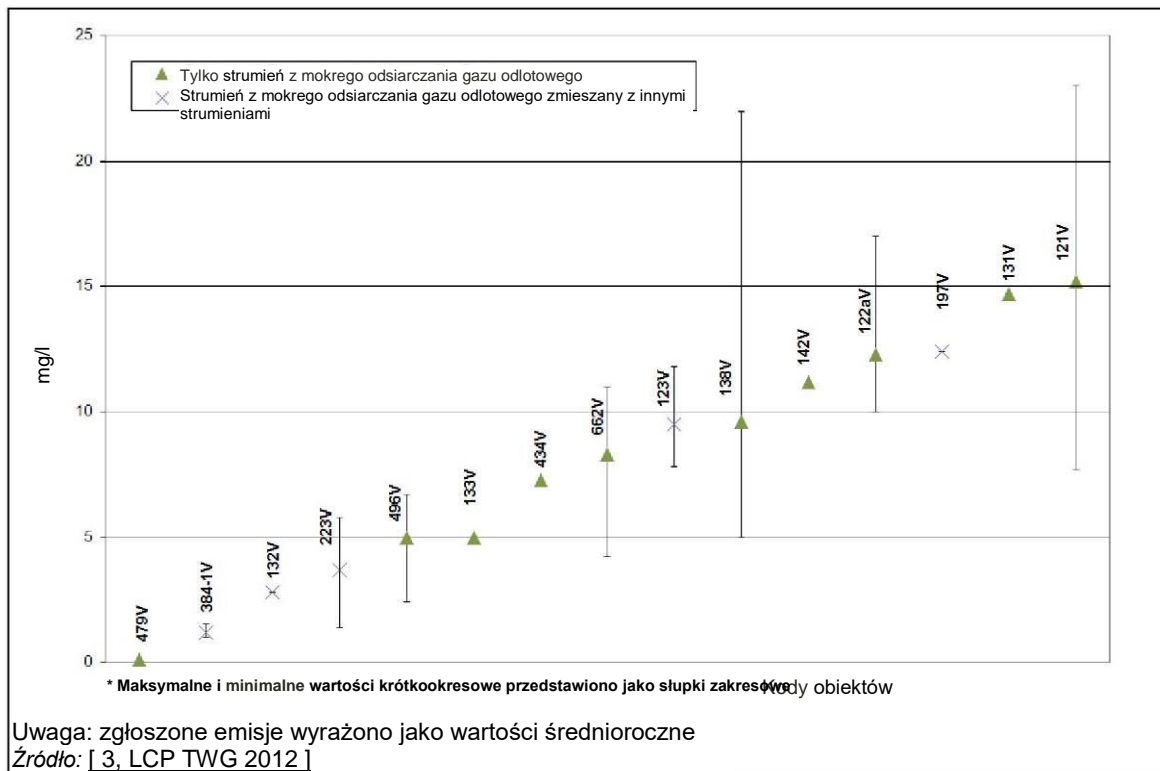
Rysunek 3.59: Emisje całkowitego węgla organicznego (TOC) w bezpośrednich zrzutach do odbiorczego zbiornika



Rysunek 3.60: Chemiczne zapotrzebowanie na tlen (COD) w emisjach w bezpośrednich zrzutach do odbiorczego zbiornika wodnego

Emisje fluorków

Poziom fluorków jest zwykle zmniejszany przez strącanie wapniem. W czystej wodzie rozpuszczalność fluorku wapnia wynosi 16 mg/l w 20 °C, co odpowiada stężeniu fluorku 7,8 mg/l. Korzystając ze stałej rozpuszczalności i zakładając stężenie wapnia 300 mg/l (odpowiadające stężeniu siarczanu wapnia 1 000 mg/l), można obliczyć teoretyczne stężenie chlorków wynoszące 1,3 mg/l. W praktyce jednak, stężenie fluorków w oczyszczanych ściekach jest często znacznie wyższe z powodu powolnej nukleacji i/lub dużej siły jonowej. Jak pokazano na Rysunku 3.61, w pewnej liczbie obiektów, w tym w obiektach oczyszczających ścieki pochodzące wyłącznie z oczyszczania gazu odlotowego oraz w Obiektach 121, 122 i 138 stosujących strącanie wapniem, maksymalny poziom emisji nie przekracza 25 mg/l, a w kilku przypadkach jest niższy niż 10 mg/l.



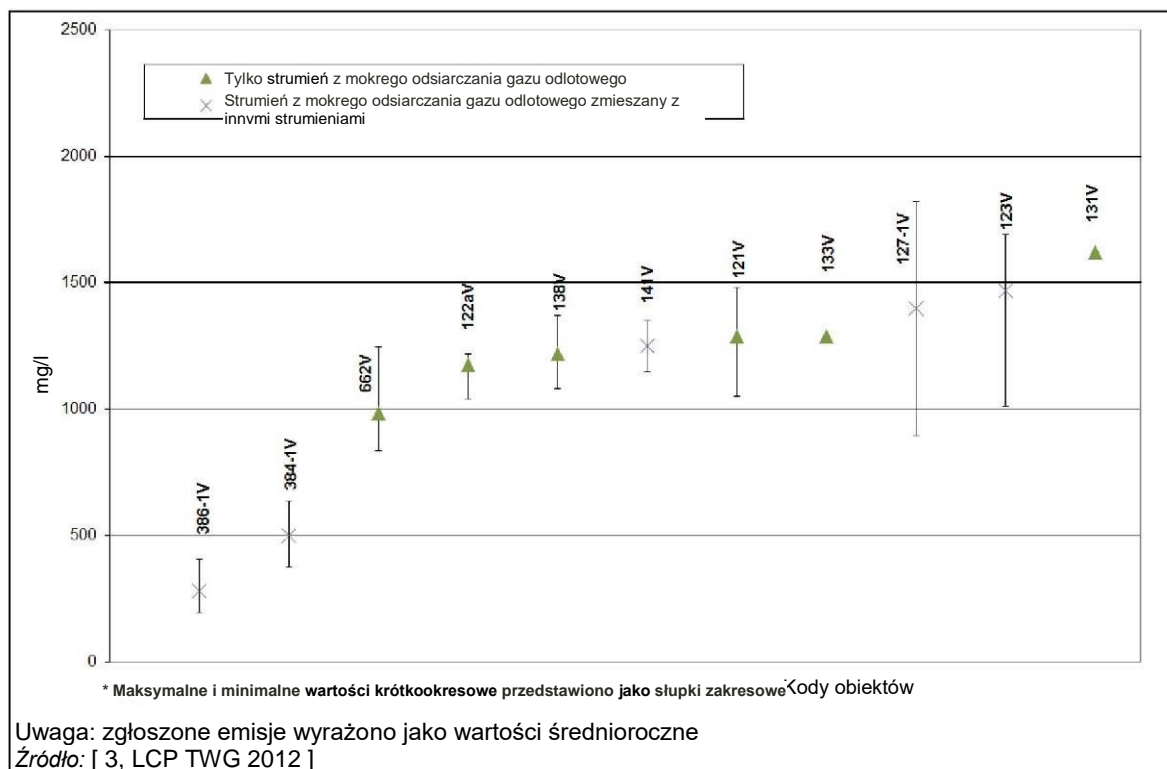
Rysunek 3.61: Emisje fluorków (F) w bezpośrednich zrzutach do odbiorczego zbiornika wodnego

Emisje siarczanów

Na Rysunku 3.62 przedstawiono roczne siarczanów w bezpośrednich zrzutach do odbiorczego zbiornika wodnego, w których ścieki pochodzą tylko z instalacji oczyszczania gazu odlotowego w danym obiekcie lub są mieszane z innymi strumieniami ścieków z tego obiektu. Poziom siarczanów w nieoczyszczonych ściekach z oczyszczania gazu odlotowego zależy od jakości surowej wody, jakości paliwa oraz stopnia recyklingu wody. Poziom siarczanów zwykle obniża się przez strącanie solami wapnia (wapień/wapno). Inne techniki, takie jak odparowanie-kryształizacja i strącanie borem są rzadko stosowane i implikują wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska. Dlatego, resztkowy poziom siarczanów zależy od rozpuszczalności siarczanu wapnia, która wzrasta ze wzrostem temperatury i zasolenia (np. stężenia chlorków). Stężenie chlorków jest determinowane jakością surowej wody (np. wody morskiej), jakością paliwa i stopniem recyklingu wody w systemie oczyszczania gazu odlotowego.

W pewnej liczbie obiektów, w tym w obiektach oczyszczających ścieki pochodzące wyłącznie z oczyszczania gazu odlotowego oraz w Obiektach 123 i 131 stosujących strącanie wapniem, maksymalny poziom emisji nie przekracza 2 g/l, a w kilku przypadkach jest niższy niż 1,3 g/l. Zgłoszone stężenia chlorków są we wszystkich przypadkach poniżej 5 g/l. Stężenie w przedziale 1,3–2 g/l odpowiada rozpuszczalności siarczanu wapnia w słabo zasolonej wodzie.

Chociaż nie zgłoszono obecności siarczanów w ściekach o zawartości chlorków powyżej 5 g/l, to literatura fachowa wskazuje, że w zależności od temperatury rozpuszczalność siarczanów może wzrastać do ponad 4 g/l przy poziomie chlorków około 20 g/l.

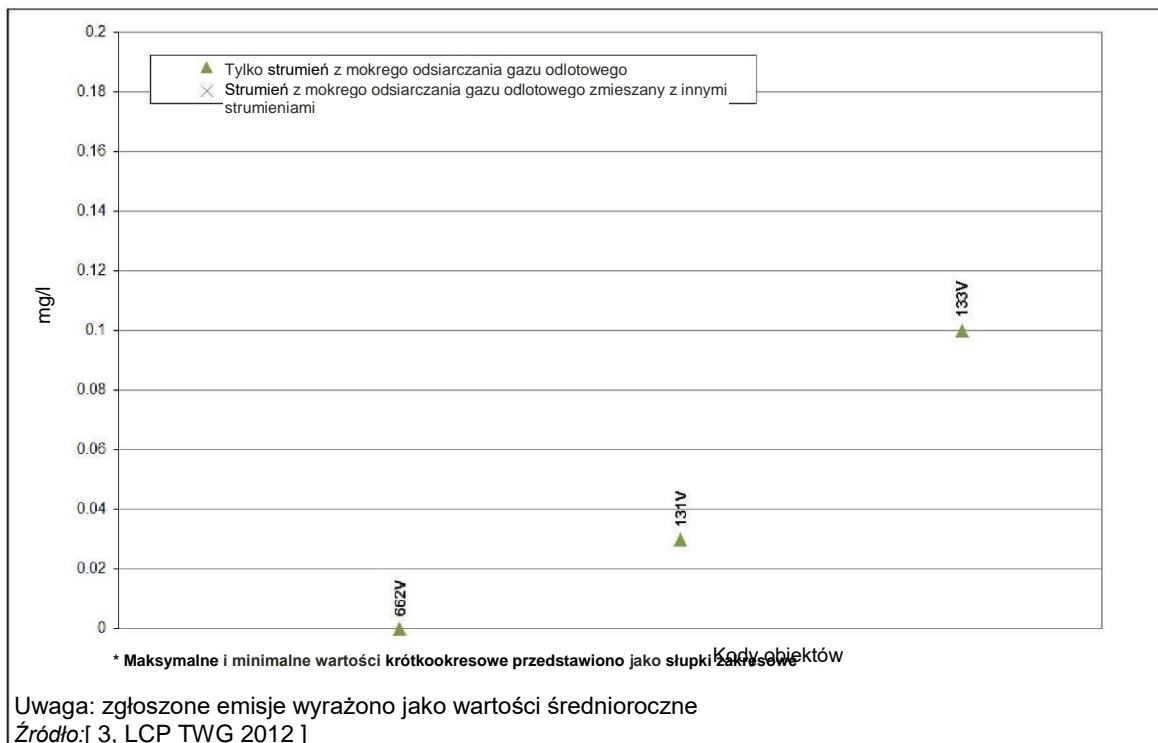
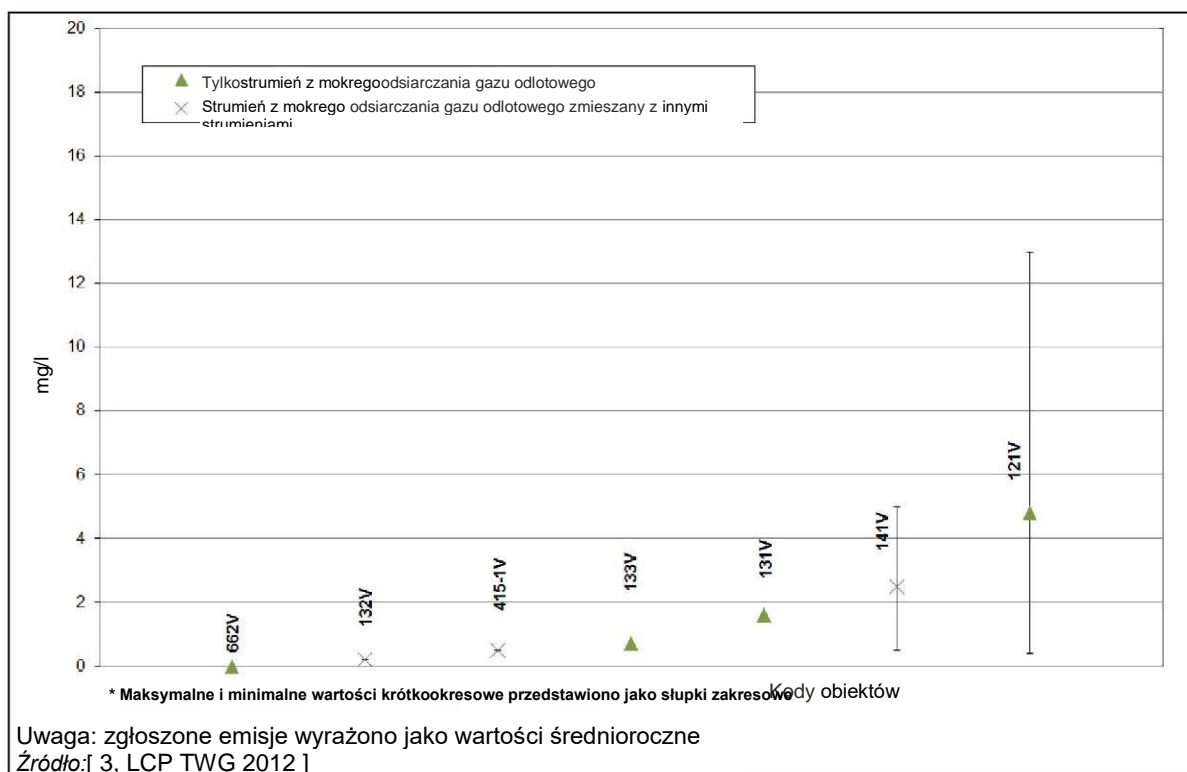


Rysunek 3.62: Emisje siarczanów (SO_4^{2-}) w bezpośrednich zrzutach do odbiorczego zbiornika wodnego

Emisje siarczków/siarczynów

Jak widać na Rysunku 3.63 i Rysunku 3.64, udostępniono niewiele danych dotyczących emisji siarczków i siarczynów. W dokumencie BREF dla dużych obiektów energetycznego spalania z 2006 r. maksymalny poziom emisji siarczków ustalono poniżej 0,1–0,2 mg/l a siarczynów poniżej 20 mg/l.

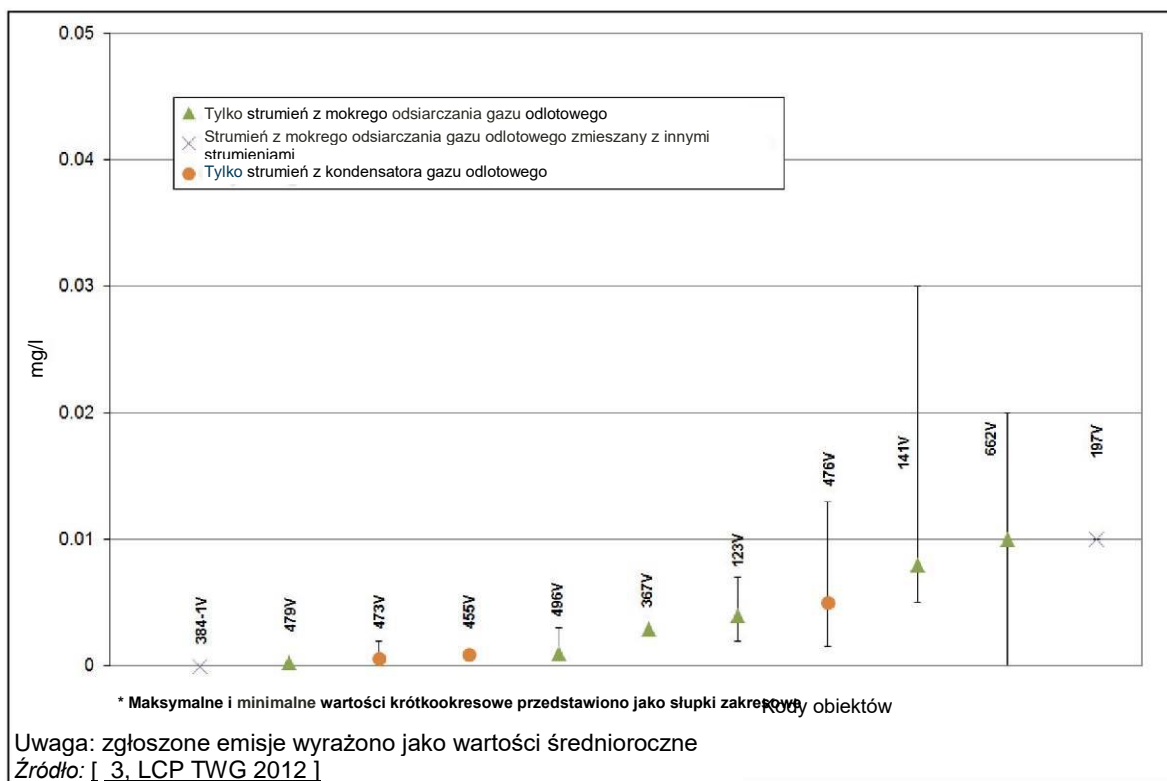
Brak jest normy EN dotyczącej pomiaru poziomu siarczków. Norma ISO 13358 uwzględnia pomiar łatwo uwalnianych siarczków, a ISO 10530 pomiar rozpuszczonych siarczków, obydwa w przedziale 0,04–1,5 mg/l. Poziomy emisji zgłoszono w oparciu o łatwo uwalniane siarczki, które stanowią sumę rozpuszczonych siarczków i nierozpuszczonych siarczków, które są łatwo uwalniane po zakwaszeniu.

Rysunek 3.63: Emisje siarczków (S^{2-}) w bezpośrednich zrzutach do odbiorczego zbiornika wodnegoRysunek 3.64: Emisje siarczynów (SO_3^{2-}) w bezpośrednich zrzutach do odbiorczego zbiornika wodnego

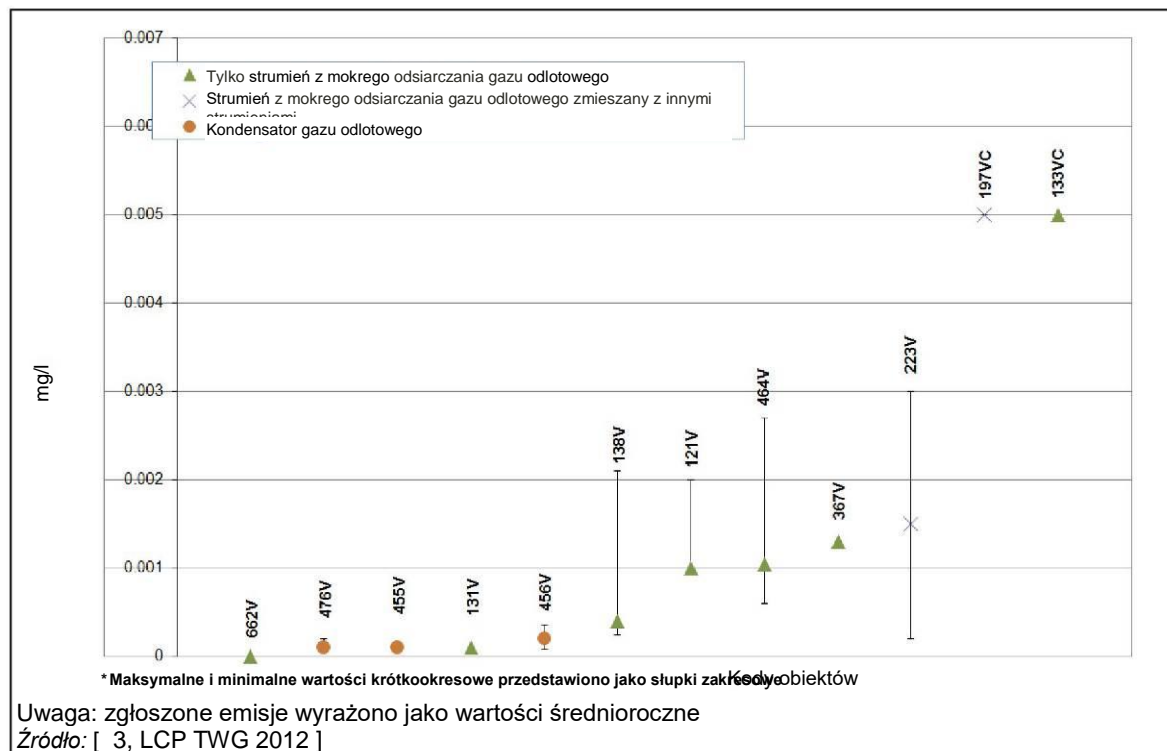
Emisje metali

Metale wykazują różne właściwości i toksyczność. Emisje odpowiednich metali i metaloidów (tzn. As, Cd, Cr, Cu, Hg, Ni, Pb, Zn) przedstawiono na Rysunkach od 3.65 do 3.72. Rozpuszczone metale są zwykle usuwane przez strącanie wodorotlenkami i (organo) siarczkami. As i Hg mogą być strącane (organo) siarczkami, ale nie wodorotlenkami. W pewnej liczbie obiektów, w tym w obiektach oczyszczających ścieki pochodzące wyłącznie z oczyszczania gazu odlotowego, odnotowano

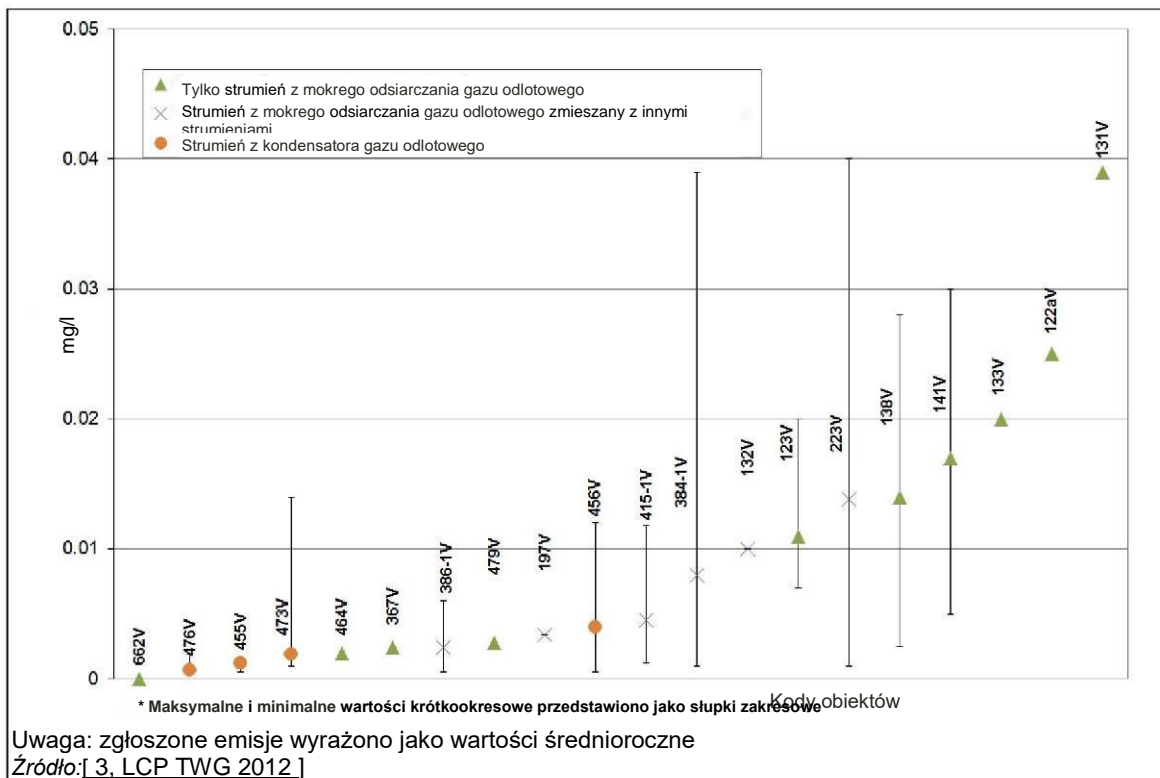
następujące maksymalne poziomy emisji: As 50 $\mu\text{g/l}$, Cd 5 $\mu\text{g/l}$, Cr 50 $\mu\text{g/l}$, Cu 50 $\mu\text{g/l}$, Hg 3 $\mu\text{g/l}$, Ni 50 $\mu\text{g/l}$, Pb 20 $\mu\text{g/l}$ oraz Zn 200 $\mu\text{g/l}$. W kilku obiektach osiągnięto następujące maksymalne poziomy emisji: As 10 $\mu\text{g/l}$, Cd 2 $\mu\text{g/l}$, Cr 10 $\mu\text{g/l}$, Cu 10 $\mu\text{g/l}$, Hg 0.2 $\mu\text{g/l}$, Ni 10 $\mu\text{g/l}$, Pb 10 $\mu\text{g/l}$ oraz Zn 50 $\mu\text{g/l}$.



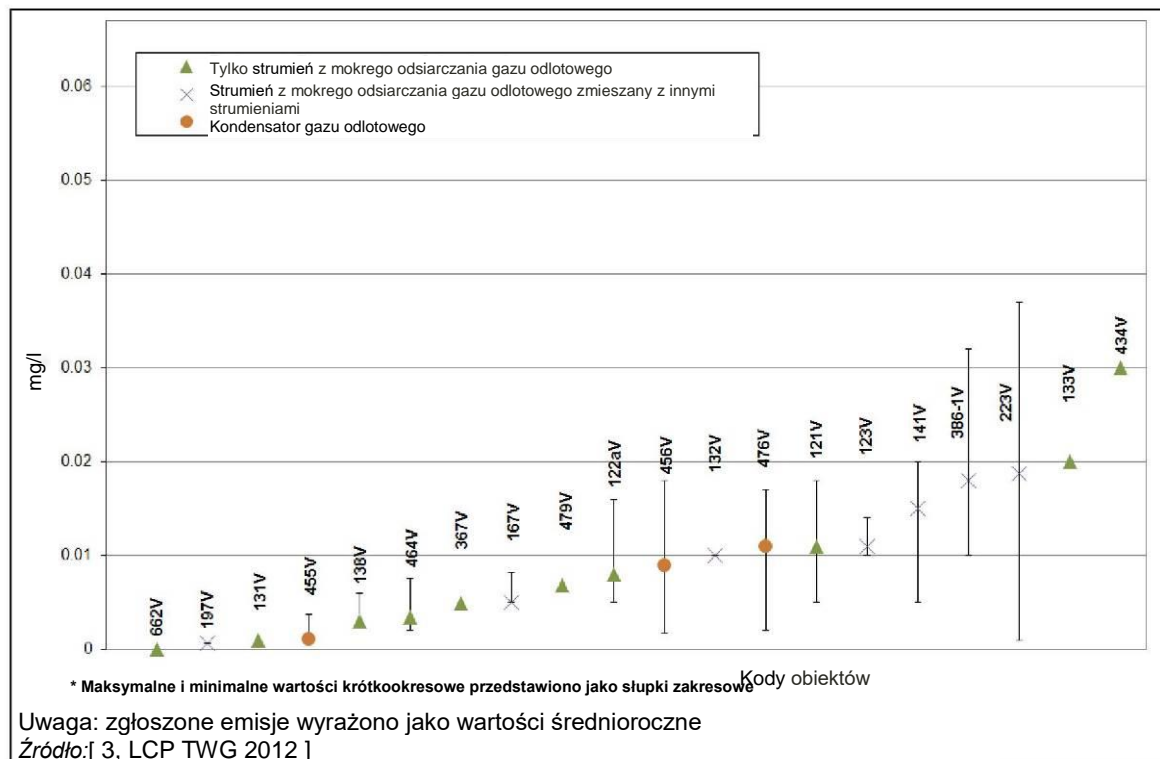
Rysunek 3.65: Emisje arsenu (As) w bezpośrednich zrzutach do odbiorczego zbiornika wodnego



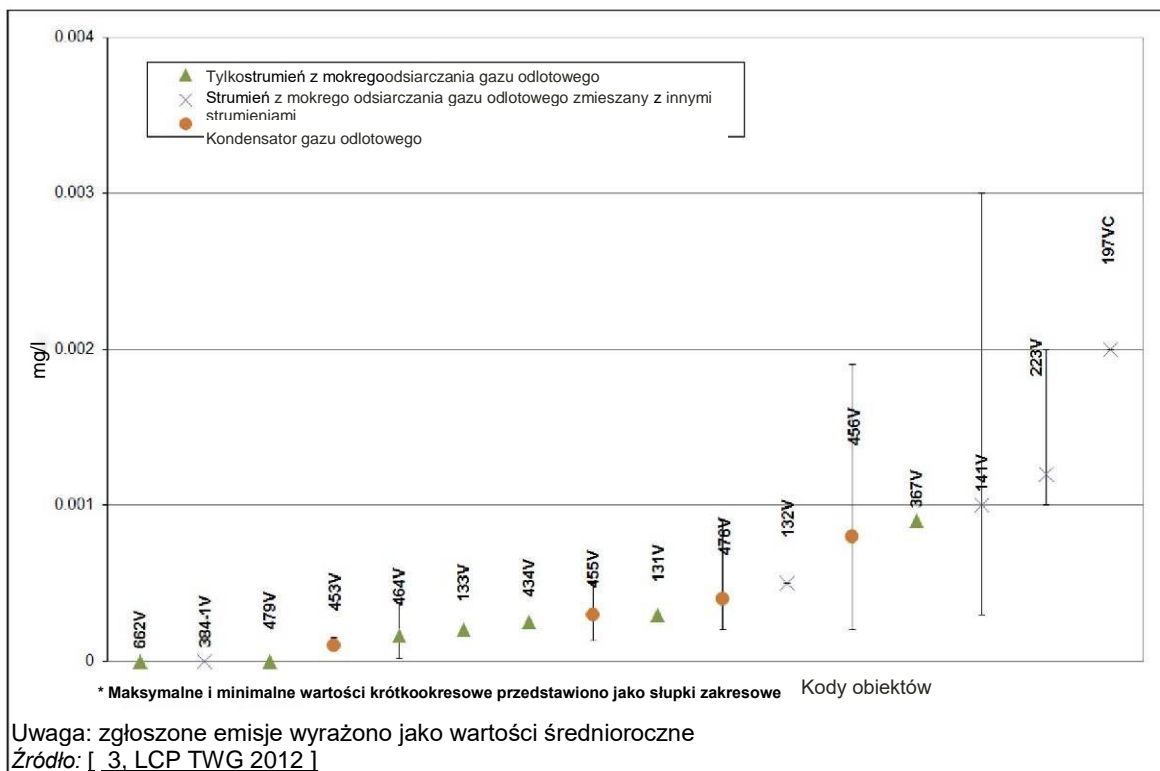
Rysunek 3.66: Emisje kadmu (Cd) w bezpośrednich zrzutach do odbiorczego zbiornika wodnego



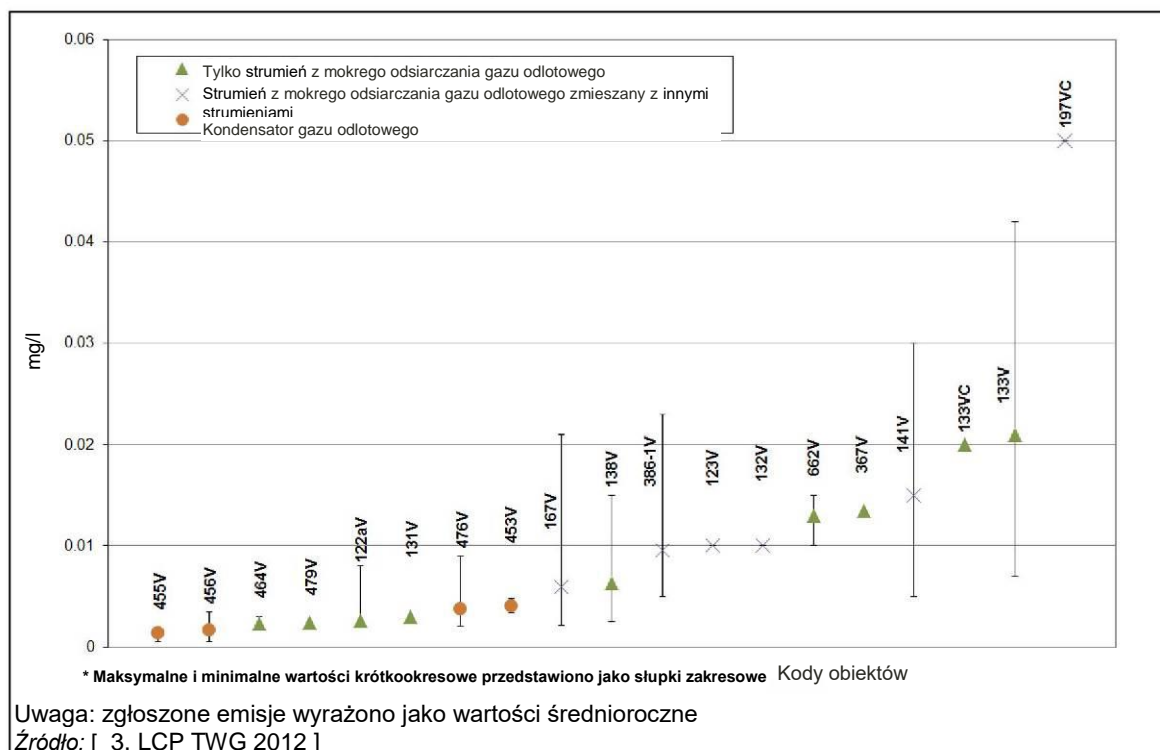
Rysunek 3.67: Emisje chromu (Cr) w bezpośrednich zrzutach do odbiorczego zbiornika wodnego



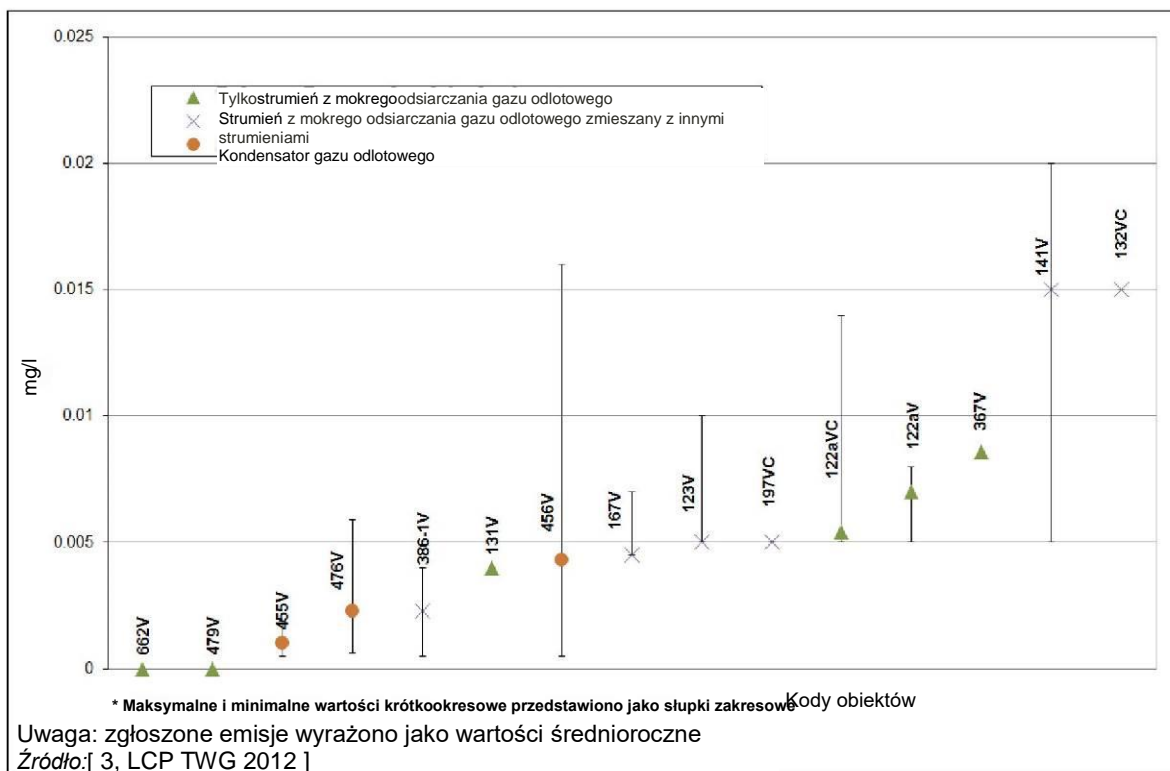
Rysunek 3.68: Emisje miedzi (Cu) w bezpośrednich zrzutach do odbiorczego zbiornika wodnego



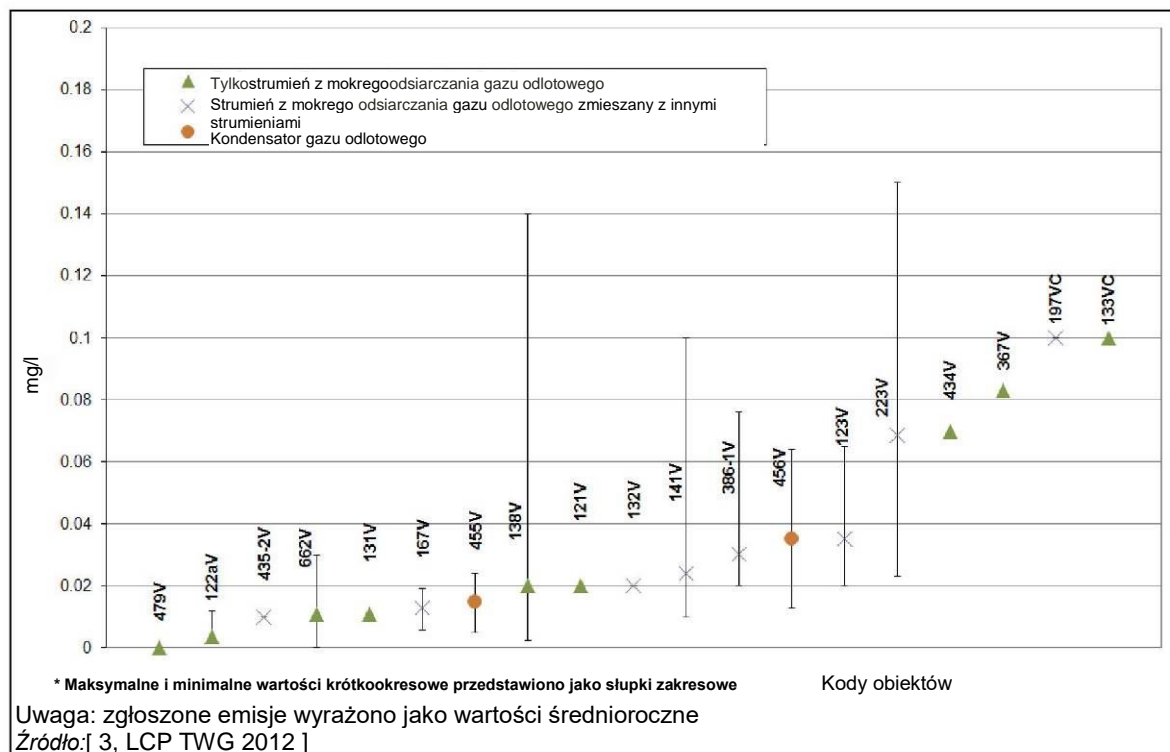
Rysunek 3.69: Emisje rtęci (Hg) w bezpośrednich zrzutach do odbiorczego zbiornika wodnego



Rysunek 3.70: Emisje niklu (Ni) w bezpośrednich zrzutach do odbiorczego zbiornika wodnego



Rysunek 3.71: Emisje ołowiu (Pb) w bezpośrednich zrzutach do odbiorczego zbiornika wodnego



Rysunek 3.72: Emisje cynku (Zn) w bezpośrednich zrzutach do odbiorczego zbiornika wodnego

3.2.5 Techniki gospodarowania pozostałościami

Szczegółowe informacje na temat postępowania z pozostałościami podano w dokumencie BREF dot. emisji z magazynowania (EFS).

W celu zmniejszenia ilości odpadów z procesu spalania i/lub technik redukcji zanieczyszczeń, jakie wysyłane są do unieszkodliwienia, należy uwzględnić cały okres eksploatacji obiektu i zorganizować działalność w następującym porządku ważności:

- a. zapobieganie tworzeniu odpadów, np. przez maksymalizację ilości pozostałości wytwarzanych jako produkty uboczne;
- b. przygotowanie odpadów do ponownego wykorzystania, np. zgodnie z określonymi kryteriami jakości;
- c. recykling odpadów;
- d. pozostałe metody odzysku odpadów (np. odzysk energii).

W tym celu można skorzystać z kilku technik, takich jak np. przygotowanie zużytych katalizatorów do ponownego użycia (np. do czterech razy w przypadku katalizatora SCR, w zależności od stanu mechanicznego katalizatora i wymaganej wydajności w ograniczaniu emisji NO_x i NH₃), odzysk energii przez wykorzystanie odpadów w mieszance paliwowej (np. popiołu i osadów bogatych w węgiel), wytwarzanie gipsu w procesie odsiarczania gazu odlotowego jako produktu ubocznego i/lub wykorzystanie odpadów w budownictwie.

Co do wytwarzania gipsu jako produktu ubocznego, jakość bazujących na wapniu pozostałości poreakcyjnych z mokrego odsiarczania gazu odlotowego jest poddawana optymalizacji w taki sposób, że mogą one zastępować gips kopalny (np. jako surowiec do produkcji płyt kartonowo-gipsowych). Wpływ na stopień czystości wytwarzanego gipsu ma jakość wapienia wykorzystywanego w procesie mokrego odsiarczania gazu odlotowego.

Optymalizacja jakości gipsu wytwarzanego jako produkt uboczny w systemach mokrego odsiarczania może być realizowana przez użycie wstępnego skrubera gazu odlotowego i wirówki odwadniającej.

Odzysk lub recykling pozostałości (np. z półsuchego odsiarczania, popiołu lotnego, popiołu dennego) w charakterze materiału budowlanego (np. w drogownictwie, konstrukcjach betonowych, jako zamiennik piasku lub w branży cementowej).

Optymalizację jakości popiołu dennego wytwarzanego jako produkt uboczny spalania można realizować przez suche odpopielanie i dopalanie.

3.2.5.1 Optymalizacja jakości gipsu

Opis

Optymalizacja jakości gipsu wytwarzanego jako produkt uboczny w systemach mokrego odsiarczania przy użyciu dwustopniowego układu odwadniania składającego się z hydrocyklonu i taśmowego filtra próżniowego z wirówką, lub, wyjątkowo, wstępnego skrubera FGD i wirówki odwadniającej.

Opis techniczny

Dwustopniowe układy odwadniające składające się z hydrocyklonu i taśmowego filtra próżniowego z wirówką umożliwiają oddzielenie kryształków gipsu według ich rozmiaru i w celu zwrócenia małych kryształków do skrubera i usunięcia dużych do odwadniania.

Wstępne skrubery FGD można wykorzystywać do zmniejszania ilości kwasotwórczych składników gazu odlotowego (pyłu, F, Cl) poprawiając tym samym jakość gipsu. Dodatkowo, uzyskany gips jest odwadniany w wirówce.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Zwiększony stopień wykorzystania gipsu dzięki obniżeniu zawartości chlorków/fluorków (produkt uboczny nadający się do sprzedaży).

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Brak informacji.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Brak.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Zastosowanie w kotłach odciekowych wyposażonych w systemy mokrego odsiarczania.

Ekonomika

Dochody ze sprzedaży gipsu.

Podstawa wdrożenia

Brak informacji.

Przykładowe obiekty

Obiekt 121.

Literatura źródłowa

Brak informacji.

3.2.5.2 Optymalizacja jakości popiołu dennego

Opis

Optymalizacja jakości popiołu dennego wytwarzanego jako produkt uboczny spalania przez suche odpopielanie i dopalanie.

Opis techniczny

Niespalone części paliwa wypadają z kotła na przenośnik taśmowy (suche odpopielanie) pod zbiornikiem kotła, a następnie kierowane z powrotem do kotła w celu ponownego spalania (dopalanie). Z powodu panującego w kotle podciśnienia, wytwarzane gazy odlotowe są kierowane do przewodu spalin.

Suche odpopielanie pozwala uniknąć użytkowania oddzielnej oczyszczalni ścieków (zmniejszenie chemicznego zapotrzebowania na tlen) i podnieść wartość popiołu przez zmniejszenie zawartości węgla. Jednocześnie, dopalanie zmniejsza zawartość wody w popiele.

Powietrze używane do chłodzenia popiołu wraca do kotła i odzyskuje znaczną część energii podnosząc wydajność kotła.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

- Ograniczenie emisji do wód i zmniejszenie ilości wytwarzanych odpadów: w procesie odpylania nie są wytwarzane ścieki wymagające oddzielnego oczyszczenia, co pozwala uniknąć emisji COD z procesów spalania i obsługi popiołu.
- Wyższa efektywność energetyczna.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

W porównaniu z systemami odciekowymi, wydajność kotła jest wyższa o 0,1–0,2 pkt proc. w przypadku normalnego węgla bitumicznego i o 0,5 pkt proc. w przypadku węgla niskowęglonego.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Minimalna ilość dodatkowych emisji w strumieniu gazu odlotowego w wyniku procesu dopalania.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

- Dopalenie ma zastosowanie w kotłach z suchym odżużlaniem.
- Obsługa suchego popiołu dennego możliwa tylko w obiektach spalających paliwa stałe. Mogą wystąpić ograniczenia techniczne uniemożliwiające wdrożenie w istniejących obiektach.

Ekonomika

Właściwe dla danego obiektu.

Na przykładzie Obiektu 142: nakłady inwestycyjne 4,5 mln EUR i koszty eksploatacji 170 000 EUR/rok (wg cen z 2010 r.).

Podstawa wdrożenia

- Ograniczenie emisji (ścieki/COD).
- Zmniejszenie ilości dodatkowego materiału wsadowego (np. węgla aktywnego, oczyszczania ścieków).
- Poprawa jakości popiołu.

Przykładowe obiekty

Obiekt 142.

Literatura źródłowa

[225, Carrea et al. 2014]

3.2.6 Techniki zapobiegania emisjom do gleby i wód podziemnych

Zanieczyszczenie gleby i wód podziemnych jest szerszej związane z uwolnieniami niekontrolowanymi lub nieplanowanymi (przypadkowymi). Łagodzenie takiego zanieczyszczenia może być trudne i kosztowne. Art. 14 ust. (1) lit. (b) i (c) Dyrektywy w sprawie emisji przemysłowych przewiduje, aby warunki pozwolenia obejmowały środki ochrony gleby i wód podziemnych). Środki zapobiegania zanieczyszczeniom gleby/wód podziemnych lub ich kontroli można uwzględnić w systemie zarządzania środowiskowego.

3.2.7 Techniki ograniczania emisji hałasu**3.2.7.1 Planowanie strategiczne lokalizacji sprzętu, jednostek i budynków****Opis**

Technika ta polega na strategicznym zaplanowaniu lokalizacji sprzętu, jednostek i budynków w celu wydłużenia odległości między źródłem i odbiornikiem emisji oraz wykorzystania budynków i innych budowli w roli ekranów chroniących przed hałasem.

Opis techniczny

Projektowanie mało hałaśliwych urządzeń i obiektów ma na celu minimalizację hałasu w środowisku w najbliższej położonych punktach podlegających ochronie. Prostą, ale na ogół skuteczną, metodą jest wydłużenie odległości między źródłem i odbiornikiem emisji. Dodatkowo, budynki mogą działać jak ekrany przeciwhałasowe dla innych źródeł. W przypadku istniejących obiektów, można rozważyć zmianę umiejscowienia określonych jednostek.

Podstawowymi sposobami zmniejszania hałasu jest modyfikacja jego źródła, zmiana ścieżki transmisji hałasu lub wprowadzenie zmian dotyczących odbiornika. Pierwszym działaniem, jakie należy podjąć w ocenie hałasu jest ustalenie głównych jego źródeł i ścieżek. Prognozowanie poziomów hałasu w środowisku w określonych odległościach od źródła/źródeł można wykonać w oparciu o normę ISO 9613-2. Można przy tym wdrożyć plan zarządzania hałasem, w przypadku gdy spodziewana jest lub utrzymuje się uciążliwość hałasu w punktach podlegających ochronie. Jednym ze sposobów na obniżenie poziomu hałasu jest wydłużenie odległości między odbiornikiem i źródłem.

Optymalizacja położenia hałaśliwych urządzeń i całego obiektu jest być może najbardziej efektywnym kosztowo sposobem na uniknięcie problemów z hałasem. Najprostszą metodą przeciwdziałania skutkom hałasu jest zmodyfikowanie mechanizmu jego generowania. Kolejnym sposobem jest obudowanie źródeł hałasu. Powszechną metodą modyfikacji ścieżki dźwięku jest ustawienie ekranów akustycznych. Skutecznym sposobem zmniejszenia odbicia dźwięku lub pogłosu wewnątrz budynku jest

Rozdział 3

zastosowanie materiałów dźwiękochłonnych, zwłaszcza na ścianach i suficie. Jeżeli powierzchnie wewnątrz pomieszczenia całkowicie odbijają dźwięk, hałas teoretycznie dąży do nieskończoności. Dlatego poziom hałasu w pomieszczeniach zamkniętych jest w niektórych przypadkach kontrolowany przez umieszczenie w nich materiałów dźwiękochłonnych.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Ograniczenie emisji hałasu.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Brak informacji.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

- W przypadku istniejących obiektów, zmiana lokalizacji urządzeń i jednostek produkcyjnych wymaga zużycia pewnych ilości surowców i energii.
- Mniejsza dostępność na potrzeby konserwacji i kontroli.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Technika ma zastosowanie w nowych obiektach. Relokacja urządzeń i jednostek produkcyjnych wymaga w istniejących obiektach jest uzależniona od dostępnego miejsca.

Ekonomia

Optymalizacja położenia hałaśliwych urządzeń i całego obiektu jest prawdopodobnie najbardziej efektywnym kosztowo sposobem na ograniczenie emisji hałasu. W przypadku istniejących obiektów, relokacja może prowadzić do powstania nadmiernych kosztów.

Podstawa wdrożenia

Przepisy ochrony środowiska.

Przykładowe obiekty

Brak informacji.

Literatura źródłowa

[301, UK Environment Agencies 2004]

3.2.7.2 Techniki pierwotne: ograniczenie hałasu u źródła

Opis

Techniki pierwotne mają na celu ograniczenie hałasu u źródła. Techniki te obejmują działania zarządcze, operacyjne i konserwacyjny, a także mało hałaśliwe urządzenia i budynki.

Opis techniczny

Pierwotne techniki ograniczania emisji hałasu u źródła są następujące [301, UK Environment Agencies 2004]:

1. Program ograniczania hałasu, który może być elementem systemu zarządzania środowiskowego, obejmujący następujące działania:
 - a) sporządzenie wykazu wszystkich głównych źródeł dźwięku i ustalenie ich poziomu mocy akustycznej, w pasmach oktawowych wraz z analizą impulsów;
 - b) ustalenie obszarów narażonych na hałas, takich jak tereny mieszkaniowe;
 - c) wykonanie komputerowych obliczeń propagacji hałasu (modelowanie terenu obiektu i jego otoczenia), w tym wykonanie bezpośrednich pomiarów rzeczywistych poziomów hałasu w sąsiedztwie;
 - d) sporządzenie klasyfikacji źródeł hałasu według znaczenia dla poszczególnych narażonych obszarów (oddzielnie dla godzin dziennych i nocnych);

- e) ocena technik redukcji hałasu pod kątem ich stosowności do poziomu hałasu w narażonym obszarze oraz szacowanych kosztów;
 - f) ustalenie najbardziej efektywnego połączenia technik zapewniającego zgodność z wymogami prawa w zakresie m.in. podziału na strefy hałasu;
 - g) Weryfikacja efektywności programu i monitoring emisji hałasu w regularnych odstępach czasu.
2. Techniki eksploatacji i konserwacji dotyczące budynków, w których znajdują się hałaśliwe urządzenia:
 - a) lepsze kontrole i konserwacja urządzeń w celu zapobiegania nadmiernemu zużyciu i awariom skutkującym generowaniem większego hałasu (np. z dmuchaw i łożysk);
 - b) zamykanie drzwi i okien w pomieszczeniach zamkniętych;
 - c) obsługa urządzeń przez doświadczony personel;
 - d) unikanie przeprowadzania hałaśliwych działań w nocy;
 - e) zapewnienie ograniczenia emisji hałasu podczas czynności konserwacyjnych.
 3. Używanie mało hałaśliwych urządzeń.
 4. Zainstalowanie wyposażenia redukującego hałas (np. tłumików) na urządzeniach i przewodach. Do redukcji hałasu w przewodach przedmuchowych i zaworach bezpieczeństwa stosuje się specjalne tłumiki oparte na "zasadzie dławienia". Tłumiki absorpcyjne są odpowiednie do ograniczania hałasu w szerokim zakresie częstotliwości. Typowe przykłady to wytłumiająca wykładzina przewodu, tłumik składający się w równoległym płyt lub wytłumiająca wykładzina komory ciśnieniowej. Główną cechą wyróżniającą tłumików reakcyjnych jest ich geometria. Tłumiki te są skuteczne tylko w określonych częstotliwościach lub w wąskim zakresie częstotliwości. Typowe przykłady tłumików reakcyjnych to komory rozprężeniowe i rezonatory wnękowe. Powietrze w takiej wnęce tworzy sprężynę, która oddziałuje na przepływ powietrza kierowany przez szyjkę wnęki. Przepływ powietrza działa jak masa wytwarzając tzw. efekt tuningu w bardzo wąskim przedziale częstotliwości. Dostępne w sprzedaży tłumiki to często połączenie tłumików absorpcyjnych i reakcyjnych. W przypadku zaworów, hałas szerokopasmowy jest związany ze spadkiem ciśnienia i może być ograniczany przez spowodowanie by spadek ten odbywał się w kilku krokach. Najczęściej stosowane metody rozwiązywania problemów związanych z hałasem w istniejących elektrowniach to: wykorzystanie tłumików, zwiększenie grubości ścian rur oraz wyłożenie rur materiałem pochłaniającym lub izolującym.
 5. Izolacja wibracyjna maszyn i stosowanie takiego układu źródeł hałasu i potencjalnie rezonujących elementów, takich jak sprężarki i przewody, aby były one od siebie oddzielone. Ważnymi źródłami wibracji i hałasu w elektrowniach są maszyny obracające się, takie jak turbiny, generatory, pompy, sprężarki i silniki elektryczne. Hałas jest często powodowany wibracjami maszyny, które są źródłem hałasu strukturalnego. Skutecznym sposobem na ograniczenie rozchodzenia się hałasu strukturalnego jest wyposażenie fundamentów maszyn w izolatory drgań, takich jak specjalnie dostrojone sprężyny lub elementy gumowe. Zasadą działania izolatorów jest to, że naturalna częstotliwość systemu na nich spoczywającego jest znacznie niższa niż podstawowa częstotliwość pracy maszyny. System izolujący równoważy siłę wzbudzającą dzięki bezwładności. Im większa masa spoczywająca na izolatorach, tym mniejsze drgania systemu. W każdym wypadku, izolatory znacząco zmniejszają drgania przechodzące przez nie na sąsiednie konstrukcje. Jeżeli maszyna jest posadowiona na izolowanym fundamencie, jej połączenia z innymi konstrukcjami, takie jak rury i przewody, muszą być elastyczne. Rozwiązanie takie skutecznie zapobiega przenoszeniu hałasu strukturalnego na przewody i rury. Przykładami elementów stosowanych w izolacji drgań są złącza kompensacyjne i amortyzatory mieszkowe. Jeżeli chodzi o hałas generowany przez przepływy, rury i przewody należy projektować tak, aby płyny mogły przez nie przepływać w sposób niezakłócony. Nagłe zmiany w geometrii zwiększają hałas, który w dużym stopniu zależy od prędkości przepływu. W pewnych przypadkach hałas jest wręcz wykładniczo proporcjonalny do prędkości przepływu płynu, a zatem najskuteczniejszym sposobem jego ograniczenia jest zmniejszenie tej prędkości. Praktycznym sposobem na to jest dobór odpowiedniej średnicy rury i zapewnienie dużego promienia wygięcia. Można wyróżnić dwa charakterystyczne rodzaje hałasu z rur - hałas o szerokim zakresie częstotliwości i hałas skoncentrowany w częstotliwościach dyskretnych. Pompy, wentylatory i dmuchawy generują hałas o częstotliwościach swoich łopatek, które zależą od liczby łopatek na wirniku. Czasem wpływ na te częstotliwości dyskretny ma specjalna konstrukcja maszyny.
 6. Umieszczenie hałaśliwych urządzeń (np. sprężarek) w oddzielnych konstrukcjach, takich jak budynki lub dźwiękoszczelne obudowy, w których zastosowano wewnętrzne wykładziny z materiałów pochłaniających.

7. Izolacja dźwiękoszczelna budynków, w których mają być wykonywane hałaśliwe działania. Może to obejmować stosowanie:
 - a) materiałów pochłaniających dźwięki w ścianach i sufitach,
 - b) drzwi dźwiękoszczelnych,
 - c) okien z podwójnymi szybami.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Ograniczenie emisji hałasu.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Docelowe poziomy hałasu przewidziane w pozwoleniach są zwykle ustalane w punktach pomiaru poza granicami obiektu odrębnie dla każdego przypadku. Poziomy te zazwyczaj różnią się w zależności od rodzaju narażonego na hałas obszaru (mieszkalny lub komercyjny) oraz pory dnia (godziny dzienne, zwykle od godz. 7.00 do godz. 22.00, lub nocne, zwykle od godz. 22.00 do godz. 7.00). Użytkownik obiektu zwykle ma obowiązek udostępniania informacji o emitowanym przez siebie hałasie i działaniach podejmowanych w celu jego zmniejszenia. Ponieważ większość obiektów pracuje bez przerwy dzień i noc, to właśnie poziom hałasu w nocy determinuje techniki stosowane na terenie całego obiektu. W przypadku hałasu impulsowego, częstą praktyką podczas porównywania z dopuszczalnymi wartościami jest dodawanie 5 dB(A) do wyniku pomiaru.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Izolacja akustyczna może ograniczać dostęp do urządzenia wymagany do konserwacji i kontroli.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

- Zastosowanie techniki 2.b) może być ograniczone akumulacją ciepła wymagającą wymuszonego usunięcia ciepła.
- Możliwość zastosowania urządzeń ograniczających hałas może być ograniczona brakiem dostępnego miejsca.

Ekonomika

Techniki zmniejszania hałasu prowadzą do powstania dodatkowych kosztów inwestycji i eksploatacji, które w istniejących obiektach są na ogół wyższe niż w nowych.

Podstawa wdrożenia

- Przepisy ochrony środowiska.
- Obowiązujące w zakładzie przepisy BHP.

Przykładowe obiekty

Brak informacji.

Literatura źródłowa

[301, UK Environment Agencies 2004]

3.2.7.3 Techniki wtórne: redukcja hałasu

Opis

Celem technik wtórnych jest ograniczenie rozchodzenia się hałasu przez umieszczenie odpowiednich barier, takich jak chroniące przed hałasem ściany, wały i budynki.

Opis techniczny

Jeżeli pierwotne techniki redukcji hałasu (patrz Sekcja 3.2.7.2) są niewystarczające osiągnięcia wymaganych poziomów docelowych, za odpowiednie można uznać techniki wtórne.

W wielu przypadkach hałas może rozchodzić się przez całą obudowę i jego ograniczenie przy pomocy modyfikacji maszyny lub jej połączeń może sprawiać trudności. Rozwiązaniem jest wtedy obłożenie maszyny materiałem pochłaniającym lub izolującym albo wykonanie oddzielnej obudowy.

Aby zasłonić źródło hałasu, między źródłem i odbiornikiem hałasu ustawiane są bariery, takiej jak chroniące przed hałasem ściany, wały i budynki. [301, UK Environment Agencies 2004]

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Ograniczenie emisji hałasu.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Brak informacji.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Wzniesienie barier przeciwhałasowych wymaga zużycia pewnych ilości surowców i energii.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Możliwość użycia technik wtórnych zależy od dostępnego miejsca.

Ekonomika

Brak informacji.

Podstawa wdrożenia

Przepisy ochrony środowiska.

Przykładowe obiekty

Brak informacji.

Literatura źródłowa

[301, UK Environment Agencies 2004]

4 ZGAZOWANIE

Technologie zgazowania ujęte w niniejszym dokumencie dotyczą technik związanych z procesami spalania w instalacjach o całkowitej nominalnej mocy cieplnej dostarczonej w paliwie wynoszącej 20 MW_{th} (tzn. "technologii wstępnej obróbki paliwa" w dużych obiektach energetycznego spalania). Chociaż definicja ta obejmuje szereg różnych technologii zgazowania, to w czasie przygotowywania niniejszego dokumentu (2013 r.) nie określono jeszcze specjalnych technologii pirolizy lub upłynniania o odpowiednich rozmiarach. Dlatego technologie tu opisane skupiają się głównie na zgazowaniu paliwa.

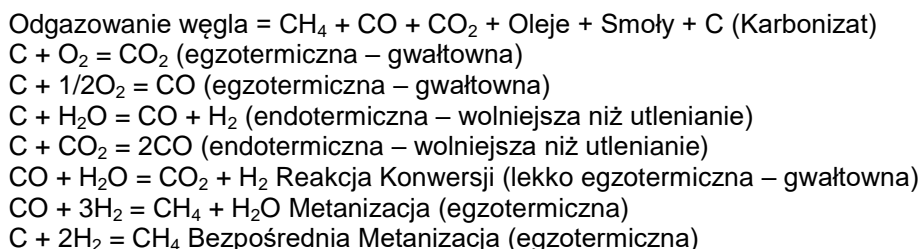
Zgazowanie to proces częściowego utleniania, w którym źródło węgla - takie jak węgiel kamienny, koks ponaftowy, ciężki olej, biomasa, ciężkie pozostałości po procesach rafinacji ropy naftowej czy paliwo z odpadów - jest przekształcane przy pomocy ciepła i ograniczonej/kontrolowanej podaży tlenu w tlenek węgla (CO) i wodór (H₂) plus dwutlenek węgla (CO₂) i ewentualnie cząstki węglowodorów (np. metanu (CH₄)) i smołę. Taka mieszanka gazów jest nazywana "gazem generatorowym" lub "gazem syntezowym". Dokładna charakterystyka gazu zależy od parametrów zgazowania, takich jak temperatura, rodzaj wsadu dostarczonego do procesu zgazowania i użytego utleniacza. Utleniaczem może być powietrze, które w przypadku gazu syntezowego zawiera również azot (N₂), albo para lub tlen. Gaz syntezowy może być wykorzystywany na wiele różnych sposobów, np. do wytwarzania energii, pary, wodoru i podstawowych substancji chemicznych, takich jak metanol czy amoniak.

Zgazowanie to wydajny sposób przetwarzania paliw o niskiej wartości oraz substancji reszkowych w gaz syntezowy mający zastosowanie do różnorodnych surowców wsadowych: paliw kopalnych (np. węgla kamiennego i ropy), biomasy (drewna, odpadów rolniczych, różnych roślin uprawnych), nawozu, asfaltu, osadów ściekowych, tworzyw sztucznych oraz stałych odpadów komunalnych. Dodatkowo, możliwe jest zastosowanie technik oczyszczania gazu w celu sunięcia korozyjnych składników popiołu, takich jak chlorki czy potas, co umożliwia wytwarzanie czystego gazu z paliw, które w innych warunkach są problematyczne.

Do rosnącego zainteresowania zgazowaniem przyczynia się szereg czynników. Elastyczność w zakresie produktów i surowców wsadowych to dwie najważniejsze przyczyny popularności zgazowania na rynku, który charakteryzuje się zmiennymi cenami ropy i gazu ziemnego. Ponadto, użycie gazu syntezowego jest potencjalnie bardziej efektywne niż bezpośrednie spalanie paliwa pierwotnego, ponieważ gaz może być spalany w wyższej temperaturze lub nawet w ogniach paliwowych. Oprócz tego, gaz syntezowy ze zgazowania jest o wiele gęstszy niż gazy odlotowe wytwarzane przez spalanie tego samego paliwa, w efekcie czego zanieczyszczenia występują w nim w o wiele wyższych stężeniach, co ułatwia ich skuteczne usuwanie przed ostatecznym wykorzystaniem. Z tego powodu, systemy zgazowania na ogół oferują korzyści środowiskowe w porównaniu z konkurencyjnymi systemami spalania wynikające z możliwości osiągnięcia niezwykle niskich poziomów emisji np. tlenków siarki i pyłu.

Proces zgazowania

W zgazowaniu węgla kamiennego ważne są następujące reakcje:



reakcjom metanizacji sprzyjają wysokie ciśnienie i niska temperatura. Jednakże, w większości przypadków, zawartość metanu jest wyższa niż można by przewidzieć na podstawie samej równowagi, jako że metan

powstaje również podczas wstępnego odgazowania (rozkładu termicznego związków lotnych) węgla (ten metan jest czasem nazywany metanem "szybkim" metanem).

W warunkach redukcyjnych zgazowania, zawarta w węglu siarka jest przekształcana głównie na siarkowodór (H_2S), przy czym ~3–10 % siarki jest przekształcana na siarczek karbonylu (COS). Zwykle wymusza to wykorzystanie reaktora hydrolizy COS w celu przekształcenia COS na H_2S przed usunięciem H_2S w dobrze znanych procesach absorpcji z użyciem rozpuszczalnika szeroko stosowanych w przemyśle przetwarzania gazu i ropy naftowej.

Warunki zgazowania sprzyjają konwersji zawartego w paliwie azotu do azotu gazowego i amoniaku (NH_3). Wyższe temperatury sprzyjają dalszemu rozpadowi amoniaku na azot i wodór, w związku z czym zawartość amoniaku w surowym gazie syntezowym jest w głównej mierze funkcją temperatury wylotowej gazogeneratora. Obecne są również niewielkie ilości HCN oraz innych kwaśnych gazów, takich jak amoniak czy związki siarki i halogenków, które można usuwać w mokrym skruberze.

W niższych temperaturach wylotowych gazogeneratorów ze złożem stałym i fluidalnym przetrwają również smoły, oleje i fenole, które zawierają część zawartego w paliwie tlenu, azotu i siarki w bardziej złożonych cząsteczkach.

W gazogeneratorach niskotemperaturowych (ze złożem stałym lub fluidalnym), a zwłaszcza w przypadku wysoce niestabilnych paliw, takich jak biomasa, stałe odpady komunalne i węgiel brunatny, duże znaczenie dla ogólnej wydajności procesu zgazowania mają etap odgazowania oraz reakcje wtórnego krakingu i reformowania produktów pierwotnej pirolizy. Szczególnym wyzwaniem w przypadku gazogeneratorów zasilanych biomasą i odpadami jest obecność kondensujących związków organicznych, smół. Ma ona znaczący wpływ na ogólne rozwiązania projektowe systemu oczyszczania gazu.

Procesy zgazowania związane z procesami spalania

Zasadniczo, proces zgazowania można połączyć ze wszystkimi rodzajami obiektów energetycznego spalania w opisany poniżej sposób.

Jeżeli zgazowanie odbywa się w stosunkowo niskiej temperaturze, np. 700–1 000 °C, gaz syntezowy zawiera stosunkowo dużą ilość węglowodorów w porównaniu ze zgazowaniem wysokotemperaturowym. W efekcie może być wykorzystywany bezpośrednio do spalania w kotle w celu wytwarzania ciepła lub energii elektrycznej przez turbinę parową z oczyszczaniem gazów odlotowych spełniającym takie same dopuszczalne poziomy emisji jak w innych procesach spalania, albo - przy odpowiednim oczyszczeniu gazu syntezowego przed spalaniem - do napędzania turbiny gazowej lub silnika spalinowego w celu wytwarzania energii elektrycznej.

Komora spalania prostego kotła może być krótko sprzęgnięta z gazogeneratorem, albo gaz syntezowy może być oczyszczany z węglowodorów o dłuższych łańcuchach (smół), przesyłany, składowany i spalany zdalnie. Gaz syntezowy można też przetwarzać na syntetyczny gaz ziemny (SNG), który może być przesyłany do odbiorców przez sieć przesyłu gazu ziemnego. W określonych warunkach możliwe jest użytkowanie turbin gazowych przy obecności smół i innych płynnych lub gazowych węglowodorów.

System zgazowania może być ściśle zintegrowany z blokiem gazowo-parowym z turbiną gazową w celu wytwarzania energii elektrycznej (IGCC – blok gazowo-parowy ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa).

Zgazowanie w wyższych temperaturach (1 200–1 600 °C) prowadzi do bardzo niskich stężeń węglowodorów w gazie syntezowym oraz większej ilości CO i H_2 , co ułatwia proces oczyszczania przed ostatecznym użyciem gazu. Można to wykorzystać do wytwarzania podstawowych substancji chemicznych lub syntezowania węglowodorów o dłuższych łańcuchach przy zastosowaniu takich technik, jak synteza Fischera–Tropscha (FT). Zgazowanie wyłącznie na potrzeby syntezy nie zostało ujęte w niniejszym dokumencie.

Wytwarzanie emisji/produktów ubocznych

Emisje/produkty uboczne wytwarzane w wyniku zgazowania związanego z procesami spalania obejmują: żużel/popiół denny z gazogeneratora, a także, w zależności od stopnia oczyszczenia gazu syntezowego, ewentualnie pozostałości z suchego i/lub mokrego oczyszczania gazu, takie jak popiół lotny/pył z filtra po procesie filtracji gazu syntezowego, pozostałości ze skruberów mokrych, odzyskana siarka, ścieki i zużyte katalizatory.

Ponieważ wytwarzany gaz syntezowy jest zużywany bezpośrednio w obiekcie energetycznego spalania, w procesach zgazowania związanych z procesami spalania nie są wytwarzane bezpośrednie emisje do powietrza, z wyjątkiem emisji możliwych podczas przesyłu oraz wypalania i spalania w pochodniach (flaring) np. w trakcie oczyszczania gazu w okresach rozruchów i wyłączeń. Podczas obsługi i wstępnego przygotowania paliwa mogą też powstawać nieorganizowane emisje m.in. pyłów i lotnych związków organicznych.

Charakterystyka popiołów z procesu zgazowania może być inna niż popiołów z bezpośredniego spalania. W niektórych instalacjach zgazowania, popiół zawierający ciężkie metale jest oczyszczany w bardzo wysokiej temperaturze, dzięki czemu są one uwalniane w szklistej i stabilnej chemicznie postaci. W takim przypadku, jakość – a co za tym idzie możliwość ponownego wykorzystania – żużli ze zgazowania może być lepsza w porównaniu z odpowiadającymi im popiołami ze spalania.

Jakość i możliwość ponownego wykorzystania popiołów lotnych mogą się znacząco różnić w zależności od stosowanej technologii oczyszczania gazu syntezowego, technologii zgazowania oraz jakości pierwotnego surowca wsadowego. Jakość pewnych popiołów lotnych (zgazowanie węgla kamiennego) jest podobna do jakości popiołów lotnych ze spalania węgla kamiennego, przy czym nie zawierają one sorbentów i mogą nadawać się do sprzedaży. W innych przypadkach, pył z filtra po filtrowaniu gazu syntezowego może zawierać mieszaninę sorbentów, nieprzereagowanego węgla i pozostałych zanieczyszczeń z pierwotnego surowca wsadowego. Wtedy jedynym rozwiązaniem jest jego unieszkodliwienie.

4.1 Stosowane procesy i techniki

W użytku komercyjnym dostępnych jest wiele wariantów konstrukcyjnych gazogeneratorów. W zależności od warunków przepływu w urządzeniach, mieszczą się one w następujących ogólnych kategoriach: reaktory ze złożem stałym (czasami nazywane również reaktorami ze złożem ruchomym), reaktory ze złożem fluidalnym, reaktory przepływowe oraz reaktory plazmowe.

Zanieczyszczenia powietrza zawarte w emisjach kominowych ze zgazowania związanego z procesami spalania są zasadniczo takie same jak zanieczyszczenia z systemów bezpośredniego spalania i zależą od wdrożonej technologii konwersji, charakteru przetwarzanego paliwa oraz, w szczególności, stosowanych procesów oczyszczania gazu syntezowego.

Jeżeli gazogenerator jest blisko sprzęgnięty z kotłem, usuwanie zanieczyszczeń (emisje do powietrza) zależy od technik oczyszczania gazów odlotowych z głównego kotła. Z drugiej strony, możliwość oczyszczania gazu syntezowego (oczyszczanie wcześniejsze), zamiast oczyszczania gazu odlotowego na późniejszym etapie, oferuje pewne zalety w porównaniu ze spalaniem dedykowanym - np. w przypadku opalanego węglem kamiennym IGCC możliwe jest osiągnięcie poziomów emisji siarki, NO_x i cząstek stałych zbliżonych do poziomów osiąganych przez CCGT opalane gazem ziemnym.

W IGCC mogą powstawać strumienie emisji do powietrza inne niż strumień z kominu turbiny - np. gaz odpadowy z procesu Clausa lub strumienie z ciągów wentylacyjnych systemu mielenia i suszenia węgla. Te niewielkie strumienie są oczyszczane w celu odzysku wszelkich wartościowych materiałów (np. gaz odpadowy z procesu Clausa w ELCOGAS jest uwodorniany przed wykorzystaniem w jednostce hydrolizy COS, co umożliwia osiągnięcie wyższego ogólnego stopnia odzysku siarki i zapobiega powstawaniu nowego punktu emisji do atmosfery) lub ograniczenia ilości zanieczyszczeń emitowanych do powietrza (np. gaz odpadowy z procesu Clausa w Nuon jest uwodorniany i oczyszczany przed uwolnieniem do atmosfery przez urządzenie do spalania).

Konfiguracja IGCC w rafineriach może obejmować reburning, w piecach wielotrzonowych, sprasowanych osadów powstałych na etapie oczyszczania gazu syntezowego wodą. Związane z tym emisje do powietrza zostały omówione w dokumencie BREF dotyczącym rafinacji ropy naftowej i gazu, w szczególności w częściach poświęconych opalaniu wielopaliwowemu.

Techniki filtrowania/oczyszczania gazu syntezowego

Oczyszczanie gazu syntezowego przeznaczonego do natychmiastowego utleniania lub współspalania w kotłach na ogół nie jest konieczne, z wyjątkiem usuwania związków korozyjnych w przypadku, gdy ich stężenie przekracza poziom dopuszczalny kotła. Jest ono jednak niezbędne w bezpośrednim spalaniu w silnikach spalinowych lub turbinach gazowych/IGCC. Oczyszczanie ze związków kwaśnych lub zawierających siarkę jest zalecane w celu uniknięcia korozji, zabrudzeń lub innych skutków w kotle za procesem spalania. W przypadku spalania w turbinach gazowych, ilość pyłu musi być utrzymywana na minimalnym poziomie w celu wydłużenia żywotności gorących elementów.

W obiektach IGCC opalanych węglem kamiennym, gaz syntezowy jest poddawany wysokowydajnemu odpylaniu i odsiarczaniu przed bezpośrednim spalaniem w turbinach gazowych. Można w tym celu posłużyć się komercyjnymi technologiami odpylania i mokrego skrubingu. Dodatkowe procesy separacji, wymagane w rafineriach, nie są konieczne. Głównym negatywnym skutkiem dla efektywności wynikającym z procesu zgazowania w celu uzyskania gazu syntezowego jako paliwa w procesie spalania jest konieczność schłodzenia gazu syntezowego do temperatury pozwalającej na usunięcie cząstek oraz (głównie) związków kwaśnych i związków siarki. Skutek ten jest jednak zawsze mniejszy niż w przypadku oczyszczania gazu odlotowego po spalaniu.

Schładzanie i filtrowanie gazu syntezowego może być uznawane za dojrzałą technologię regularnie stosowaną w dużych obiektach IGCC. Na początku 2000 r. opracowano i dokładnie przetestowano w skali pilotażowej technologię filtrowania gazów z zgazowania powietrznego CFB. Pierwszy obiekt demonstracyjny o skali komercyjnej, elektrownia Kymijärvi w Lahti (Finlandia), wszedł do fazy rozruchu wiosną 2012 r.

Szczególnym wyzwaniem w zgazowaniu biomasy jest obecność smół w gazie syntezowym. Istnieją dwie główne strategie rozwiązywania tego problemu: usuwanie lub konwersja *in situ*

. Do usuwania smół, chlorków, amoniaku i związków zasadowych wykorzystuje się filtrowanie na gorąco, cyklony oraz mokre skrubery. Proces skrubingu schładza gaz i generuje strumień ścieków. Nową techniką jest usuwanie smół przez kraking katalityczny, dzięki któremu możliwe jest zmniejszenie ilości ścieków lub ich wyeliminowanie, uniknięcie strat energii cieplnej podczas skrubingu oraz podniesienie jakości gazu i zwiększenie jego ilości. Kolejnym sposobem skutecznej konwersji smół jest utrzymywanie temperatury gazu powyżej temperatury kondensacji smoły aż do momentu, w którym gaz dociera do palników. Technika ta jest stosowana np. w następujących gazogeneratorach: Kymijärvi 1, Ruien i Vaskiluoto. Dzięki tej metodzie, wysokie ciepło spalania smół jest w praktyce w całości wykorzystywane w kotle, ale skutkiem może być konieczność stosowania technik oczyszczania "na końcu rury" oraz ewentualna korozja o osady na powierzchni wymiennika ciepła kotła.

Co do spalania, większość gazogeneratorów zasilanych surowcem stałym lub płynnym wytwarza stałe produkty uboczne. Są to głównie popiół denny/żużel (w zależności od temperatury procesu zgazowania) i popiół lotny/pył z filtra z procesu filtrowania gazu syntezowego. Możliwy jest też odzysk siarki jako stałego produktu ubocznego.

4.1.1 Obiekty IGCC (blok gazowo-parowy ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa)

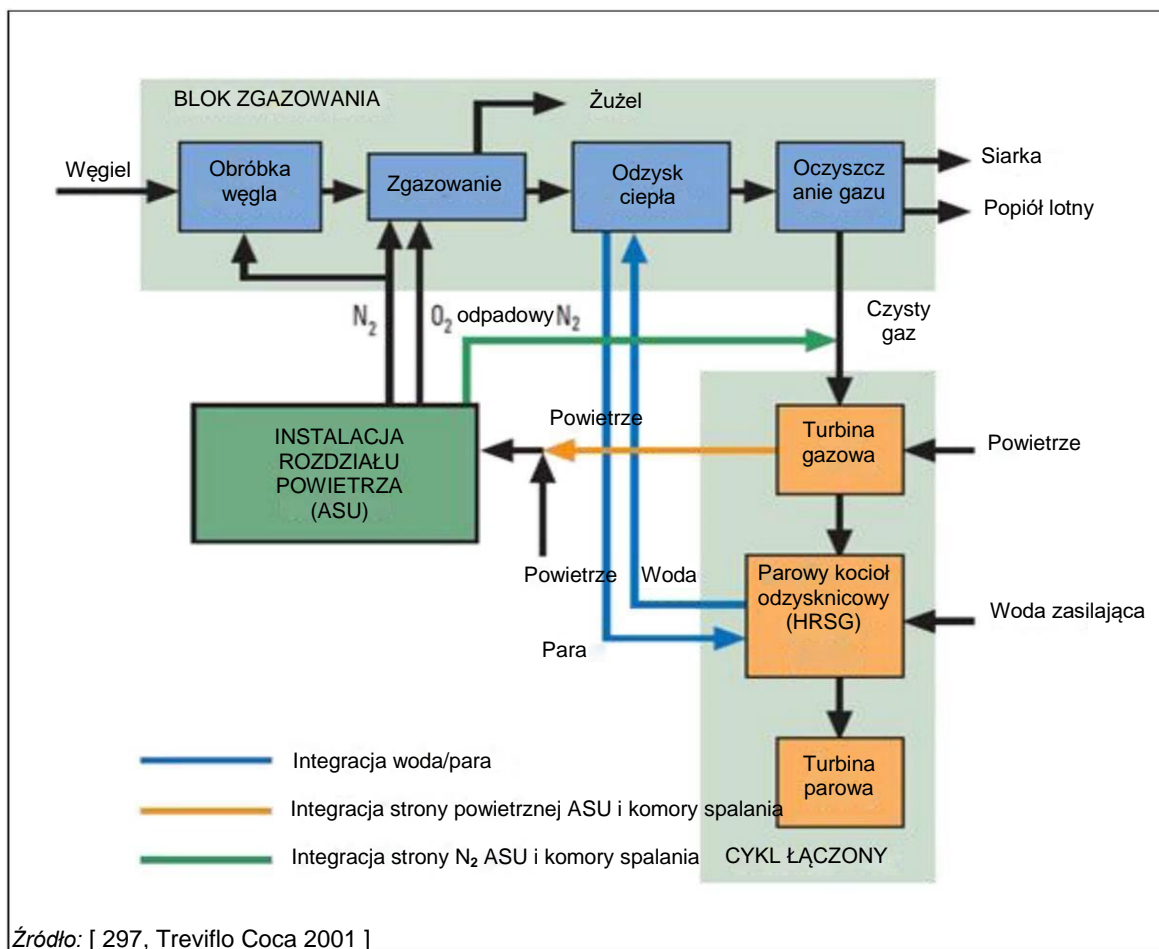
Blok gazowo-parowy ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa (IGCC) to technologia przeznaczona do wytwarzania pary i energii elektrycznej z różnych paliw o niskiej jakości przy jak najwyższej wydajności konwersji. Spalanie gazu syntezowego jest poprzedzone usunięciem z niego zanieczyszczeń.

Głównym surowcem wsadowym w dużych obiektach IGCC jest często węgiel kamienny, koks naftowy i/lub ciężki olej lub inne ciężkie pozostałości z procesów rafinacji ropy naftowej. W obiektach tych do zgazowania często wykorzystywany jest czysty tlen (z instalacji rozdzielu powietrza, ASU) oraz system oczyszczania gazu (np. w Nuon Buggenum, ELCOGAS Puertollano i większości dużych obiektów IGCC). Działają jednak również IGCC na biomasę o prostszej konfiguracji, chociaż mają one mniejszą skalę i inne poziomy emisji w gazach odlotowych, w zależności od używanego paliwa (np. Varnamo w Szwecji).

W obiektach IGCC preferowane jest zgazowanie ciśnieniowe pozwalające uniknąć dużych strat na zasilaniu pomocniczym w sprężaniu gazu syntezowego do ciśnienia wlotowego turbiny gazowej. Dodatkowo, ponieważ reakcje syntezy są na ogół lepsze w wysokim ciśnieniu, zgazowanie ciśnieniowe jest również preferowane w instalacjach syntezy. Większość, choć nie wszystkie, procesów zgazowania obecnie użytkowanych lub planowanych w IGCC to procesy z wdmuchem tlenu.

Choć istnieje wiele wersji podstawowego układu obiektu IGCC, to kluczowym aspektem projektu jest poziom zintegrowania jednostek. Na Rysunku 4.1 przedstawiono typową konfigurację obiektu IGCC wraz z możliwościami integracji.

W wyniku rozkładu lotnej materii zawartej w węglu oraz reakcji termicznych pierwotnych produktów odgazowania o wyższej masie cząsteczkowej zawsze powstaje pewna ilość metanu. Większa jego ilość może przetrwać przy wystarczająco niskiej temperaturze na wylocie gazogeneratora. Ponieważ gazogeneratory zarówno ze złożem stałym jak i fluidalnym mają niższe temperatury wylotowe (poniżej temperatury żużlowania popiołu) niż jednostopniowe gazogeneratory przepływowe, pochodzący z nich gaz syntezowy zawiera o wiele więcej metanu, który stanowi na ogół 10–15 % zawartości węgla przy 28–35 barg. Należy również zauważyć, że z powodu swojej temperatury roboczej, gazogeneratory ze złożem fluidalnym charakteryzują się niższym stopniem konwersji węgla, a popiół z nich zawiera więcej węgla niż w przypadku typowego żużla z gazogeneratorów pracujących powyżej temperatury topnienia popiołu. Ogólnie rzecz biorąc, gazogeneratory ze złożem fluidalnym lepiej nadają się do wysoce lotnych i reaktywnych paliw, takich jak węgiel brunatny i biomasa, niż do węgla bitumicznego, który wymaga wysokiej temperatury zgazowania.



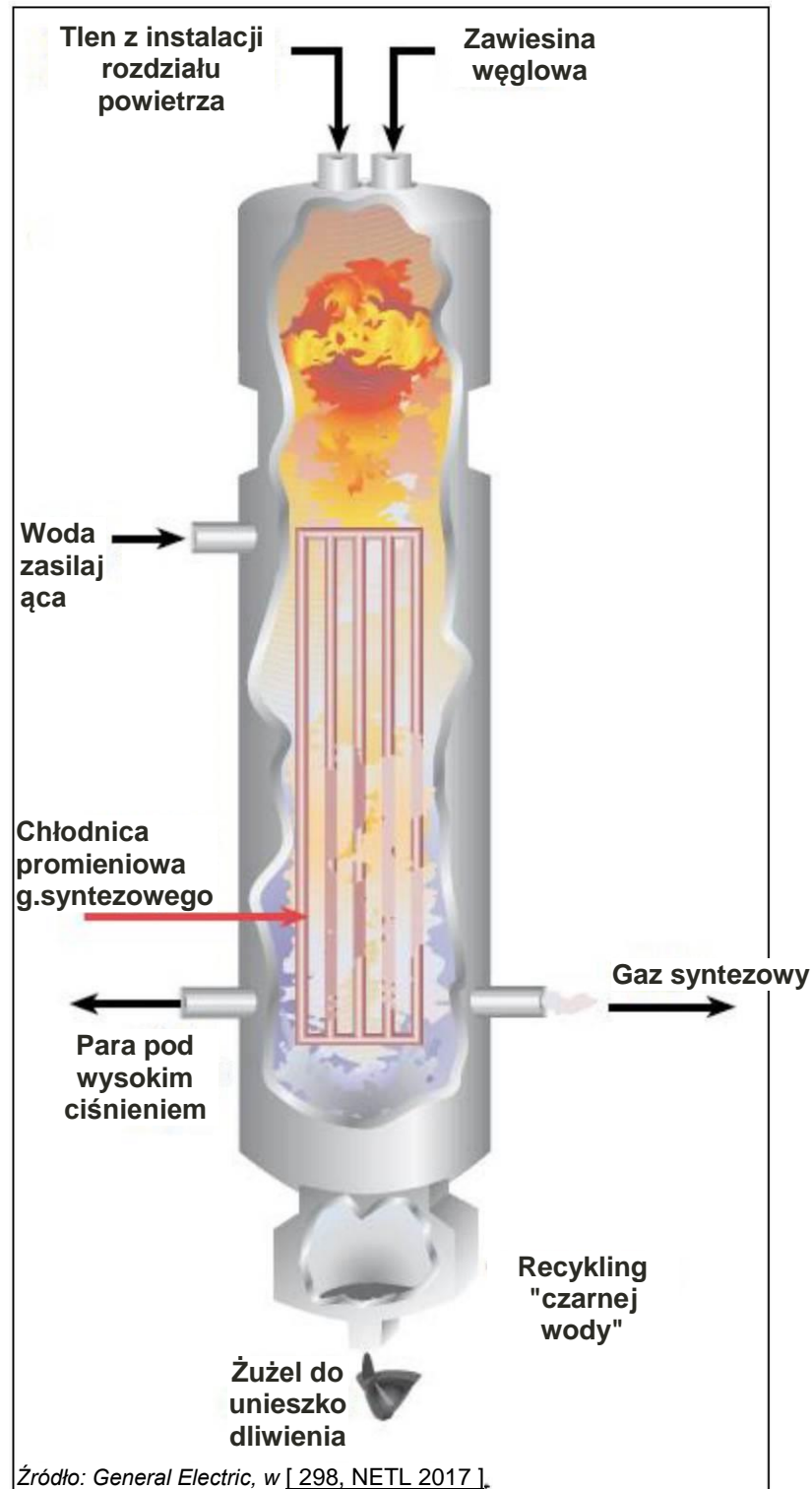
Rysunek 4.1: Schemat blokowy i możliwości integracji obiektu IGCC

Wytwarzaniu metanu w reakcjach metanizacji sprzyja wysokie ciśnienie. Pewne faktyczne dane dotyczące wpływu ciśnienia pokazano w Tabeli 4.1, która przedstawia skład gazu syntezowego z kilku gazogeneratorów ze złożem stałym i fluidalnym.

Tabela 4.1: Skład gazu syntezowego z gazogeneratorów ze złożem fluidalnym i stałym (typowy węgiel bitumiczny)

Parametr	Jednostka	Rodzaj gazogeneratorsa				
		Zł. stałe, popiół suchy	Zł. stałe, żużel	Zł. stałe, żużel	Zł. fluidalne, KRW	Zł. fluidalne, synthane
Ciśnienie	barg	27,5	27,5	69	31	69
H ₂	(mol % w czystej suchej masie)	40	28	25	34	32
CO	(mol % w czystej suchej masie)	17	59	59	45	13
CH ₄	(mol % w czystej suchej masie)	9	7	10	7	15
CO ₂	(mol % w czystej suchej masie)	32	3	3	12	36
N ₂ + Ar	(mol % w czystej suchej masie)	2	3	3	2	4

W jednostopniowych gazogeneratorach przepływowych (patrz przykład na Rysunku 4.2), drobne cząstki węgla reagują w napływającym jednocześnie strumieniem pary i tlenu. Czas pozostawania w strefie jest bardzo krótki (kilka sekund), a temperatura robocza jest wyższa od temperatura fuzji popiołu, co zapewnia rozpad smół i olejów oraz osiągnięcie wysokiego stopnia konwersji węgla. Zawartość metanu jest bardzo niska, a surowy gaz ma wysoką zawartość ciepła jawnego. Konstrukcje gazogeneratorów przepływowych różnią się pod względem systemów podawania surowca (suchy pneumatyczny lub zawieszina woda/węgiel), rozwiązań gorących przepływów w reaktorze (ogniotrwałe lub ekranowanie wodą) oraz konfiguracją odzysku ciepła jawnego z gazu surowego.



Rysunek 4.2: Jednostopniowy gazogenerator przepływowy General Electric

Niektóre gazogeneratory mają konstrukcję dwustopniową, której zadaniem jest podniesienie efektywności w zakresie chłodnego gazu, zmniejszenie ciepła jawnego w gazie surowym oraz obniżenie wymogów tlenowych. W dwustopniowym gazogeneratorze przepływowym, węgiel dostarczany do drugiego stopnia obniża temperaturę wylotową i wytwarza pewną ilość metanu, który zostaje w gazie syntezowym. Zawartość metanu wzrasta wraz z podaniem do drugiego stopnia większej ilości węgla. Typowy skład gazu syntezowego z kilku gazogeneratorów przepływowych przedstawiono w Tabeli 4.2.

Tabela 4.2: Skład gazu syntezowego z procesów zgazowania węgla w gazogeneratorach przepływowych (typowy węgiel bitumiczny)

Parametr	Jednostka	Stopnie gazogenerators / surowiec wsadowy				
		Jedne / Zawiesina	Jeden / Suchy	Dwa / Zawiesina	Dwa / Zawiesina z dalszym wsadem do 2. stopnia	Dwa / Suche
Ciśnienie	barg	69	34	31	31	69
H ₂	(mol % w czystej suchej masie)	37	28	33	30	32
CO	(mol % w czystej suchej masie)	47	64	54	49	29
CH ₄	(mol % w czystej suchej masie)	< 0,1	< 0,1	1	6	15
CO ₂	(mol % w czystej suchej masie)	14	2	10	12	22
N ₂ + AR	(mol % w czystej suchej masie)	2	6	2	3	2

Gazogeneratory przepływowe są wykorzystywane w większości komercyjnych projektach IGCC. Dużą zaletą wysokotemperaturowych gazogeneratorów przepływowych jest to, że pozwalają one uniknąć powstawania smół i związanych z nimi problemów. Pochodzący z nich gaz syntezowy ma małą zawartość metanu i jest odpowiedni do produktów wodorowych i produktów wytwarzanych z gazu syntezowego. Duża szybkość reakcji pozwala też budować gazogeneratory jednostopniowe wytwarzające duże ilości gazu wystarczające do zasilania dużych komercyjnych turbin gazowych.

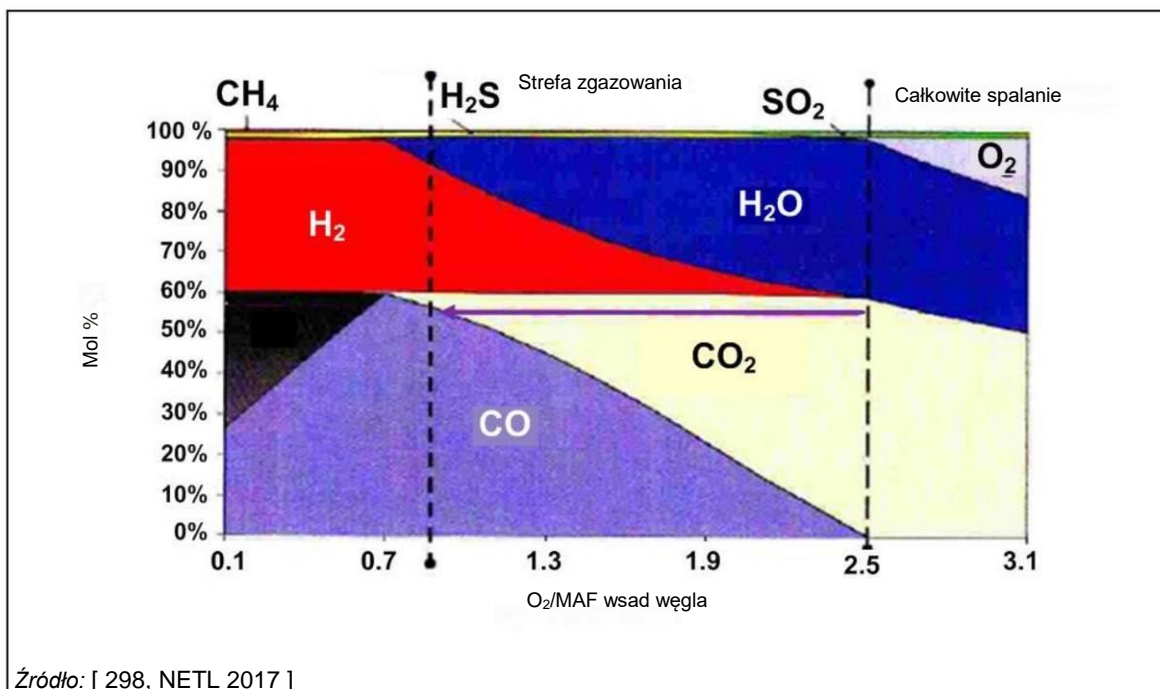
Wszystkie obiekty IGCC zasilane pozostałościami naftowymi wykorzystują gazogeneratory przepływowe. Na świecie działa ponad sto gazogeneratorów zasilanych ciężkimi olejami, które wytwarzają amoniak, metanol, wodór oraz inne substancje chemiczne i energię.

Mississippi Power (spółka zależna Southern Company) buduje obecnie dwie instalacje zgazowania powietrznego w ramach inwestycji IGCC + CCS o mocy nominalnej 585 MW_e w Kemper County, stan Mississippi, a jeden dwustopniowy gazogenerator przepływowy znajduje się użytku komercyjnym w badawczej elektrowni 250 MW_e pracującej w technologii czystego węgla w Nakoso w Japonii. Reprezentatywny skład gazu pochodzącego z tych instalacji zgazowania powietrznego przedstawiono w Tabeli 4.3.

Tabela 4.3: Skład gazu syntezowego z procesów zgazowania powietrznego KBR i MHI

Parametr	Jednostka	Gazogenerator	
		KBR Transport	MHI
Ciśnienie	barg	34	51
Węgiel	(mol % w czystej suchej masie)	PRB półbitumiczny	Shenhua China
H ₂	(mol % w czystej suchej masie)	12	10
CO	(mol % w czystej suchej masie)	24	31,9
CH ₄	(mol % w czystej suchej masie)	2,5	1,4
CO ₂	(mol % w czystej suchej masie)	7	2,7
N ₂ + Ar	(mol % w czystej suchej masie)	54,5	54

Na Rysunku 4.3 przedstawiono podsumowanie składu gazu syntezowego, tzn. zawartość CO, CO₂, H₂O, CH₄, H₂S, (oprócz azotu i użycia węgla Illinois) jako funkcję współczynnika O₂ do wsadu węgla.



Rysunek 4.3: Skład gazu syntezowego jako funkcja stosunku O₂ do wsadu węgla

Obok procesu zgazowania, elektrownia jest też blokiem gazowo-parowym z turbiną gazową i jako taka może zostać zintegrowana w wysokociśnieniową instalacją rozdzielania powietrza (ASU) w celu dostarczania azotu i tlenu o wysokim stopniu czystości. Powietrze używane przez ASU jest dostarczane przez sprężarkę turbiny gazowej lub też nie, zależnie od stopnia integracji z IGCC. Wytworzony azot, który nie został wykorzystany w procesie zgazowania lub w instalacjach pomocniczych może zostać wprowadzony do komory spalania w celu ograniczenia emisji NO_x.

Koncepcja integracji

Choć istnieje wiele wersji podstawowego układu obiektu IGCC, to kluczowym aspektem projektu jest poziom zintegrowania jednostek (patrz też Rysunek 4.1):

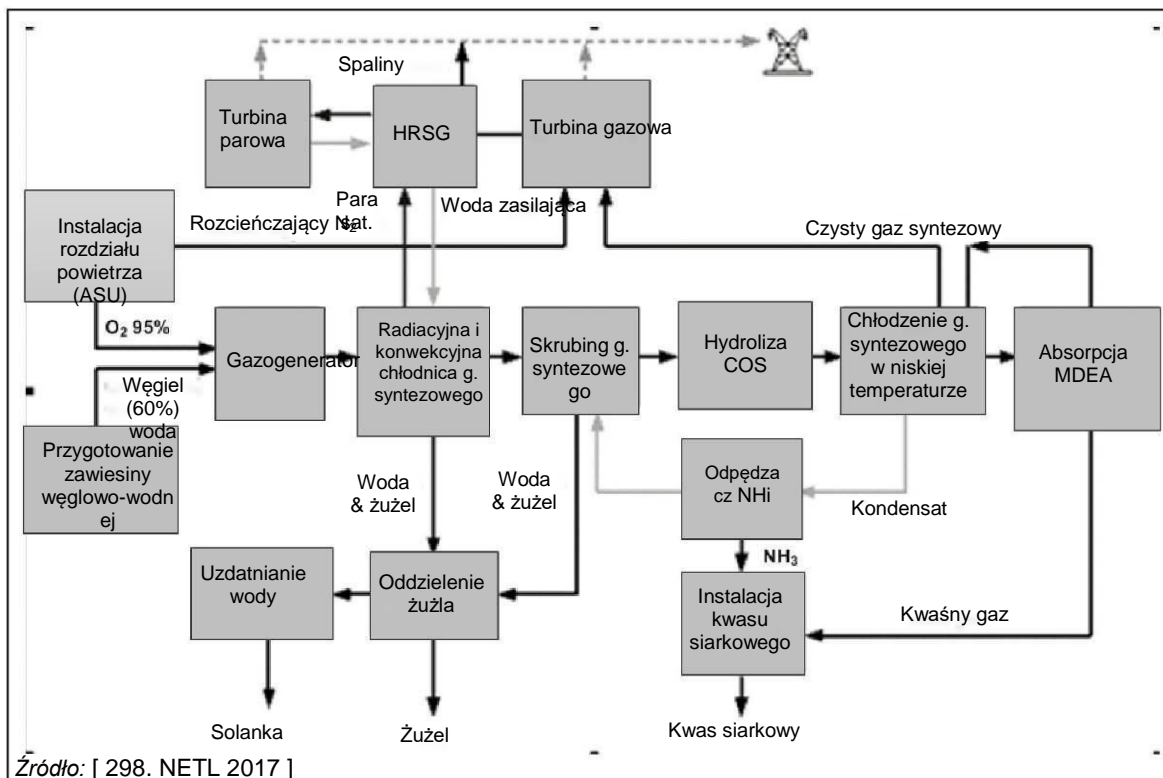
- W większości obiektów, systemy wody/pary cyklu łączonego i bloku zgazowania są w pełni zintegrowane. Woda zasilająca blok zgazowania pochodzi z pracującego w cyklu łączonym parowego kotła odzysknicowego (HRSG). Para wytwarzana w pracującym w gazogeneratorze kotle na ciepło odpadowe jest przesyłana do HRSG w celu przegrzania i następnie rozprężana w turbinie parowej wytwarzając dodatkową energię elektryczną. Część pary wytwarzanej w gazogeneratorze i HRSG jest wykorzystywana na potrzeby wewnętrzne, np. do nasycania gazu syntezowego wodą w celu ograniczenia powstawania NO_x w komorze spalania turbiny gazowej (powodując również zwiększenie przepływu masowego w turbinie gazowej i w efekcie zwiększając produkcję energii), jako alternatywa dla rozcieńczania azotu.
- Integracja ASU i cyklu łączonego od strony azotu. Szczałkowy azot, produkt uboczny ASU, jest sprężany i mieszany z gazem syntezowym w celu ograniczenia emisji NO_x i podniesienia wydajności turbiny gazowej.
- Integracja ASU i cyklu łączonego od strony powietrza. Sprężone powietrze potrzebne w ASU jest częściowo lub całkowicie pobierane ze sprężarki turbiny gazowej. W tym przypadku konieczne jest użycie całego azotu w celu utrzymania pełnej wydajności turbiny gazowej. Jeżeli pożądane jest rozcieńczanie azotu mimo posiadania przez ASU własnej sprężarki powietrza zasilającego, konieczne mogą być pewne modyfikacje w turbinie gazowej (np. dodatkowy rząd łopatek w sprężarce).

- Integracja bloku zgazowania i produkcji energii w cyklu łączonym. Część energii wytworzonej w cykl łączonym jest wykorzystywana do zaspokojenia zapotrzebowania bloku zgazowania.

Komercyjne rozwiązania IGCC są oferowane przez różnych dostawców. W 2012 r. na świecie działało 10-15 obiektów IGCC.

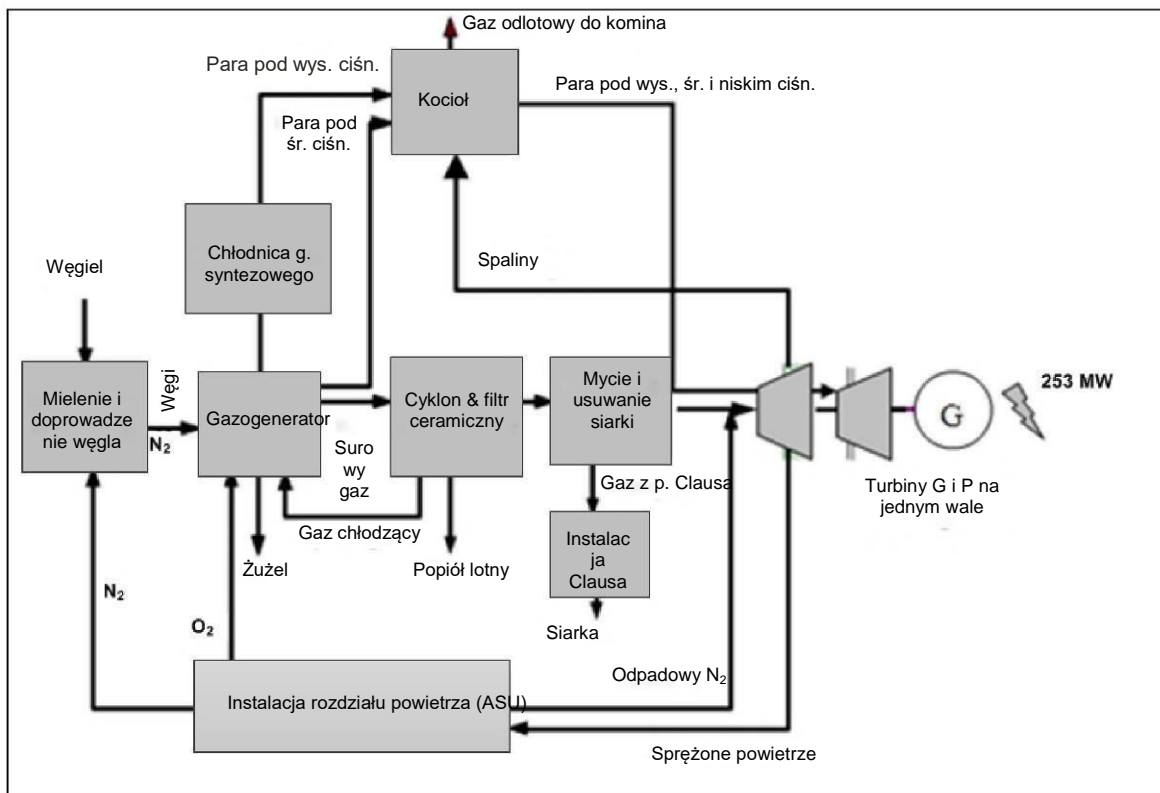
Kilka przykładów węglowych obiektów IGCC przedstawiono na poniższych schematach.

Elektrownia IGCC Polk (Floryda, USA) o mocy netto 250 MW, należąca do Tampa Electric Company (TEC), pracuje od 1996 r. Jej schemat blokowy przedstawiono na Rysunku 4.4.



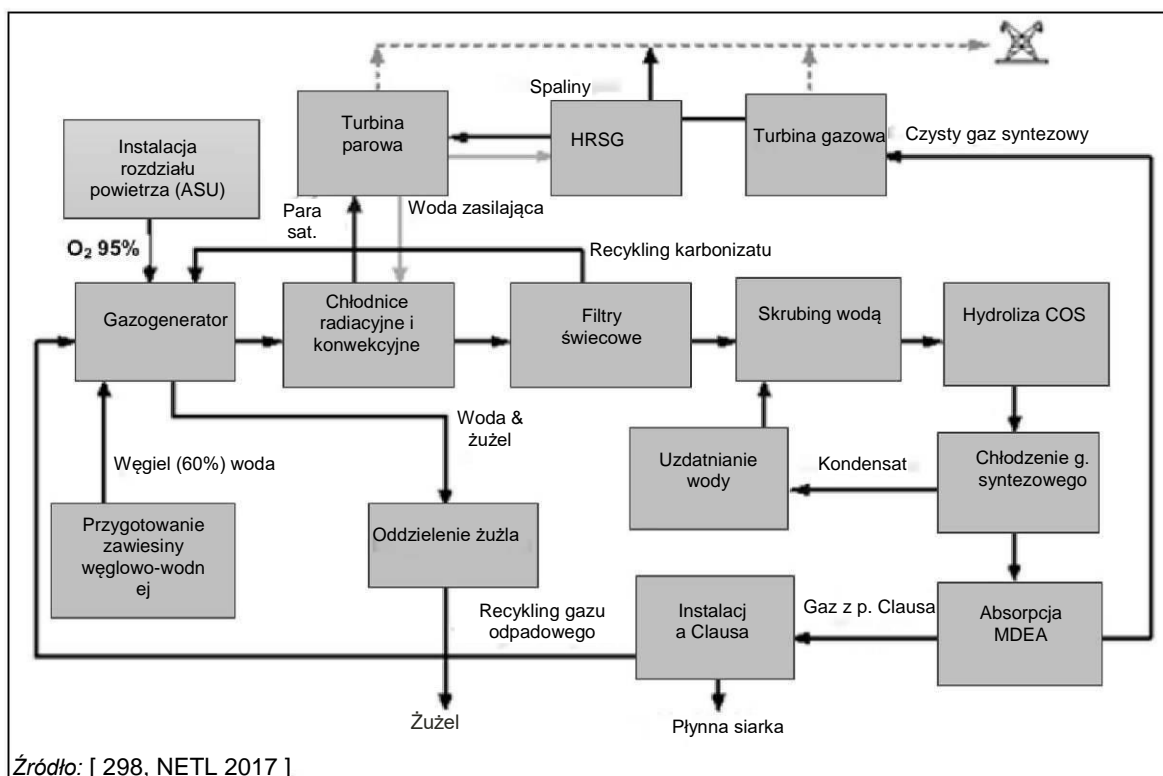
Rysunek 4.4: Schemat blokowy obiektu IGCC w Tampie

Schemat blokowy obiektu IGCC w Nuon (dawniej SEP/Demkolec) w Holandii przedstawiono na Rysunku 4.5.



Rysunek 4.5: Schemat blokowy obiektu IGCC w Nuon

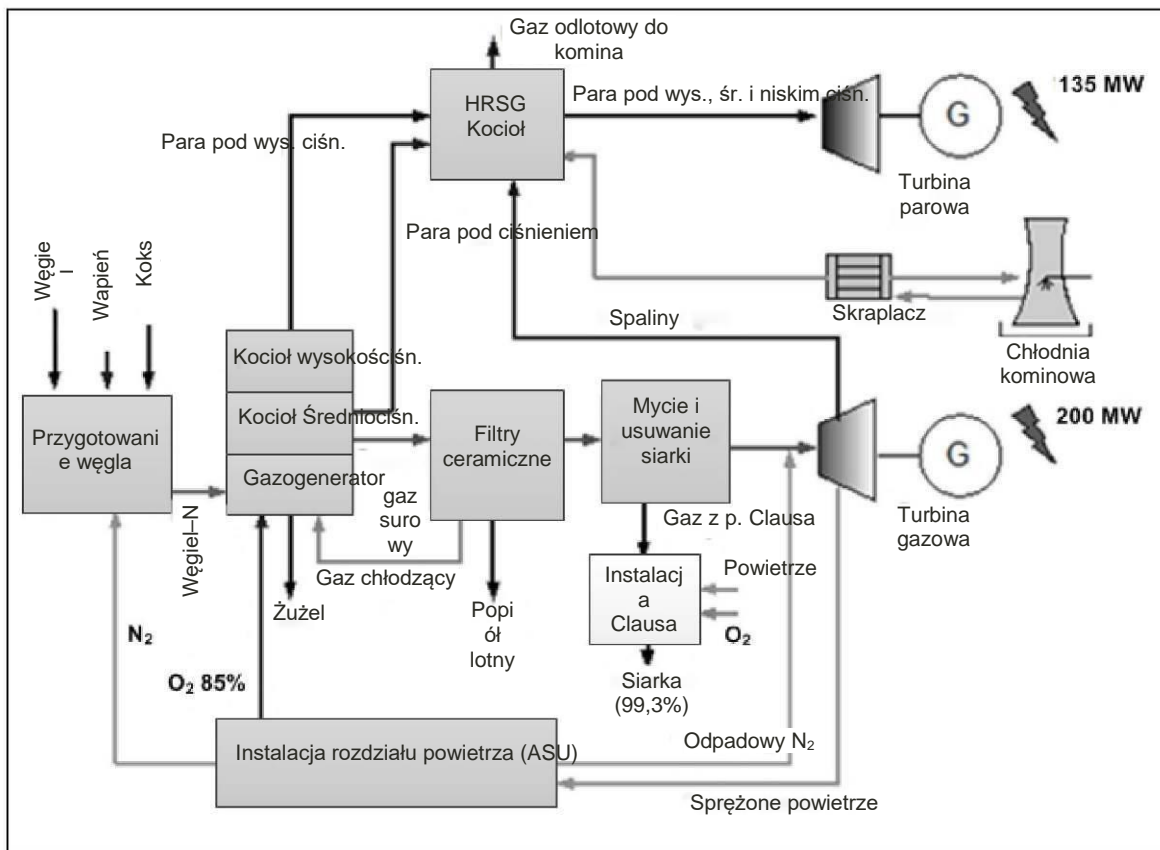
Schemat blokowy projektu modernizacyjnego (repowering) Wabash River IGCC (USA) przedstawiono na Rysunku 4.6.



Źródło: [298, NETL 2017]

Rysunek 4.6: Schemat blokowy projektu modernizacyjnego (repowering) IGCC w Wabash River

Schemat blokowy ciśnieniowego gazogeneratora przepływowego, obiekt ELCOGAS IGCC w Puertollano w Hiszpanii przedstawiono na Rysunku 4.7.



Rysunek 4.7: Schemat blokowy obiektu IGCC ELCOGAS

Obiekty IGCC zasilane paliwami kopalnymi innymi niż węgiel kamienny

Większość obiektów IGCC w europejskich i azjatyckich rafineriach jest zasilana różnymi strumieniami ciężkich olejów rafineryjnych (np. żywicą próżniową, pozostałościami po deasfaltowaniu, pozostałościami po krakowaniu wstępnym), podczas gdy w USA częściej wykorzystywany jest koks naftowy.

Zgazowanie ciężkiego oleju

Technologia zgazowania ciężkiego oleju jest dostępna na rynku od lat 50. ubiegłego wieku. Na całym świecie działa ponad 200 jednostek. Przed 1990 r. większość instalacji służyła dostawom gazu syntezowego do produkcji chemicznej lub wodoru do rafinerii. Zastosowania w IGCC pojawiły się dopiero w latach 90. ubiegłego wieku. Dostępne gazogeneratory wykorzystują reaktory przepływowe z pojedynczym wtryskiwaczem paliwa, z nawiewem tlenu od dołu i wykładziną ogniotrwałą:

- Trzy obiekty weszły do eksploatacji komercyjnej w 2001 r. Są to: obiekt 510 MW Isab Energy S.r.l. na Sycylii, obiekt 260 MW Api Energia w Falconara oraz obiekt 550 MW Sarlux na Sardynii. W 2000 r. uruchomiono trzy inne obiekty zgazowania ciężkiego oleju (jeden w USA i dwa w Singapurze). W 2003 r. w rafinerii Negishi w Japonii do eksploatacji komercyjnej oddano zintegrowany obiekt IGCC 342 MW. Pewną liczbę gazogeneratorów zasilanych ciężkim olejem/pakiem dostarczono w ostatnim dziesięcioleciu również do Chin i Indii, przy czym większość z nich pracuje na potrzeby produkcji amoniaku, substancji chemicznych i paliwa gazowego, a nie na potrzeby IGCC.
- Innymi przykładami obiektów IGCC zgazowujących ciężkie oleje w rafineriach są Pernis (Holandia) i ENI, Sannazzaro–Ferrera E. (Włochy).

Zgazowanie koksu naftowego

Większość technologii zgazowania jest w stanie wykorzystywać jako paliwo koks naftowy:

- Coffeyville Resources (USA) wykorzystuje koks naftowy do wytwarzania wodoru na potrzeby produkcji amoniaku. Pewna ilość wychwyconego CO₂ jest wykorzystywana do tworzenia mocznika w reakcji z częścią wytworzonego amoniaku, a także jest źródłem CO₂ dla technologii wspomaganego wydobycia ropy naftowej (EOR). Obiekt IGCC Tampa w Hrabstwie Polk na Florydzie zwykle pracuje na mieszance 55 % koksu naftowego i 45 % węgla w celu obniżenia ceny surowca wsadowego.
- Obiekt IGCC ELCOGAS pracuje na mieszance 50/50 koksu naftowego i węgla.
- Od zakończenia programu demonstracyjnego DOE w styczniu 2000 r., obiekt Wabash River pracuje w 100 % na koksie naftowym.

4.1.2 Zgazowanie biomasy

Atrakcyjność zgazowania biomasy jest powszechnie wiązana z możliwością osiągnięcia znacznie wyższej wydajności wytwarzania energii dzięki IGCC wykorzystującym biomasę lub istniejącym kotłom wielopaliwowym spalającym gaz z biomasy. Możliwość ta dotyczy kotłów i turbin parowych bezpośredniego spalania o mniejszych mocach odpowiednich dla projektów dotyczących wykorzystania biomasy. Ze względu na charakter biomasy oraz ekonomikę i logistykę jej gromadzenia i dostarczania, projekty te są na ogół rozważane dla znacznie mniejszych mocy tzn. 10–190 MW_{th} niż w przypadku większych węglowych IGCC o mocach 500 MW_{th} lub innych jednostek opalanych węglem. Dlatego największym wyzwaniem stojącym przed ewentualnymi projektami tego rodzaju jest brak korzyści skali. Zainteresowanie inwestycjami w odnawialne źródła energii, w tym także związane z biomasą, rośnie z powodu coraz większego zaniepokojenia globalnym ociepleniem.

Czynnikiem ograniczającym komercjalizację zgazowania biomasy jest jej biomasy. Dużą przeszkodą na drodze do komercjalizacji zgazowania biomasy na różne potrzeby jest też obecność smół w gazie syntezowym. Dostawcy i ośrodki badawcze cały czas podejmują wysiłki na rzecz pokonania tego problemu. Gazogeneratory przepływowe mogą pomóc w wyeliminowaniu problemów związanych ze smołą, ale nadają się one głównie do dużych zastosowań przemysłowych (> 100 MW_{th}) i dlatego na ogół są nieodpowiednie dla instalacji zgazowania biomasy [293, Brandin et al. 2011]. Jednakże, w węglowych obiektach IGCC (Nuon Buggenum w Holandii oraz ELCOGAS Puertollano w Hiszpanii) udało się zademonstrować przydatność współzgazowania niewielkich ilości biomasy, które mimo to stanowią znaczącą energię (5–30 % biomasy w charakterze paliwa odpowiada do 30–200 MW_{th}).

Istnieją dwie strategie radzenia sobie ze smołą, jeżeli już pojawi się ona w gazie syntezowym: usunięcie lub konwersja *in situ*. W usuwaniu są wykorzystywane skrubery mokre/olejowe, natomiast przykładami metod konwersji *in situ* są częściowe utlenianie i kraking katalityczny [293, Brandin et al. 2011]. Kolejnym sposobem konwersji jest utrzymywanie temperatury gazu powyżej punktu rosy smoły i wykorzystanie smoły jako składnika gazu przeznaczonego do spalania w kotle, co podnosi efektywność energetyczną o 5–10 %. [328, Blomberg et al. 2012]

Gazogeneratory ze złożem stałym (przeciwprądowe i współprądowe) i fluidalnym to trzy główne odmiany technologii zgazowania biomasy. Znajdują zastosowanie głównie w obiektach małych i średnich.

Przeciwprądowe i współprądowe gazogeneratory ze złożem stałym to konstrukcje mniej skomplikowane niż fluidalne, ale wytwarzają one gaz syntezowy o niższej wartości energetycznej i są najbardziej odpowiednie do zgazowania biomasy na małą skalę (w zakresie kilkuset kW_{th}). Atrakcyjność rynkowa gazogeneratorów biomasy ze złożem stałym o skali odpowiadającej zakresowi niniejszego dokumentu (> 20 MW_{th} mocy nominalnej) jest obecnie bardzo ograniczona.

Większość z dużych projektów zgazowania biomasy zarówno w USA jak i Europie opiera się na zgazowaniu w złożu fluidalnym w ciśnieniu atmosferycznym lub pod wyższym ciśnieniem.

Gazogeneratory ze cyrkulacyjnym lub pęcherzykowym złożem fluidalnym

Złoże fluidalne gazogeneratorsa może być cyrkulacyjne (CFB) lub pęcherzykowe (BFB). Gazogeneratory z takim złożem są odpowiednie do pracy z szeroką gamą paliw, głównie dlatego, że ich wymagania dotyczące surowca wsadowego nie są aż tak rygorystyczne jak w przypadku jednostek przepływowych. Gazogeneratory CFB/BFB wytwarzają gaz syntezowy o wyższej wartości opałowej i mogą być zasilane szerszą gamą surowca wsadowego niż współprądowe i przeciwprądowe gazogeneratory ze stałym złożem. Dobrze nadają się do ciągłego użytkowania i są łatwo skalowalne, co umożliwia ich wykorzystanie w dużych obiektach przemysłowych. Dlatego też gazogeneratory CFB/BFB stanowią najnowocześniejszą technologię zgazowania biomasy w na skalę objęta niniejszym dokumentem ($> 20 \text{ MW}_{\text{th}}$).

Gazogeneratory CFB/BFB mogą bazować na wdmuchu powietrza, tlenu i/lub pary oraz mogą pracować w warunkach ciśnieniowych lub pod ciśnieniem atmosferycznym. Para i/lub tlen lub powietrze są wprowadzane poniżej złoża fluidalnego, które jest unoszone na gazach fluidyzacyjnych. W gazogeneratorze BFB paliwo jest dostarczane do gęstego złoża, przepływa w górę kolumny reaktora i pozostaje zawieszony w tym strumieniu podczas trwania procesu zgazowania. Gaz syntezowy o umiarkowanej temperaturze wychodzi z góry reaktora, a z dna jest usuwany suchy (niestopiony) popiół. Do kwestii, które należy uwzględnić podczas projektowania należą jakość i uzupełnianie czynnika przekazującego ciepło oraz erozja reaktora (Pytlar, 2010).

Gazogenerator z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym (CFB) (patrz Rysunek 4.8) składa się z reaktora, którym zachodzi zgazowanie powietrzne, cyklonu do oddzielania materiału cyrkulacyjnego od gazu oraz rury powrotnej do zwracania cyrkulującego materiału do dna gazogeneratorsa.

Zakres składu gazu syntezowego z gazogeneratorów biomasy CFB i BFB przedstawiono w Tabeli 4.4.

Tabela 4.4: Typowy skład gazu syntezowego z gazogeneratorów biomasy z fluidalnym złożem pęcherzykowym (BFB) i cyrkulacyjnym (CFB) (zakres)

Parametr	Jednostka	Gazogenerator BFB	Gazogenerator CFB
Ciśnienie	barg *	1–35	9–108
Surowiec wsadowy	(mol % w czystej suchej masie)	Różne	Różne
H ₂	(mol % w czystej suchej masie)	6–38	11–32
CO	(mol % w czystej suchej masie)	14–40	14–33
CH ₄	(mol % w czystej suchej masie)	< 1–5	3–8
CO ₂	(mol % w czystej suchej masie)	15–17	11–34
N ₂	(mol % w czystej suchej masie)	3–58	3–47

* W 2013 r. najwyższe wartości ciśnienia roboczego wynosiły ok. 20 barg [89, EPPSA 2013].
Źródła: [294, Ciferno and Marano 2002] [295, E4Tech 2009]

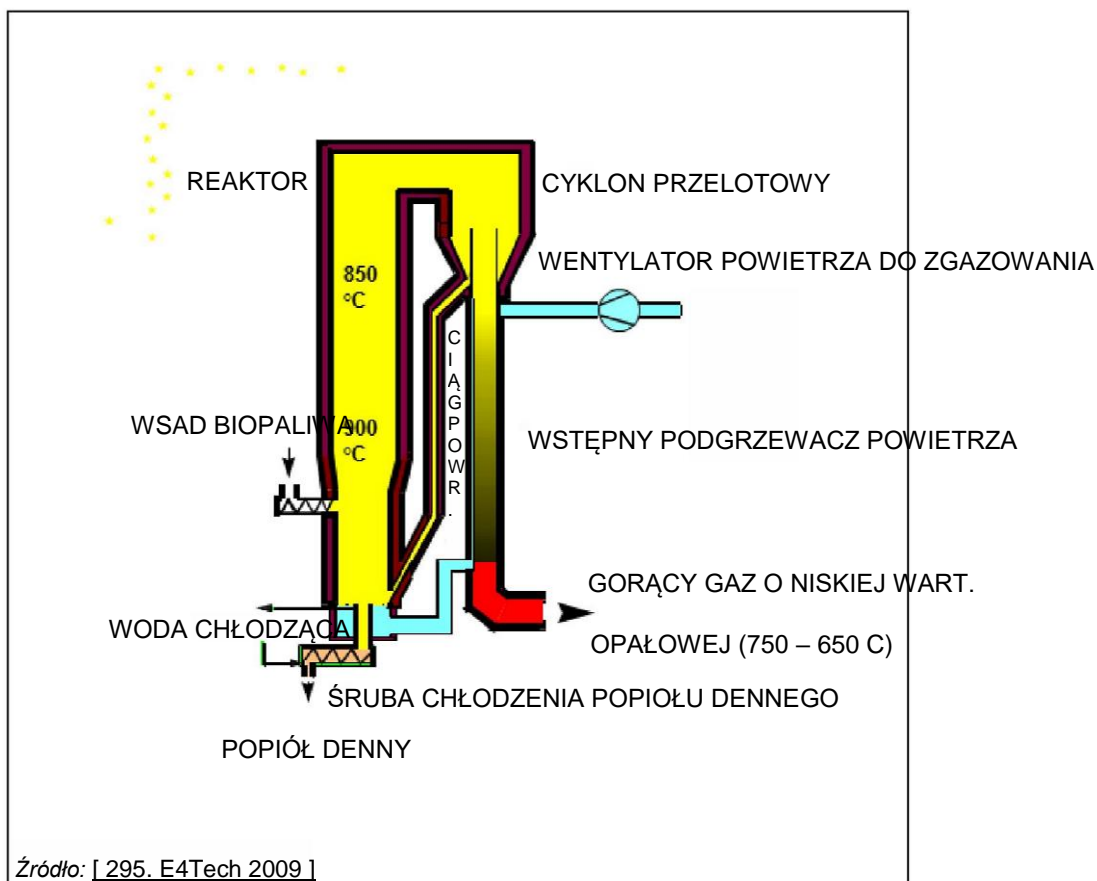
Obszar (okno) temperatury roboczej gazogeneratorsa ze złożem fluidalnym jest determinowany temperaturą topnienia popiołu i temperaturą wymaganą do zajścia reakcji zgazowania. Możliwość obniżenia temperatury zgazowania jest ograniczona ponieważ działanie to może doprowadzić do niekompletnego zgazowania i zwiększenia ilości związków smoły w gazie syntezowym. Gaz wytwarzany podczas pracy w wysokiej temperaturze na ogół zawiera mniej smoły niż gaz wytwarzany w niższych temperaturach. Dzieje się tak ponieważ wyższe temperatury sprzyjają reakcjom krakingu smoły. Smoła jest szkodliwa dla skrubców kiedy ulegnie w nich kondensacji. Może też tworzyć koks w filtrach w przypadku wdrożenia odpylania w wysokich temperaturach. Wybór odpowiedniej metody radzenia sobie z problemem smoły jest kwestią kluczową.

Techniczne okno temperatury roboczej w zgazowaniu biopaliw w gazogeneratorach CFB/BFB jest stosunkowo ograniczone, co w przypadku niektórych nowych inwestycji może być poważną wadą ekonomiczną w porównaniu z technologią elektrowni konwencjonalnych, która jest bardziej elastyczna w zakresie różnorodności możliwych do wykorzystania paliw.

Zgazowanie biomasy w ciśnieniu atmosferycznym

Choć jednostki zgazowania powietrznego w złożu fluidalnym pracujące w ciśnieniu atmosferycznym i niskiej temperaturze powstały pierwotnie z myślą o biomase drewnianej, mogą one być wykorzystywane do innych rodzajów biomasy i paliw pochodzących z biomasy.

System atmosferycznego zgazowania CFB (patrz Rysunek 4.8) jest stosunkowo prosty. Wszystkie elementy gazogeneratora są całkowicie pokryte wykładziną ogniotrwałą. Wytworzony gorący gaz płynie z cyklonu do wstępnego podgrzewacza powietrza znajdującego się pod cyklonem. Obydwa urządzenia są zwykle położone blisko kotła, bez oczyszczania gazu poza pierwotnym cyklonem instalacji CFB, dzięki czemu smoły i karbonizat niesione w strumieniu gazu są spalane w kotle razem z paliwem gazowym. Oczyszczanie gazów ze spalania pozostawiane jest na ogół instalacjom kotła. Do osiągnięcia wymaganej charakterystyki płomienia czasami konieczne jest wysuszenie paliwa. Opłacalne są jednostki o mocy 10–190 MW_{th}.



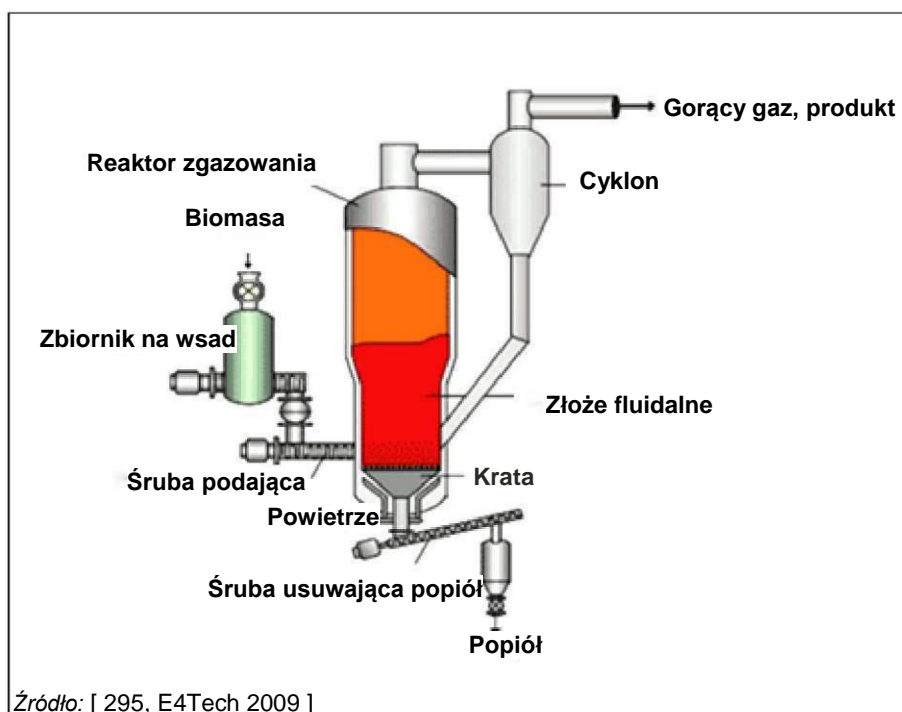
Rysunek 4.8: Gazogenerator atmosferyczny CFB Foster and Wheeler

W Europie realizowanych jest kilka projektów zgazowania biomasy, w których gaz syntezowy ze zgazowania atmosferycznego w złożu fluidalnym jest współspalany w istniejących kotłach. Zaletą takiego podejścia jest uniknięcie konieczności budowy elektrowni opalanej wyłącznie biomasą. Do zakładów z bogatym doświadczeniem w eksploatacji tego systemu jest elektrownia Kymijärvi w Lahti w Finlandii.

Atmosferyczne gazogeneratory CFB znalazły zastosowanie również w instalacjach zgazowania odpadów położonych w sąsiedztwie kotłów węglowych, gdzie gaz jest dostarczany do komory spalania kotła.

Zgazowanie biomasy pod ciśnieniem

Zgazowanie ciśnieniowe w złożu fluidalnym (patrz Rysunek 4.9) jest często wykorzystywane w IGCC zasilanych biomasą. W latach 1993 - 1999 w miejscowości Varnamo w Szwecji spółka Sydkraft eksploatowała obiekt demonstracyjny (6 MW_e + 9 MW_{th} na potrzeby sieci ciepłowniczej). Oprócz tego, w 2007 r. do eksploatacji wszedł obiekt CHP ze zgazowaniem biomasy (I/S Skive Fjernvarme w Danii).



Rysunek 4.9: Ciśnieniowy gazogenerator powietrzny BFB ANDRITZ Carbona

Współzgazowanie biomasy w obiektach IGCC i gazogeneratorach węglowych

Do wsadu gazogeneratorów węglowych można dodawać znaczne ilości biomasy i odpadów (5–25 t/h) bez zakłócania pracy czy jakości żużła, o ile tylko proporcja biomasy w mieszance paliwowej jest ograniczona. Granice te są zależą głównie od systemów oczyszczania gazu syntezowego i skład wykorzystywanej biomasy. Niektóre popioły z biomasy są bogate w zasady, takie jak związki sodu i potasu, które po przekroczeniu określonego udziału biomasy we wsadzie paliwowym mogą powodować zabrudzenie i negatywnie wpływać na właściwości odciekania żużła.

Przykładem obiektu stosującego współzgazowanie jest gazogenerator Nuon Buggenum, który jest w stanie przyjąć do 15 % (LHV) czystego drewna białego bez konieczności wprowadzania znaczących modyfikacji, przy czym dozwolony udział biomasy wynosi 30 % (LHV), a w testach używano do 70 % (LHV) przetworzonej biomasy. W obiekcie IGCC ELCOGAS wykazano możliwość zasilania z 2–10 % udziałem biomasy (2–10 t/h) bez zmian już zainstalowanych urządzeń.

Zgazowanie biomasy podłączone do kotłów węglowych

Gazogeneratory biomasy ze złożem fluidalnym podłączane do instalacji spalania można podzielić na dwie główne kategorie: gazogeneratory CFB/BFB podłączone bezpośrednio do kotła i gazogeneratory CFB/BFB z filtrowaniem/oczyszczaniem gazu.

Przefiltrowany gaz syntezowy może być wykorzystywany do współspalania w kotłach pyłowych w taki sam sposób niefiltrowany gaz pochodzący z biomasy. Oprócz tego, czysty gaz może być spalany sam w dużych kotłach przeznaczonych do spalania paliw gazowych.

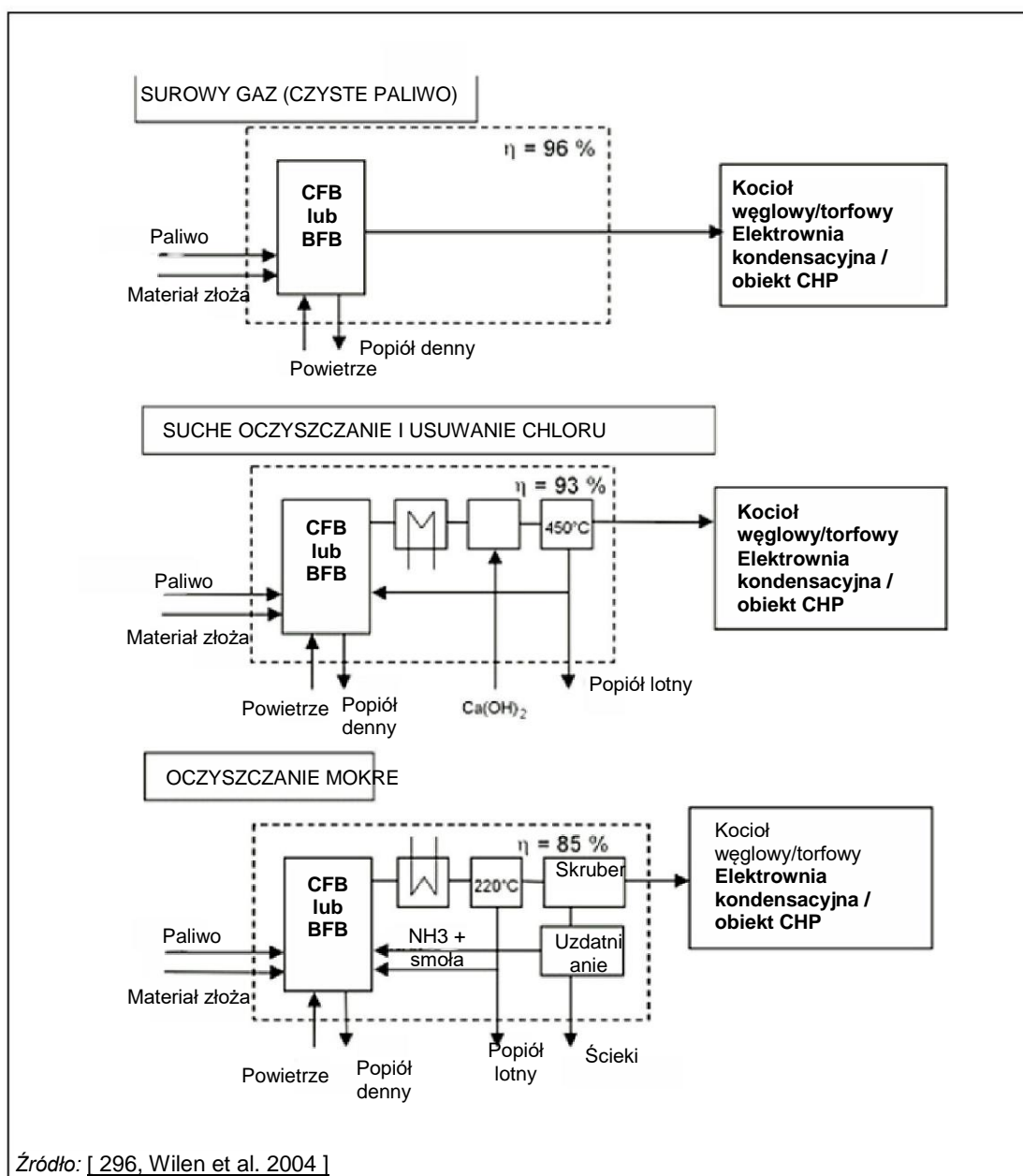
Czysty gaz można również wykorzystywać w innych zastosowaniach, takich jak produkcja syntetycznego gazu ziemnego (SNG). Z tego powodu, gazogeneratory CFB/BFB wyposażone w układy filtrowania/oczyszczania gazu można podzielić na dalsze dwie podkategorie, w zależności od zastosowania głównego produktu:

- gazogeneratory podłączone do kotła/silnika gazowego (na potrzeby produkcji energii elektrycznej);
- gazogeneratory pracujące na potrzeby wytwarzania SNG.

SNG można wykorzystywać np. w sieci gazu ziemnego lub do potrzeb transportu, ale te zastosowania nie zostały ujęte w niniejszym dokumencie. W niektórych instalacjach wytwarzających SNG przewidziano

możliwość wykorzystania części SNG w silnikach gazowych lub turbinie gazowej - takie zastosowanie jest objęte zakresem niniejszego dokumentu.

Rysunek 4.10 przedstawia różne możliwości dla instalacji zgazowania i oczyszczania gazu.



Rysunek 4.10: Różne możliwości podłączenia gazogeneratorów CFB/BFB do kotłów

4.1.3 Plazmowe zgazowanie odpadów

W gazogeneratorze plazmowym, do palnika doprowadzany jest prąd o wysokim napięciu, który tworzy łuk o wysokiej temperaturze. Pozostałości nieorganiczne są usuwane w postaci szklistej substancji. Ta metoda zgazowania działa w bardzo dużych temperaturach i jest w stanie przetworzyć odpady wszelkiego rodzaju.

Kilka podmiotów opracowało jednostki zgazowania plazmowego do niszczenia kilku rodzajów odpadów, w tym odpadów szpitalnych, organicznych odpadów przemysłowych zawierających chlorki i substancje azotowe oraz stałych odpadów komunalnych.

4.2 Dotychczasowe poziomy emisji i zużycia

Do najważniejszych kwestii dotyczących środowiska należą:

- uwalnianie ścieków (substancje organiczne, cyjanki, siarczki, amoniak, metale ciężkie);
- wytwarzanie odpadów i produktów ubocznych: żużel, popiół denny/lotny, siarka/kwas siarkowy z odsiarczania, zużyte/nasycone katalizatory;
- zużycie wody, substancji chemicznych (rozpuszczalnik) i energii;
- gospodarka paliwem i jego wstępna obróbka (niezorganizowane emisje np. pyłu, VOC);
- zasadność integracji ze spalaniem: ogólny wpływ na efektywność energetyczną i emisje do powietrza/wód oraz efekty synergii/wady takiej integracji.

Efektywność i emisje do powietrza

W Tabelach 4.5, 4.6 i 4.7 przedstawiono informacje dotyczące efektywności i emisji zanieczyszczeń do powietrza zgłoszone dla europejskich instalacji zgazowania (wartości zsumowane z nadesłanych kwestionariuszy oraz wszelkie dostępne informacje dodatkowe).

Tabela 4.5: Informacje ogólne na temat efektywności i emisji do powietrza w europejskich obiektach IGCC

Gazogenerator / rozmiar	Surowiec wsadowy	Wydajność produkcji gazu syntezowego (%)	Emisje do powietrza (mg/Nm ³) – 15 % O ₂				
			NO _x	SO _x	Pył	CO	Hg
Buggenum (NL) / przepływowy / 585 MW _{th}	Węgiel (90 %) – pelety z biomasy (10 %)	77,1	15	3		< 1	6E-06
ELCOGAS (ES) / Przepływowy / 726 MW _{th}	Węgiel (50 %) – koks ponaftowy (50 %)	74,1	45	15,5	0,4	2,8	1,8E-4
IGCC w rafineriach (ENI – ISAB – SARAS (IT)) / przepływowy / 2x272 – 2x663 – 3x530 MW _{th}	Ciężkie oleje resztkowe (95–100 %) – Ciężka ropa naftowa (0–5 %)	74,1–88,2	12.2–42	3–15,8	0,7–2,5	< 1–18	5E-3–5E-4

Źródło: [3, LCP TWG 2012]

Tabela 4.6: Porównanie wyników pomiarów emisji gazów z kotła dla 100 % opalania węglem (1997 r.) i współspalania gazu z gazogeneratorsa i węgla (2001 r.)

Skład paliwa:	MWth	1997	2001
		Węgiel	350
Gaz ziemny		350	293
Gazogenerator,		0	0
ogółem (1)		n.o.	56
Emisje w gazie odlotowym			
Zawartość O ₂ (suchy gaz)	%	6	6,8
Emisja SO ₂	mg/MJ	237	208
Stężenie SO ₂	mg/Nm ³ (suchy gaz)	638	636
Emisja NO _x	mg/MJ	264	187
Stężenie NO _x	mg/Nm ³ (suchy gaz)	710	572
Emisja pyłu	mg/MJ	11	7
Stężenie pyłu	mg/Nm ³ (wet gaz)	29	19
Emisja CO	mg/MJ	11	10
Stężenie CO	mg/Nm ³ (suchy gaz)	30	30
Stężenie HCl	mg/Nm ³ (suchy gaz)	0,4	34
Stężenie HF	mg/Nm ³ (suchy gaz)	2,4	7
Związki PAH, ogółem	mg/Nm ³ (suchy gaz)	0,03	1
Polichlorowane benzeny	ng/Nm ³ (suchy gaz)	4	15
Polichlorowane bifenyly	ng/Nm ³ (suchy gaz)	2	16
Chlorofenole	ng/Nm ³ (suchy gaz)	50	20
Całk. stężenie PCDD	ng/Nm ³ (suchy gaz)	0,14	0,01
Całk. stężenie PCDF	ng/Nm ³ (suchy gaz)	0,19	0,001
PCDD/PCDF, I-TEQ	ng/Nm ³ (suchy gaz)	0,005	0,001
Całkowite stężenie metali ciężkich w suchym gazie odlotowym			
Cr	mg/Nm ³	< 9	4
Ni	mg/Nm ³	< 9	3
Cd	mg/Nm ³	< 2	0,2
As	mg/Nm ³	< 4	2
Cu	mg/Nm ³	< 9	4
Zn	mg/Nm ³	< 35	16
Pb	mg/Nm ³	< 9	< 11
Hg	mg/Nm ³	< 0,6	1
Suma metali ciężkich	mg/Nm ³	n.o.	59

(*) Drewno: 29 MW; klej, drewno laminowane: 8 MW; SRF: 16 MW; osady ściekowe: 3 MW.
 Uwaga:
 n.o.: nie określono.
 Źródła: Emisje do powietrza, Kymijärvi I, Lahti, Finlandia: [296. Wilen et al. 2004]

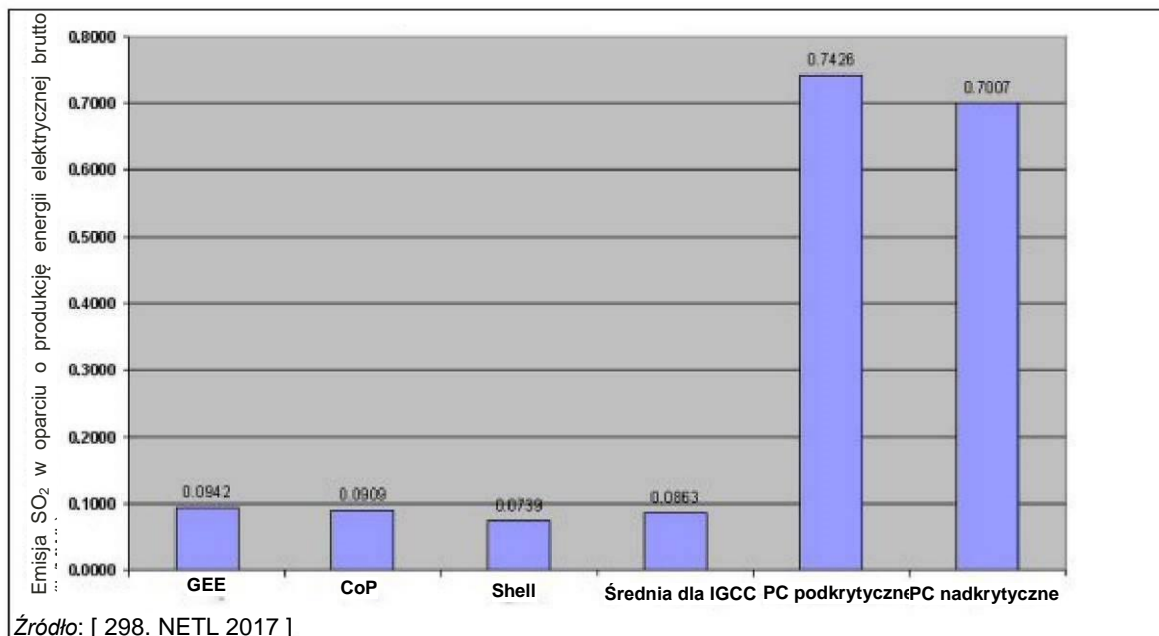
Tabela 4.7: Wielkość emisji w przeliczeniu na wytworzoną MWh (ciepła i energii elektrycznej) w latach 2007-2012

Emisje do powietrza	Obiekt CHP Skive, Dania				
	2007/08	2008/09	2009/10	2010/11	2011/12
Emisja na wyprodukowaną MWh					
CO ₂ (ton)	0,098	0,090	0,083	0,105	0,083
NO _x (kg)	0,516	0,540	0,538	0,549	0,559
SO ₂ (kg)	0,123	0,144	0,152	0,146	0,193

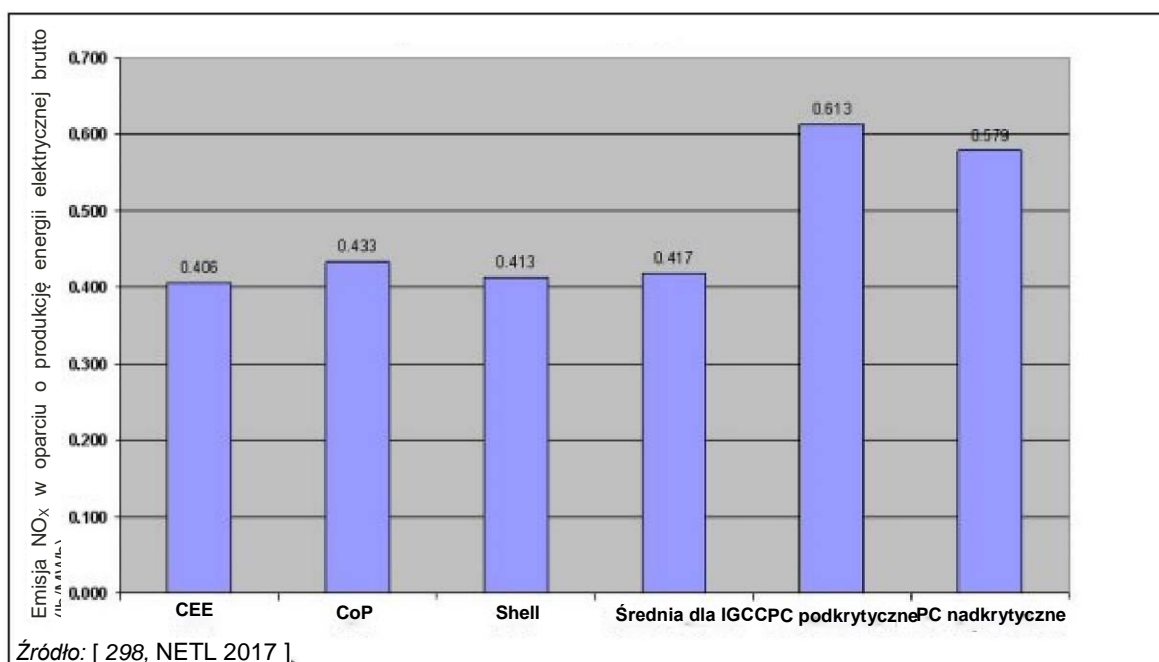
Źródło: [329, Skive Fjernvarme 2012]

Porównanie instalacji zgazowania i spalania

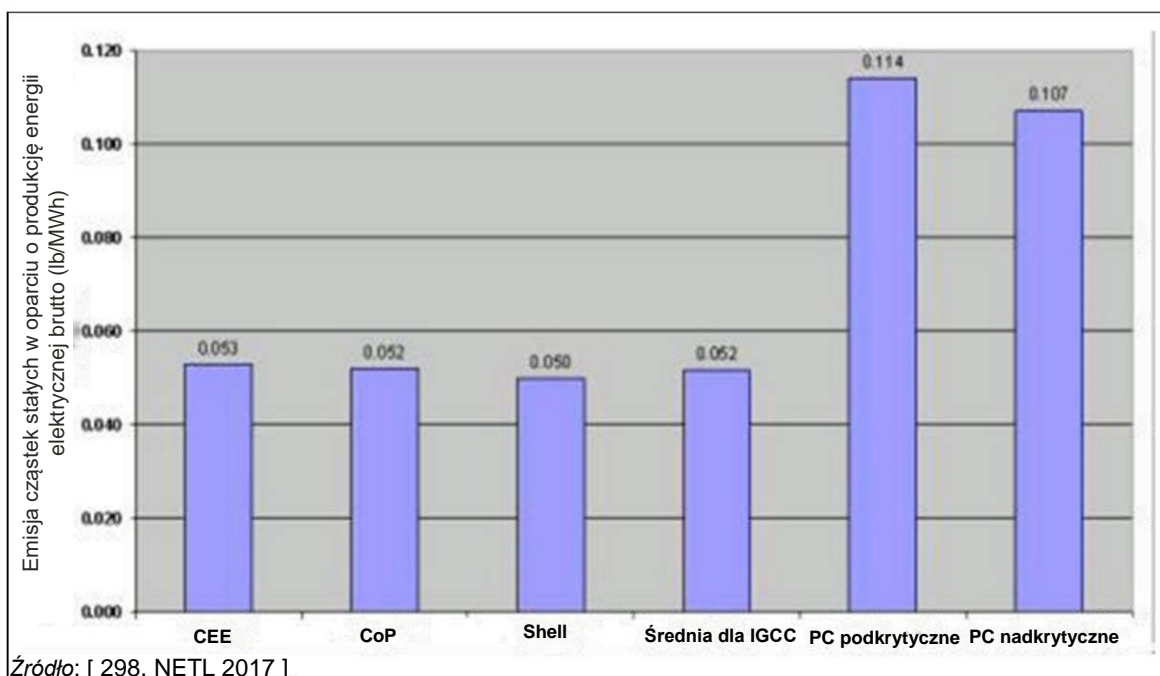
Wykresy przedstawione na poniższych rysunkach (Rysunki 4.11 do 4.13) oparto na danych uzyskanych od US NETL. Pokazują one porównanie poziomów emisji obiektów IGCC opalanych węglem oraz konwencjonalnych elektrowni opalanych sproszkowanym węglem (PC) w trzech rodzajach emisji. Celem jest porównanie efektywności środowiskowej gazogeneratorów i instalacji spalania. Wyniki porównania dla innych surowców wsadowych i produktów są podobne.



Rysunek 4.11: Emisje SO₂ z dostępnych obecnie technologii przemiany węgla kamiennego na energię elektryczną bez wychwytywania CO₂



Rysunek 4.12: Emisje NO_x z dostępnych obecnie technologii przemiany węgla kamiennego na energię elektryczną bez wychwytywania CO₂



Rysunek 4.13: Emisje cząstek stałych z dostępnych obecnie technologii przemiany węgla kamiennego na energię elektryczną bez wychwytywania CO₂

Rysunek 4.11 pokazuje, że (przy pozostałych wartościach równych) obecne technologie IGCC pozwalają na ograniczenie emisji SO₂ o blisko jeden rząd wielkości w porównaniu z ich odpowiednikami opalanymi sproszkowanym węglem.

Rysunek 4.12 pokazuje, że znane metody kontroli powstawania NO_x w instalacjach IGCC utrzymują je na minimalnym poziomie, skutkując znacznie mniejszymi emisjami NO_x niż w przypadku opalania sproszkowanym węglem. Podczas zgazowania, większość zawartego w węglu azotu jest przetwarzana na azot w postaci gazowej (N₂). Wytwarzane są jednak niewielkie ilości amoniaku (NH₃) i cyjanowodoru (HCN), które można usunąć w procesie oczyszczania gazu syntezowego.

Jak widać na Rysunku 4.13, w porównaniu z procesem spalania, zgazowanie oferuje dwie ważne zalety w zakresie kontroli zapylenia. Po pierwsze, zgazowanie węgla umożliwia usunięcie większości popiołu jako żużla lub popiołu dennego i jego późniejsze unieszkodliwienie lub sprzedaż. Po drugie, ponieważ gaz syntezowy opuszczający gazogenerator jest znacznie bardziej gęsty od gazów odlotowych ze spalania, odpylenie przy użyciu odpowiedniego układu oczyszczania może być łatwiejsze umożliwiając wytworzenie gazu syntezowego o jakości podobnej lub lepszej od gazu ziemnego (w zależności od wymagań ostatecznego zastosowania) oraz lepszą optymalizację wydajności i efektywności środowiskowej.

Emisje do wód

Emisje do wód dotyczą ścieków uwalnianych w określonych punktach uwalniania oraz oczyszczalni ścieków tylko w odniesieniu do instalacji zgazowania i towarzyszących jej systemów. Przykładowe poziomy emisji z europejskich obiektów IGCC zgazujących węgiel przedstawiono w Tabeli 4.8 i Tabeli 4.9.

Tabela 4.8: Emisje ścieków z elektrowni IGCC WAC Buggenum w Holandii

Punkty uwalniania ścieków		Emisja do komunalnej oczyszczalni ścieków	Emisja do rzeki	Emisja do własnej oczyszcz. śc. celu ponownego wykorzystania
Opis		Zrzut bez oczyszczania	Woda regeneracyjna z układu demineralizacji	Brak emisji (zasada zerowego zrzutu plynego)
Kontrola zanieczyszczeń		bd	bd	Rozpuszczone gazy, np. H ₂ S, NH ₃ i CO ₂ należy odpędzić
Względy specjalne		bd	bd	Woda jest ponownie wykorzystywana do nawilżania gazu syntezowego – konieczne jest usunięcie soli
Jednostka				
Przepływ	m ³ /rok	bd	4E+04	Tylko przepływ wewnętrzny
COD	mg/l kg/rok	400 1 800	bd	bd
TOC	mg/l kg/rok	bd	bd	200 9 000
TKN	mg/l kg/rok	370 16 650	bd	bd
Cl ⁻	mg/l kg/rok	bd	10 000 400 000	bd
F ⁻	mg/l kg/rok	bd	bd	50 2 250
SO ₄ ²⁻	mg/l kg/rok	bd	860 34 400	bd
N (ogólny)	mg/l kg/rok	bd	bd	250 11 250
Uwaga: bd: brak danych Źródło: [3, LCP TWG 2012.]				

Tabela 4.9: Emisje ścieków z obiektu IGCC ELCOGAS w Puertollano w Hiszpanii

Przepływ	Emisja do rzeki	
	m ³ /rok	
Ścieki płynne		1.10E+06
	Siarczki, S ²⁻	0,12
	Fluorki, F ⁻	9,9 mg/l
	Cyjanki, CN ⁻	0,15 mg/l
	Arsen, As	0,02 mg/l
	Selen, Se	0,04 mg/l
	Amoniak, NH ₄ ⁺	39 mg/l
	Zawiesina ogólna, TSS	44 mg/l
	Chemiczne zapotrzebowanie na tlen, COD	63 mg/l
	Siarczany, SO ₄ ²⁻	360 mg/l
	Kadm, Cd	0,01 mg/l
	Rtęć, Hg	0,01 mg/l
	Ołów, Pb	0,05 mg/l
	Chrom, Cr	0,01 mg/l
	Miedź, Cu	0,01 mg/l
	Nikiel, Ni	0,17 mg/l
	Cynk, Zn	0,27 mg/l
Inne parametry:	pH	7,981
Uwaga: Obiekt kończy rozruch nowej oczyszczalni ścieków płynnych bazującej na zasadzie ZLD. Źródło: [3, LCP TWG 2012.]		

4.2.1 Pozostałości

Wśród pozostałości wytwarzane w obiektach zgazowania są: popiół lotny, żużel, siarka elementarna, odpady po oczyszczaniu gazu, zużyte katalizatory, osad z oczyszczania ścieków oraz złom.

Przykładowe poziomy emisji z europejskich obiektów zgazowujących węgiel lub biomasę przedstawiono w Tabelach od 4.10 do

4.12.

Tabela 4.10: Stałe produkty uboczne, pozostałości i odpady z elektrowni IGCC WAC Buggenum w Holandii

Stałe produkty uboczne, pozostałości i odpady	Źródło	Wytwarzanie w trakcie roku referencyjnego (t)	Strata na zapłonie (%)	Ostateczne przeznaczenie
Sól	Oczyszczalnia ścieków	298	bd	Utylizacja – inne
Osad	Oczyszczalnia ścieków	110	bd	Składowanie tymczasowe
Popiół denny	Proces zgazowania	37 324	0,5	Utylizacja – budownictwo
Popiół lotny	Proces zgazowania	10 647	0,5	Utylizacja – budownictwo
Siarka	Układ oczyszczania gazu syntezowego	2 124	bd	Utylizacja – inne
Uwaga: bd: brak danych Źródło: [3, LCP TWG 2012]				

Tabela 4.11: Stałe produkty uboczne, pozostałości o odpady z obiektu IGCC ELCOGAS w Puertollano w Hiszpanii

Stałe produkty uboczne, pozostałości i odpady	Źródło	Wytwarzanie w trakcie roku referencyjnego (t)	Niespalony węgiel (wt-%)	Ostateczne przeznaczenie
Popiół lotny	Instalacje wstępnej obróbki paliwa	14 320	1,75	Utylizacja – budownictwo
Zeszkłony żużel	Instalacje wstępnej obróbki paliwa	58 207	3,6	Rekultywacja/ odbudowa kopalń odkrywkowych, kamieniołomów i żwirowni
Siarka elementarna	Instalacje wstępnej obróbki paliwa	16 927	nd	Utylizacja – branża kwasu siarkowego i nawozów
Odpady MDEA (z oczyszczania gazu koksowniczego)	Instalacje wstępnej obróbki paliwa	215	nd	bd
Zużyte katalizatory	Instalacje wstępnej obróbki paliwa	47	nd	bd
Zanieczyszczony materiał ceramiczny	Instalacje wstępnej obróbki paliwa	18	nd	bd
Osad	Oczyszczalnia ścieków	15	nd	bd
Uwaga: bd: brak danych. nd: nie dotyczy. Źródło: [3, LCP TWG 2012.]				

Tabela 4.12: Stałe produkty uboczne, pozostałości i odpady z obiektu Kymijärvi I w Lahti w Finlandii

Stałe produkty uboczne, pozostałości i odpady	Źródło	Wytwarzanie w trakcie roku referencyjnego (t)	Niespalony węgiel (wt-%)	Ostateczne przeznaczenie
Popiół denny (gazogenerator)	Popiół denny z gazogenerato to jedyny stały produkt	2 810	bd	Usunięcie na składowisko odpadów
Uwaga: bd: brak danych. Źródło: [3, LCP TWG 2012.]				

4.2.2 Zużycie wody, chemikaliów i energii

Przykładowe poziomy zużycia w europejskich obiektach zgazowujących węgiel lub biomasę przedstawiono w Tabelach od 4.13 do 4.16.

Tabela 4.13: Dane dotyczące zużycia w elektrowni IGCC WAC Buggenum w Holandii

Dane dot. zużycia i produkcji			
Parametr		Jednostka	Ilość
Energia	Energia dostarczona w paliwie (LHV)	MW _{th}	2 815 717
	Energia wyjściowa gazu syntezowego (LHV)	MW _{th}	2 171 191
	Odzyskane ciepło ze zgazowania	MW _{th}	418 748
Woda:	Całkowite wlotowe nat. przepływu	m ³ /rok	9.00E+04
	Zużycie wody technologicznej	m ³ /rok	9.00E+04
	Woda dla układu chłodzenia	m ³ /rok	2.79E+08
Uwaga: W pozwoleniu umieszczono zasadę ZLD, większość wody (z wyjątkiem wody chłodzącej) jest poddawana recyklingowi			
Źródło: [3, LCP TWG 2012]			

Tabela 4.14: Dane dotyczące zużycia w obiekcie IGCC ELCOGAS w Puertollano w Hiszpanii

Dane dot. zużycia i produkcji			
Parametr		Jednostka	Ilość
Energia	Energia dostarczona w paliwie (LHV)	MW _{th}	3.28E+06
	Energia wyjściowa gazu syntezowego (LHV)	MW _{th}	2.43E+06
	Odzyskane ciepło ze zgazowania	MW _{th}	560 000
Woda:	Całkowite wlotowe nat. przepływu	m ³ /rok	5.74E+05
	Woda technologiczna	m ³ /rok	2.88E+05
	Woda dla układu pary	m ³ /rok	2.35E+05
	Woda dla układu chłodzenia	m ³ /rok	1.82E+06
Uwaga: Strumienie zużywanej wody są mniejsze niż wlotowe natężenie przepływu, ponieważ więcej wody jest potrzebne do wytwarzania wody zdemineralizowanej.			
Źródło: [3, LCP TWG 2012]			

Tabela 4.15: Dane dotyczące zużycia w obiekcie Kymijärvi I w Lahti w Finlandii

Dane dot. zużycia i produkcji			
Parametr		Jednostka	Ilość
Energia	Energia dostarczona w paliwie (LHV)	MW _{th}	3.20E+05
	Energia wyjściowa gazu syntezowego (LHV)	MW _{th}	3.13E+05
Woda:	Całkowite wlotowe nat. przepływu	m ³ /rok	0
Źródło: [3, LCP TWG 2012]			

Tabela 4.16: Poziomy zużycia na wytworzoną MWh (ciepło i energia elektryczna) w latach 2007-2012 w obiekcie CHP Skive

Dane dot. zużycia					
Parametr	Ilość				
	2007/08	2008/09	2009/10	2010/11	2011/12
Wartość na wytw. MWh					
Zużycie wody (L)	236	279	146	176	201
Zużycie energii elektrycznej (kWh)	24	31	32	30	42
Źródło: [I/S Skive fjernvarme]					

4.2.3 Emisje do ziemi/gleby

Emisje do gleby/ziemia z obiektów zgazowania mogą występować podczas nieprzewidzianych zdarzeń, np. wycieków z rur ściekowych.

4.3 Techniki do rozważenia przy ustalaniu BAT dla zgazowania

4.3.1 Zgazowanie zintegrowane z procesem spalania

W niniejszej sekcji przedstawiono odpowiednie techniki do rozważenia przy ustalaniu BAT dla procesów zgazowania związanych z procesami spalania przy minimalnej nominalnej mocy cieplnej dostarczonej w paliwie wynoszącej 20 MW. Zgazowanie pozostałości rafineryjnych (np. ciężkiego oleju opałowego) powiązane ze spalaniem nie jest objęte zakresem niniejszego dokumentu. Omówiono je w dokumencie BREF dot. rafinerii ropy naftowej i gazu. Ponieważ jednak stosowane techniki są takie same jak w przypadku zgazowania węgla lub innego wsadu paliwowego w sposób zintegrowany z procesami spalania, informacje udostępniane przez obiekty zgazowujące pozostałości rafineryjne są wykorzystywane w dalszym ulepszaniu techniki do rozważenia przy ustalaniu BAT.

4.3.1.1 Zapobieganie emisjom oraz efektywne zużycie energii w węglowych i wielopaliwowych blokach gazowo-parowych ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa

Opis

Zgazowanie węgla/wielu paliw przed spalaniem wyprodukowanego gazu syntezowego w bloku gazowo-parowym z turbiną gazową to alternatywa dla bezpośredniego spalania węgla/wielu paliw w kotle. Jeżeli wdrożone zostaną odpowiednie techniki oczyszczania wytworzonego gazu syntezowego, zgazowanie takie umożliwi ograniczenie emisji zanieczyszczeń i podniesienie efektywności energetycznej.

Opis techniczny

Wszystkie obiekty IGCC odnotowały emisje SO_2 i NO_x na poziomie porównywalnym lub niższym niż w przypadku obiektu energetycznego spalania opalanego sproszkowanym węglem (PC) lub obiektu o cyklu łączonym wykorzystującego gaz ziemny (NGCC). Niektóre zanieczyszczenia, np. siarka, można traktować jako produkty uboczne podatne do ponownego wykorzystania.

Obiekt nazywany jest *zintegrowanym* ponieważ (1) gaz syntezowy wytwarzany w sekcji zgazowania jest wykorzystywany jako paliwo dla turbiny gazowej w cyklu łączonym, oraz (2) para wytwarzana przez chłodnicę gazu syntezowego w sekcji zgazowania jest włączana do normalnego układu pary w cyklu łączonym. W normalnym cyklu łączonym, tzw. ciepło odpadowe z gazu odlotowego z turbiny gazowej jest wykorzystywane w parowym kotle odzysknicowym (HRSG) do wytwarzania pary w układzie turbiny parowej.

EMISJE SO_x DO POWIETRZA

Związki siarki z surowca wsadowego dostarczanego do procesu zgazowania są na ogół usuwane z gazu syntezowego w procesie usuwania gazu kwaśnego (AGR) (np. przez reaktor hydrolizy (HCN)/COS i absorpcję H_2S przy użyciu rozpuszczalnika np. MDEA Sulfinol M Wash) i odprowadzane jako strumień stężonego siarkowodoru (H_2S). Siarka jest następnie odzyskiwana w postaci płynnej lub jako siarka elementarna (np. przez urządzenie Clausa), lub jako kwas siarkowy, w zależności od zapotrzebowania na rynku. W obiekcie Nuon (Holandia), pozostały H_2S jest na poziomie poniżej 20 ppm objętości. W Nakoso (Japonia), gaz bogaty w H_2S jest spalany, a gazy odlotowe oczyszczane zawiesziną wapienną w celu wytworzenia gipsu do sprzedaży, ponieważ zapotrzebowanie na siarkę elementarną w Japonii jest bardzo małe.

EMISJA NO_x DO POWIETRZA

Z powodu atmosfery redukcyjnej, w jakiej odbywa się proces zgazowania, gaz syntezowy nie zawiera NO_x , ale zawiera małe ilości amoniaku (NH_3), który jest usuwany przez przemywanie wodą podczas oczyszczania gazu. Oprócz suchych palników o niskiej emisji NO_x , w turbinie gazowej wykorzystywane są również inne techniki, takie jak:

- nasywanie gazu syntezowego gorącą wodą/parą odzyskaną przy pomocy dostępnego w obiekcie niskiego ciepła lub pary pod średnim ciśnieniem (przykładowe obiekty: Nuon, ELCOGAS oraz Wabash River, a także Isab Energy S.r.l., Sarlux Sarroch, ENI, Sannazzaro–Ferrera E. (włoskie obiekty IGCC zgazowujące pozostałości rafineryjne));

- mieszanie gazu syntezowego z azotem z ASU (Nuon i ELCOGAS);
- bezpośredni wtrysk pewnej ilości pary pod średnim ciśnieniem do komory spalania turbiny gazowej (Wabash River);
- SCR (Nakoso, Japonia).

Jako alternatywę dla suchych palników o niskiej emisji NO_x , w istniejących obiektach wykorzystuje się palniki płomienia dyfuzyjnego (jeżeli zawartość H_2 jest $> 15\%$) lub palniki na ubogą mieszaninę wstępną. W celu ograniczenia emisji NO_x do powietrza można dodatkowo zainstalować SCR (przykładowe obiekty: Nakoso (Japonia) i Isab Energy S.r.l. (Włochy)).

Pył

Ponieważ cząstki stałe są usuwane z gazu syntezowego przed jego spalaniem przy pomocy filtrów i/lub przemywania wodą (np. w Polk, USA), emisja pyłu jest nieistotna. Stosowane filtry to cyklony do usuwania popiołu lotnego i/lub filtry świecowe do usuwania popiołu lotnego i nieprzereagowanego węgla (przykładowe obiekty: Nuon i ELCOGAS). W przypadku niskiej temperatury gazu syntezowego ($1\text{--}100\text{ }^\circ\text{C}$), smoły i popiół o dużej zawartości węgla, powstałe w surowym gazie syntezowym, są oddzielane w cyklonach i kierowane z powrotem do gazogeneratora.

Standardowymi urządzeniami do oczyszczania gazu syntezowego są: chłodnice gazu, cyklony i filtry wysokotemperaturowe.

Cyklony na ogół usuwają suche cząstki o rozmiarach od 1 mm do $5\text{ }\mu\text{m}$. Cyklony mogą pracować w faktycznej temperaturze gazu (do ok. $1\text{ 000 }^\circ\text{C}$), co pozwala uniknąć schładzania go [293, Brandin et al. 2011]. Choć cyklony można użytkować w szeregach, w instalacji wielocyklonowej, w celu usuwania coraz mniejszych cząstek, to jest to wciąż za mało by spełnić wymagania turbiny gazowej. [299, Pytlar 2010]

Strat energii cieplnej przy odpylaniu związanych ze schładzaniem gazu można uniknąć dzięki użyciu wysokotemperaturowego filtra ceramicznego. [299, Pytlar 2010]

Filtry świecowe składają się z porowatego materiału filtrującego, metalicznego lub ceramicznego, który pozwala na przepływ gazów, ale nie cząstek stałych. Filtry świecowe można użytkować w temperaturze do $500\text{ }^\circ\text{C}$ do skutecznego usuwania cząstek stałych o rozmiarach $0,5\text{--}100\text{ }\mu\text{m}$. Ten typ filtra można regenerować przez usunięcie placka filtracyjnego lub oczyszczenie zwrotnym strumieniem pary, odpylonego gazu syntezowego lub azotu. [293, Brandin et al. 2011]

Do odpylania można teoretycznie wykorzystywać konwencjonalne elektrofiltry. Pracują one w temperaturze ok. $400\text{ }^\circ\text{C}$ i wyższej (w przypadku zastosowania drogich, specjalnych stopów stali).

Pozostałe zanieczyszczenia: chlorki, amoniak, metale, HCN

Gaz syntezowy przechodzi przez skrubler wodny, konwerter HCN/COS i chłodnicę, gdzie oddzielane są chlorki, amoniak, cząstki stałe, metale i halogenki (przykładowe obiekty: Tampa, Nuon, ELCOGAS i ENI). Poziomy emisji rtęci zgłaszane dla gazogeneratorów zasilanych wsadem suchym są niższe niż w przypadku gazogeneratorów mokrych.

Efektywność energetyczna

Ulepszenia konstrukcji istniejących gazogeneratorów mające na celu podniesienie ogólnego stopnia wykorzystania paliwa w obiektach IGCC obejmują:

- zmianę geometrii rury nadmuchowej;
- modyfikację układu chłodzenia;
- zmianę geometrii wykładziny ogniotrwałej na szyjce i gardzieli gazogeneratorskiej;
- zamontowanie ekspandera w celu odzyskania energii ze spadku ciśnienia gazu syntezowego przed spalaniem;

- oczyszczanie gazu gorącego, pozwalające uniknąć konieczności schładzania gazu przed oczyszczaniem i podgrzewania go przed wprowadzeniem do turbiny gazowej.

Nadmiarowe ciepło z pierwotnego spalania i produkcji ciepła przez opalanie gazem syntezowym jest następnie kierowane do układu pary, podobnego do bloku gazowo-parowego z turbiną gazową. Może to skutkować lepszą efektywnością w porównaniu z konwencjonalnym spalaniem sproszkowanego węgla, choć zbliżoną do spalania sproszkowanego węgla w warunkach ultranadkrytycznych. Obiekt IGCC podnosi ogólną efektywność procesu przez dodanie do układu turbiny parowej pary o wyższej temperaturze wytworzonej w procesie zgazowania. Para ta może być wykorzystana w turbinach parowych do wytworzenia dodatkowej energii elektrycznej.

Aby jeszcze bardziej zwiększyć efektywność energetyczną, turbina gazowa może zostać w pełni zintegrowana z jednostką rozdziału powietrza (ASU). Całe powietrze dostarczane do ASU jest wtedy pobierane ze sprężarki turbiny gazowej (przykładowy obiekt: ELCOGAS).

Wychwytywanie CO₂

Wychwytywaniu CO₂ w obiektach IGCC sprzyja wysokie ciśnienie procesu zgazowania. Za sprawą reakcji konwersji $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$ można zwiększyć wytwarzanie wodoru i umożliwić wychwytywanie CO₂ z wykorzystaniem komercyjnych procesów, takich jak technologie MDEA czy absorpcji Selexolem, pod ciśnieniem gazu, do którego wytworzenia potrzeba mniej dodatkowej energii. Duża wilgotność schłodzonego gazu umożliwia przeprowadzenie powyższej reakcji przy niewielkiej lub żadnej ilości dodatkowej pary z układu pary.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

- Ograniczenie emisji SO₂, NO_x i cząstek stałych w porównaniu elektrowniami opalonymi węglem.
- Wysoka efektywność i bezpieczeństwo energetyczne.
- Możliwość spalania surowca wsadowego o niższej jakości przy zachowaniu takich samych, niskich poziomów emisji. Wykorzystanie paliwa o niższej jakości w konwencjonalnych jednostkach zwykle skutkuje zwiększeniem emisji.
- Wytwarzanie produktów ubocznych nadających się do sprzedaży.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Wysoka wydajność odsiarczania skutkująca bardzo niskim poziomem emisji siarki (np. w jednostce IGCC w Tianjin efektywność redukcji wynosi > 99 %, a w ELCOGAS, patrz

, 99,6 %).

Jeżeli wdrożona zostanie instalacja wychwytywania CO₂ na potrzeby późniejszej sekwestracji lub do innych celów, spalany jest tylko H₂, tzn. instalacja IGCC emituje tylko parę wodną. W przypadku gdy instalacja IGCC pracuje w trybie CCS (sekwestracja dwutlenku węgla), możliwe jest osiągnięcie bardzo niskiego poziomu emisji NO_x (wg. General Electric, 2 ppmv w przypadku bogatego w wodór gazu do spalania).

Emisja cząstek stałych jest bliska zeru, ponieważ turbiny gazowe wymagają bardzo wydajnych technik ich redukcji, ale poziom emisji NO_x może być wyższy niż w przypadku turbin opalanych gazem ziemnym.

W Tabelach od 4.17 do 4.22 podano efektywność energetyczną i poziomy emisji osiągnane przez obiekty IGCC wyposażone w wyżej opisane techniki.

Tabela 4.17: Dane dla elektrowni IGCC Tampa (Floryda, USA)

Produkcja energii elektrycznej netto	250 MW				
Sprawność projektowa netto, LHV	41,2 %				
Charakterystyka czystego gazu	Ciepło spalania (HHV) 9 932 kJ/Nm ³				
	Skład (vol-%)	42,8 % CO	38,4 % H ₂	14,5 % CO ₂	3,3 % N ₂
		0,9 % Ar	0,1 % CH ₄	200 ppmv S	
Ograniczanie NO _x	Odpadowy N ₂ do komory spalania				
Odzysk siarki	Instalacja wytwarzania 98 % kwasu siarkowego				
Emisje (wartości projektowe), 6 % O ₂	40 mg/Nm ³ SO ₂		100 – 125 mg/Nm ³ NO _x		
Źródło: [302, Holt 2002]					

Tabela 4.18: Dane dla elektrowni IGCC Nuon w Buggenum (Holandia)

Produkcja energii elektrycznej netto	253 MW	
Projektowa sprawność elektryczna netto, LHV	43,1 %	
Całkowite wykorzystanie paliwa dla bloku zgazowania netto, LHV %, średnia roczna	92 %	
Ograniczanie NO _x	Nasycenie i mieszanie gazu z azotem	
Odzysk siarki	Instalacja Clausa + SCOT dla gazu odpadowego	
Emisje (wartości projektowe), 6 % O ₂	14 mg/Nm ³ SO ₂	10 mg/Nm ³ NO _x
Emisje (średnie roczne – 2011 r.), 6 % O ₂	3 mg/Nm ³ SO ₂	15 mg/Nm ³ NO _x
Emisje (średnie roczne – 2011 r.), 6 % O ₂	–	22 ng/Nm ³ Hg
Źródło: [302, Holt 2002]		

Tabela 4.19: Dane dla elektrowni IGCC Wabash River (Indiana, USA)

Produkcja energii elektrycznej netto	262 MW				
Projektowa sprawność elektryczna netto, LHV	39,2 %				
Charakterystyka czystego gazu	Ciepło spalania (HHV) 10 303 kJ/Nm ³				
	Skład (vol-%)	45,3 % CO	34,4 % H ₂	15,8 % CO ₂	1,9 % N ₂
		0,6 % Ar	1,9 % CH ₄	< 100 ppmv S	
Ograniczanie NO _x	Nasycenie gazu + wtrysk pary				
Odzysk siarki	Instalacja Clausa z recyklingiem gazu odpadowego				
Emisje (wartości projektowe), 15 % O ₂	16 mg/Nm ³ SO ₂		40–50 mg/Nm ³ NO _x		
Źródło: [302, Holt 2002]					

Tabela 4.20: Dane dla projektu elektrowni IGCC w Nakoso (Japonia)

Produkcja energii elektrycznej netto	250 MW	
Projektowa sprawność elektryczna netto, LHV %	42,0 %	
Wartość opałowa gazu (LHV)	ok. 5 000 kJ/Nm ³	
Ograniczanie NO _x	SCR	
Odzysk siarki	Mycie gazu z rozcieńczeniem popiołu	
Spodziewane emisje, 15 % O ₂	16 mg/Nm ³ SO ₂	8 mg/Nm ³ NO _x

Tabela 4.21: Dane dla elektrowni IGCC Puertollano (Hiszpania)

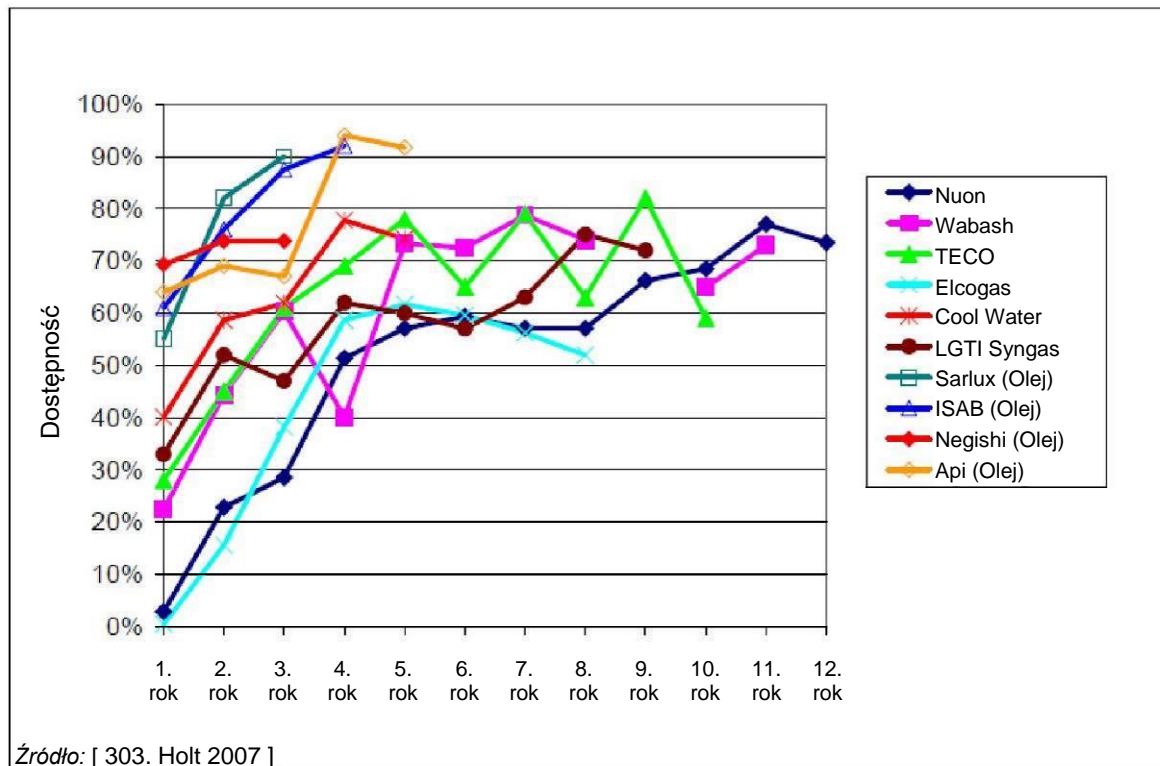
Produkcja energii elektrycznej netto	300 MW ISO (282,7 MW na miejscu)				
Projektowa sprawność elektryczna netto, LHV	42,2 %				
Roczna sprawność elektryczna netto (2011 r.)	37,2 %				
Całkowite wykorzystanie paliwa dla bloku zgazowania netto, LHV, średnia roczna	91,2 %				
Charakterystyka czystego gazu	Ciepło spalania (HHV) 10 472 kJ/Nm ³				
	Skład (% vol.)	60,5 % CO	22,1 % H ₂	3,9 % CO ₂	12,5 % N ₂
		1,0 % Ar	0,01 % CH ₄	< 25 ppmv S	
Ograniczanie NO _x	Nasycenie i mieszanie gazu z azotem				
Odzysk siarki / Wydajność usuwania SO _x (2011 r.)	Instalacja Clausa + recykling gazu odpadowego / Wydajność usuwania SO _x 99,6 %				
Emisje (wartości projektowe), 15 % O ₂	10 mg/Nm ³ SO ₂		60 mg/Nm ³ NO _x		
Emisje (średnie roczne – 2011 r.), 15 % O ₂	15,5 mg/Nm ³ SO ₂		45 mg/Nm ³ NO _x		
Emisje, (średnie roczne – 2011 r.), 15 % O ₂	0,4 mg/Nm ³ pył		120 ng/Nm ³ Hg *		
* Poniżej granicy wykrywania przez zastosowaną technikę analityczną.					

Tabela 4.22: Dane dla włoskich obiektów IGCC zgazujących pozostałości po procesach rafinacji

Emisje (średnie roczne – 2011 r.), 15 % O ₂	3–14,5 mg/Nm ³ SO ₂	12–42 mg/Nm ³ NO _x
Emisje (średnie roczne – 2011 r.), 15 % O ₂	0,7–2,5 mg/Nm ³ pył	
Roczna sprawność elektryczna netto (2011 r.)	36–46 %	
Źródło: [3, LCP TWG 2012.]		

Dostępność

Dostępność obiektów IGCC od momentu uruchomienia przedstawia wykres na Rysunku 4.14. Większość obiektów węglowych w początkowych latach eksploatacji wykazywała dostępność między 60 % i 80 %. Natomiast obiekty bazujące na pozostałościach olejowych z ropy naftowej pracowały lepiej osiągając dostępność ponad 90 %. Doświadczenie zebrane w minionych latach pozwala przygotowywać prognozy dla nowych projektów o znacznie lepszej dostępności.



Źródło: [303. Holt 2007]

Rysunek 4.14: Statystyki dostępności pierwszych obiektów IGCC danego rodzaju

Efektywność energetyczna

Jeżeli chodzi o produkcję energii elektrycznej, moc wyjściową netto obiektu IGCC otrzymuje się jako łączną moc turbiny gazowej i turbiny parowej minus zapotrzebowanie na moc pomocniczą. Wykazano, że obecnie eksploatowane obiekty IGCC wytwarzają wystarczającą ilość gazu syntezowego, by pokryć zapotrzebowanie turbin gazowych przy pełnym obciążeniu, oraz że ich wydajność netto wynosi ok. 40 % lub więcej. (patrz Tabele od 4.17 do 4.22).

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Brak.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

IGCC to instalacja wielostopniowa. Możliwe są różne stopnie integracji bloku zgazowania i bloku spalania.

Koncepcja integracji układu wody/pary okazała się udana i przyjęła ją większość nowych obiektów IGCC. Atrakcyjną opcją projektową jest również integracja ASU z cyklem łączonym. Wysoki stopień integracji pozwala zwiększyć wydajność elektrowni dzięki zmniejszonemu zapotrzebowaniu na pracę pomocniczych systemów sprężania powietrza oraz na produkty wytwarzane w ASU. Niemniej jednak, rozwiązanie takie skutkuje dłuższymi rozruchami, w czasie których konieczne jest zużycie zapasowego paliwa (w większości przypadków gazu ziemnego).

Jeżeli chodzi o obecnie użytkowane węglowe elektrownie IGCC, w Europie przeważa koncepcja wysokiej integracji i oferowanej przez nią wyższej efektywności, natomiast w USA preferowane są większa dostępność i elastyczność wynikające z braku integracji, głównie z powodu niskich cen paliw.

Obecne tendencje w projektowaniu nowych obiektów IGCC nie zakładają całkowitej integracji turbiny gazowej i ASU. Potrzebne dla ASU powietrze pochodzi częściowo ze sprężarki turbiny gazowej, a częściowo z oddzielnej sprężarki, więc możliwy jest niezależny rozruch ASU i utrzymywanie instalacji w niskiej temperaturze. Dyskusja nad najbardziej odpowiednim stopniem integracji ASU i turbiny gazowej wciąż trwa. Optymalna

ilość pobieranego powietrza zależy głównie od ogólnej charakterystyki turbiny gazowej i jej sprężarki.

Co do technik ograniczania zanieczyszczeń, to ogólnie rzecz biorąc wszystkie znajdują tu zastosowanie, przy czym ich wybór zależy od charakterystyki surowca paliwowego i wymaganych właściwości gazu syntezowego.

Ekonomika

Z powodu konieczności obróbki, oczyszczania i transportu, koszty kapitałowe są wyższe niż w przypadku cyklu łączonego bazującego na gazie ziemnym czy kotłach wyposażonych w instalację oczyszczania gazu odlotowego. Ogólnie rzecz biorąc, spodziewany koszt inwestycji w IGCC jest wyższy niż koszt obiektu opalanego sproszkowanym węglem (PC) bez technologii sekwestracji dwutlenku węgla (CCS), ale już inwestycja w IGCC+CCS jest mniej kosztowna niż w przypadku obiektu PC+CCS.

Koszt inwestycji szacowany jest na kwotę od 1 mln EUR do 1,5 mln EUR/MW_{th} (obiekt demonstracyjny). Według wyników badania przeprowadzonego przez Międzynarodową Agencję Energetyczną, inwestycja w IGCC jest około 20 % droższa niż w obiekt spalający sproszkowany węgiel. Jednakże szacunki kosztów związanych z IGCC obarczone są dużą niepewnością, ponieważ ostatnio nie powstała żadna elektrownia IGCC opalana węglem, a istniejące obiekty zbudowano jako instalacje demonstracyjne. Dostawcy czynią starania w celu obniżenia kosztów kapitałowych do nie więcej niż 10 % kosztów obiektu opalanego sproszkowanym węglem. Wyzwania w tym względzie to niezawodność, dostępność i koszty inwestycji. Technologie IGCC z sekwestracją dwutlenku węgla mogą stać się komercyjnie dostępne około roku 2020.

[36. EGTEI 2012] [37. EGTEI 2012]

Podstawa wdrożenia

- Duża elastyczność w zakresie paliwa i produktów.
- Wysoka ogólna efektywność i bardzo niskie poziomy emisji wszystkich zanieczyszczeń.
- Rozwiązanie dotyczące wychwytywania CO₂ związane z IGCC wydaje się interesującą koncepcją.
- Wyższy poziom społecznej akceptacji niż w przypadku jednostek opalanych sproszkowanym węglem.

Przykładowe obiekty

Obiekty IGCC zasilane zawiesiną węglowo-wodną

Elektrownia IGCC Polk, Tampa, Floryda, USA (55 % koks naftowy / 45 % węgiel).

Projekt modernizacyjny IGCC Wabash River, USA (koks naftowy).

Wsad z suchego węgla

Elektrownia IGCC Nuon, Holandia.

Obiekt IGCC ELCOGAS w Puertollano, Hiszpania (mieszanka 50/50 węgla i koksu naftowego).

Schwarze Pumpe, Niemcy.

Wsad suchy, wdmuchiwanie wzbogaconego powietrza

Obiekt IGCC w Nakoso, Japonia.

Zgazowanie ciężkiego oleju

Isab Energy S.r.l., Włochy.

Api Energia, Falconara, Włochy.

Sarlux, Sardynia.

Negishi, Japonia.

PERNIS, Holandia.

ENI, Sannazzaro-Ferrera Erbognone, Włochy.

Projekt bazujący na etylenie, rafineria Fujian, Chiny.

Obiekt IGCC zasilany biomasa

Varnamo IGCC, Szwecja.

Patrz też Sekcja 4.1.1.

Literatura źródłowa

[36, EGTEI 2012] [37, EGTEI 2012]

4.3.1.2 Ograniczanie emisji z gazogeneratora połączonego z istniejącym kotłem węglowym**Opis**

Częściowe zastąpienie węgla gazem syntezowym z biomasy i/lub innego surowca wsadowego, z uprzednim oczyszczaniem gazu syntezowego lub bez, umożliwia poprawę charakterystyki środowiskowej kotłów węglowych.

Opis techniczny

Gazogenerator jest połączony z istniejącym kotłem węglowym bezpośrednio (patrz Rysunek 4.15) lub przez pośrednią instalację oczyszczania gazu syntezowego (patrz Rysunek 4.16). Zgazowanie CFB/BFB z suchym oczyszczaniem gazu przed kotłem (Rysunek 4.10 – suche oczyszczanie i usuwanie chloru) umożliwia wykorzystanie biopaliw o wyższej zawartości substancji alkalicznych (np. słomy) oraz stałych paliw wtórnych (SRF) o większej zawartości chloru i metali ciężkich.

Gazogenerator może być zasilany różnymi surowcami wsadowymi (biopaliwa stałe i paliwa pochodzące z odpadów) dostępnymi w okolicy. Surowiec wsadowy jest poddawany zgazowaniu bez suszenia, a jego wilgotność może sięgać 60 %. Wydajność gazogeneratorsa zależy od wilgotności i wartości opałowej paliwa. Biopaliwa i/lub inne surowce poddawane są zgazowaniu w ciśnieniu atmosferycznym i temperaturze około 850 °C.

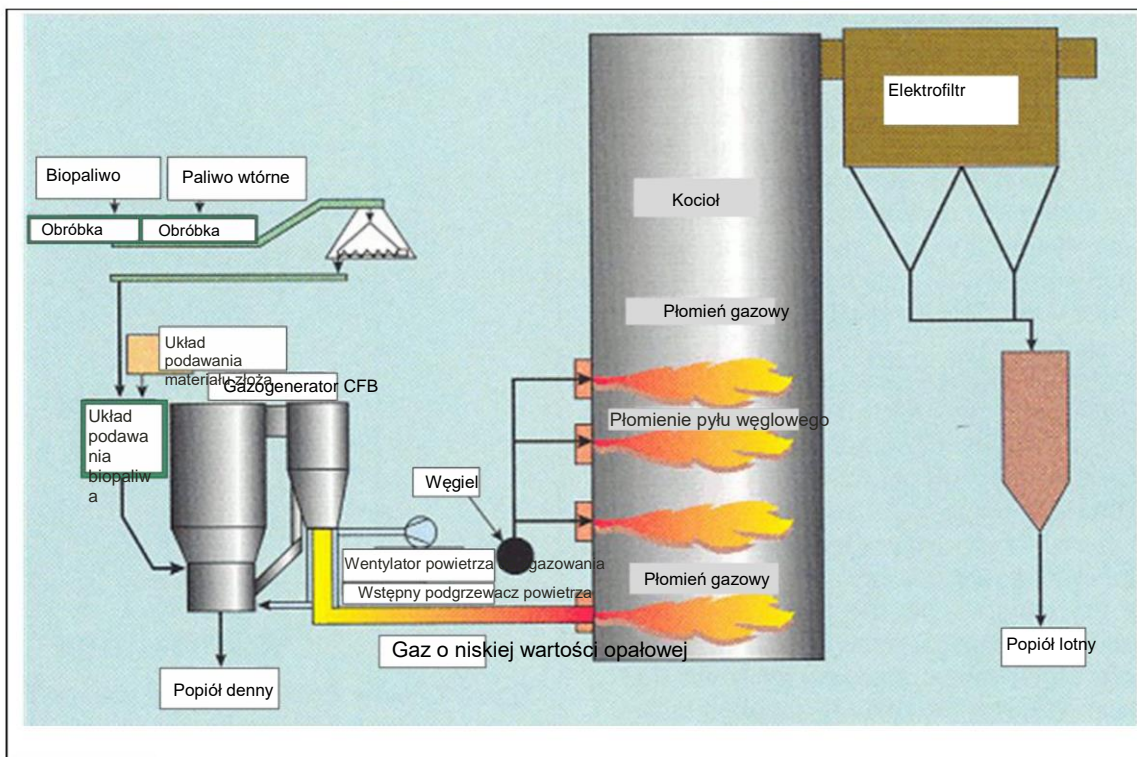
Poziom emisji SO_x jest niższy dzięki mniejszej zawartości siarki w gazie syntezowym, którym zastępowany jest węgiel. Mniejsza jest również emisja NO_x, ponieważ gaz syntezowy, który jest dość wilgotny z powodu zgazowania biomasy, działa chłodząco na komorę spalania umożliwiając zmniejszenie wytwarzania termicznych NO_x.

Bezpośrednie połączenie gazogeneratorsa i obiektu energetycznego spalania

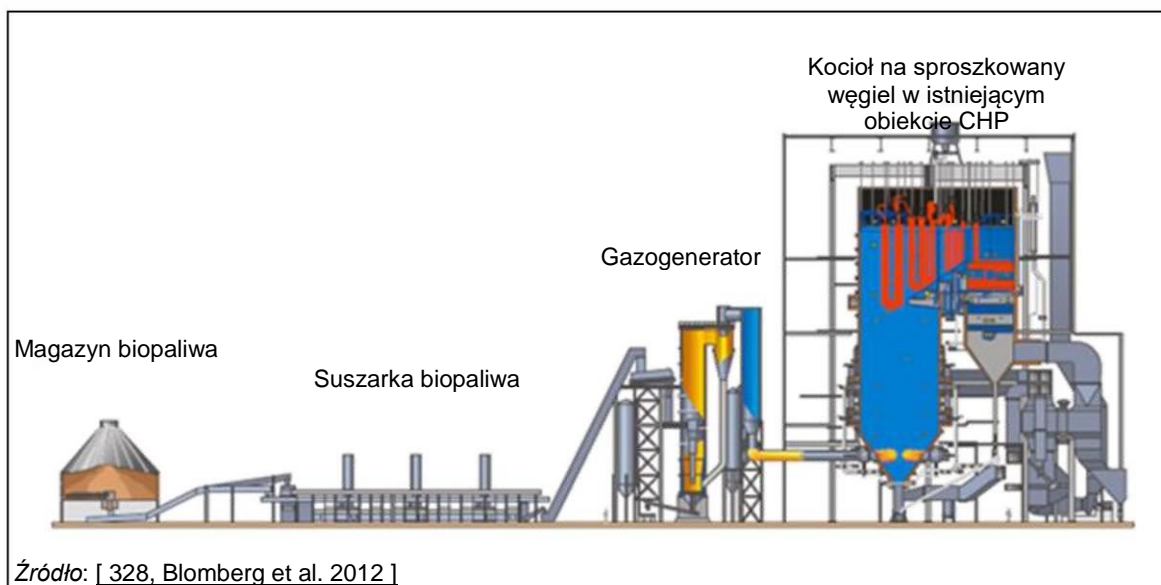
Przed wprowadzeniem do głównego kotła, gorący gaz odlotowy przepływa przez cyklon przelotowy i zostaje nieco schłodzony we wstępnym podgrzewaczu powietrza. Jednocześnie, w podgrzewaczu ogrzewane jest powietrze do zgazowania przed jego podaniem do gazogeneratorsa. Gaz syntezowy jest wprowadzany z gazogeneratorsa przez wstępny podgrzewacz powietrza bezpośrednio do palników położonych pod palnikami węglowymi kotła. Oznacza to, że usuwanie zanieczyszczeń (emisji do powietrza) spoczywa na instalacjach oczyszczania gazu odlotowego z głównego kotła. Gaz syntezowy może zastąpić około 15 % zużywanego węgla. Na rysunku 4.15 przedstawiono konfigurację elektrowni Kymijärvi w Finlandii., a na Rysunku 4.16 - elektrowni Vaskiluoto, również w Finlandii.

połączenie gazogeneratorsa i instalacji spalania przez układ oczyszczania gazu syntezowego

Ta metoda zakłada filtrowanie gazu w zespole filtrów workowych w temperaturze 200–450 °C. Ponieważ stałe paliwa wtórne (SRF) i inne wykorzystywane paliwa zawierają dużo tworzyw sztucznych, temperatura filtrowania musi przekraczać 350 °C w celu uniknięcia problemów z kondensacją smoły [296, Wilen et al. 2004]. Wykorzystywane są filtry ceramiczne (pełne lub lekkie). W razie konieczności, przed jednostką filtrującą do gazu wtryskiwane są sorbenty na bazie wodorotlenku wapnia mające poprawić wychwytywanie chloru. Zawarte w paliwie metale alkaliczne i materiał złoża zawierający wapń również skutecznie reagują z HCl podczas chłodzenia gazu oraz, w szczególności, w placku filtracyjnym.



Rysunek 4.15: Gazogenerator CFB w Kymi



Źródło: [328, Blomberg et al. 2012]

Rysunek 4.16: Gazogenerator w Vaskiluoto

Osiągnięte korzyści dla środowiska

- Ograniczenie emisji SO₂, NO_x, cząstek stałych i metali do powietrza.
- Wielopaliwowe spalanie z wykorzystaniem gazu syntezowego i węgla umożliwia eksploatację wydajnego cyklu pary na dużą skalę, co skutkuje dużą wydajnością wytwarzania energii elektrycznej.
- Możliwe wykorzystanie trudnych paliw w przypadku zastosowania technik oczyszczania gazu syntezowego.
- Ograniczenie emisji HCl i metali w przypadku zastosowania technik oczyszczania gazu syntezowego.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Możliwe jest zgazowanie różnych mieszanek paliwowych (biomasa, SRF, tworzywa sztuczne, papier, podkłady kolejowe, rozdrobnione opony) przy zachowaniu wysokiego stopnia dostępności (np. 96 % dla gazogeneratora Kymijärvi, Lahti, Finlandia). [312, Palonen et al. 2006]

Bezpośrednie połączenie gazogeneratora i obiektu energetycznego spalania

Wyniki przeprowadzonego w 1998 kompleksowego programu monitoringu (na przestrzeni jednego roku) zmian emisji kotłowych z gazogeneratora w Kymijärvi (Lahti, Finlandia) pokazały znaczący spadek emisji CO₂, NO_x, SO_x i cząstek stałych z kotła węglowego, przy wzroście emisji HCl i niektórych metali w zależności od jakości zgazowywanych odpadów. W trakcie realizacji programu obiekt zgazowywał 40 % odpadów i 60 % biopaliw. Wyniki te zostały potwierdzone przez pomiary emisji w gazie odlotowym z kotła współspalającego gaz syntezowy i węgiel wykonane w 2001 r. [296, Wilen et al. 2004] (patrz Tabela 4.6). Chociaż w trakcie monitoringu prowadzonego w 1998 r. nie stwierdzono zmian w emisjach CO, dioksyn, furanów, PAH, benzenów i fenoli [312, Palonen et al. 2006] [316, Raskin et al. 2001], pomiary z 2001 r. wskazały nieznaczny wzrost emisji związków PAH, polichlorowanych benzenów i polichlorowanych bifenyli w gazie odlotowym, przy spadku emisji chlorofenoli i dioksyn (w porównaniu z danymi z 1997 r. dotyczącymi wyłącznie spalania węgla). [296, Wilen et al. 2004]

Najbardziej prawdopodobną przyczyną spadku zawartości pyłu w gazie odlotowym jest wzrost wilgotności gazu odlotowego, która poprawia działanie elektrofiltrów. Przyczyny spadku emisji NO_x to, po pierwsze, działanie dopalające amoniaku oraz, po drugie (i najważniejsze), chłodzące działanie gazu syntezowego o niskiej wartości opałowej i wysokiej wilgotności w dolnej części kotła.

Z powodu niezwykle niskiej zawartości siarki w niektórych biopaliwach, zmniejszeniu ulegają emisje SO_x z kotła, ale wzrasta zawartość HCl w gazie odlotowym. Przyczyną jest większa zawartość chloru w SRF i rozdrobnionych oponach wykorzystywanych do zasilania gazogeneratora w porównaniu z węglem o niskiej zawartości chloru wykorzystywanym do opalania głównego kotła [316, Raskin et al. 2001]. Jeżeli chodzi o emisję metali, można zauważyć wzrost ilości niektórych pierwiastków (np. Hg), chociaż, z powodu niskiej ich zawartości początkowej w spalonym węglu, zmierzone zmiany były w praktyce niewielkie.

Połączenie gazogeneratora i obiektu energetycznego spalania przez instalację oczyszczania gazu syntezowego

W przypadku paliw pochodzących z odpadów, wszystkie metale ciężkie, z wyjątkiem rtęci, mogą być usuwane przez filtrowanie ze skutecznością przekraczającą 99 % [296, Wilen et al. 2004]

Jednakże, konieczne może być końcowe oczyszczanie gazu odlotowego za kotłem, mające na celu spełnienie wymogów dotyczących emisji, zwłaszcza w przypadku paliw z odpadów zawierających rtęć.

Pozostałości

Jedyną pozostałością z gazogeneratora jest popiół denny. W przypadku gazogeneratora w Kymijärvi (Lahti, Finlandia), składa się on głównie z piasku i wapienia. Ponadto, w przypadku współzgazowania odpadów, w popiele dennym można znaleźć niewielkie ilości zanieczyszczeń stałych, takich jak kawałki metalu, betonu i szkła. Zawartość węgla w popiele dennym na ogół nie przekracza 0,5 %. Nie stwierdzono śladów chloru [313, Nieminen et al. 2004]. W przypadku wykorzystywania rozdrobnionych opon jako paliwa dla gazogeneratora, zawartość cynku w popiele dennym wzrasta z kilkuset do 3 000 ppm. Wszystkie pozostałe analizowane pierwiastki mieszczą się w przedziale od kilku do kilkudziesięciu ppm (As, Cd, Ni, Pb i Hg), albo są na poziomie kilkuset ppm (Cr i Cu). [316, Raskin et al. 2001]

W przypadku bezpośredniego połączenia gazogeneratora z kotłem, udział popiołu lotnego z gazogeneratora w całkowitej ilości popiołu z głównego kotła węglowego wychwytywanego przez filtry jest niewielki (jedynie 3–5 %), przez co zmiany w jakości popiołu z kotła powodowane przez gazogenerator są również niewielkie, nawet w przypadku współzgazowywania odpadów. Największą zmianę można dostrzec w zawartości cynku, jeżeli do zasilania gazogeneratora są wykorzystywane rozdrobnione opony. [316, Raskin et al. 2001]

W przypadku wstępnego oczyszczania gazu syntezowego, oprócz popiołu dennego z gazogeneratora, powstaje suchy pył filtrowy, który zawiera nieprzetworzony węgiel (karbonizat), najdrobniejsze frakcje materiału złoża, materię obojętną z surowca wsadowego oraz sorbent po usuwaniu chloru.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

W zależności od rodzaju surowca wsadowego poddawanego zgazowaniu (np. w przypadku współzgazowywania odpadów i biomasy), w emisjach do powietrza może wzrosnąć ilość niektórych zanieczyszczeń, takich jak HCl i metale. Dla przykładu, wykorzystanie materiałów skażonych (np. drewna laminowanego, gdzie w kleju zawarty jest azot i sód) podnosi stężenie amoniaku, cyjanowodoru i substancji alkalicznych w gazie syntezowym. [316, Raskin et al. 2001]

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Najprostszy układ bez oczyszczania gazu (patrz Rysunek 4.10 – gaz surowy (czyste paliwo)) jest odpowiedni dla surowców wsadowych, które nie zawierają znacznych ilości substancji alkalicznych i metali lub chloru, ponieważ w takim układzie stosunkowo duża część popiołu z biomasy jest odprowadzana do kotła węglowego razem z wytworzonym gazem. Surowców takie to: wióry drewniane, trociny i kora oraz wióry leśne i niektóre czyste odpady z tworzyw sztucznych lub papieru. Technologia ta jest dostępna jako technologia komercyjna.

Dzięki skutecznemu usuwaniu chloru oraz metali alkalicznych i ciężkich, technologia z wstępnym suchym oczyszczaniem gazu syntezowego może być stosowana do wielu trudnych rodzajów biomasy i paliw pochodzących z odpadów. Na przykład, w przypadku słomy, roślin energetycznych i różnych pozostałości rolniczych, gaz często musi być poddawany oczyszczeniu przed spalaniem w kotle w celu obniżenia zawartości substancji alkalicznych i chloru, co wymaga wysokiej temperatury pary.

Ekonomia

Dzięki wykorzystaniu istniejącej już mocy elektrowni, połączenie gazogeneratorskiego i kotła opalanego sproszkowanym węglem oferuje niskie koszty inwestycyjne i eksploatacyjne przy niewielkich modyfikacjach głównego kotła.

Całkowity koszt 60 MW_{th} gazogeneratorskiego w elektrowni Kymijärvi wyniósł około 12 mln EUR, przy czym koszt ten objął instalację przygotowania paliwa, roboty budowlane, oprzyrządowanie i układy sterowania oraz instalacje elektryczne.

Podstawa wdrożenia

Zastąpienie węgla gazem pochodzącym z biomasy niemal całkowicie pozbawionym CO₂ zmniejsza emisję CO₂ z paliw kopalnych. W kotłach opalanych sproszkowanym węglem współspalanie gazu z węglem jest znacznie prostsze niż stałej biomasy z węglem.

Przykładowe obiekty

Pionierska instalacja bez oczyszczania gazu, w której gaz wytwarzany w 60 MW_{th} gazogeneratorskim zastępuje 15 % wsadu węglowego do kotła opalanego sproszkowanym węglem, jest z powodzeniem eksploatowana od 1998 r. w Lahti w Finlandii (Kymijärvi). Większą jednostkę o mocy 140 MW_{th} uruchomiono niedawno w Vaasa (Finlandia). Wytwarzany w niej gaz zastępuje około 25 % wsadu do kotła opalanego sproszkowanym węglem.

Pierwszą przemysłową instalację zgazowania z suchym oczyszczaniem gazu syntezowego oddano do komercyjnego użytku w 2012 r. w fińskim Lahti (Kymijärvi II z dwoma gazogeneratorskimi 80 MW połączonymi z oddzielnym kotłem gazowym). Jako surowiec wsadowy w tej instalacji wykorzystywane są segregowane u źródła odpady przemysłowe i komunalne oraz drewno porzbiórkowe.

Inne obiekty:

Corenso Oy, Varkhaus, Finlandia.

Electrabel, Ruien, Belgia.

Essent, Amercentrale, Holandia.

Biococomb, Austria.

Literatura źródłowa

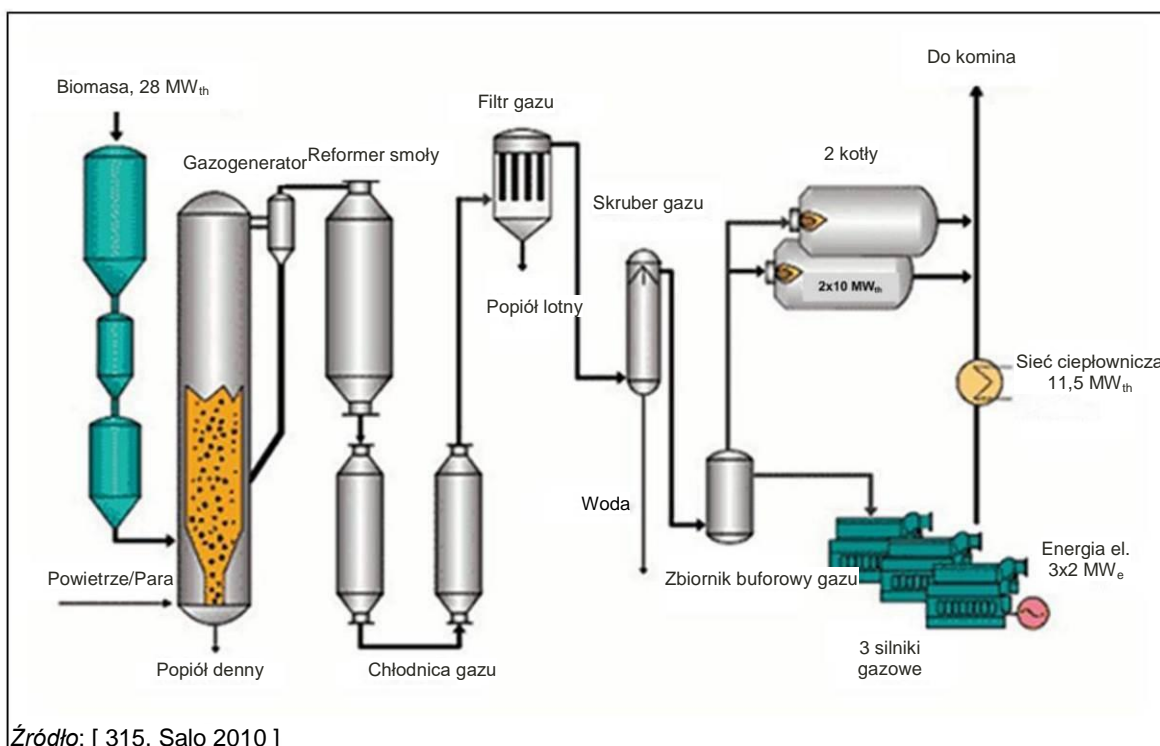
[314, Kurkela 2002] [296, Wilen et al. 2004]

4.3.1.3 Zgazowanie biomasy połączone z jednostkami silnikowymi z uprzednim mokrym oczyszczaniem gazu

Opis techniczny

Zgazowanie z mokrym oczyszczaniem gazu (Rysunek 4.10 – oczyszczanie mokre) to proces, w którym możliwe jest wytwarzanie bardzo czystego gazu do późniejszego użytku np. silnikach gazowych. Jednakże, w jego wyniku wytwarzany jest strumień ścieków, a zaprojektowanie oczyszczalni ścieków w sposób całkowicie przyjazny dla środowiska może być trudne [296, Wilen et al. 2004]. Do problematycznych substancji znajdujących się w ściekach ze skrubera gazu, które mogą być trudne do kontrolowania/usunięcia należą benzen, naftalen, PAH i fenol.

Do użytku w obiektach kogeneracyjnych (CHP) wykorzystujących silniki gazowe opracowano niskociśnieniowy gazogenerator biomasy z układem oczyszczania gazu. Pierwszy z tych obiektów (Skive, Dania) wytwarza 6 MW_e oraz 12 MW_{th} dla sieci ciepłowniczej (Rysunek 4.17). Instalacja zgazowania składa się z niskociśnieniowego gazogeneratora powietrznego BFB ze złożem na bazie wapienia, katalitycznego reformera smoły, układu chłodzenia i filtrowania gazu oraz skrubera gazu. Na instalację elektrowni składają się trzy silniki gazowe z odzyskiem ciepła ($3 \times 2 \text{ MW}_{th}$) oraz dwa opcjonalne kotły gazowe ($2 \times 10 \text{ MW}_{th}$).



Źródło: [315, Salo 2010]

Rysunek 4.17: Schemat technologiczny obiektu CHP Skive

Gazogenerator BFB jest zasilany peletami i wiórami drzewnymi i pracuje pod ciśnieniem 0,5–2 bar. Materiałem złoża jest dolomit, co daje gazogeneratorowi pewną zdolność do krakingu smoły. Zawartość smoły za gazogeneratorem uważana jest za niską. Dolomit to naturalny węgiel wapniowo-magnezowy, który w przypadku użycia do krakowania smoły ulega rozkładowi pod wpływem ciepła tworząc aktywny składnik - tlenek wapniowo-magnezowy. Jednakże, jeżeli ciśnienie cząsteczkowe CO_2 nadmiernie wzrośnie, w temperaturze zgazowania tlenek wraca do postaci węglanu. Aby uniknąć tego zjawiska, prowadzone są badania nad innymi materiałami złoża. [293, Brandin et al. 2011]

Oczyszczanie gazu z katalitycznym reformingiem smoły

Gaz syntezowy wchodzi do katalitycznego reformera smoły, który pracuje w temperaturze 850–950 °C. Ponieważ reforming jest reakcją endotermiczną, możliwe jest, że temperatura gazu syntezowego na wejściu wynosi 950 °C a na wyjściu 850 °C. Nie powstaje sadza, a spadek ciśnienia jest stabilny, ale oczyszczanie złoża katalizatora odbywa się przy pomocy pulsacyjnego strumienia pary/azotu.

Amoniak w gazie ulega rozkładowi w procesie krakingu w katalizatorze reformingowym. Ponieważ amoniak jest bardzo dobrze rozpuszczalny w wodzie, jest on unoszony razem z kondensatem i trafia do wody ze skrubera, a ostatecznie do ścieków. Poziom azotu w ściekach jest zbyt wysoki, by mogły one być przyjmowane przez oczyszczalnię ścieków komunalnych. Do oczyszczania ścieków wymagane jest również stosowanie filtrów z węglem aktywnym w celu zmniejszenia zawartości substancji organicznych.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

- Duża efektywność energetyczna; wysoka sprawność elektryczna silników gazowych, nawet o małych rozmiarach. [293, Brandin et al. 2011]
- Ogólny poziom emisji do powietrza: zgodnie z Decyzją Środowiskową wydaną dla obiektu CHP Skive (przez gminę Skive w 2005 r.), do najważniejszych emisji z silników gazowych do powietrza należą: NO_x, niespalone węglowodory, CO i formaldehyd. Przewidziane w przepisach dopuszczalne wartości emisji (oprócz CO) są takie same jak w przypadku silników opalanych gazem ziemnym.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

W przypadku pełnej automatyzacji, omawiany rodzaj gazogeneratora może pracować w wszystkich kombinacjach urządzeń gazowych (silniki i kotły gazowe), co zapewnia dużą elastyczność.

Efektywność osiągana w obiekcie CHP Skive (Skive Fjernvarme, 2012) przedstawia się następująco:

- całkowite wykorzystanie paliwa: 86 %;
- sprawność elektryczna: 30 %;
- sprawność cieplna (ciepło dla sieci ciepłowniczej): 56 %.

Początkowo, efektywność konwersji smoły w katalizatorze wynosiła 90 %, ale później spadła do 70 %. Jednakże, po przepracowaniu przez reformer 7 500 godzin nie stwierdzono obecności ciężkich smół. Konwersja amoniaku w katalizatorze jest słaba - maksymalna osiągalna wartość wynosi 60 %.

Efektywność środowiskową (poziomy emisji i zużycia) w przeliczeniu na MWh wytworzonej energii (ciepło i elektryczność) osiąganą w latach 2007–2012 przedstawiono w Tabelach 4.7 i 4.16.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Ścieki wytwarzane w skruberze gazu zawierają osad oraz związki organiczne i nieorganiczne. W przypadku obiektu w Skive, przed uwolnieniem ścieków ze skrubera do oczyszczalni ścieków komunalnych, są one oczyszczane metodami mechanicznymi oraz przez filtrowanie przez węgiel aktywny w celu usunięcia C_xH_y i neutralizację pH przy pomocy NaOH i CH₂O₂. Wydane dla obiektu CHP w Skive pozwolenie dotyczące uwalniania ścieków (gmina Skive, 2005 r.) wymienia cztery potencjalnie problematyczne substancje w ściekach ze skrubera gazu, które mogą mieć niekorzystny wpływ na jakość wody u odbiorcy - są to: benzen, naftalen, PAH i fenol.

W oparciu o przepisy dotyczące emisji obowiązujące w oczyszczalni ścieków komunalnych przy obiekcie Skive, jako możliwy problem wymieniono również zawartość amoniaku, mimo katalitycznego reformingu smoły. [293, Brandin et al. 2011]

Kolejną wadą instalacji jest narażenie silnika gazowego na działanie korozyjnych produktów spalania, co skutkuje dużymi kosztami konserwacji i krótkimi odstępami między przeglądami. [293, Brandin et al. 2011]

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Brak informacji.

Ekonomika

Koszty inwestycji są około 50 % wyższe niż w przypadku suchego oczyszczania gazu lub bezpośrednio związanymi z nim możliwościami. [296, Wilen et al. 2004]

Podstawa wdrożenia

Wysoka sprawność elektryczna silników gazowych (nawet o małych rozmiarach), niski koszt i niezawodność. Silniki pracują nawet przy małych obciążeniach. [293, Brandin et al. 2011]

Przykładowe obiekty

Obiekt CHP Skive, Dania.

Literatura źródłowa

Brak informacji.

4.3.2 Techniki zapobiegania zanieczyszczeniom wody z procesu zgazowania i/lub ich ograniczania**Opis**

W obiektach IGCC i jednostkach zgazowania stosujących techniki mokrego oczyszczania gazu syntezowego ścieki są recykulowane po wewnętrznym oczyszczeniu.

Opis techniczny

Do usuwania zanieczyszczeń z gazu syntezowego, takich jak chlorki i inne halogenki, amoniak i cząstki stałe, obiekty zgazowania mogą wykorzystywać skrubery wodne, konwertery HCN/COS i chłodnice. Przed zwróceniem do systemu, wytworzony strumień jest doprowadzany do stacji uzdatniania wody. Rozpuszczone gazy, takie jak H₂S, NH₃ i CO₂ są odpędzane.

Ponieważ woda jest wykorzystywana do nawilżania gazu syntezowego przed jego spalaniem w turbinie gazowej lub silniku, zawartość soli powinna być niska. W celu usunięcia soli (głównie NaCl), woda jest odparowywana, a kondensat jest poddawany obróbce w specjalnej jednostce demineralizacji. Celem jest osiągnięcie niskiej zawartości soli (Cl < 0,05 mg/l).

Osiągnięta korzyść dla środowiska

- Ograniczenie ogólnych emisji do wód.
- Mniejsze zużycie wody.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Brak informacji.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Brak informacji.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Brak informacji.

Ekonomika

Brak informacji.

Podstawa wdrożenia

Uwzględnienie w decyzji środowiskowej zasady zerowego zrzutu płynnego.

Przykładowe obiekty

Nuon, ELCOGAS i Tampa.

Literatura źródłowa

Brak informacji.

4.3.3 Techniki gospodarowania pozostałościami z procesu zgazowania

Opis

Ponowne wykorzystanie pozostałości.

Opis techniczny

Popioły denne z procesu zgazowania można usuwać na sucho lub jako żużel, jeżeli temperatura pracy gazogeneratora jest znacznie wyższa od temperatury fuzji popiołu, co jest częste np. w gazogeneratorach przepływowych. Żużel z gazogeneratora jest oddzielany w stanie stopionym przez dno gazogeneratora, schładzany w kąpeli wodnej i usuwany do układu zamkniętych zbiorników. Żużel może być usuwany z kąpeli żużlowej u podstawy gazogeneratora w sposób ciągły przy użyciu systemu wypływowego, który wydaje się oferować pewne zalety w porównaniu z zamkniętymi zbiornikami. Jakość żużla z procesu zgazowania – a co za tym idzie możliwość jego ponownego wykorzystania – może być lepsza niż w przypadku popiołów ze spalania ze względu na jego szklistą i stabilną chemicznie postać.

Kwaśny gaz jest przetwarzany do postaci stałej siarki w urządzeniu Clausa, a gaz odpadowy z tego urządzenia jest uwodorniany przed wprowadzeniem do jednostki hydrolizy COS, co pozwala odzyskiwać, w postaci elementarnej, 98 % siarki zawartej w paliwie. Siarkę można również odzyskiwać w gipsie, np. przez przemywanie roztworem wapiennym. Omawiana instalacja składa się z chłodnicy gazu syntezowego, filtra gorącego gazu oraz jednostki oczyszczania chłodnego gazu wykorzystującej hydrolizę COS i MDEA w celu usuwania H₂S. Bogaty w H₂S jest spalany, a gazy odlotowe są oczyszczane zawiesiną wapienną w celu wytworzenia nadającego się do sprzedaży gipsu. Technikę tę opracowano z myślą o miejscach, w których rynek siarki elementarnej jest niewielki, jak np. Japonia.

W zależności od sytuacji rynkowej, żużel i odzyskana siarka mogą być przedmiotem obrotu. Żużel może być wykorzystywany np. w produkcji płytek podłogowych, a siarka w produkcji nawozów i kwasu siarkowego.

Jakość i możliwość ponownego wykorzystania popiołów lotnych mogą się znacząco różnić w zależności od stosowanej technologii oczyszczania gazu syntezowego, technologii zgazowania oraz jakości pierwotnego surowca wsadowego. W pewnych przypadkach, popiół lotny może być sprzedawany, o ile ma dobrą jakość i nie zawiera sorbentów (przykładowe obiekty: Nuon i ELCOGAS IGCC).

Jeżeli proces zgazowania zachodzi w niskiej temperaturze (700–800 °C), a paliwem jest biomasa lub niektóre frakcje odpadów, z popiołu dennego i lotnego można produkować nawóz. Znajdujące się w paliwie składniki odżywcze (zwłaszcza potas i fosfor) mogą być dzięki temu wykorzystywane do uprawy pól, a wartość opałowa efektywnie wykorzystywana w energetyce. Temperatura procesu jest utrzymywana na wysokim poziomie w celu zachowania dostępności składników odżywczych w nawozie (zwłaszcza fosforu). Zawarty w popiele węgiel ma korzystny wpływ na ziemię rolniczą, ponieważ przyczynia się np. do mniejszego odciekania elementów odżywczych i lepszego utrzymywania wody przez glebę. Dodatkowo węgiel z niskotemperaturowego procesu zgazowania zachowuje stabilność w glebie, podczas gdy w przypadku przygotowania gleby przez jej wymieszanie ze słomą pszenicy, w glebie zostaje tylko kilka procent węgla, a reszta jest uwalniana, głównie jako CO₂. [300, Pyroneer 2017]

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Zmniejszony przepływ zanieczyszczeń do środowiska.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Patrz Sekcja 4.2.1.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Bez odpowiedniej separacji, żużel może zawierać frakcje średniego rozmiaru o dużej zawartości popiołu, co utrudnia jego sprzedaż.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Pył z filtra po filtrowaniu gazu syntezowego może zawierać mieszaninę sorbentów, nieprzereagowanego węgla i pozostałych zanieczyszczeń z pierwotnego surowca wsadowego. Wtedy jedynym rozwiązaniem może być jego unieszkodliwienie. Metody ostatecznego unieszkodliwiania popiołu filtrowego należy projektować odpowiednio do konkretnego przypadku, w zależności od składu surowca wsadowego.

Ekonomika

Brak informacji.

Podstawa wdrożenia

Brak informacji.

Przykładowe obiekty

Tampa (USA).

Nuon (Holandia).

Wabash River (zastrzeżony system usuwania żużla, USA).

Nakoso (Japonia).

ELCOGAS (Hiszpania).

Literatura źródłowa

Brak informacji.

4.3.4 Techniki zwiększania efektywności energetycznej procesu zgazowania**4.3.4.1 Zgazowanie w wysokich temperaturach i przy wysokim ciśnieniu****Opis**

Zgazowanie w wysokiej temperaturze i pod wysokim ciśnieniem umożliwiające osiągnięcie maksymalnego stopnia konwersji węgla.

Osiągnięta korzyść dla środowiska

Mniejsze zużycie paliwa i wyższa efektywność energetyczna.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

W obiekcie ELCOGAS (Hiszpania), reakcja zgazowania w komorze spalania gazogeneratora zachodzi w wysokiej temperaturze - między 1 600 °C i 1 800 °C - oraz pod wysokim ciśnieniem wynoszącym 24 bar, co umożliwia konwersję węgla na potrzeby zgazowania przekraczającą 98 %.

W obiekcie Nakoso (Japonia), niska temperatura gazu syntezowego wynosząca ok. 1 100 °C upraszcza chłodzenie, ale odbywa się to kosztem niższego stopnia konwersji.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Brak informacji.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Brak informacji.

Ekonomika

Systemy ciśnieniowe znacząco obniżają koszty oczyszczania gazu syntezowego oraz ogólne koszty kapitałowe. Koszty kapitałowe są znacznie niższe głównie dzięki zmniejszeniu objętości gazu w sekcji oczyszczania. Dodatkowe koszty wynikające ze sprężania powietrza lub tlenu są z nawiązką rekompensowane mniejszymi rozmiarami urządzeń do oczyszczania gazu syntezowego i niższymi kosztami sprężania na dalszych etapach procesu. Dlatego właśnie systemy ciśnieniowe oferują niższe ogólne koszty kapitałowe niż systemy pracujące pod ciśnieniem atmosferycznym. [295, E4Tech 2009]

Podstawa wdrożenia

Brak informacji.

Przykładowe obiekty

ELCOGAS (Hiszpania) i Nakoso (Japonia).

Literatura źródłowa

Brak informacji.

4.3.4.2 System podawania suchego materiału wsadowego

Opis

Zastosowanie systemu suchego podawania paliwa do gazogeneratora pozwala podnieść efektywność energetyczną procesu zgazowania.

Opis techniczny

W przypadku zgazowania węgla w gazogeneratorze przepływowym, rozdrobniony węgiel może być podawany do gazogeneratora w postaci suchej lub w zawieszynie. W drugiej technice wykorzystywane są zbiorniki zamknięte, podczas gdy w pierwszej - wysokociśnieniowe pompy zawiesiny. Podawanie zawiesiny jest prostsze w stosowaniu, ale wprowadza do reaktora wodę, którą należy odparować. Dodatkowa woda prowadzi do wytwarzania gazu syntezowego o wyższym stosunku H_2 do CO , ale obniża sprawność cieplną gazogeneratora. Niezbędne jest opracowanie systemu przygotowania wsadu paliwowego, obok innych alternatyw rozważanych podczas projektowania.

Osiągnięta korzyść dla środowiska

Mniejsze zużycie energii i wyższa efektywność energetyczna.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

W obiekcie w Nuon (Holandia), wartość opałowa schłodzonego gazu syntezowego stanowi zwykle ~80 % wartości opałowej wsadu węglowego. Jest to wyższa wartość w porównaniu z wartością, którą mogą osiągać systemy podawania zawiesiny węglowo-wodnej.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Brak informacji.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Brak informacji.

Ekonomika

Brak informacji.

Podstawa wdrożenia

Brak informacji.

Przykładowe obiekty

Nuon (Holandia) i ELCOGAS (Hiszpania).

Literatura źródłowa

Brak informacji.

4.3.4.3 Wykorzystanie ciepła odzyskanego z procesu zgazowania

Opis

Ciepło odzyskane ze schładzania gazu syntezowego jest wykorzystywane wewnątrz do suszenia paliwa lub wytwarzania dodatkowej energii cieplnej/elektrycznej w celu obniżenia strat ciepła i poprawienia efektywności energetycznej procesu.

Opis techniczny

Systemy zgazowania biomasy różnią się od systemów spalania tym, że zwykle wymagają osuszenia biomasy przed podaniem jej do gazogeneratora. Zgodnie z

ogólnym wymogiem, zawartość wilgoci w biomasie powinna wynosić < 20 %. Mimo to, niektóre instalacje radzą sobie z biomasą o zawartości wilgoci 60 % (np. obiekt Kymijärvi, Lahti, Finlandia). Suszenie paliwa można realizować szeregiem różnych metod, w tym przez wykorzystanie złoża fluidalnego lub mechanizmu obrotowego albo bezpośrednio wystawienie na działanie gazu odlotowego lub oleju termalnego [299, Pytlar 2010]. Preferowane jest stosowanie technik odzysku ciepła pozwalających uniknąć strat energii zużytej do odwodnienia.

Osiągnięta korzyść dla środowiska

Mniejsze zużycie energii i wyższa efektywność energetyczna.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

W obiekcie ELCOGAS (Hiszpania), surowy gaz syntezowy opuszczający komorę spalania jest schładzany gazem syntezowym z recyklingu do temperatury 800 °C. Następnie gaz jest chłodzony dwóch kotłach wodnorurowych do 250 °C, w wyniku czego wytwarzana jest para pod wysokim i średnim ciśnieniem, która jest przegrzewana w HRSG bloku energetycznego i przesyłana do turbiny parowej. Odzyskana energia umożliwia podniesienie efektywności energetycznej procesu zgazowania z 74,1 % do 91,2 % (średnia roczna).

W obiekcie Nuon (Holandia), surowy gaz syntezowy opuszczający reaktor gazogeneratora jest schładzany gazem syntezowym z recyklingu do temperatury 800 °C i następnie chłodzony w chłodnicy do 235 °C, w wyniku czego wytwarzana jest para pod wysokim i średnim ciśnieniem (która jest przegrzewana w HRSG bloku energetycznego i przesyłana do turbiny parowej) oraz para pod niskim ciśnieniem na potrzeby procesu zgazowania i oczyszczania gazu. Odzyskana energia umożliwia podniesienie efektywności energetycznej procesu zgazowania z 77,1 % do 92 % (średnia roczna).

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Brak informacji.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Brak informacji.

Ekonomika

Brak informacji.

Podstawa wdrożenia

Brak informacji.

Przykładowe obiekty

ELCOGAS (Hiszpania) i Nuon (Holandia).

Literatura źródłowa

Brak informacji.

4.3.4.4 Pełna integracja jednostki rozdziału powietrza (ASU) i turbiny gazowej w obiektach IGCC

Opis

Jednostka rozdziału powietrza (ASU) i turbina gazowa są w pełni zintegrowane, co oznacza, że całe powietrze dostarczane do ASU jest pobierane ze sprężarki turbiny gazowej.

Osiągnięta korzyść dla środowiska

Wyższa efektywność energetyczna.

Efektywność środowiskowa i dane operacyjne

Brak informacji.

Techniczne aspekty ważne z punktu widzenia stosowania

Brak informacji.

Wzajemne powiązania pomiędzy różnymi komponentami środowiska

Brak informacji.

Ekonomika

Brak informacji.

Podstawa wdrożenia

Brak informacji.

Przykładowe obiekty

ELCOGAS (Hiszpania).

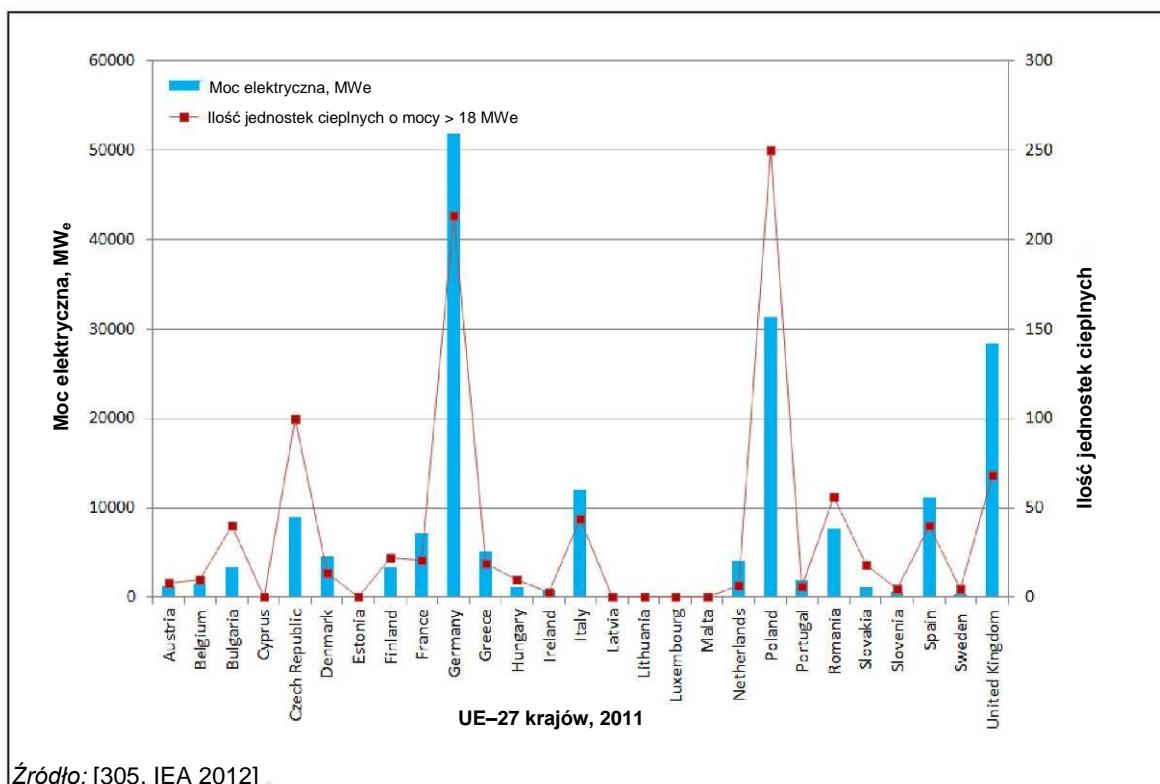
Literatura źródłowa

Brak informacji.

5 SPALANIE PALIW STAŁYCH

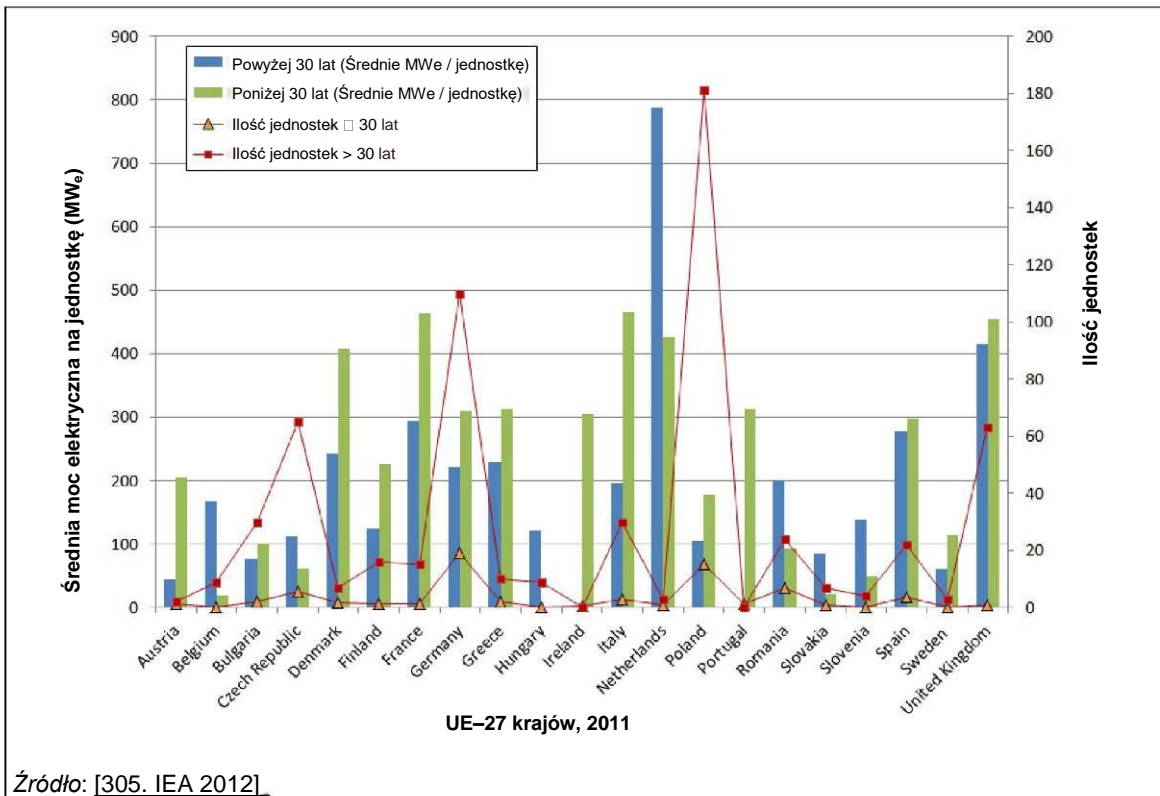
5.1 Spalanie węgla kamiennego i/lub brunatnego

Obecną sytuację dużych obiektów energetycznego spalania węgla kamiennego i/lub brunatnego w UE, pod względem mocy, ilości oraz wieku elektrowni, przedstawiono na rys. 5.1 do rys. 5.4.

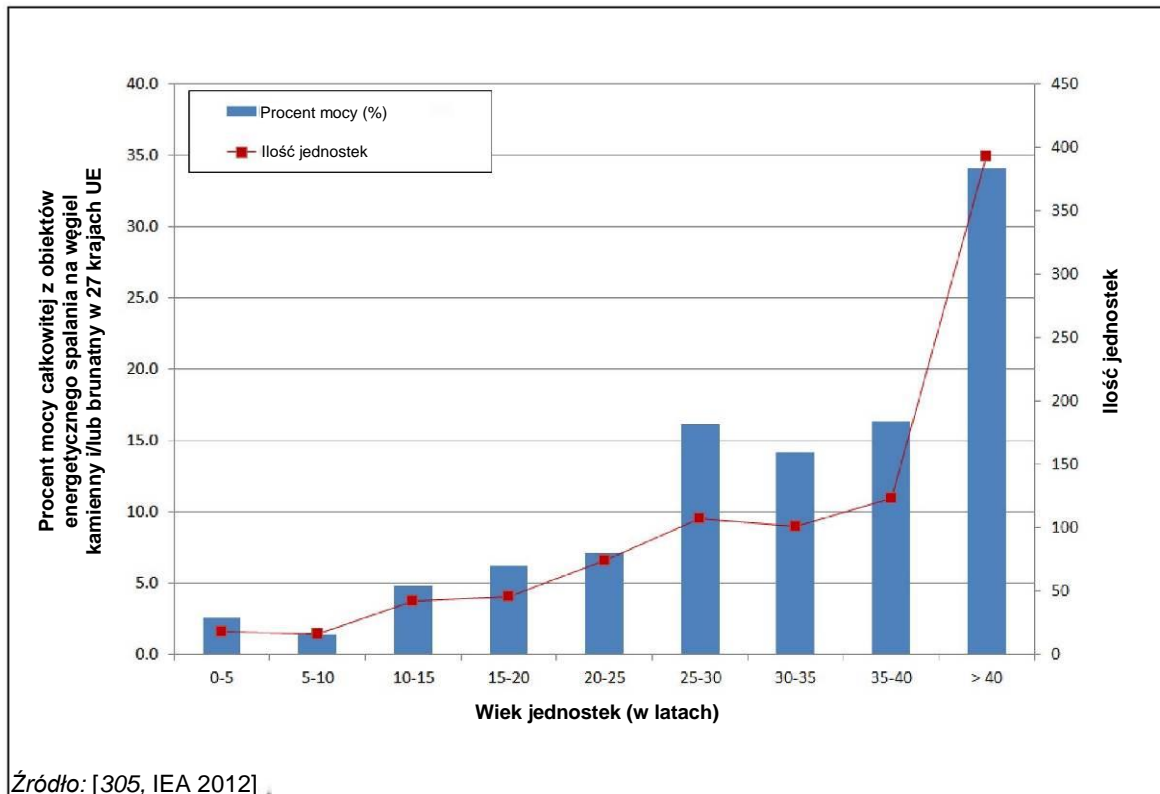


Źródło: [305, IEA 2012]

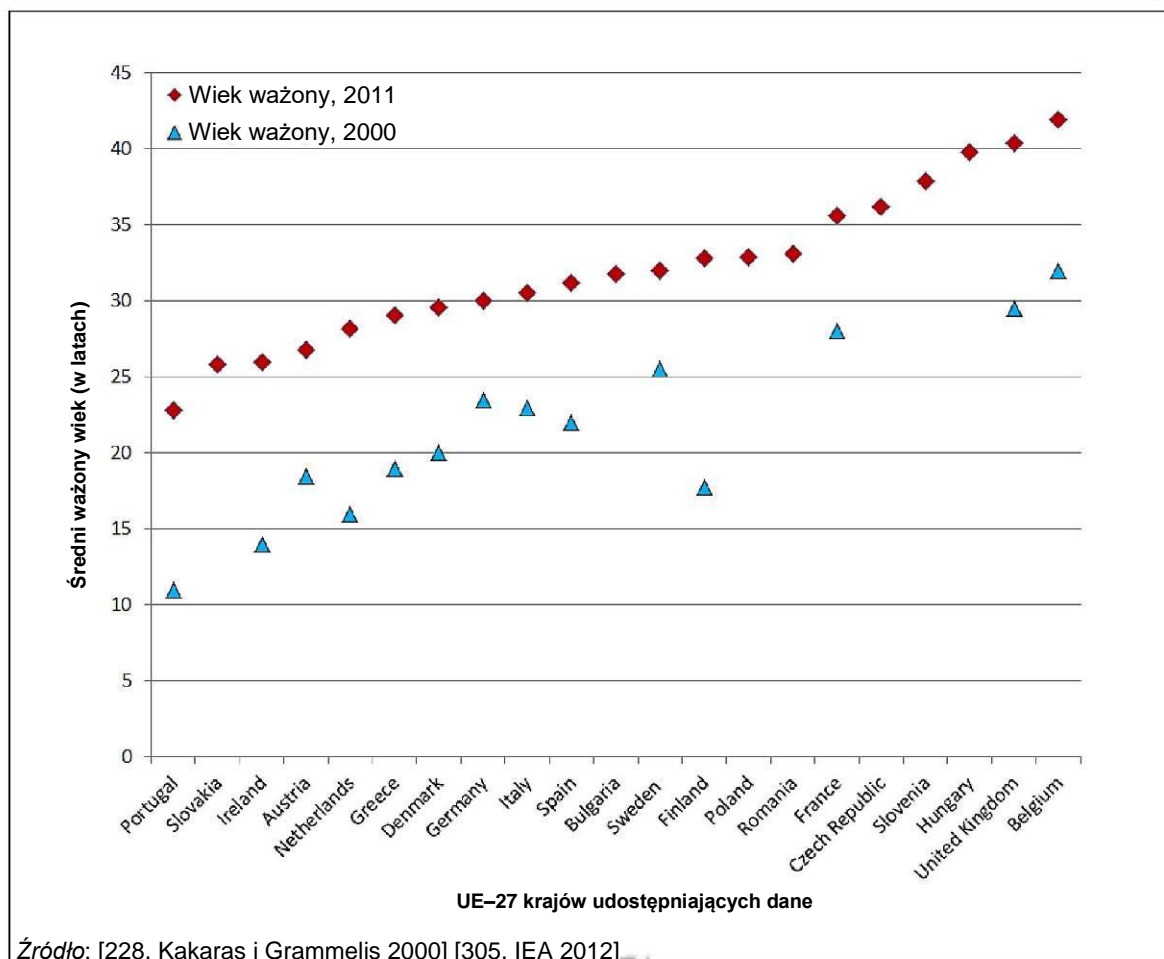
Rysunek 5.1: Moc elektrowni na węgiel kamienny i/lub brunatny w 27 krajach UE w 2011 roku



Rysunek 5.2: Moc, ilość oraz wiek jednostek prądowców w elektrowniach opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym w 27 krajach UE w 2011 roku



Rysunek 5.3: Ilość oraz wiek jednostek prądowców w elektrowniach na węgiel kamienny i/lub brunatny w 27 krajach UE w 2011 roku



Rysunek 5.4: Moc – średni ważony wiek - elektrowni na węgiel kamienny i/lub brunatny w 27 krajach UE

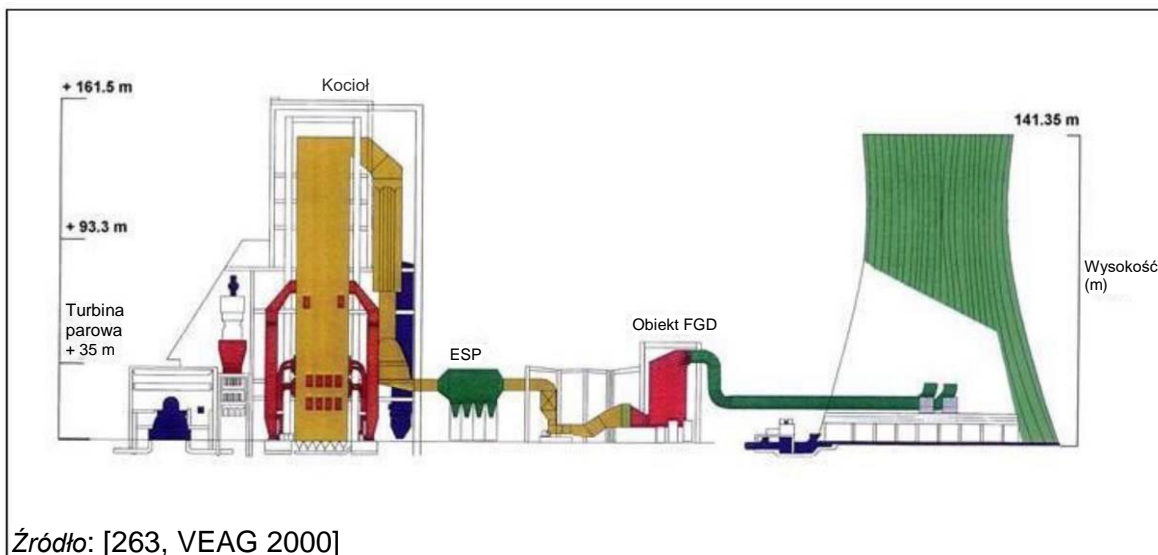
5.1.1 Stosowane procesy i techniki

W tej sekcji przedstawiono informacje na temat procesów i technik stosowanych w dużych obiektach energetycznego spalania na węgiel kamienny i/lub brunatny.

Węgiel kamienny posiada wyższą wydajność energetyczną niż węgiel brunatny. Jest też transportowany i zbywany na całym świecie. Dlatego w większości buduje się obiekty energetycznego spalania na węgiel kamienny, w przeciwieństwie do obiektów energetycznego spalania na węgiel brunatny, które znajdują się w miejscu wydobycia i dostosowane są do określonej jakości paliwa.

W większości obecnie pracujących elektrowni kondensacyjnych stosunek ilości węgla do mocy wyjściowej (tj. wskaźnik ciepła) mieści się w zakresie 2,5-3,1 (tj. sprawność wynosi 32-40% bazując na wartości opałowej LHV). Innymi słowy, dla każdej jednostki mocy wyjściowej, co najmniej 1,5 jednostki ciepła jest traconych przez komin do atmosfery lub w układzie chłodzenia, głównie za pośrednictwem kondensatora. Powszechnie ustaloną praktyką od lat 60-tych XX wieku było stosowanie kotłów z obiegiem naturalnym lub kotłów z obiegiem wymuszonym, przy ciśnieniu pary kotła około 170 barów lub też kotłów na parametry podkrytyczne pary o ciśnieniu do 240 barów. W obu przypadkach temperatury przegrzewania i dogrzewania wynoszą około 540 °C lub 570 °C, w zależności od wybranych materiałów na rurociągi. Korzystając z najbardziej zaawansowanych materiałów wysokotemperaturowych, zbudowano niedawno węglowe elektrownie kondensacyjne o ciśnieniu pary wynoszącym około 300 barów i temperaturze pary zbliżonej do 600 °C. Przykładowo, stosując bezpośrednie chłodzenie wodą, uruchomiono w Danii w roku 1998 opalaną węglem kamiennym elektrownię kondensacyjną (Plant 34) o wskaźniku ciepła netto 2,08 (sprawność 48%). [229, MPS 1998] [3, LCP TWG 2012]

Elektrownię kondensacyjną, opalaną węglem brunatnym, z elektrofiltrem (ESP), obiektem mokrego FGD (odsarczanie gazów odlotowych) oraz odprowadzaniem gazów odlotowych przez chłodnię kominową przedstawiono na rysunku 5.5.



Źródło: [263, VEAG 2000]

Rysunek 5.5: Przykładowa duża elektrownia opalana węglem brunatnym z odprowadzaniem gazów odlotowych przez chłodnię kominową

Większość elektrowni kondensacyjnych opalanych węglem kamiennym lub brunatnym zbudowanych w latach 90-tych ma wskaźnik ciepła netto na poziomie około 2,3 (sprawność 43%). Jeśli to możliwe, stosuje się jednoprzepływowe chłodzenie bezpośrednie w celu uzyskania możliwie najniższego ciśnienia i temperatury kondensatora, aby zmaksymalizować wydajność wytwarzania energii przez instalację.

Dzisiejsze elektrownie kondensacyjne są zwykle dość duże, zazwyczaj o mocy wyjściowej od 300 MWe do 1 200 MWe. W tak dużych obiektach paliwo jest spalane w palnikach pyłu węglowego. Ponieważ dostępne są już większe kotły ze spalaniem w złożu fluidalnym (FBC), zostały one również zastosowane w mniejszych elektrowniach kondensacyjnych. Obecnie największy działający kondensacyjny agregat prądowłoczy FBC ma moc 600 MWe. Istnieją już jednak opracowania koncepcyjne dla jednostki o mocy 800 MWe.

Technika złoża fluidalnego służy do spalania węgla bogatego w popiół i/lub w śmieci węglowe, takie jak węgiel odpadowy.

5.1.1.1 Charakterystyka paliwa

Złóża węgla powstały w wyniku złożonych beztlenowych reakcji biochemicznych pod wpływem temperatury, ciśnienia i czasu. Reakcje te zachodziły w podziemnych warstwach odpadów roślinnych, zwiększając zawartość węgla i węglowodorów w pierwotnym materiale organicznym. Chemiczne właściwości węgla zależą od specyfiki różnych składników chemicznych obecnych w tworzących go odpadach roślinnych, charakteru i zakresu zmian oraz rodzaju i ilości obecnej substancji nieorganicznej.

Pierwszym, niedojrzałym produktem procesu "zwęglania" jest torf, podczas gdy ostatnim jest antracyt. Stopień zmiany składu chemicznego węgla w szeregu paliw kopalnych począwszy od torfu aż do antracytu określany jest jako ranga węgla i odpowiada wzrostowi ekwiwalentnej energii węgla (wartości opałowej). Węgiel jest sklasyfikowany i uszeregowany w oparciu o pewne właściwości, określane poprzez analizy chemiczne oraz niektóre inne czynniki, takie jak jego aglomeracyjny charakter. Analizy to:

- **analiza bezpośrednia** - dostarczająca informacji na temat zachowania węgla podczas jego ogrzewania (np. wilgoć, substancje lotne, stały węgiel);
- **analiza ostateczna** - dostarczająca informacji pomocnych w wyborze węgla pod względem wytwarzania pary (np. węgiel całkowity, wodór, azot, tlen, wartość opałowa, temperatura topliwości popiołu, ścieralność oraz zawartość siarki).

Opracowano trzy główne systemy klasyfikacji węgla oparte na analizie bezpośredniej:

Klasyfikacja Amerykańskiego Stowarzyszenia Badań i Materiałów (ASTM), opracowana w USA
Zgodnie z klasyfikacją ASTM, istnieją cztery klasy węgla, bazujące na węglu stałym oraz substancjach lotnych (w stanie suchym, pozbawionym substancji mineralnych) i wartości opałowej (w stanie wilgotnym, pozbawionym substancji mineralnych):

- antracyt,
- węgiel bitumiczny,
- węgiel półbitumiczny,
- węgiel brunatny.

Klasyfikacja FRB/NCB, opracowana w Wielkiej Brytanii

Zgodnie z systemem klasyfikacji FRB/NCB, opartym na zawartości substancji lotnych (w stanie suchym, bezpopiołowym - DAF) i właściwościach spalania (metoda Gray-King Assay), istnieją cztery klasy węgla:

- antracyt,
- węgiel energetyczny o niskiej zawartości substancji lotnych,
- węgiel o średniej zawartości substancji lotnych
- węgiel o wysokiej zawartości substancji lotnych (zawierający 6 podklas).

Międzynarodowy system klasyfikacyjny EKG ONZ (UNECE)

Zgodnie z "Międzynarodowym Systemem Kodyfikacji" dla węgla o średniej i wysokiej jakości oraz "Międzynarodowym Systemem Kodyfikacji" dla wykorzystania węgla niskiej jakości, opracowanego przez EKG ONZ, węgiel określa się jako węgiel **wysokiej jakości** oraz **niskiej jakości**, bazując na jego całkowitej wartości opałowej (w stanie wilgotnym, pozbawionym popiołów) oraz średniej refleksyjności wityrynytu. Kategorie główne podzielone są na podkategorie. Węgle wysokiej jakości podzielone są na **węgiel średniej i wysokiej jakości**, a węgle niskiej jakości podzielone są na **węgiel brunatny** oraz **węgiel półbitumiczny**.

Dla celów niniejszego dokumentu rozważono jedynie rozróżnienie między węglem kamiennym i brunatnym, a słowo "węgiel" obejmuje różne rodzaje węgla.

Skład węgla brunatnego i kamiennego różni się w szerokim zakresie, jak to pokazano w tabeli 5.1. Dotyczy to również stężenia metali oraz pierwiastków śladowych w węglu brunatnym i kamiennym, co można zobaczyć w tabeli 5.2.

Tabela 5.1: Orientacyjna analiza węgla kamiennego I brunatnego (powszechnie stosowana)

Właściwość	Jednostka	Węgiel brunatny	Węgiel		
			Bitumiczny	Węgiel o niskiej zawartości substancji lotnych oraz pół-antracyt	Antracyt
Wilgotność	(% w stanie otrzymanym)	30–70	2–20	2–20	2–20
Pył węglowy	(% w stanie otrzymanym)	5–40	1–30	1–30	1–30
Substancje lotne	(DAF %)	40–70	> 22	8–22	< 8
Stała postać węgla	(DAF %)	35–60	55–85	85–92	> 92
Węgiel całkowity	(DAF %)	60–80	80–95	90–95	92–95
Wodór	(DAF %)	4.5–6.5	4.5–6.5	3.5–4.5	3–8
Tlen	(DAF %)	12–30	1.5–14	1.2–6	1.2–5
Siarka	(DAF %)	0.5–4.7	0.3–4.5	0.5–1	0.5–0.8
Wyższa wartość opałowa	(MJ/kg DAF)	23–35	32–38.5	35–38	35–38
Niższa wartość opałowa	(MJ/kg stan surowy)	4–30	26–32	25–32.3	30–31.4
N	(w stanie suchym, wt.-%)	0.3–1.5	0.6–2	1.4–4	0.9–1.7
Hg	mg/kg	0.03–0.22	0.01–0.9	0.07–0.1	0.06–0.2
Cd	mg/kg	0.3–5	0.01–10	0.2–1	0.06–4
Tl	mg/kg	2–8	0.01–3.5	NA	1–2
Sb	mg/kg	0.5	0.02–20	0.1–2.1	0.5–5.2
As	mg/kg	10	0.1–22	1–8	0.9–15
Pb	mg/kg	0.1–15	0.1–128	5–15	4–122
Cr	mg/kg	65–77	0.6–300	24–32	10–470
Co	mg/kg	11–12	0.5–60	NA	4–60
Cu	mg/kg	35–37	1–165	28	9–35
Mn	mg/kg	141	3–500	37–95	30–530
Ni	mg/kg	32–40	0.7–180	13–26	11.5–225
V	mg/kg	100–107	1.2–390	12–33	18–305
Zn	mg/kg	50–56	1.2–385	8–20	1.4–412

Uwagi:
 DAF: stan suchy, bezpopiołowy.
 Niższa wartość opałowa jest podana zgodnie z podręcznikiem EVT 1990.
 Źródła: [123, Eurelectric 2001] [3, LCP TWG 2012]

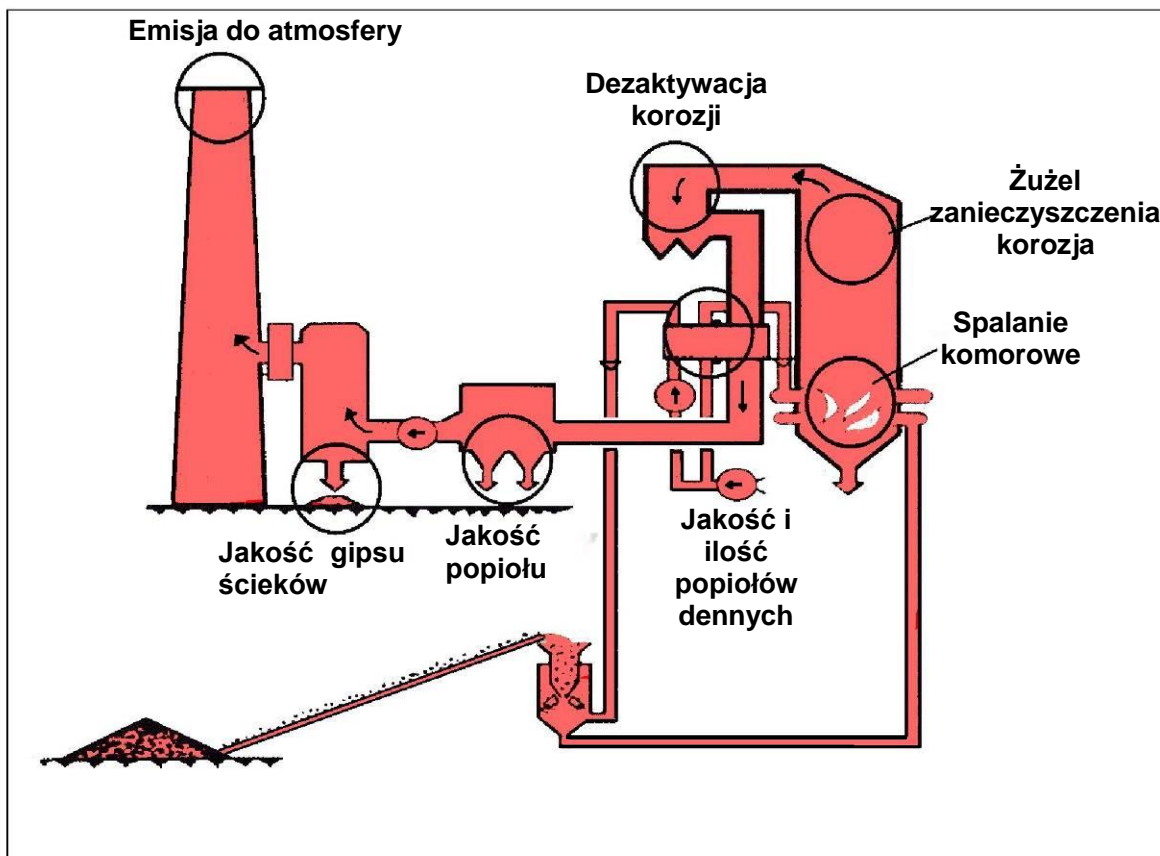
Tabela 5.2: Orientacyjne stężenia metali i pierwiastków śladowych w węglu z różnych regionów

Wartości w mg/kg	Australia	Kanada	USA	Polska	Rosja i WNP	Europa
Pył (%)	12.5	12.9	9.9	15.9	15.4	14.4
As	1.4	2.9	8.7	3.4	4	18.5
Ag	NA	NA	0.86	< 1.7	< 1.6	0.74
Ba	NA	NA	280	500	210	240
Be	1.4	0.8	1.9	1.6	0.7	2
B	12.3	58	46	NA	NA	NA
Cd	0.06	0.3	0.24	0.73	0.27	0.2
Cr	7.4	7.4	13.9	16.3	40	18.7
Cu	13.3	16.9	16.6	NA	NA	NA
Cl	300	300	800	NA	NA	NA
Co	NA	NA	6.2	5.3	3.2	6.2
Cs	NA	NA	1.92	3.3	0.9	1.3
F	62	82	55	NA	NA	NA
Hf	NA	NA	1.1	1.6	1.2	0.7
Hg	0.04	0.05	0.11	0.09	0.12	0.131
La	NA	NA	13.9	11.3	10.4	11.1
Mn	132	149	19	200	135	80
Mo	0.9	1.6	5.3	< 1.1	< 1.1	< 0.87
Ni	9.5	7.3	10.7	< 24	21	< 12.5
Pb	4.8	6.8	8.6	32	12.2	9.9
Rb	NA	NA	16.1	23	12.3	21
Sb	NA	NA	1.15	1.6	0.65	1.12
Sc	NA	NA	5.6	5.9	6.9	5.4
Sn	NA	NA	< 26	< 62	< 57	< 25
Se	0.8	1.1	3.9	NA	NA	NA
Th	2.3	3.3	4.2	4.1	3	3.5
Ti	0.15	0.1	0.5	NA	NA	NA
U	0.7	1.2	1.1	1.7	1.4	1.47
V	14.8	30	23.3	38	39	43
Zn	19	8.9	14.1	< 27	< 6.6	< 3.2
Zr	NA	NA	47	39	28	18.3

Uwagi:
NA: Brak danych.
Źródło: [264. Itkonen. A. i Jantunen. M. J. 1989]

Ważne jest, aby jak najwięcej wiedzieć o właściwościach spalanego paliwa stałego, tak aby móc odpowiednio zaprojektować instalacje oraz sprzęt w dużych obiektach energetycznego spalania (LCP), w celu uzyskania najlepszej wydajności. Równie ważne jest spalanie właściwego paliwa, do którego zaprojektowano LCP, lub co najmniej paliwa o podobnych właściwościach. Zapewnia to w długim okresie czasu wysoką efektywność, a także bezproblemowe, optymalne dla środowiska działanie.

Wpływ jakości węgla na wydajność obiektu energetycznego spalania przedstawiono schematycznie na rysunku 5.6.



Rysunek 5.6: Wpływ jakości węgla na wydajność obiektu energetycznego spalania

Europejscy operatorzy zazwyczaj monitorują parametry paliwa zgodnie z częstotliwością podaną w tabeli 5.3 oraz zgodnie z ogólną zasadą jakościową przeprowadzania pełnych analiz dla każdego nowego spalane paliwa lub dla każdej dostawy paliwa.

Tabela 5.3: Typowe monitorowanie parametrów paliwa w elektrowniach opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym

Parametry paliwa	Typowa częstotliwość monitorowania
Wartość opałowa	1/tydzień (z częstotliwością od 1/dzień do 1/miesiąc)
Analiza bezpośrednia	
Wilgotność	1/tydzień (z częstotliwością od 1/dzień do 1/miesiąc)
Substancje lotne	
Pył węglowy	
Stała postać węgla	
Analiza końcowa (w stanie suchym)	
C	1/miesiąc (z częstotliwością od 1/rok do 3/dzień)
H	
N	
S całkowite	
O	
Cl	
F	
Br	6/rok (z częstotliwością od 0/rok do 1/dzień)
K	
Na	4/rok (z częstotliwością od 0/rok do 1/tydzień)
Metale (Cd, Tl, Hg, Sb, As, Pb, Cr, Co, Cu, Mn, Ni, V, Zn)	

Źródło: [3, LCP TWG 2012]

5.1.1.2 Wstępna obróbka i przygotowanie węgla kamiennego i brunatnego

Staranna selekcja węgla jest skutecznym sposobem ograniczenia emisji do powietrza i wody oraz zmniejszenia wytwarzania pozostałości. Jednak ewentualne ograniczenia związane z ogólnoświatowym rynkiem węgla mogą ograniczyć możliwości jego zmiany. Niska zawartość siarki, rtęci i popiołu jest preferowana, gdy jako paliwo stosuje się węgiel dostarczany komercyjnie lub importowany. Korzystne jest stosowanie paliw wysokoenergetycznych przy minimalnych kosztach transportu i opłatach manipulacyjnych.

Aby osiągnąć stałą jakość paliwa, co przyczynia się do optymalizacji procesu spalania, węgiel jest czasami mieszany lub wzbogacany, w zależności od zakresu specyfikacji obiektu energetycznego spalania. Mieszanie można łatwo osiągnąć, łącząc węgiel z zapasów w innej kolejności niż sekwencja rozładunku a także mieszając w silosach węgiel z różnych składów węgla lub węglowni. W niektórych przypadkach możliwe jest mieszanie węgla w porcie wyładunku przed transportem do elektrowni.

Mieszanie lub wzbogacanie paliwa może mieć różne cele oraz efekty przedstawione poniżej.

Cel zubożenia mieszanki paliwowej:

- spadek temperatury w komorze spalania (piec z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu);
- redukcja pierwotnego NO_x w gazach odlotowych (mniejsze zużycie NH_3 , dłuższy okres działania selektywnej redukcji katalitycznej (SCR));
- redukcja zawartości CO w gazie spalinowym (mniejsze ryzyko korozji);
- redukcja ilości niespalonego węgla w popiołach lotnych (jakość wykorzystania popiołu lotnego);
- redukcja zużycia katalizatorów.

Skutki stosowania zubożonej mieszanki paliwowej:

- zawartość CO_2 w gazach spalinowych spada;
- przepływ powietrza i gazów spalinowych wzrasta
- zawartość O_2 w gazach spalinowych wzrasta
- straty energii spowodowane przez gazy spalinowe wzrastają;
- zużycie energii przez wentylatory oraz emisja CO_2 wzrasta;
- wydajność spada.

Cel wzbogacenia mieszanki paliwowej:

- wzrost temperatury w komorze spalania (piec z usuwaniem żużla z dna - lepsza ekstrakcja popiołów);
- wzrost wydajności.

Skutki stosowania wzbogaconej mieszanki paliwowej:

- zawartość CO_2 w gazach odlotowych wzrasta;
- przepływ powietrza i gazów odlotowych spada;
- zawartość O_2 w gazach odlotowych spada;
- strata energii spowodowana przez gazy odlotowe spada;
- ilość niespalonego węgla w popiołach lotnych wzrasta;
- zużycie energii przez wentylatory oraz emisja CO_2 spada.

Warunki kwalifikacji:

- zawartość CO w gazach spalinowych nie powinna wzrastać;
- ilość niespalonego węgla w popiołach lotnych nie wzrasta;
- ryzyko związane z większą korozją lub większą recyrkulacją popiołu na akceptowalnym poziomie.

Cele niezależne od zubożenia lub wzbogacenia mieszanki paliwowej:

- zmniejszanie zawartości SO_x w gazach odlotowych dla obiektów bez (lub z niską wydajnością) systemu odsiarczania gazów odlotowych (FGD), lub

- zwiększenie zawartości SO_x w gazach odlotowych dla efektywnych operacyjnie elektrofiltrów (ESP) (odporność na popiół)

Węgiel brunatny jest zazwyczaj przynoszony ze składowiska za pośrednictwem przenośników taśmowych (zwykle umieszczonych pod dachem) do kruszarni, gdzie jego rozmiar jest zmniejszany w młynach młotowych i dwóch rozdrabniaczach rolkowych na kawałki o wielkości 80-40 mm lub mniejszej. Pokruszony węgiel brunatny jest następnie przenośnikami taśmowymi transportowany do węglowni kotłów. Zazwyczaj każdy kocioł posiada sześć do ośmiu węglowni. Wilgotność węgla brunatnego na tym etapie wynosi 30-70%, dlatego podczas transportu i kruszenia emitowane są tylko nieznaczne ilości pyłu brunatnego, z wyjątkiem miejsc przenoszenia, gdzie z powodu przeciągów w powietrzu może powstać pył z węgla brunatnego, ale dzieje się tak tylko lokalnie i nawet wtedy tylko w ograniczonym zakresie. Aby zapewnić zdrowe warunki pracy w węglowni, kruszarni oraz w systemach transportu węgla brunatnego, niezbędne środki to na przykład instalacja systemów odpylania z zasysaniem powietrza w punktach przenoszenia z zastosowaniem zamkniętych przenośników taśmowych. Powietrze jest oczyszczane w filtrach workowych, aby utrzymać stężenie pyłu wewnątrz budynków poniżej maksymalnego dopuszczalnego stężenia w warunkach pracy.

Przygotowanie surowca do spalania pyłu węglowego

Surowy węgiel zazwyczaj musi być odpowiednio przygotowany do bezpiecznego, ekonomicznego i wydajnego wykorzystania w systemie spalania pyłu węglowego. We wszystkich systemach mielenia węgla, paliwo stałe jest suszone, kruszone, klasyfikowane, a następnie transportowane do kotłów.

Aby zmniejszyć zawartość wilgoci, surowy węgiel można wysuszyć wewnątrz młyna węglowego. Suszenie wstępne, stosowane w niektórych zakładach opalania węglem brunatnym lub półbitumicznym, jest mniej powszechne w obiektach na węgiel kamienny.

Wiele młynów zaprojektowano tak, aby małe, nieorganiczne lub metaliczne materiały, nie wpływały na nie niekorzystnie, lub tak, żeby je odrzucały. Jednak separator magnetyczny można również zainstalować w systemie transportowym surowego węgla w celu usunięcia większych metalowych przedmiotów. Jeżeli nie zostanie to zrobione, obiekty te mogą uszkodzić taśmociąg lub podajnik pyłu węglowego a także mogą utrudnić przepływ węgla.

Właściwy dobór wielkości drobin pyłu węglowego ma istotny wpływ na działanie i ekonomikę systemu pieca. Dokładne mielenie jest konieczne, aby zapewnić szybki zapłon oraz całkowite spalanie węgla kamiennego/brunatnego w celu uzyskania maksymalnej efektywności a także minimalizacji popiołu i osadów cząstek stałych na powierzchniach wymienników ciepła. Jednakże poziom rozdrobnienia jest wprost proporcjonalny do kosztów rozdrobnienia i dlatego jest to często kompromis pomiędzy kosztami a korzyściami operacyjnymi i środowiskowymi. Zmiany w rozkładzie wielkości cząstek, a tym samym szybkości spalania w istniejących palnikach mogą również mieć wpływ na emisje NO_x. Mielenie węgla jest obecnie prowadzone w młynach kulowych, misowych, bijakowych, wentylatorowych lub w młynach walcowych i obrotowych.

Tabela 5.4: Rodzaje młynów wykorzystujących różne gatunki węgla

Jakość węgla	Młyny kulowo-obrotowe	Młyny misowe	Młyny kulowe
Antracyt o niskiej zawartości substancji lotnych			■
Antracyt o wysokiej zawartości substancji lotnych	■	■	■
Węgiel bitumiczny o niskiej zawartości substancji lotnych	■	■	■
Węgiel bitumiczny o wysokiej zawartości substancji lotnych	■	■	■
Źródło: [123, Eurelectric 2001]			

Opracowano kilka metod dostarczania i wypalania węgla, w tym system bezpośredniego spalania oraz system z magazynowaniem (pośredni). W systemie bezpośredniego spalania zmielony węgiel jest przynoszony przez gaz lub strumień powietrza z młyna poprzez rury transportowe bezpośrednio do palników. W pośrednim systemie spalania zmielony węgiel jest odprowadzany do pętli transportowej wyposażonej w wentylator o wysokiej wydajności. Zmielony węgiel najpierw przechodzi przez klasyfikator, w którym grube cząstki są kierowane z powrotem do młyna, a następnie jest gromadzony w cyklonach zasilających magazyn. Dynamiczne klasyfikatory stosowane są w celu uzyskania optymalnego rozkładu wielkości cząstek dla obiektów z tzw. spalaniem pionowym, używających pół-antracytów o niskiej zawartości substancji lotnych. System bezpośredniego spalania jest najczęściej stosowany w obiektach energetycznego spalania opalanych pyłem węglowym.

Przygotowywanie wsadu do pyłowego spalania węgla brunatnego

Węgiel brunatny jest doprowadzany z węglowni do młynów za pomocą zamkniętych systemów transportowych. Młyny są zaprojektowane specjalnie (np. młyn wentylatorowy z kołem mielącym) do rodzaju wykorzystywanego lokalnie paliwa. Ich zadaniem jest: mielenie, suszenie a następnie transport paliwa do komory spalania. Mielenie węgla brunatnego odbywa się w obecności gorących gazów odlotowych, odprowadzanych z górnej części pieca poprzez kanały recyrkulacji. Cząstki węgla brunatnego są zazwyczaj wielkości 90 µm (około 60% przechodzi przez ekran 70-oczkowy). Ciepło gazów odlotowych zmniejsza zawartość wilgoci w węglu brunatnym z 30-70% do 10-20%, tj. do wymaganego poziomu dla optymalnych warunków spalania. Finalnie mieszanina pyłu węglowego, gazów odlotowych oraz resztek wilgoci doprowadzana jest do palników kotła. Mieszanina ta może również zawierać powietrze i/lub zimne gazy odlotowe, doprowadzane do młynów w celu regulacji ich temperatury.

W przypadku węgla brunatnego o wysokiej wilgotności dodatkowo separator, w którym opary wilgoci są oddzielane i kierowane do palnika parowego, wbudowany jest w kanale doprowadzającym paliwo pyłowe; stosuje się typ młyna z kołem mielącym.

Przygotowywanie paliwa do spalania w złożu fluidalnym (FBC)

Spalanie w złożu fluidalnym wymaga w większości przypadków rozdrobnionych paliw stałych. W zależności od właściwości paliwa pożądane są ziarna o rozmiarach od 3 do 20 mm. Przygotowane paliwo przenoszone jest bezpośrednio do złoża fluidalnego w komorze spalania, gdzie średnia wielkość cząstek wynosi 1000 µm dla spalania w pęcherzykowym złożu fluidalnym (BFBC) lub 100-1000 µm dla spalania w cyrkulacyjnym złożu fluidalnym (CFBC).

Przygotowywanie paliwa do spalania na ruszcie (GF)

W przypadku spalania na ruszcie potrzebne jest zazwyczaj jedynie ograniczone przygotowanie paliwa. Duże kawałki węgla mogą być rozdrabniane w celu dostarczenia na ruszt w komorze spalania mniej lub bardziej jednorodnych rozmiarowo cząstek. Maksymalna wielkość cząstek paliwa często jest określana przez systemy podawania do komory spalania oraz zależy od parametrów technicznych rusztu.

Przygotowywania paliwa do usuwania rtęci

Oczyszczanie węgla jest jedną z metod usuwania rtęci przed jego spaleniem. Istnieje wiele rodzajów procesów oczyszczania, wszystkie opierają się na zasadzie, że węgiel ma gęstość mniejszą niż zawarta w nim lub w niego wtopiona siarka pirytowa, skała, glina lub inne zanieczyszczenia tworzące popiół.

5.1.1.3 Efektywność energetyczna kotłów LCP opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym

W przypadku nowych kotłów na paliwo stałe, obecnie rejestrowane są projekty kotłów o poziomie sprawności energetycznej około 85-95% (LHV). Główne straty związane są z ciepłem odpadowym gazów odlotowych w kominie, niespalonym węglem, ciepłem odpadowym popiołu oraz stratami promieniowania. Wpływ paliwa jest istotny, np. dla kotłów o identycznej wydajności (taka sama temperatura otoczenia oraz gazów odlotowych, takie same nadwyżki powietrza itp.), uzyskiwane są różne sprawności energetyczne w zależności od rodzaju paliwa (bazując na LHV):

- międzynarodowy węgiel bitumiczny: do 95% sprawności;
- węgiel brunatny: 91% sprawności;
- węgiel brunatny niskiej jakości: 85% sprawności.

Techniki zwiększające efektywność energetyczną kotłów opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym

Efektywność energetyczna kotła opalanego węglem kamiennym i/lub brunatnym jest ściśle związana z naturą paliwa oraz temperaturą otaczającego powietrza. Możliwa jest jednak optymalizacja niektórych parametrów:

- **Niespalony popiół węglowy.** Optymalizacja procesu spalania prowadzi do ograniczenia ilości niespalonego popiołu węglowego. Należy zauważyć, że technologie redukcji emisji NO_x poprzez modyfikację procesu spalania wykazują tendencję do zwiększania ilości niespalonego węgla. Celem jest osiągnięcie takiego wypalania, aby uzyskać optymalną wydajność lub wykorzystanie paliwa. Jednakże, w zależności od właściwości technicznych oraz charakterystyki paliwa, np. spalając węgiel antracytowy, można mieć do czynienia z większą ilością niespalonych popiołów węglowych.
- **Nadmiar powietrza.** Ilość nadmiarowego powietrza zależy od typu kotła oraz natury paliwa. Typowo, od 15 do 20% nadmiarowego powietrza obecne jest w opalonym pyłem węglowym kotle z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu. Aby zachować jakość spalania (CO i niespalone formacje węgla) oraz integralność kotła (wyciek powietrza) a także aby uniknąć ryzyka korozji i innych niebezpieczeństw (ryzyko skoków termicznych w kotle), często nie jest możliwe dalsze zmniejszenie nadmiaru powietrza
- **Temperatura gazów odlotowych.** Temperatura gazów odlotowych opuszczających kocioł tradycyjnie mieści się w granicach od 120 do 180 °C tak, aby uniknąć ryzyka korozji kwasowej na skutek kondensacji kwasu siarkowego. W przypadku obiektów opalanych węglem brunatnym efekt korozji może wystąpić w temperaturze niższej jak 160 °C. Niektóre konstrukcje zawierają układ odzysku ciepła z gazów odlotowych do wtórnego wstępnego podgrzewania lub podgrzewania kondensacyjnego tak, aby obniżyć temperaturę tych gazów nawet poniżej 100 °C, jednak wymaga to zastosowania specjalnych okładzin lub materiałów dla kanałów odprowadzających, grzejników oraz komina.

5.1.1.4 Ograniczanie emisji do powietrza z obiektów LCP opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym

W celu kontrolowania emisji NO_x wykorzystuje się specjalne palniki o niskim poziomie NO_x i/lub inne popularne techniki redukcji emisji NO_x . Jeżeli środki te są niewystarczające można zastosować selektywną redukcję katalityczną (SCR) lub selektywną redukcję niekatalityczną (SNCR) z zastosowaniem mocznika lub amoniaku, lub też kombinację tych technik w celu usunięcia NO_x z gazów odlotowych.

Odsiarczanie gazów odlotowych uzyskiwane jest zazwyczaj za pomocą skruberów umieszczonych pomiędzy wytwornicą pary a kominem. W przypadku spalania w złożu fluidalnym odsiarczanie najlepiej osiąga się bezpośrednio w złożu np. poprzez dodanie do niego węgla wapnia. W tym przypadku dodatkowy, końcowy system odsiarczania nie jest już zazwyczaj potrzebny.

Najstarszą stosowaną metodą ochrony środowiska w konwencjonalnych obiektach energetycznego spalania jest usuwanie popiołu oraz zwęglonych cząsteczek. Najczęściej stosuje się do tego elektrofiltr (ESP). Filtry workowe również są często używane.

5.1.1.4.1 Ograniczanie emisji ze spalania paliwa pyłowego

Wstępna obróbka paliwa

Pierwszym krokiem w celu zminimalizowania emisji może być uzdatnienie surowca wykorzystywanego jako paliwo, na przykład za pomocą:

- mieszania węgla o różnych właściwościach oraz pochodzących z wielu krajów;
- stosowania węgla wysokiej jakości, w odniesieniu do jego: wysokiej wartości opałowej, niskiej zawartości wody, niskiej zawartości popiołu, niskiej zawartości siarki, rtęci, chlorków i fluorków;
- mycia/czyszczenia węgla;

- zgazowania węgla;
- homogenizacji węgla w celu zapewnienia standardowej jakości paliwa przed jego spalaniem.

Zmiana paliwa/wybór

Wybór lub przejście na paliwa kopalne o niższej zawartości związków potencjalnie generujących zanieczyszczenia może prowadzić do znacznego zmniejszenia zanieczyszczeń pochodzących z instalacji spalania. Technika ta jest szeroko stosowana. Możliwości zmiany paliwa ograniczone są jednak pewnymi restrykcjami w zakresie przystosowania konkretnych instalacji spalania do wykorzystania różnych paliw, a czasem także przez umowy długoterminowe pomiędzy producentami energii a dostawcami paliwa. W przypadku elektrowni opalanych węglem brunatnym możliwość zmiany rodzaju paliwa jest czasami ograniczona również jakością dostępnych złóż w pobliskich jej kopalniach. Generalnie zdolność dostosowywania zależy od zainstalowanych palników i zwykle możliwe jest przełączenie z jednego rodzaju węgla na inny, o lepszym profilu środowiskowym (tj. o niskiej zawartości siarki oraz niskiej zawartości substancji lotnych), lub z węgla na olej opałowy, w oparciu o już zainstalowane palniki. Przejście z węgla na gaz wymaga jednak zazwyczaj wymiany palników oraz modyfikacji wymienników ciepła. Jakakolwiek poprawa w zakresie redukcji emisji zależy od parametrów początkowo używanego paliwa oraz nowego typu paliwa [132, Rentz i inni, 1999]. Należy rozważyć jednak ewentualne negatywne skutki wszelkich emisji z nowych gatunków węgla np. słabszą wydajność elektrofiltru (ESP) spowodowaną zmniejszoną zawartością siarki lub słabszą wydajność palnika o niskim NO_x spowodowaną węglami o wysokiej zawartości substancji lotnych.

Redukcja emisji pyłów

W pyłowym spalaniu węgla większość popiołu odprowadzana jest z komory spalania razem z gazem odlotowym. Tylko niewielka jego ilość (< 20%) gromadzona jest jako popiół denny w kotłach z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu; 80% opuszcza piec jako popiół lotny i właśnie ten popiół musi być gromadzony w urządzeniach redukujących pył, takich jak ESP lub filtr workowy.

W kotłach z odprowadzaniem żużla w stanie ciekłym popiół ulega upłynnieniu wskutek wysokiej temperatury spalania. Płynny popiół gromadzi się grawitacyjnie przy kranie odprowadzania żużla. Nawet przy dużej prędkości przepływu gazu większość popiołu jest ekstrahowana jako żużel. W tym typie pieca często stosuje się recyrkulację lotnego popiołu tak, aby wyekstrahować jako żużel prawie cały popiół.

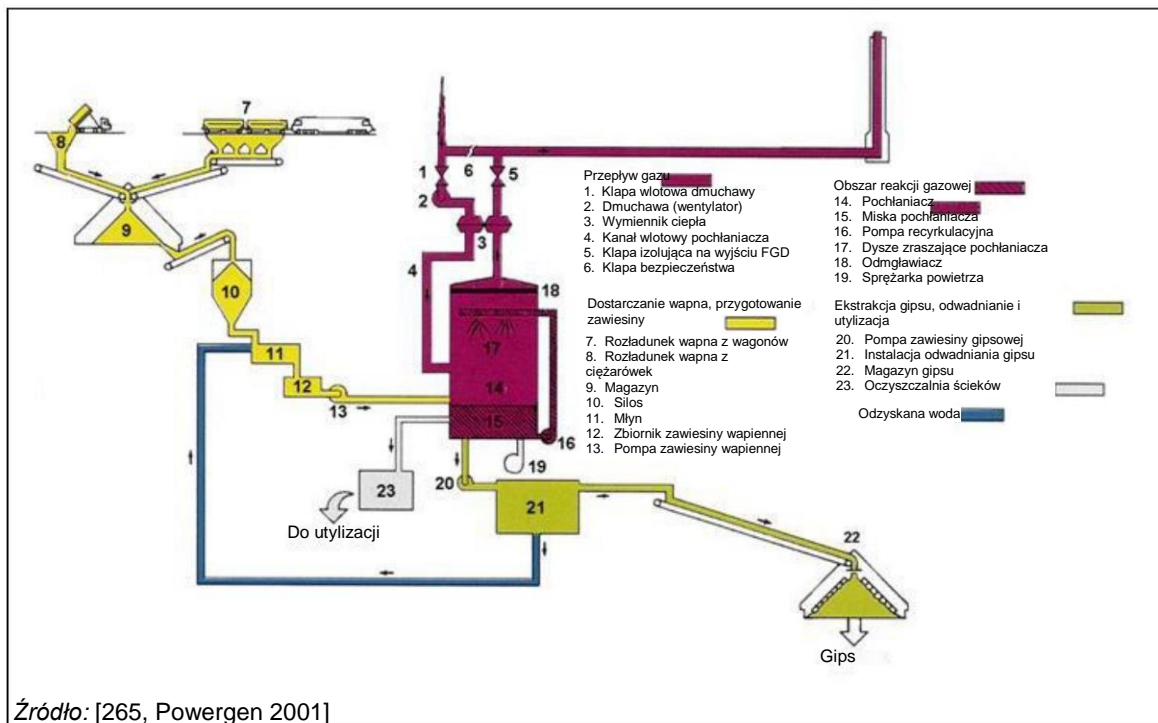
Wśród technik usuwania pyłu, ESP jest (jak dotąd) najczęściej stosowaną w Europie metodą w obiektach energetycznego spalania wykorzystujących węgiel kamienny lub brunatny. Filtry workowe są również często stosowane. ESP zbierają popiół lotny, zwykle w postaci suchej, który następnie może być poddany recyklingowi w celu wykorzystania go w budownictwie drogowym lub do wytworzenia produktów takich jak cement czy beton, lub do celów renowacji terenów kopalni odkrywkowych, w ostateczności może on być składowany. Paliwa mogą pochodzić z różnych źródeł na świecie, a techniki ESP, w tym czasami system przerywanego zasilania energią o wysokim napięciu, mogą reagować na różne jakości paliwa, w tym te o niższej zawartości siarki. Przyszły rozwój związany jest z osiąganiem wysokich napięć, co pozwoli zmniejszyć zużycie energii elektrycznej przez ESP.

Cyklony są rzadko używane do usuwania pyłu w dużych zakładach energetycznego spalania (LCP). Niektóre zakłady z wstępną ekstrakcją pyłu za pomocą odpylaczy pyłowych (cyklonów), przed ESP, eksploatowane są w Europie.

redukcja emisji tlenków siarki SO_x

W celu zmniejszenia emisji SO_x z obiektów energetycznego spalania opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym, stosuje się obecnie prawie wszystkie techniki do odsiarczania gazów odlotowych opisane w rozdziale 3. Stosowane techniki zależą od wielu czynników specyficznych dla zakładu i miejsca, takich jak jego lokalizacja, pojemność cieplna, współczynnik obciążenia, a także od jakości paliwa oraz popiołu.

Suche i półsuche techniki są (generalnie) powszechnie stosowane w mniejszych zakładach (moc termiczna < 100 MW_{th}), podczas gdy mokre odsiarczanie gazów odlotowych (FGD) jest dominującą techniką stosowaną w zakładach większych (> 300 MW_{th}). Wieże absorpcyjne (pochłaniające) projektowane są jako zraszające, z materiałem wypełniającym lub z podwójną pętlą. Przykład dużego brytyjskiego obiektu opalanego węglem z techniką mokrego FGD używającego wieży zraszającej przedstawiono na rysunku 5.7.



Źródło: [265, Powergen 2001]

Rysunek 5.7: Mokra technika FGD z użyciem wieży zraszającej

Ze względu na ograniczenia lokalizacyjne tylko kilka obiektów energetycznego spalania w Europie, położonych w pobliżu wybrzeża, zastosowało systemy oczyszczania wodą morską w celu zmniejszenia emisji NO_x . Jeden obiekt energetycznego spalania opalany węglem zastosował kontaktowy proces odsiarczania z tlenków siarki i niszczenia tlenków siarki z użyciem katalizatora DeSONO_x (DeSONO_x - kontaktowy proces odsiarczania z tlenków siarki i niszczenia tlenków siarki z użyciem katalizatora).

Redukcja emisji tlenków azotu NO_x

Podobnie jak w przypadku zmniejszania emisji SO_x w gazach odlotowych, w kotłach opalanych węglem, stosuje się obecnie prawie wszystkie techniki denitryfikacji opisane w rozdziale 3 (tj. techniki pierwotne i wtórne, a nawet w kilku przypadkach oba rodzaje wymienionych technik).

W węglu brunatnym, gdzie temperatury spalania są niższe a wilgotność gazów odlotowych wyższa w porównaniu z węglem kamiennym, formacje NO_x są stosunkowo małe. Z tego powodu w europejskich LCP opalanych węglem brunatnym stosowano do tej pory jedynie podstawowe techniki redukcji emisji NO_x . Jednakże technika selektywnej redukcji katalitycznej (SCR) została ostatnio zastosowana w kilku opalanych węglem brunatnym elektrowniach w USA oraz budowanych właśnie w Słowenii.

Kilka technik redukcji emisji NO_x zostało opisanych poniżej.

Niski nadmiar powietrza: technika ta daje lepsze rezultaty dla: kotłów z odprowadzaniem żużla w stanie ciekłym niż dla kotłów z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu, kotłów z opalaniem ściennym niż dla kotłów z opalaniem stycznym, kotłów opalanych węglem kamiennym niż dla kotłów opalanych węglem brunatnym.

Recykulacja gazów odlotowych: technika ta nie jest zbyt często używana w kotłach opalanych węglem za wyjątkiem kotłów z odprowadzaniem żużla w stanie ciekłym. Dla kotłów opalanych węglem kamiennym redukcja emisji NO_x przy użyciu tej techniki osiąga maksymalnie 15-20%. Technika ta jest stosowana wyłącznie w kotłach opalanych węglem brunatnym do recykulacji gazów odlotowych dla celów mielenia wymienionego węgla. W tym przypadku ekstrakcja gazu odlotowego ma celu osuszenie węgla brunatnego, a więc jej podstawowym zadaniem nie jest redukcja emisji NO_x , chociaż porównując piece węglowe ciągle pozostaje jednym z elementów generalnie redukujących emisję tlenków azotu. Za pomocą dodatkowej zimnej recykulacji gazów odlotowych w młynach węgla brunatnego zawartość NO_x może być zredukowana; dodatkowo można zredukować powstawanie żużla dla popiołów o niskiej temperaturze topnienia. Technika ta może również pomóc w kontrolowaniu temperatury pary w instalacji zakładu.

Podawanie powietrza wtórnego (OFA): technika ta jest najczęściej używaną podstawową techniką w kotłach opalanych węglem, często w kombinacji z palnikami o niskiej emisji NO_x (LNB). Dzięki nowoczesnym konstrukcjom OFA (zoptymalizowana konstrukcja dyszy, odseparowany i wirujący przepływ powietrza) w kotłach z opalaniem ściennym lub z opalaniem stycznym można uzyskać redukcję NO_x rzędu 40-50%. OFA jest szczególnie efektywną techniką redukcji NO_x w kotłach z opalaniem stycznym, gdzie może być zrealizowana jako "blisko sprzężona OFA" (to znaczy z dodatkiem portów OFA tuż powyżej najwyższego rzędu palników). Inną opcją jest "separowane OFA" (to jest z dodatkiem odseparowanych od palników portów OFA powyżej głównej strefy spalania). Ostatnie osiągnięcia tej techniki, zwane BOFA (wzmocnione OFA) oraz ROFA (stopniowane OFA) znalazły zastosowanie w obiektach opalanych węglem kamiennym w Wielkiej Brytanii, Polsce oraz innych krajach europejskich. Brak jest referencji dla kotłów opalanych węglem brunatnym i/lub kotłów z opalaniem stycznym. Technika ta wykorzystuje dodatkowy wentylator do zwiększenia prędkości OFA wchodzącego do pieca, umożliwiając w ten sposób większy stopień elastyczności między redukcją NO_x a ilością zwęgleń.

Palniki o niskiej emisji NO_x (LNBs): w przypadku kotłów opalanych węglem najczęściej stosuje się palniki o stopniowanym podawaniu powietrza lub o stopniowanym podawaniu paliwa, z redukcją emisji NO_x odpowiednio 25-35% oraz 50-60%. Palniki o niskiej emisji NO_x są najczęściej stosowaną metodą używaną do redukcji tlenków siarki w nowych oraz już pracujących kotłach opalanych węglem, zazwyczaj w kombinacji z OFA. Jest to dojrzała technologia dostępna w wielu odmianach u różnych dostawców na całym świecie, często dostosowana do typu i rozmiaru kotła. LNBs są często używane, specjalnie w kotłach o opalaniu stycznym, w kombinacji z różnymi technologiami OFA i razem z wtryskiwaczami przechylowymi lub na pył węglowy.

Dopalanie w kotłach opalanych węglem: technika ta jest realizowana za pomocą węgla lub znacznie częściej za pomocą gazu ziemnego jako dopalaczy. Dopalanie jest łatwiejsze do zastosowania w nowo budowanych elektrowniach, ale z powodzeniem znalazło również zastosowanie w już istniejących zakładach.

Gaz dopalający został zastosowany w USA w wielu kotłach z opalaniem ściennym, stycznym lub cyklonowym (od 33 MW_e do 600 MW_e). Technika gazu dopalającego została zainstalowana tylko w zakładach już wyposażonych w palniki o niskiej emisji NO_x i/lub z OFA.

Zaawansowana technika dopalania gazu (AGR) łącząca regularne dopalanie gazu z wtryskiem czynnika azotowego (amoniak lub mocznik, patrz technika SNCR poniżej) została zastosowana w jednym kotle opalonym węglem. Ta obiecująca metoda zakłada redukcję NO_x aż do 85% wartości początkowej, ale nie zostało to jeszcze udowodnione. Ze względu na osiągnięte przez techniki BOFA/ROFA (patrz wyżej) rezultaty dopalanie nie znalazło szerokiego zastosowania.

Selektywna redukcja niekatalityczna (SNCR) oraz selektywna redukcja katalityczna (SCR): są to drugie pod względem popularności techniki szeroko zastosowane w opalanych węglem obiektach energetycznego spalania. W Europie SCR jest stosowana głównie w Austrii, Niemczech, Włoszech, Danii, Francji i Holandii. Poza Europą stosowana jest głównie w Japonii i USA. Technika SCR ma udokumentowane sukcesy w przypadku obiektów energetycznego spalania na węgiel kamienny, ale, jak dotąd, nie została szeroko zastosowana w zakładach opalanych węglem brunatnym, gdyż podniesione zostały obawy związane z dezaktywacją lub możliwością uszkodzenia katalizatora ze względu na charakterystykę popiołu. Jednakże technika SCR jest z powodzeniem stosowana w kilku zakładach na świecie opalanych węglem brunatnym. Charakterystyka paliwa dyktuje rodzaj katalizatora oraz projekt systemu, a kluczowa kwestia dotycząca projektowania SCR przy spalaniu węgla brunatnego uwzględnia jego heterogeniczną jakość oraz wysoką zawartość: popiołów, krzemionki lub tlenku glinu, siarki, wapna, sodu oraz potasu. Spalanie węgla brunatnego jest ogólnie przeprowadzane w wystarczająco niskiej temperaturze pieca, aby osiągnąć emisje rzędu 200 mg/Nm^3 lub nawet niższe, bez potrzeby stosowania SCR, jeśli stosowane i łączone są inne podstawowe techniki. Emisja NO_x rzędu 80 mg/Nm^3 została osiągnięta w zakładzie opalonym węglem brunatnym w USA, który został niedawno zmodernizowany wraz z zainstalowaniem SCR.

5.1.1.4.2 Ograniczanie emisji ze spalania w złożu fluidalnym

W systemach ze złożem fluidalnym paliwo jest grubo mielone. W systemach ze spalaniem w cyrkulacyjnym złożu fluidalnym (CFBC) strefa złoża jest zwiększana poprzez wyższe prędkości przepływu powietrza a popiół (nieodczuwany w tym typie spalania) musi być re-cyrkulowany w cyklonie w celu odzyskiwania gruboziarnistych cząstek, będącym integralną częścią CFBC.

Redukcja emisji pyłów

W celu redukcji emisji pyłów przy spalaniu w złożu fluidalnym stosuje się obecnie połączone techniki ESP oraz filtrów workowych.

Redukcja emisji SO_x

Kotły FBC mogą osiągać wydajność redukcji emisji SO_x w zakresie 80-90% w przypadku kotłów o spalaniu w pęcherzykowym złożu fluidalnym (BFBC) i ponad 90-95% w kotłach o spalaniu w cyrkulacyjnym złożu fluidalnym (CFBC), w zależności od zawartości siarki w paliwie. Wapno lub wapień dodawane jest bezpośrednio do paliwa i wtryskiwane do złoża fluidalnego. Dodatki te wspierają naturalną zdolność popiołów alkalicznych do wychwytywania SO_x. Dobre odsiarczenie uzyskuje się przez dodanie wapienia o stosunku Ca/S 1,5 do 3,5. Oprócz stosunku Ca/S, temperatura złoża odgrywa również ważną rolę w zapewnieniu skutecznej redukcji SO₂. Ponieważ proces wypalania zaczyna się w temperaturze około 700 °C i ulega poprawie wraz ze wzrostem temperatury najkorzystniejsze połączenie wypalania i zasiarczania następuje w temperaturze 840 °C. System jest prosty w obsłudze ponieważ dostarczanie sorbentu oraz usuwanie produktu reakcji włączone jest do procesu spalania.

Aby osiągnąć więcej niż 90% absorpcji SO_x masa wodorotlenku wapnia w złożu musi przekraczać warunki stechiometryczne. Przedawkowanie to powoduje wzrost emisji NO_x, zwłaszcza w kotłach CFBC, ponieważ tlenek wapnia CaO katalizuje reakcje związków azotu. Jednakże, dopóki koncentracja SO_x jest bardzo niska, nie następuje zbyt duży wzrost NO_x.

Wtrysk sorbentu do kotła FBC jest tanią metodą wychwytywania siarki. Koszty inwestycji są niskie, ponieważ odsiarczenie włączone jest do procesu spalania, a oddzielne wyposażenie reaktora nie zawsze jest potrzebne. Drugorzędne techniki odsiarczania nie są jeszcze zbyt częste, ale były już sporadycznie używane w kilku zakładach FBC.

Największe koszty eksploatacyjne związane są ze zużyciem sorbentu oraz problemami związanymi z pozostałościami spalania. Produktem ubocznym spalania w złożu fluidalnym jest mieszanina popiołu, CaSO₄, niespalonego paliwa oraz resztek sorbentu, który nie uległ sorpcji. Do osiągnięcia wystarczającej absorpcji SO_x potrzebne są stosunkowo duże ilości sorbentu; w ten sposób objętość odpadów stałych z kotła FBC jest również duża. Do tej pory utylizacja na składowiskach odpadów jest najczęstszym sposobem rozwiązywania problemu z obsługą popiołu z kotła FBC w elektrowniach. Ponadto popiół ten może być używany do celów budowlanych, takich jak podłoże drogowe lub wypełnienie strukturalne, pod warunkiem, że nie ma w nim zbyt dużo wapna.

Zwiększona ilość pyłu może spowodować konieczność rozbudowy osadnika pyłowego.

Redukcja emisji NO_x

Niska temperatura spalania (między 850 °C a 950 °C) systemów spalania w złożu fluidalnym jest korzystna dla tłumienia emisji NO_x. Jednakże kotły FBC mogą generować znaczną część emisji azotu w postaci N₂O, który ma duży potencjał globalnego ocieplenia. Inne techniki, takie jak SNCR też są stosowane w niektórych zakładach. Jednak dodanie wapienia w celu poprawy odsiarczania sprzyja także konwersji NH₃ na NO_x wskutek katalizy z wapnem które nie uległo sorpcji. Oznacza to, że im więcej wapna (do kontroli SO_x) jest dodawane do złoża fluidalnego, tym więcej NO_x powstanie.

Różne rodzaje spalania w złożu fluidalnym, zazwyczaj spalanie w pęcherzykowym złożu fluidalnym (BFBC), są używane w mniejszych LCP i mają tendencję do wyższych emisji NO_x.

5.1.1.4.3 Ograniczanie emisji z opalania rusztowego

Podczas spalania węgla kamiennego lub brunatnego w systemach rusztowych większość popiołu pozostaje na ruszcie i jest gromadzona jako popiół denny. Tylko niewielka ilość popiołu opuszcza piec w postaci lotnej i jest gromadzona w systemach redukujących zapalenie.

Redukcja emisji pyłów

Do redukcji emisji pyłu w obiektach energetycznego spalania typu rusztowego zarówno technika ESP jak i filtry workowe są obecnie stosowane.

Redukcja emisji SO_x

Przy spalaniu na ruszcie, które jest głównie stosowane w mniejszych (< 100 MW_{th}) przemysłowych obiektach energetycznego spalania stosuje się najczęściej paliwo o niskiej zawartości siarki w celu kontroli emisji NO_x. Ponieważ temperatura spalania waha się od 850 °C do 950 °C, dodatki takie jak wapno lub wapień mogą być również dodawane bezpośrednio do paliwa w celu wychwytywania SO_x. Dodatki te wspierają naturalną zdolność popiołów alkalicznych do wychwytywania SO_x. CaSO₃ staje się niestabilny w temperaturze powyżej 850 °C, a CaO i SO_x współistnieją w równowadze chemicznej. Z tego też powodu spalanie na ruszcie nie jest tak skuteczne przy redukcji emisji SO_x jak spalanie w złożu fluidalnym.

Redukcja emisji NO_x

Niskie temperatury spalania w systemach rusztowych są korzystne przy ograniczaniu emisji NO_x. Systemy rusztowe (bez dodatkowych technik kontrolnych) emitują około 450 mg/Nm³ NO_x, a więc znacznie mniej niż w przypadku niekontrolowanego spalania pyłu węglowego w obiektach energetycznego spalania. Dodatkowo, w celu redukcji emisji NO_x, stosuje się czasami powietrze wtórne. Technika SNCR może być również stosowana w systemach spalania rusztowego, ale nie zawsze jest ona konieczna ze względu na niski poziom emisji NO_x generowany w procesie spalania.

5.1.1.4.4 Ograniczanie emisji rtęci (Hg) z obiektów LCP opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym

W większości przypadków w Europie nie stosowano specyficznych dla Hg systemów do jej usuwania w obiektach energetycznego spalania, używających węgla kamiennego lub brunatnego. Rzeczywiście, filtry workowe oraz technika ESP a także mokre skrubery, przeznaczone do usuwania odpowiednio pyłu i SO_x, HCL oraz HF, zapewniają dodatkowe korzyści uboczne, usuwając również emisje Hg.

Należy jednak zauważyć, że w ostatnich latach wprowadzono systemy kontroli rtęci w wielu amerykańskich zakładach, w tym systemy niespecyficzne (tak samo jak w Europie) jak i specyficzne.

Redukcja emisji w przypadku niespecyficznych dla Hg urządzeń do oczyszczania gazów odlotowych oparta jest na właściwościach rtęci które są różne w zależności od jej specjacji:

- Zarówno pierwiastek rtęci w postaci gazowej (Hg⁰), jak i utleniona rtęć w postaci gazowej (Hg²⁺) znajdują się w temperaturach parowej fazy oczyszczania gazów odlotowych. Hg⁰ jest słabo rozpuszczalny w wodzie i zwykle nie można go wychwycić w skrubkach mokrych. Dominujące związki Hg²⁺ w węglowym gazie odlotowym są słabo do silnie rozpuszczalne, a bardziej rozpuszczalne ich rodzaje można zazwyczaj wychwycić w mokrych skrubkach FGD.
- Cząstki rtęci Hg⁰ związanej z pyłem są dołączone do ciał stałych, które mogą być łatwo wychwytywane w ESP lub workach filtrowych. [266, EKG ONZ 2002]

Wychwytywanie natywne (tj. wychwytywanie rtęci bez dodatkowych technik specyficznych dla rtęci, takich jak węgiel aktywny lub sorbenty) zależy od zawartości halogenków w węglu oraz od niespalonej ilości węgla w popiele lotnym, które to przyczyniają się do wyższych poziomów utlenionej i rozdrobnionej rtęci, łatwiejszych, niż pierwiastki rtęci, do wychwycenia w istniejących urządzeniach kontrolujących zanieczyszczenie powietrza. Zawartość halogenków w paliwie oraz ilość niespalonego węgla w popiele lotnym może być wyższa w węglach bitumicznych niż w przypadku węgla półbitumicznych lub węgla brunatnego.

Wydajność usuwania w niespecyficznych dla Hg technikach różni się znacząco w zależności od rodzaju spalanego węgla oraz konkretnej konfiguracji techniki kontrolnej. Przedstawione jest to w tabeli 5.5, która zobrazowuje wyniki amerykańskich badań egzaminujących dodatkowe korzyści z zastosowania niespecyficznych dla rtęci technik, zwiększające skuteczność jej usuwania.

W przypadku stosowania technik specyficznych dla rtęci, zarówno Hg^0 , jak i Hg^{2+} są częściowo adsorbowane przez porowate ciała stałe, takie jak lotny popiół, sproszkowany węgiel aktywny lub sorbenty gazowe na bazie wapnia, do późniejszego zbierania w urządzeniu do kontroli pyłu. Alternatywnie, Hg może być wychwycony przez pakiety węgla aktywnego. Hg^{2+} jest zazwyczaj łatwiejszy do wychwycenia przez adsorpcję niż Hg^0 .

Tabela 5.5: Wydajność usuwania rtęci w amerykańskich zakładach energetycznego spalania opalanych węglem, różnych kombinacjach zastosowanych technik.

System	Rodzaj węgla B=Bitumiczny S=Półbitumiczny L=Brunatny	Wychwytywani e natywne (%)	Zakres wychwyty wania	Ilość badanych obiektów	Wpływ na wychwytywanie rtęci
CS-ESP	B S L	29 3 0	0-63 0-18 0-2	4 3 1	Dobre wychwytywanie natywne cząstek-sorbentu-związanej rtęci, lepsze wychwytywanie dla węgla bitumicznego niż węgla niższej jakości.
HS-ESP	B S L	11 0 Brak testów	0-48 0-27	3 4	Niskie wychwytywanie natywne; prawdopodobnie wymaga zastosowania specjalnych sorbentów do wychwytywania rtęci w wysokiej temp.
BF	B S L	89 73 Brak testów	84-93 53-87	2 2	Korzyści wspólne dobre. Pierwiastki rtęci mogą być utleniane w wielkim piecu (BF).
CS-ESP + mokra FGD	B S L	69 16 42	64-74 0-58 21-56	2 3 2	Dobre wychwytywanie w przypadku węgla bitumicznych z powodu obecności rozpuszczalnych cząstek utlenionej rtęci w gazie odlotowym; relatywnie słabsze wychwytywanie w węglach niższej jakości
HS-ESP + mokra FGD	B S L	39 8 Brak testów	6-54 0-42	3 3	Umiarkowane wychwytywanie dla węgla bitumicznych; słabe wychwytywanie dla węgla niższej jakości
BF + skrubler suchy	B S L	Brak testów			Szacuje się bardzo duże wychwytywanie dla węgla bitumicznych; słabsze dla węgla niższej jakości.
BF + mokre FGD	B S L	75 Brak testów Brak testów	62-89	2	Dobre korzyści wspólne wychwytywania dla węgla bitumicznych, pierwiastki rtęci mogą być utleniane w BF oraz wychwytywane w skruberze mokrym
SCR + CS-ESP	Brak testów	Brak testów	Brak testów	Brak testów	Oczekiwane jest dobre wychwytywanie cząstek-sorbentu-związanej rtęci; lepsze w przypadku węgla bitumicznych niż tych gorszej jakości.
SCR + HS-ESP	Brak testów	Brak testów	Brak testów	Brak testów	Oczekiwane jest słabe wychwytywanie.
SCR + CS-ESP + mokre FGD	Brak testów	Brak testów	Brak testów	Brak testów	Oczekiwane dobre wychwytywanie cząstek-sorbentu-związanej rtęci, lepsze dla węgla bitumicznych niż tych gorszej jakości; SCR powoduje tendencję do większego wychwytywania przy węglach bitumicznych poprzez utlenianie pierwiastków rtęci
SCR + Suszarka rozpyłowa + BF	B S L	97 23 17	94-99 0-47 0-96	2 3 2	Bardzo duże wychwytywanie natywne dla węgla bitumicznych; niższe dla węgla gorszej jakości; SCR może je zwiększyć poprzez utlenianie pierwiastków rtęci
SCR + HS-ESP + mokre FGD	Brak testów	Brak testów	Brak testów	Brak testów	Generalnie słabe wychwytywanie cząsteczek związanej rtęci; słabe wychwytywanie wszystkich rodzajów rtęci dla węgla niższej jakości; SCR może je zwiększyć poprzez utlenianie pierwiastków rtęci
SCR + BF + mokre FGD	Brak testów	Brak testów	Brak testów	Brak testów	Oczekuje się wysokiego poziomu wychwytywania rtęci dla wszystkich gatunków węgla; SCR może je zwiększyć poprzez utlenianie pierwiastków rtęci

Uwagi:
 CS-ESP: zimny elektrofiltr. HS-ESP: gorący elektrofiltr. BF: filtr workowy.
 Mokre FGD: mokre odsiarczanie gazów odlotowych. SCR: selektywna redukcja katalityczna.
 Źródło: [56, Srivastava i inni, 2006]

5.1.1.5 Oczyszczanie wody i ścieków

Różne rodzaje ścieków (patrz rozdział 1, sekcja 1.3.3) wytwarzane są podczas eksploatacji obiektów energetycznego spalania opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym. Techniki oczyszczania ścieków opisane w rozdziale 3 (sekcje 3.1.10 oraz 3.2.4) są najczęściej stosowane w zakładach energetycznego spalania opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym.

Zagospodarowanie wody odzyskiwanej ze złóż węgla kamiennego/brunatnego, hałd oraz składowisk produktów ubocznych zasługuje na szczególną uwagę. Przed odprowadzeniem nadmiaru wody należy ją uzdatnić oraz sprawdzić. Mieszanie np. z czystą wodą, aby osiągnąć wymagane parametry jest niedopuszczalne.

5.1.1.6 Oczyszczanie pozostałości po spalaniu

Podczas spalania węgla większość substancji mineralnych jest wychwytywana i usuwana jako materiał stały w różnych miejscach systemu, takich jak młyny węglowe, z dna kotła, w ekonomizerze oczyszczającym gazy odlotowe oraz w kominie. Popiół denny odzyskiwany jest we wszystkich zakładach energetycznego spalania opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym, chociaż procent jego całkowitego odzysku waha się. Ze względu na recykling popiołów lotnych w kotłach z odprowadzaniem żużla w stanie ciekłym, odzysk w postaci granulatu żużlowego wynosi 100%. Tylko w przypadku, gdy pewna ilość niespalonego paliwa znajdzie się w popiele lotnym zostanie ona odzyskana oddzielnie i przechowana w specjalnym silosie. Podczas spalania w cyrkulacyjnym złożu fluidalnym osadnik cykloniczny zwraca do pieca większość popiołu, gdzie bryluje się on z zawartością złoża i jest odzyskiwany jako popiół denny.

W przypadku mokrych systemów FGD na bazie wapna/wapienia odzyskiwany jest gips o określonej strukturze krystalicznej. Jest to niezbędne do oddzielenia gipsu od mniejszych nierozpuszczonych cząstek wapienia oraz osuszenia odzyskanego gipsu. Nadmiernie małe cząstki zwiększają wilgotność tego produktu ubocznego – zwykle o około 10%. Po umyciu tego produktu ubocznego można uzyskać produkt rynkowy wysokiej jakości (porównywalny lub lepszy niż gips naturalny), z tylko śladowymi zanieczyszczeniami wskazującymi paliwo, z którego pochodzi. Gips przechowywany jest zazwyczaj w zamkniętych magazynach (patrz zdjęcia z rys. 5.8). W niektórych zakładach, w czasie modernizacji systemów odsiarczania gazów odlotowych (FGD) gips został dodatkowo osuszony z 10% do 4% a nawet 1%, w celu obniżenia kosztów transportu i podniesienia jakości produktu.



Źródło: [330, UMWELT + TECHNIK 2000]

Rysunek 5.8: Zamknięte magazyny do składowania gipsu

W przypadku, gdy brak jest możliwości rynkowych do natychmiastowego wykorzystania gipsu pochodzący z procesu FGD (gips FGD) może być składowany na zewnątrz w osobnym miejscu, w sposób kontrolowany (bez popiołu lotnego lub popiołów mokrych).

Wypełnianie gruntu gipsem FGD to kolejna opcja. Stwierdzono, że zmieszanie gipsu FGD z popiołem lotnym oraz ściekami pochodzącymi z procesu FGD (ścieki FGD) produkuje mieszanę nazywaną często „utwardzaczem”, która ma lepsze właściwości wypełniające grunt niż zastosowanie każdego z tych składników osobno. Właściwości te to: wytrzymałość mechaniczna, przepuszczalność oraz zdolność do tworzenia odcieku.

Najczęstsze zagospodarowanie pozostałości po spalaniu węgla brunatnego to użycie ich jako materiału renowacyjnego w wyczerpanych kopalniach odkrywkowych. Jednak nadal są one także utylizowane na wysypiskach, w zależności od ich jakości i składu. Popiół lotny jest też bardzo często wykorzystywany jako materiał do wzmacniania przeciążonych zboczy podczas eksploatacji kopalni węgla brunatnego.

"Utwardzacz" ma pożądane właściwości, ponieważ łączy w sobie właściwości pucolanowe popiołu lotnego, a także jego potencjał wiązania metali ciężkich oraz pierwiastków śladowych, z jego właściwościami gipsu. Na kontrolowanych składowiskach odpadów stałych pozostałości z LCP nie obserwuje się zjawisk niekorzystnych dla środowiska.

Pozostałości spalania, takie jak popiół i produkty uboczne procesu FGD, oprócz systemów FGD, zbierane są w różnych innych punktach, takich jak kocioł, kosze odpylające, ESP i filtry workowe. Materiały te są transportowane za pomocą urządzeń hydraulicznych lub mechanicznych i składowane w zamkniętych silosach lub w specjalnie zaprojektowanych budynkach magazynowych, takich jak te używane do składowania gipsu z systemów FGD.

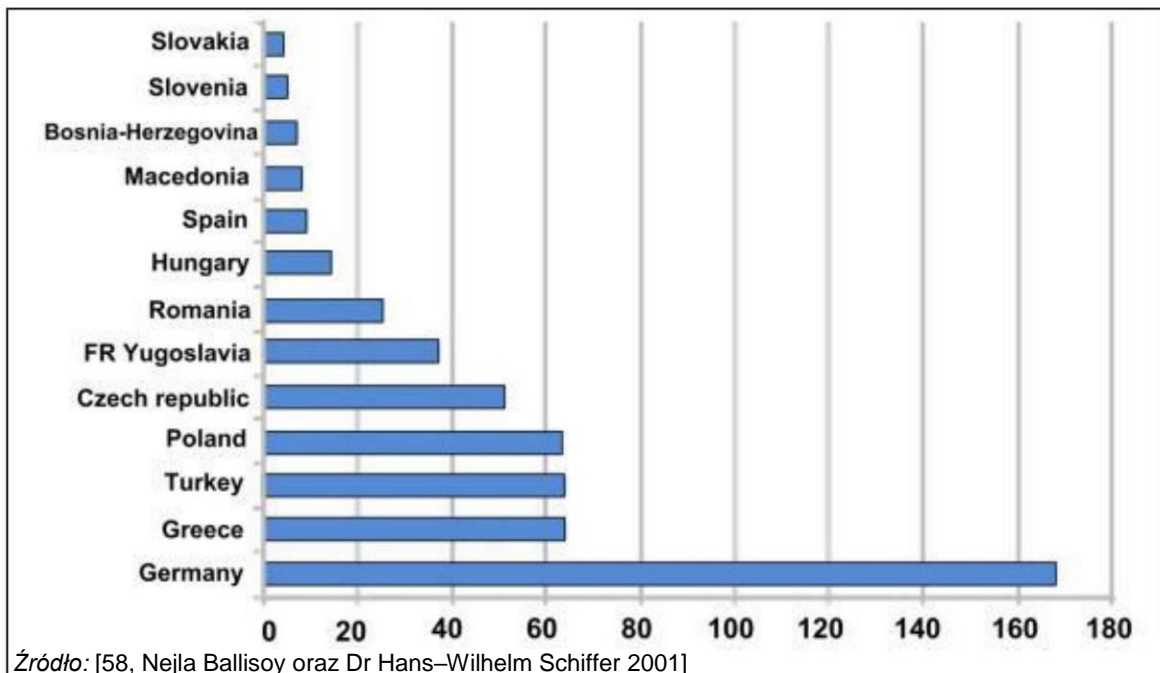
Tabela 5.6 przedstawia podsumowanie możliwych opcji ponownego wykorzystania pozostałości z obiektów energetycznego spalania opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym. Najbardziej odpowiednia opcja jest określana indywidualnie dla każdego przypadku.

Tabela 5.6: Przykłady zastosowań handlowych oraz usuwania pozostałości ze spalania węgla kamiennego i brunatnego.

	Popiół lotny		Popiół denny		Produkty procesu sorpcyjnego	Gips
	Węgiel brunatny	Węgiel kamienny	Węgiel brunatny	Węgiel kamienny		
Przemysł budowlany						
Dodatek do betonu	x	x				
Kruszywa lekkie do betonu	x	x	x	x		
Zaprawa piankowa, beton porowaty	x	x			x	
Beton wysokiej jakości	x	x				
Mieszanka dodatków w przemyśle cementowym	x	x				
Składnik surowej mączki w przemyśle cementowym	x	x				
Dodatek do cementu w celu wydłużenia czasu wiązania					x	x
Ściany izolacyjne	x	x			x	
Gips budowlany						x
Przemysł ceramiczny	x	x	x	x	x	
Budownictwo drogowe i zagospodarowanie terenu	x	x	x	x		
Konstrukcja tamy techniką RCC (roller-compacted concrete)	x	x	x	x		
Wypełniacz do nawierzchni bitumicznych, warstw wiążących i spoiw bazowych	x	x				
Stabilizowanie gruntu, luźne materiały budowlane do robót ziemnych i budowy dróg	x	x	x	x	x	
Izolacja akustyczna		x		x	x	
Technologia składowania odpadów, przetwarzanie odpadów	x	x	x	x		
Składowisko odpadów	x	x	x	x	x	
Immobilizacja materiałów niebezpiecznych	x	x				
Materiał spodni do izolowania składowisk odpadów	x	x			x	
Filtr powierzchniowy do uszczelnienia składowiska odpadów			x	x		
Oczyszczanie osadów ściekowych					x	
Materiał bazowy przy biologicznym oczyszczaniu ścieków			x	x		
Wypełniacz do rowów rurociągowych						
Stabilizowana mieszanka popiołu i cementu	x	x			x	
Wypełnianie rowów	x	x			x	
Inne metody wykorzystania	x	x	x	x		
Materiał rekultywacyjny w górnictwie	x	x	x		x	
Produkcja zeolitu	x	x				
Produkcja półhydratu alfa oraz beta						x
Wypełniacz materiałów w przemyśle papierniczym					x	x
Produkcja anhydrytu					x	
Odzysk termiczny			x	x		
Odsiarczanie gazów odlotowych					x	

Źródło: [145. UBA AT 2000]

Jak pokazano na rysunku 5.10, Niemcy są największym źródłem węgla brunatnego w UE, uzyskując w 2000 r. około jednej trzeciej całkowitego wydobycia.



Rysunek 5.10: Najważniejsze kraje wydobywające węgiel brunatny w Europie, w roku 2000 (w mln ton)

W ramach niemieckiej dominacji w wydobyciu węgla brunatnego w UE najważniejszym jego źródłem jest Nadrenia, gdzie w 2000 r. wydobyto ponad połowę ogólnej produkcji niemieckiej (tabela 5.7). Tabela 5.8 przedstawia kluczowe cechy niemieckiego węgla brunatnego.

Tabela 5.7: Wydobycie węgla brunatnego w Niemczech w 2012 roku

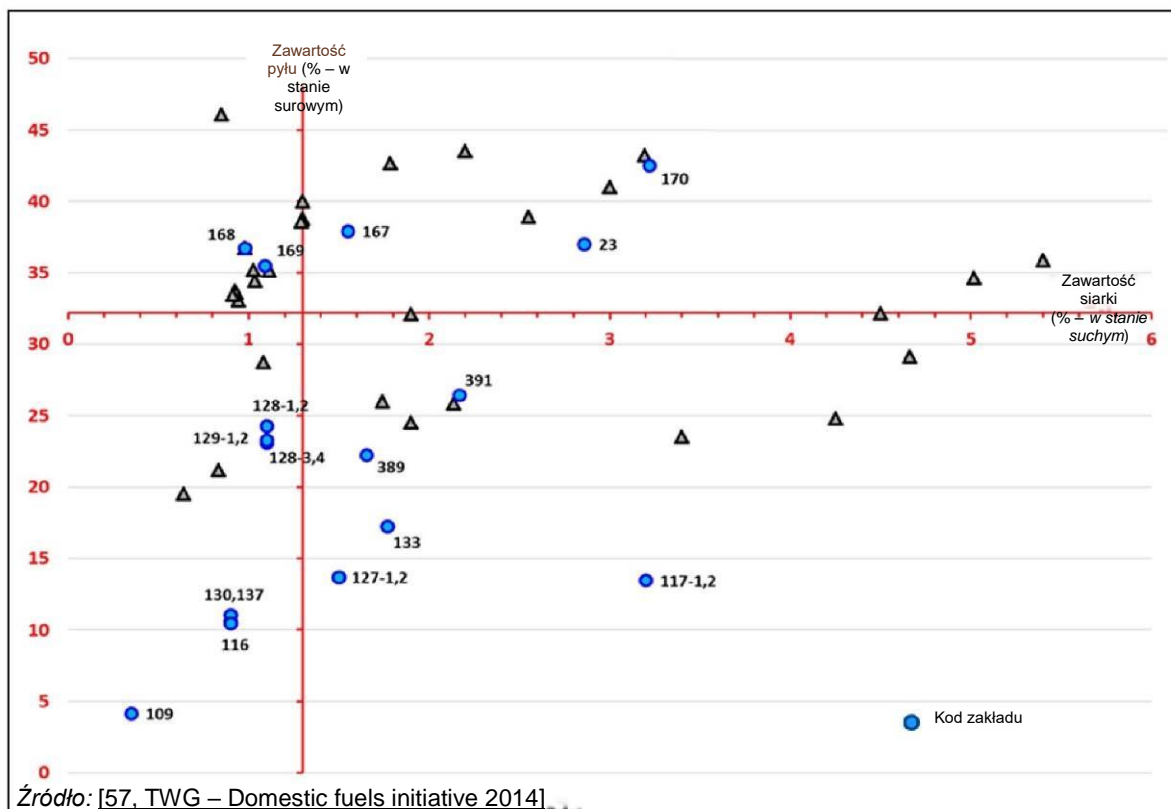
Rejon wydobywczy	Wydobycie (w milionach ton)	Udział procentowy (%)
Nadrenia	101.7	54.8
Łużyce	62.4	33.7
Niemcy Centralne	19.2	10.4
Okręg Helmstedt, Saksonia	2	1.1
Razem	185.3	100.0

Źródło: [40, EEB 2012]

Tabela 5.8: Podstawowe cechy niemieckiego węgla

Rejon wydobycia	Nadrenia	Łużyce	Niemcy Centralne	Okręg Helmstedt
LHV (kJ/kg)	7 800–10 500	7 800–9 500	9 000–11 300	8 500–11 500
Analiza bezpośrednia				
Wilgotność	50–60 %	48–58 %	49–53 %	40–50 %
Zawartość popiołów	1.5–8 %	2.5–16 %	6.5–10 %	5–20 %
Siarka	0.15–0.5 %	0.3–1.5 %	1.5–2.1 %	1.5–3.5 %
Analiza popiołu				
SiO ₂	20–65 %	NA	NA	NA
Al ₂ O ₃	4–27 %	NA	NA	NA
CaO	2.5–22 %	NA	NA	NA
SO ₃	2.5–30 %	NA	NA	NA
Uwagi: NA: Brak danych.				
Źródło: [40, EEB 2012] [59, DEBRIV 2011]				

Rysunek 5.11 przedstawia rozkład siarki i popiołu w węglu brunatnym w następujących krajach UE: Niemcy, Czechy, Grecja, Polska, Bułgaria, Rumunia oraz Słowacja.



Rysunek 5.11: Zawartość siarki oraz popiołu w węglu brunatnym w krajach UE ([% wagowy(wt-%)], mediana krzyżowa)

Tabela 5.9 pokazuje zawartość rtęci w węglu pochodzącym z różnych źródeł.

Tabela 5.9: Zawartość rtęci w węglu pochodzącym z różnych źródeł

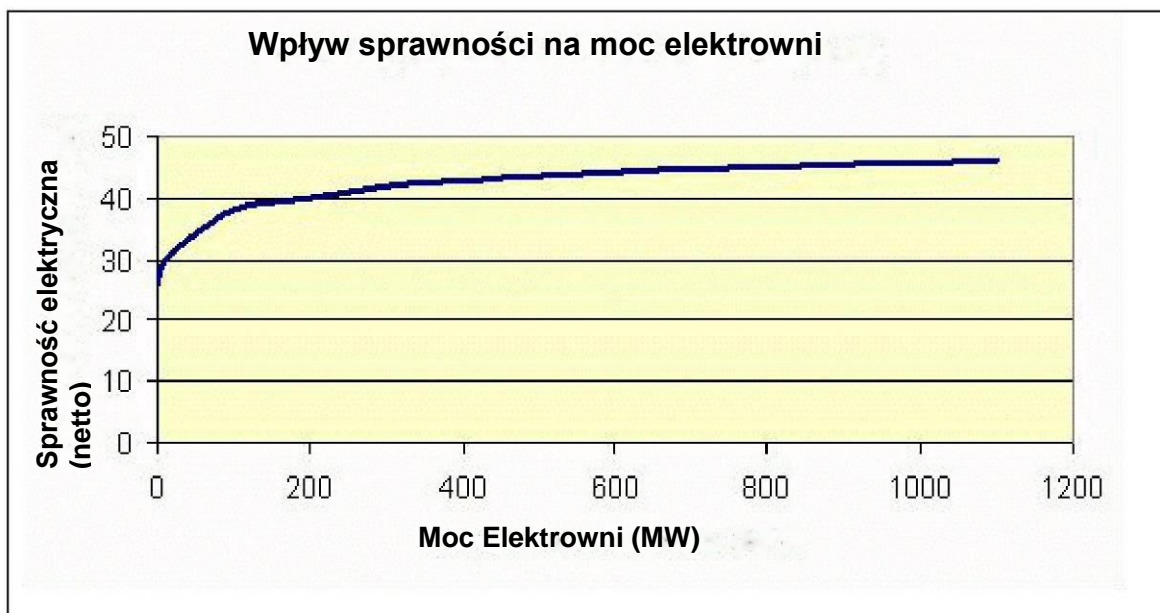
Kraj pochodzenia	Liczba próbek (n)	Średnia zawartość Hg (mg/kg)		Wariancja v (%)
Indonezja	7	0.04	± 0.02	63
Nowa Zelandia	1	0.05	NA	NA
Kolumbia	7	0.06	± 0.03	57
Rosja (Zagłębie Kuźnieckie)	1	0.06	NA	NA
Australia	17	0.08	± 0.06	70
Wenezuela	2	0.08	NA	NA
RPA	12	0.09	± 0.02	23
Mieszanka	36	0.09	± 0.07	72
Egipt	1	0.10	NA	NA
Norwegia (Spitsbergen)	2	0.14	NA	NA
USA (wschodnie)	15	0.14	± 0.12	84
Chiny	2	0.15	NA	NA
Niemcy (Zagłębie Ruhry)	1	0.16	NA	NA
Polska	10	0.35	± 0.55	154

Uwagi:
NA: Brak danych.
Źródło: [123, Eurelectric 2001]

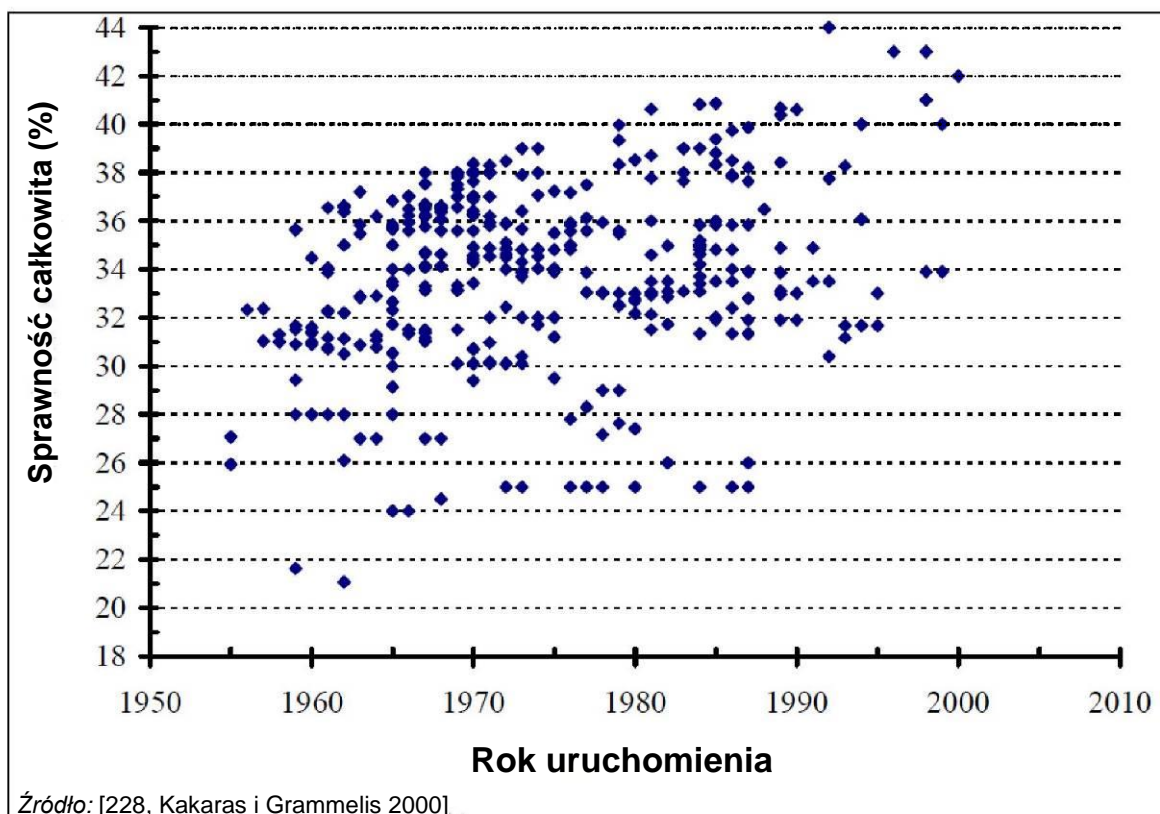
Więcej informacji dotyczących właściwości węgla można znaleźć w sekcji 5.1.1.1.

5.1.2.2 Efektywność energetyczna dużych obiektów energetycznego spalania opalanych węglem kamiennym i brunatnym

Rysunki 5.12 oraz 5.13 przedstawiają sprawność całkowitą działających w Europie elektrowni węglowych w odniesieniu do ich mocy i roku oddania do eksploatacji.



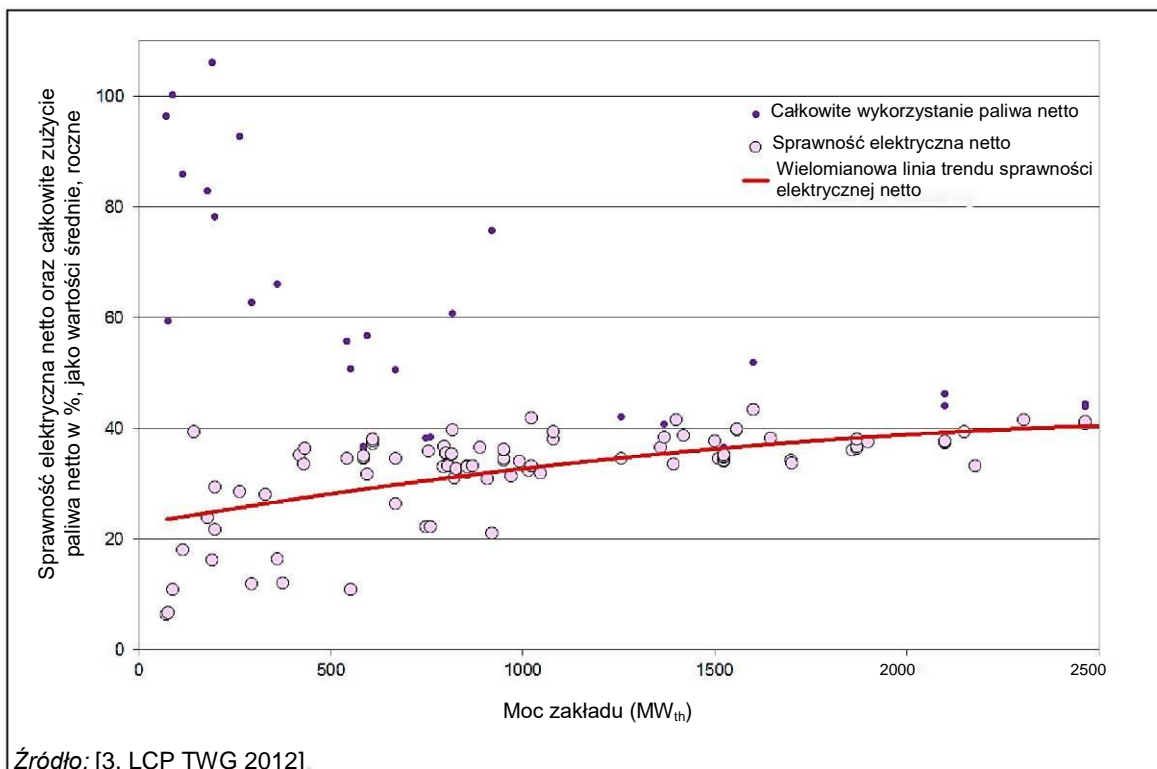
Rysunek 5.12: Wpływ sprawności na moc elektrowni (MW_{th}) w oparciu o wartości projektowe



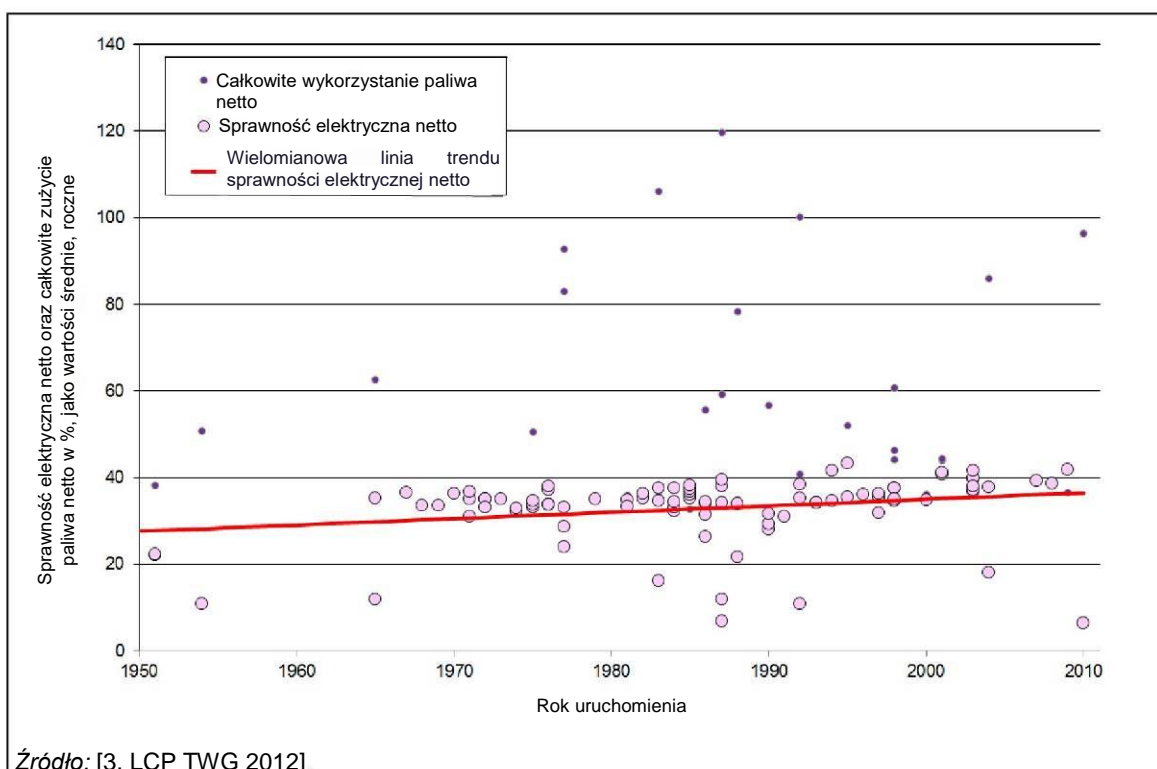
Źródło: [228, Kakaras i Grammelis 2000]

Rysunek 5.13: Sprawność elektrowni węglowych w Europie w stosunku do roku rozruchu w oparciu o wartości projektowe

Rysunki 5.14 i 5.15 przedstawiają całkowitą średnią sprawność (roczną) elektrowni węglowych w Europie w stosunku do ich mocy oraz roku oddania do eksploatacji.



Rysunek 5.14: Rzeczywisty wpływ wielkości mocy elektrowni na średnie roczne wartości efektywności energetycznej



Rysunek 5.15: Sprawność elektrowni opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym w Europie w stosunku do roku ich rozruchu w oparciu o średnie roczne wartości efektywności energetycznej

Tabela 5.10 przedstawia efektywność energetyczną (LHV) zaprojektowanych różnych typów dobrze funkcjonujących obiektów LCP spalających różne rodzaje paliw stałych.

Tabela 5.10: Typowa sprawność elektryczna (LHV) dla LCP wykonanych w różnych technologiach

Technologia LCP	PC	PC	PC	PC	PC	CFBC (modernizacja)	IGCC
Moc elektryczna	600 MW _e	750 MW _e	412 MW _e	375 MW _e	808 MW _e	250 MW _e	318 MW _e
Ciśnienie pary	180 bar	260 bar	300 bar	190 bar	268 bar	163 bar	115 bar
Temperatura pary pierwotnej	540 °C	600 °C	580 °C	540 °C	547 °C	565 °C	507 °C
Podgrzewanie I (temp.)	540 °C	620 °C	580 °C	540 °C	550 °C	565 °C	–
Podgrzewanie II (temp.)	–	–	580 °C	–	–	–	–
Ciśnienie w kondensatorze	33 mbar	39 mbar	21 mbar	61 mbar	40 mbar	44 mbar	70 mbar
System chłodzenia	Woda morska	Chłodnia kominowa	Woda morska	Chłodnia kominowa	Chłodnia kominowa	Chłodnia kominowa	Chłodnia kominowa
Typ paliwa	Węgiel kamienny	Węgiel kamienny	Węgiel kamienny	Węgiel brunatny (1)	Węgiel brunatny	Węgiel brunatny	Węgiel kamienny/Koks
Sprawność elektryczna netto (LHV)	41.2 %	45.5 %	47.5 %	37.5 %	40–43 %	38.8 %	42.5 %

(1) Parametry węgla brunatnego: 5440 MJ/kg – 14.6 % popiołu. Uwagi: PC – spalanie pyłowe. CFBC – spalanie w cyrkulacyjnym złożu fluidalnym. IGCC – blok gazowo-parowy ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa.
Źródła: [1, Eurelectric 2012] [123, Eurelectric 2001]

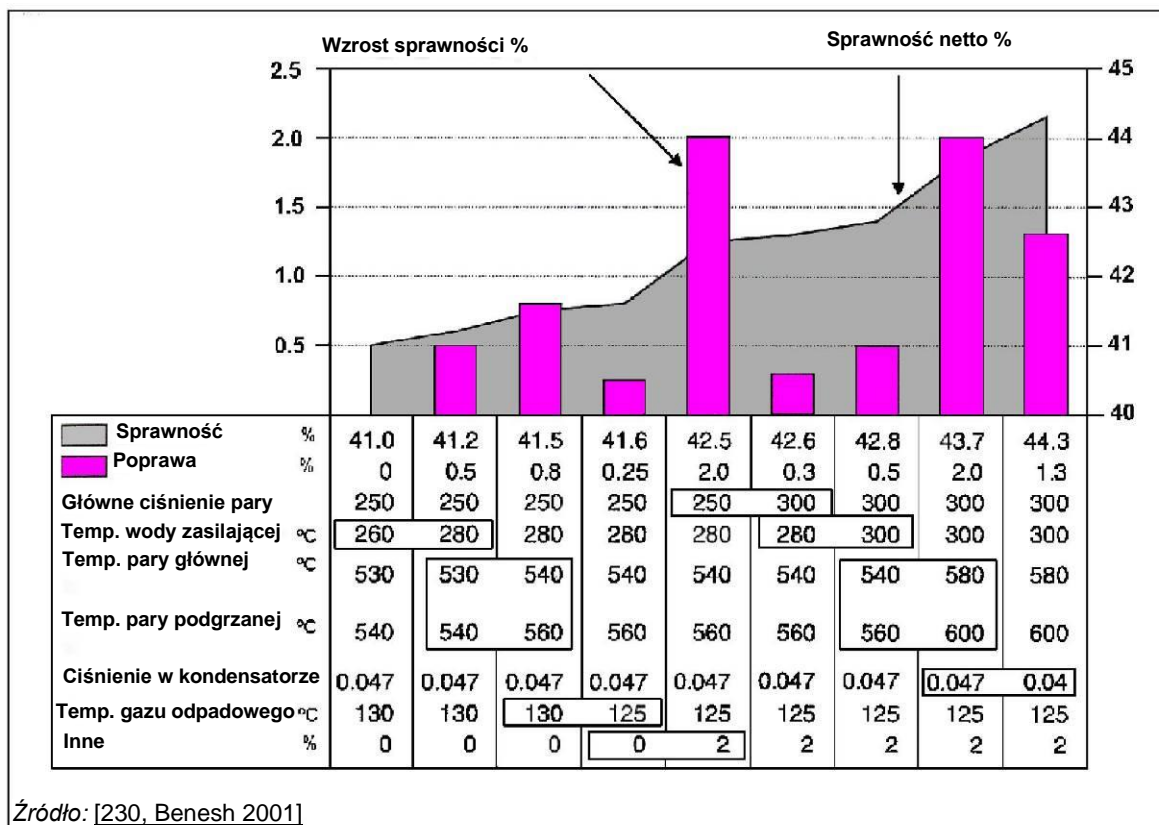
Tabela 5.11 pokazuje typowe efektywności energetyczne (LHV) dla różnych technologii LCP opartych na tym samym paliwie (międzynarodowy węgiel HHV = 26 630 kJ/kg z zawartością siarki 1%, wilgotnością 7% oraz zawartością popiołu 16%), z tymi samymi emisjami zanieczyszczeń (SO_x = 200 mg/Nm³ - O₂ = 6%, NO_x = 200 mg/Nm³, pył 50 mg/Nm³), ale dla różnych obiegów parowych.

Tabela 5.11: Wpływ właściwości pary na sprawność projektową dla różnych procesów spalania

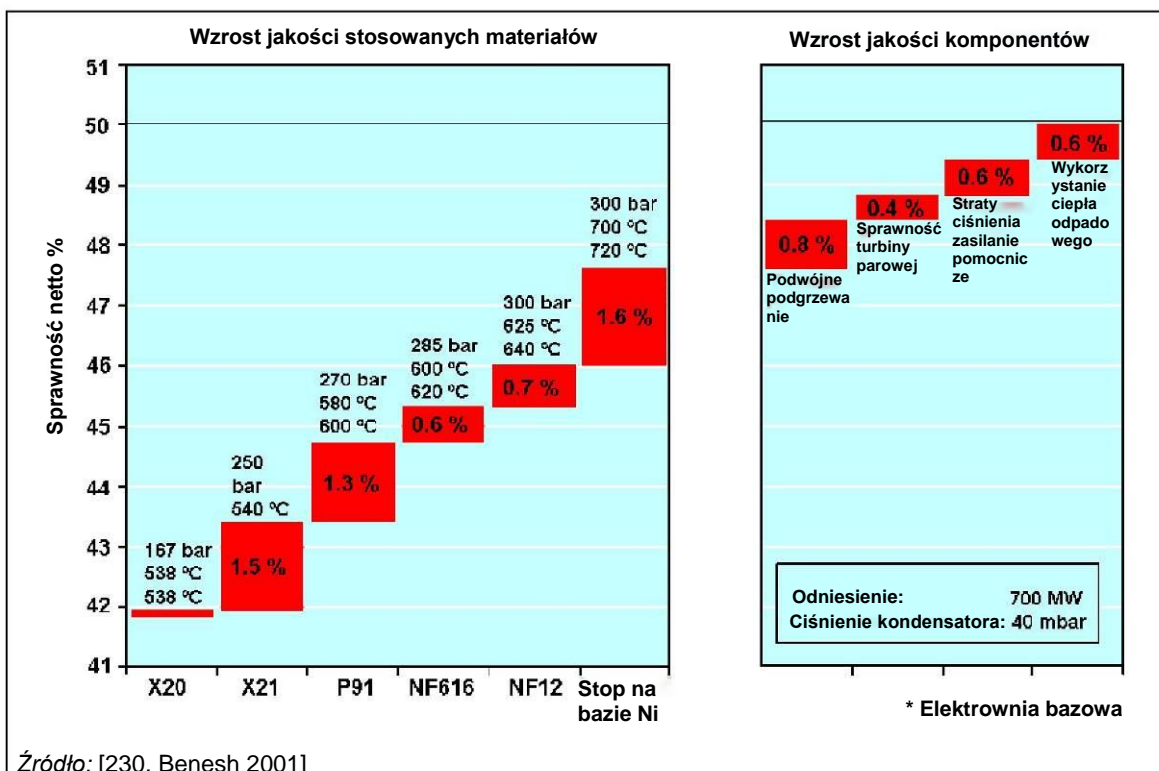
Ciśnienie/temperatura pary	PC	AFBC	IGCC
Ciśnienie w kondensatorze			
165 bar, 2 x 565 °C, 45 mbar	38.5 %	38.0 %	44.5 %
165 bar, 2 x 565 °C z czyszczeniem gorącym gazem	NA	NA	47 %
250 bar, 2 x 565 °C, 45 mbar	42.0 %	41.5 %	NI
300 bar, 3 x 580 °C, 45 mbar	45.0 %	44.5 %	

Uwagi:
PC: Spalanie pyłowe
AFBC: Atmosferyczne spalanie w złożu fluidalnym
IGCC: Blok gazowo-parowy ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa
NA: Brak danych
NI: Nie dostarczono danych
Źródło: [123, Eurelectric 2001]

Informacje na temat wpływu poszczególnych procesów oraz stosowania coraz to lepszych materiałów na zwiększenie sprawności elektrowni opalanych węglem przedstawiono na rysunkach 5.16 i 5.17.



Rysunek 5.16: Zwiększona sprawność elektrowni opalanych węglem – pomiary indywidualne



Rysunek 5.17: Zwiększona sprawność elektrowni opalanych węglem – wzrost jakości stosowanych materiałów

Liczby pokazują, że sprawność netto elektrowni wzrasta wraz z temperaturą pary z turbiny parowej. W przypadku wyższych temperatur pary konieczne jest zastosowanie droższych materiałów typu „premium”. Z drugiej strony możliwe jest zwiększenie sprawności komponentów elektrowni.

Zastosowanie na przykład podwójnego cyklu podgrzewania zwiększa sprawność elektryczną netto o około 0,8%. Jednak wiele standardowych zestawów turbin parowych nie jest przystosowanych do realizacji podwójnego cyklu podgrzewania. Może to często prowadzić do znacznego wzrostu kosztów inwestycyjnych turbiny parowej, a więc technika ta nie w każdym miejscu będzie opłacalna. [1, Eurelectric 2012]

Inne aspekty wpływające na sprawność LCP są następujące:

- **Zastosowana technologia:** przykładowo IGCC zużywa więcej energii pomocniczej (do zasilania urządzeń do separacji powietrza, obróbki gazu i kompresora) niż konwencjonalny kocioł na paliwo pyłowe, nawet z oczyszczaniem gazów odlotowych, zużywającym więcej energii niż mechaniczny lub narzutnikowy system kratownicy rusztowej.
- **Poziom kontroli zanieczyszczeń:** zaawansowana technika odsiarczania gazów odlotowych (FGD) zużywa więcej energii. Ponadto ogólne środki kontroli zanieczyszczeń mają szkodliwy wpływ na sprawność (patrz sekcja 2.7.10.1).
- **Rodzaj urządzeń pomocniczych:** urządzenia pomocnicze kotła muszą być przewymiarowane, aby wytrzymać wszystkie wariacje parametrów w porównaniu do ich wartości projektowych (tj. ewentualne wycieki, paliwa alternatywne, potrzeby związane z uruchomieniem, systemy nadmiarowe itp.). Prowadzi to do zmian w zużyciu energii w porównaniu do oczekiwanych w warunkach optymalnych i dla paliwa projektowego.
- **Integracja obiektu CSS:** ten energochłonny proces zmniejsza sprawność elektryczną netto o około 8-12 punktów procentowych.
- **Osuszanie wstępne węgla brunatnego:** znacznie zmniejsza straty w gazach odlotowych. Ogólnie rzecz biorąc, możliwe jest zwiększenie sprawności elektrycznej netto o 4-6 punktów procentowych. Pierwsze obiekty pilotażowe już działają. Komercyjne instalacje do wstępnego osuszania węgla brunatnego spodziewane są po 2015 roku. [1, Eurelectric 2012] [60, Lecomte 2014]
- **Sprawność kotła:** w przypadku nowego kotła poziom sprawności wynoszący około 86-95% (LHV) jest obecnie rejestrowany dla paliwa stałego i nie można go łatwo zwiększyć. Główne straty wynikają ze strat ciepła gazu odpadowego w kominie, niespalonego węgla w popiele, ciepła odpadowego i strat promieniowania cieplnego. Wpływ paliwa jest również duży. Nawet przy założeniu, że kotły mają identyczne osiągi (tj. takie same temperatury otoczenia i gazów odlotowych, takie same nadmiary powietrza, itp.), wciąż uzyskuje się różne sprawności kotła, zależące od zastosowanego paliwa, np. (na bazie LHV):
 - węgiel międzynarodowy: sprawność 95%;
 - węgiel brunatny: sprawność 91%;
 - niskogatunkowy węgiel brunatny: sprawność 85%.

5.1.2.3 Emisje do powietrza (węgiel kamienny/brunatny)

W tabelach 5.12 i 5.13 podsumowano dostępne informacje na temat zmierzonych poziomów emisji do atmosfery (SO₂, NO_x, pył, CO, HF, HCl i NH₃) dla około 90 europejskich obiektów energetycznego spalania węgla kamiennego i brunatnego.

Emisje do atmosfery z obiektów energetycznego spalania opalanych węglem.

Tabela 5.12: Przykłady emisji (koncentracja – wartości średnie, roczne) do atmosfery z obiektu energetycznego spalania opalanego węglem kamiennym

Moc (MW _{th})	Technologia spalania	Przykłady zastosowanych technik redukcji emisji			Zakresy emisji zanieczyszczeń do powietrza z przykładowych europejskich obiektów opalanych węglem kamiennym (mg/Nm ³)						
		SO ₂	NO _x	Dust	SO ₂	NO _x	Dust	CO	HF	HCl	NH ₃
15–100	GF SS	SDA	FGR / stopniowanie powietrza / SNCR	ESP / BF	300–1 450	130–620	8–18	34–63	NA	0.5	6
	GF MG	NA	Stopniowanie powietrza	ESP / Cyklony	1130–1 420	335–730	120–200	130–170	NA	NA	NA
	PC	NA	LNB / Stopniowanie powietrza/paliwa	NA	600–1 500	154–320	11–193	37–105	10	7	NA
	AFBC	Wtryskiwanie sorbentu do kotła	NA	NA	195–500	180–470	1–18	9–83	1	0.5–16	AFBC
	PFBC			ESP	680–760	214–450	2	100–210	0.45	NA	NA
100–300	GF SS	NA	NA	NA	950	490	50	700	NA	NA	NA
	GF MG	DSI+BF	SNCR / FGR	Cyklony / ESP	680–1 040	170–360	6–190	95–115	NA	NA	NA
	PC	SDA	LNB / Stopniowanie powietrza / SCR	BF / ESP / ESP + wtryskiwanie SO ₃	190–1 320	170–560	< 1–80	16–32	0.45–1	NA	< 0.5
	AFBC	Wtryskiwanie sorbentu do kotła / WFGD	SCR	BF	350–555	100–260	< 1–14	30–230	0.05	2–17	NA
> 300	PC	Węgiel nisko-siarkowy / WFGD / DSI / SDA / CFB skrubler suchy	LNB / SCR / (dopalenie gazu węglowego / stopniowanie powietrza / FGR	ESP / BF+WFGD / ESP + wstrzykiwanie SO ₃ / CFB skrubler suchy	9–1 400	65–1 020	<1–105	1–240	0.01–6	0.2–40	< 3.4
	AFBC	Wtryskiwanie sorbentu do kotła / DSI	Stopniowanie powietrza/SNCR	ESP	170–590	100–310	2–12	32–145	NA	1	< 2.9
	PFBC	Wtryskiwanie sorbentu do kotła	NA	ESP	485	150	35	75	NA	NA	NA

Uwagi:

GF SS: Spalanie na ruszcie - narzutnikowe

PC: Spalanie pyłu węglowego

PFBC: Ciśnieniowe spalanie w złożu fluidalnym

DSI: Kanałowy wtrysk sorbentu w celu odsiarczenia

CFB: Cyrkulacyjne złożo fluidalne

Źródło: [3, LCP TWG 2012] [61, Commission 2006]

GF MG: Spalanie na ruszcie - na ruchomym ruszcie

AFBC: Atmosferyczne spalanie w złożu fluidalnym

WFGD: Mokre odsiarczenie gazów odlotowych

ESP: Elektrofiltr

SCR: Selektywna redukcja katalityczna NO_x

SDA: Odsiarczenie za pomocą absorbera suchego rozpylania

BF: Filtr workowy

SNCR: Selektywna redukcja niekatalityczna NO_x

FGR: recyrkulacja gazów odlotowych

NA: Brak danych

Emisja do atmosfery z obiektów energetycznego spalania opalanych węglem brunatnym

Tabela 5.13: Przykłady emisji (koncentracja – wartości średnie, roczne) do atmosfery z obiektu energetycznego spalania opalanego węglem brunatnym

Moc (MW _{th})	Technologia spalania	Przykłady zastosowanych technik redukcji emisji			Zakresy emisji zanieczyszczeń do powietrza z przykładowych europejskich elektrowni opalanych węglem kamiennym (mg/Nm ³)							Uwagi
		SO ₂	NO _x	Dust	SO ₂	NO _x	Dust	CO	HF	HCl	NH ₃	
15–100	AFBC	Wtryskiwanie sorbentu do kotła – węgiel nisko-siarkowy	LNB – Stopniowanie powietrza/paliwa– FGR	NA	190–1 000	180–340	12–45	8	NA	0.3	NA	
100–300	GF	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
	PC	DSI	SNCR	BF	80	170	6	95	NA	NA	NA	
	AFBC	Wtryskiwanie wapienia	Stopniowanie powietrza	ESP	985	155	10–28	0.2–25	0.5	NA	NA	N ₂ O 26 mg/Nm ³
	PFBC		LNB		380	260	5	25	NA	NA	NA	
300–2000	PC	WFGD	Pm (LNB stopniowanie powietrza/paliwa, FGR)	WFGD+ ESP / ESP	21–825	120–424	< 1–35	1–150	0.1	0.3–4	NA	
	AFBC	Wtryskiwanie sorbentu do kotła	Stopniowanie powietrza	ESP / BF	290–1 450	220–320	23–44	3–130	0.35–2.6	1.6–16	NA	
> 2000	PC	WFGD	LNB + Stopniowanie powietrza	WFGD + ESP	75–320	125–275	2–6	5–85	0.4	1–7	NA	

Uwagi:
GF: Spalanie na ruszcie
PFBC: Ciśnieniowe spalanie w złożu fluidalnym
DSI: Kanałowy wtrysk sorbentu w celu odsiarczenia
Pm(...): Podstawowe metody redukcji NO_x
FGR: recykulacja gazów odlotowych
Źródło: [3, LCP TWG 2012] [61, Commission 2006]

PC: Spalanie pyłu węglowego
WFGD: Mokre odsiarczanie gazów odlotowych
ESP: Elektrofiltr
SCR: Selektywna redukcja katalityczna NO_x
LNB: Palniki z niską emisją NO_x

AFBC: Atmosferyczne spalanie w złożu fluidalnym
SDA: Odsiarczanie za pomocą absorbera suchego rozpylania
BF: Filtr workowy
SNCR: Selektywna redukcja niekatalityczna NO_x
NA: Brak danych

Tabela 5.14 podaje stężenia emisji na wylocie kotła z przykładowych obiektów opalanych węglem kamiennym i brunatnym.

Tabela 5.14: Poziom emisji NO_x dla obiektów działających bez technik drugorzędnych

		Węgiel kamienny bez zastosowania technik redukujących emisję NO _x (mg/Nm ³)	Węgiel I palniki z niską emisją NO _x (mg/Nm ³)	Węgiel brunatny bez zastosowania technik redukujących emisję NO _x (mg/Nm ³)	Węgiel brunatny z podstawowymi technikami (mg/Nm ³)
DBB	Horizontalny system spalania	1 000–1 500	500–650	NA	NA
	Styczny system spalania	600–900	400–650	400–700	200–500
	Pionowy system spalania	700–900	NA	NA	NA
	System spalania w dół	aż do 2 000	1 000–1 200	NA	NA
WBB	Cyklonowy system spalania	1 500–2 500	1 000–2 000	NA	NA
Uwagi: NA: Brak danych. DBB: Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu. WBB: Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie ciekłym Źródło: [123, Eurelectric 2001] [62, UK-TWG 2012]					

Emisje metali

Podczas spalania metale stają się lotne zarówno w postaci metalicznej, jak również w postaci chlorków, tlenków, siarczków itp. Duża część tych metali zostaje w temperaturach do 300 °C skondensowana i adsorbowana na cząstkach pyłu (popiołu lotnego).

Wykazano, że systemy zaprojektowane do odpylania i odsiarczania gazów odlotowych mogą również usuwać z nich większość metali, tj. te, które nie są zatrzymywane w popiele dennym lub żużlu. W związku z tym emisje cząstek stałych metali z oczyszczonych gazów odlotowych są wyjątkowo niskie w obiektach energetycznego spalania wyposażonych w systemy oczyszczania tych gazów.

Eksperymenty przeprowadzone w kotle z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu w celu oceny wpływu różnych obciążeń oraz spalania różnego węgla na bilans masy metali dały następujące wyniki:

- Ilość emisji gazowych rtęci w gazach odlotowych zależy w dużym stopniu od zawartości chloru i wapnia w węglu. Chlor ma dwa przeciwne efekty. Zwiększa udział rtęci w postaci gazowej, ale także poprawia odzysk rtęci przy mokrym odsiarczaniu gazów odlotowych (FGD), jako HgCl₂ który można łatwo wypluć. Wapń poprawia odzysk rtęci w elektrofiltrze (ESP).
- Integracja metali z popiołem kotłowym nie zależy od składu chemicznego węgla.
- Integracja metali z popiołem lotnym nie zależy od składu chemicznego węgla, ale zależy od obciążenia kotła, ponieważ maksymalny poziom osiąga się przy jego pełnym obciążeniu.

W obiektach z blokiem gazowo-parowym ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa (IGCC) wychwytuje się metale o niskiej lotności i wysokiej temperaturze wrzenia oraz skutecznie unieruchamia w żużlu szklistym. Większość metali o większej lotności może być skondensowana i wychwycona przez skrubler gazu syntezowego.

Tabela 5.15 zawiera podsumowanie pomiarów metali wykonanych w trzech elektrowniach opalanych węglem, które zastosowały odsiarczanie za pomocą elektrofiltru (ESP) oraz skrubera mokrego.

Tabela 5.15: Droga metali w trzech przykładowych obiektach energetycznego spalania opalanych węglem

	Ilość uzyskiwanych w różnych procesach metali (%)			Emisja ⁽¹⁾
	Usunięte z popiołem dennym oraz lotnym z ESP	Usunięte z końcowym produktem procesu odsiarczania gazów odlotowych (FGD) + osady filtracyjne (placok filtracyjny) z oczyszczalni ścieków	Wspólnie uwolnione do atmosfery przez komin	Koncentracja w emisji (pg/Nm ³)
Arsen (As)	97–98.7	0.5–1.0	0.3–2	0–5
Kadm (Cd)	95.2–97.6	0–1.1	2.4–3.6 ⁽²⁾	0–5
Chrom (Cr)	97.9–99.9	0–0.9	0.1–0.5	0–5
Rtęć (Hg) ⁽³⁾	72.5–82 ⁽³⁾	0–16	5.1–13.6 ⁽³⁾	0–5
Mangan (Mn)	98–99.8	0.1–1.7	0.1	0–5
Nikiel (Ni)	98.4–99.8	0.2–1.4	0.1–0.4	0–5
Ołów (Pb)	97.2–99.9	0–0.8	0.1–1.8	0–5
Wanad (V)	98.4–99.0	0.9–1.3	0.2–0.3	0–5

⁽¹⁾ Emisje są wartościami wskaźnikowymi, zawierającymi zarówno emisje gazowe, jak i cząstkowe. Przy dobrym usuwaniu cząstek stężenie wszystkich metali w emisjach wynosi zazwyczaj mniej niż 1 pg/Nm³.

⁽²⁾ Emisja kadmu w tych pomiarach była wyższa niż zazwyczaj podaje się w literaturze.

⁽³⁾ Wydajność usuwania rtęci w tych pomiarach była wyższa, a emisja niższa niż zazwyczaj podaje się w literaturze. W literaturze podaje się, że około 20-30% rtęci jest uwalnianych do powietrza a tylko około 30-40% usuwanych za pomocą ESP.

Źródło: [130, Finlandia 2000]

Tabela 5.16 poniżej pokazuje zawartość metalu w gazach odlotowych mierzoną w kominie z 27 europejskich zakładów spalających węgiel kamienny i/lub brunatny dających do 6% odpadów, o wielkości od 74 MW_{th} do 2465 MW_{th}. Większość obiektów o mocy ≥ 300 MW_{th} wyposażona jest w filtr ESP lub filtr workowy oraz mokre FGD; obiekty o mocy < 300 MW_{th} posiadają zazwyczaj tylko filtr ESP lub filtr workowy.

Tabela 5.16: Zawartość metali w gazach odlotowych mierzona w kominie w przykładowych obiektach europejskich

Zanieczyszczenia (polutanty)	Typ obiektu	Rodzaj monitoringu	Częstotliwość pobierania próbek	Wartości średnie (µg/m ³)
Sb + As + Pb + Cr + Co + Cu + Mn + Ni + V	< 300 MW _{th}	Okresowy monitoring 5 obiektów	1/rok - 5/rok	2.1–540
	≥ 300 MW _{th}	Okresowy monitoring 19 obiektów, estymacja dla 3 obiektów	1/rok - 9/rok	0.1–156
Cd + Tl	< 300 MW _{th}	Okresowy monitoring 5 obiektów	1/rok - 5/rok	0.4–5.5
	≥ 300 MW _{th}	Okresowy monitoring 12 obiektów, estymacja dla 5 obiektów	1/rok - 9/rok	< 0.1–6

Źródło: [3, LCP TWG 2012]

Tabela 5.17 poniżej pokazuje zawartość rtęci w gazach odlotowych mierzoną w kominie w 84 europejskich zakładach energetycznego spalania na węgiel kamienny lub brunatny o wielkości od 25 MW_{th} do 3 800 MW_{th}. Większość obiektów o mocy ≥ 300 MW_{th} wyposażona jest w kombinację technik SCR, ESP lub filtra workowego oraz mokrego FGD, ale niektóre z nich wyposażone są tylko w ESP lub filtr workowy, a czasami w suche FGD. Większość obiektów o mocy < 300 MW_{th} wyposażona jest tylko w ESP lub filtr workowy.

Tabela 5.17: Zawartość rtęci w gazach odlotowych mierzona w kominie w przykładowych obiektach europejskich

Typ obiektu energetycznego spalania	Rodzaj monitoringu	Częstotliwość pobierania próbek (okresowy monitoring)	Minimalna zawartość Hg ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	Maksymalna zawartość Hg ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	Średnia zawartość Hg ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)
Opalany węglem kamiennym, < 300 MW _{th}	Okresowy monitoring 15 obiektów	1/rok do 5/rok	0.1–14	0.5–31.4	0.2–20
Opalany węglem kamiennym, \geq 300 MW _{th}	Ciągły monitoring 9 obiektów, okresowy monitoring 29 obiektów, estymacja dla 5 obiektów	1/rok do 41/rok	0.01–1.7	0.2– (>)107	0.15–107
Opalany węglem brunatnym, < 300 MW _{th}	Okresowy monitoring 3 obiektów	1/rok	NA	NA	1–6.7
Opalany węglem brunatnym, \geq 300 MW _{th}	Ciągły monitoring 4 obiektów, okresowy monitoring 16 obiektów, estymacja dla 3 obiektów	1/rok do 12/rok	(<)0.8–10.2	(>)0.8–50	0.8–26

Uwagi:
NA: brak danych.
Źródło: [3, LCP TWG 2012]

Komercyjne wdrożenia oraz 50 testów przemysłowych systemów wtryskiwania sorbentu, przeprowadzonych przez Departament Energii Stanów Zjednoczonych (US DOE) pozwoliło uzyskać średnio 90% redukcji emisji rtęci. Systemy te są wykorzystywane w 25 kotłach w 14 obiektach opalanych węglem. Skuteczność wtryskiwania sorbentu zależy w znacznym stopniu od rodzaju węgla i konfiguracji kotła. Analiza Amerykańskiej Agencji Ochrony Środowiska (US EPA) w najlepszych obiektach wykazała średnią redukcję emisji rtęci o prawie 96% dla wszystkich trzech głównych rodzajów węgla - bitumicznego, półbitumicznego i brunatnego. [2, EEB 2012]

Emisje N₂O

Tabele 5.18 i 5.19 przedstawiają poziomy emisji N₂O zebrane z różnych publikacji naukowych oraz pomiarów w różnych zakładach energetycznego spalania opalanych węglem kamiennym i brunatnym.

Tabela 5.18: Zmierzone poziomy emisji N₂O pobrane z różnych publikacji naukowych

Paliwo	Techn. Spal.	O ₂ (%)	N ₂ O (mg/Nm ³)					N ₂ O (kg/TJ)	
			Kremer 1994	KEMA 1993	VGB Power Tech 1994	IEACR 1993	Braun 1993	IACR 1993	Peter 2001
Węgiel kamienny	PC (DBB)	6	< 2	< 4 (Bez spalania etapowego) < 0.4–1.2 (Ze spalaniem etapowym)	NA	1–20	NA	0.4–1.4	2–5
	PC (WBB)	6	3.8–9		4–10	NA	NA	0.4–1.4	2–5
	Spalanie rusztowe	6	< 30		1–10	0.2–3	NA	0.4–1.4	2–5
	CFBC	7	4–20 (Częściowe obciążenie) 40–700 (Pełne obciążenie)	16–170 (790–940 °C)	30–160	60–140	50–120 (Z wartościami szczytowymi do 380)	36–72	20–45
	BFBC	7	100–150 (Częściowe obciążenie) 140–480 (Pełne obciążenie)	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Węgiel brunatny	PC (DBB)	6	10–16	NA	13	1.5–6	NA	0.6–2.3	0.8–3.2
	Spalanie rusztowe	6	< 30	NA		0.8–2.5	NA	NA	0.8–3.5
	FBC	7	< 30	NA	5–20	10–90	5–14 (Z wartościami szczytowymi do 30)	11–45	3–8

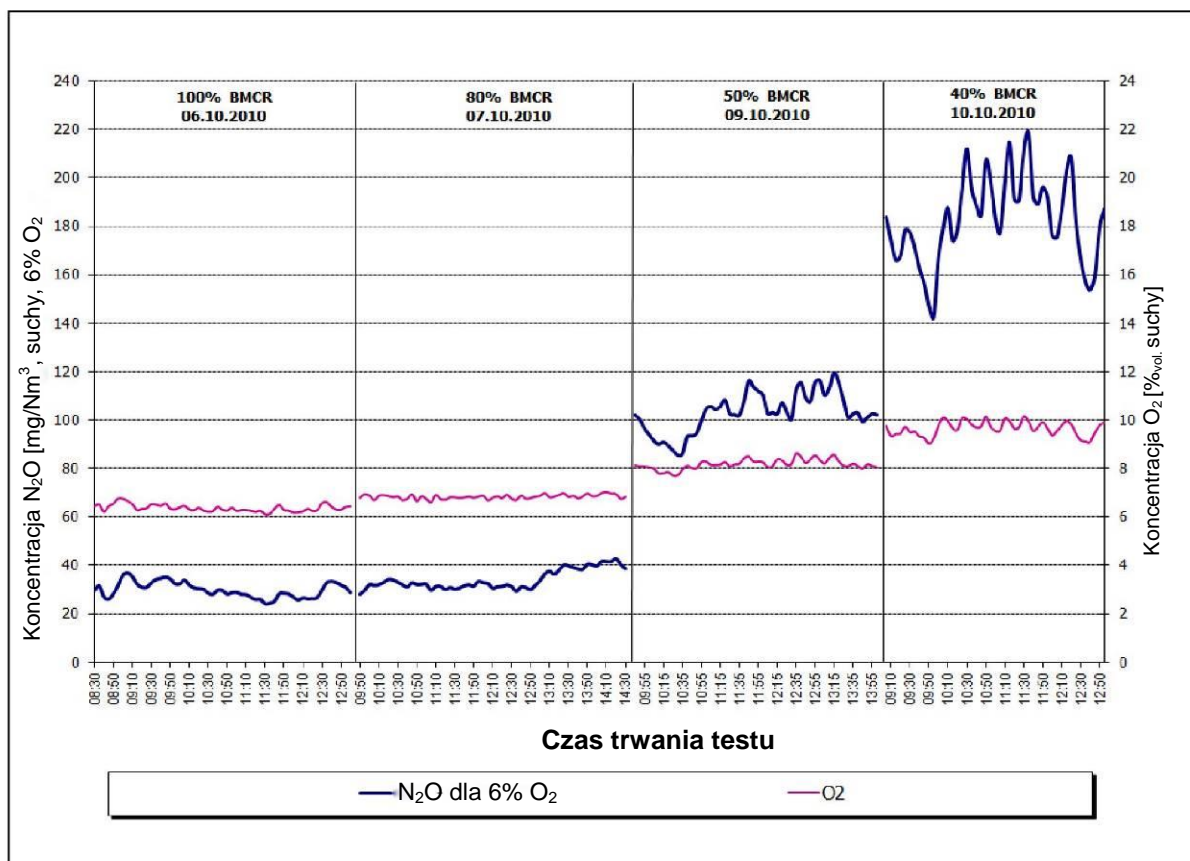
Uwagi:
 PC (DBB): Spalanie pyłowe (kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu).
 PC (WBB): Spalanie pyłowe (kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie ciekłym).
 CFBC: Spalanie w cyrkulacyjnym złożu fluidalnym.
 BFBC: Spalanie w pęcherzykowym złożu fluidalnym.
 FBC: Spalanie w złożu fluidalnym.
 NA: Brak danych.
 Źródło: [231, Rentz i inni 2001] [61, Commission 2006]

Tabela 5.19: Emisje N₂O z przykładowych europejskich kotłów z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym

Numer obiektu	Wielkość (MW _{th})	Spalane paliwo	Techniki NO _x – N ₂ O	NO _x średnia roczna (mg/Nm ³ przy 6% O ₂)	Emisje N ₂ O (mg/Nm ³ przy 6% O ₂)	Równoważnik współczynnika pełnego obciążenia (%)
470V	50	80 % Biomasy i torfu + 20 % zwierzęcych produktów ubocznych	FGR–SNCR	71	22	81.8
385V	400	90 % Węgiel + 10 % Biomasa	Palniki zapłonowe – Stopniowanie powietrza / Planowana modernizacja dla NO _x (Recykulacja gazów odlotowych – 10 %)	265	21.1	92.3
377V	380	91 % węgiel półbitumiczny + 9 % szlam	Stopniowanie powietrza	149	119	86

Uwagi:
 FGR: Recykulacja gazów odlotowych. SNCR: Selektywna redukcja niekatalityczna.
 Źródło: [3, LCP TWG 2012]

Rysunek 5.18 pokazuje, że emisje N_2O silnie zależą od obciążenia jednostki.



Rysunek 5.18: Wpływ równoważnika pełnego obciążenia na emisję N_2O w Obiekcie 387 (Łągisza, PL)

Emisje halogenków, dioksyn oraz wielopierścieniowych węglowodorów aromatycznych (PAH)

Tabele 5.20 i 5.21 przedstawiają typowe emisje HCl, HF, dioksyn oraz PAH z różnych elektrowni opalanych paliwem stałym i płynnym.

Tabela 5.20: Przykładowe poziomy emisji HCl oraz HF z obiektów z/bez technik drugorzędnych

Paliwo: węgiel	HCl mg/Nm^3 , 6 % O_2	HF mg/Nm^3 , 6 % O_2
Bez odsiarczania	100–450	4–28
FGD + transfer kontaktowy za pomocą regeneracyjnej nagrzewnicy powietrza	3–14	2–8
FGD bez transferu powietrzem: nagrzewnica powietrza	1–8	0.2–2
FBC + dodawanie wapna suchego*	1–380	0.5–8

* Wyższa redukcja SO_2 zwiększa emitowaną część HCl.
Źródło: [123. Eurelectric 2001] [3. LCP TWG 2012] [63. BDEW 2013]

Tabela 5.21: Przykład poziomów emisji dioksyn oraz PAH przy spalaniu różnych paliw

Substancja	Węgiel	Paliwo ciężkie	Orimulsion
Dioksyny i furany	2.193 pg/Nm^3	2.492 pg/Nm^3	2.159 pg/Nm^3
PAH	0.0606 $\mu g/Nm^3$	0.0507 $\mu g/Nm^3$	0.0283 $\mu g/Nm^3$

Źródło: [169. TWG 2006 LCP BREF 2003]

5.1.2.4 Pozostałości po spalaniu

W każdej elektrowni generowane są duże ilości substancji mineralnych. W przypadku elektrowni o mocy 450 MW_e spalającej milion ton węgla o przykładowej zawartości popiołu 13% oraz siarki 1%, otrzymuje się rocznie około 187 000 ton produktów spalania węgla (CCP).

W 2010 roku na świecie wyprodukowano prawie 780 milionów ton popiołów węglowych (popiołu dennego i lotnego). W wielu krajach (na przykład w Austrii i Kanadzie) istnieją obawy dotyczące zawartości metali w tych pozostałościach, co może negatywnie wpływać na ich potencjalny recykling lub odzysk.

Najpowszechniejszymi CCP są:

Gips:

- **główny składnik:** odwodniony siarczan wapnia. Stężenie pierwiastków śladowych ograniczone jest wymaganiami nietoksyczności.
- **krytyczne parametry do zastosowania w budownictwie:** wielkość kryształów, krystalografia oraz wilgotność.
- kryteria jakości dla gipsu FGD zostały opisane w standardach branżowych uzgodnionych między Eurogypsum, ECOBA i VGB Power Tech e.V. [83, EUROGYPSUM, VGB Powertec, ECOBA 2012]

Popiół lotny: zawiera największą część skondensowanych metali:

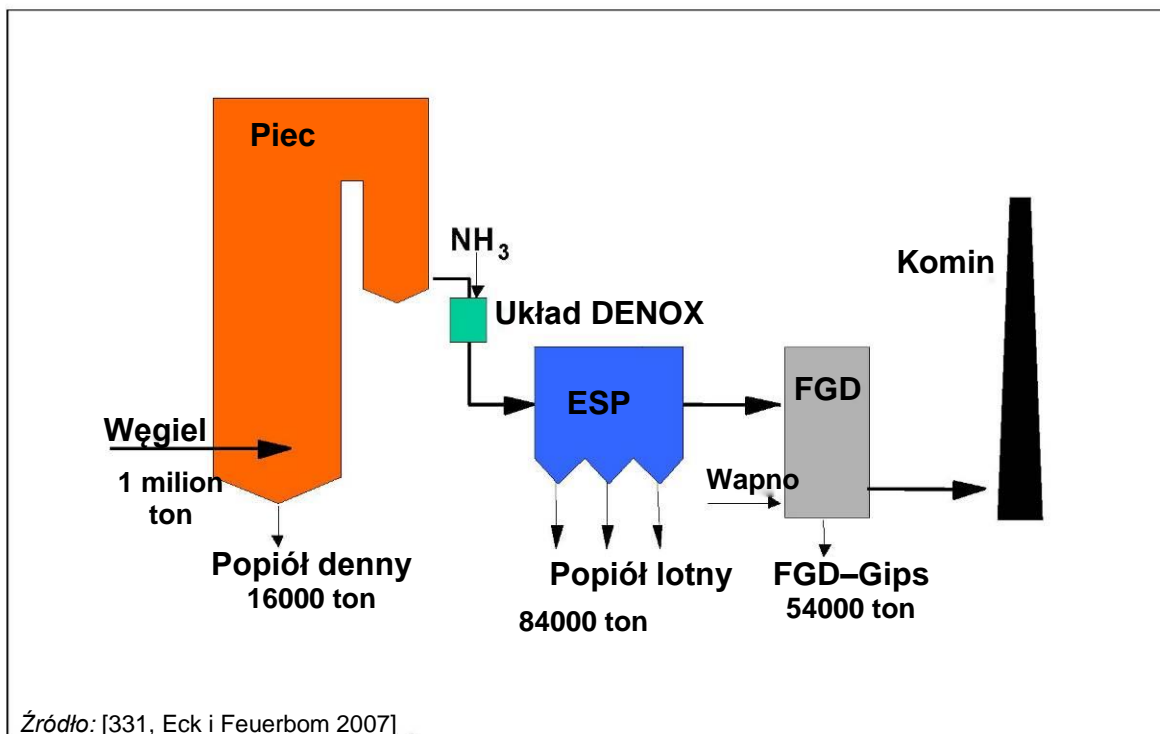
- parametry krytyczne przy zastosowaniu w betonie: strata prażenia, Cl, wolny CaO;
- parametry krytyczne przy zastosowaniu w cemencie: fizyczne, chemiczne i mechaniczne parametry cementu określone są w (EN-197-1): strata prażenia, siarczany, Cl.

Popiół denny: niska zawartość metalu; zastosowanie w ceglach oraz cemencie.

Pozostałości z absorpcji suchego rozpylania: mieszanina gipsu, siarczynu wapnia i popiołu lotnego; większość jest składowana na wysypisku lub wykorzystywana jako materiał izolacyjny na składowiskach odpadów.

Wymieniono tylko pozostałości związane z procesem spalania i uzdatnianiem gazów odlotowych. Należy jednak zauważyć, że pozostałości związane z oczyszczaniem ścieków (WWT) (np. osady z FGD WWT) mogą w wielu przypadkach również mieć istotne znaczenie.

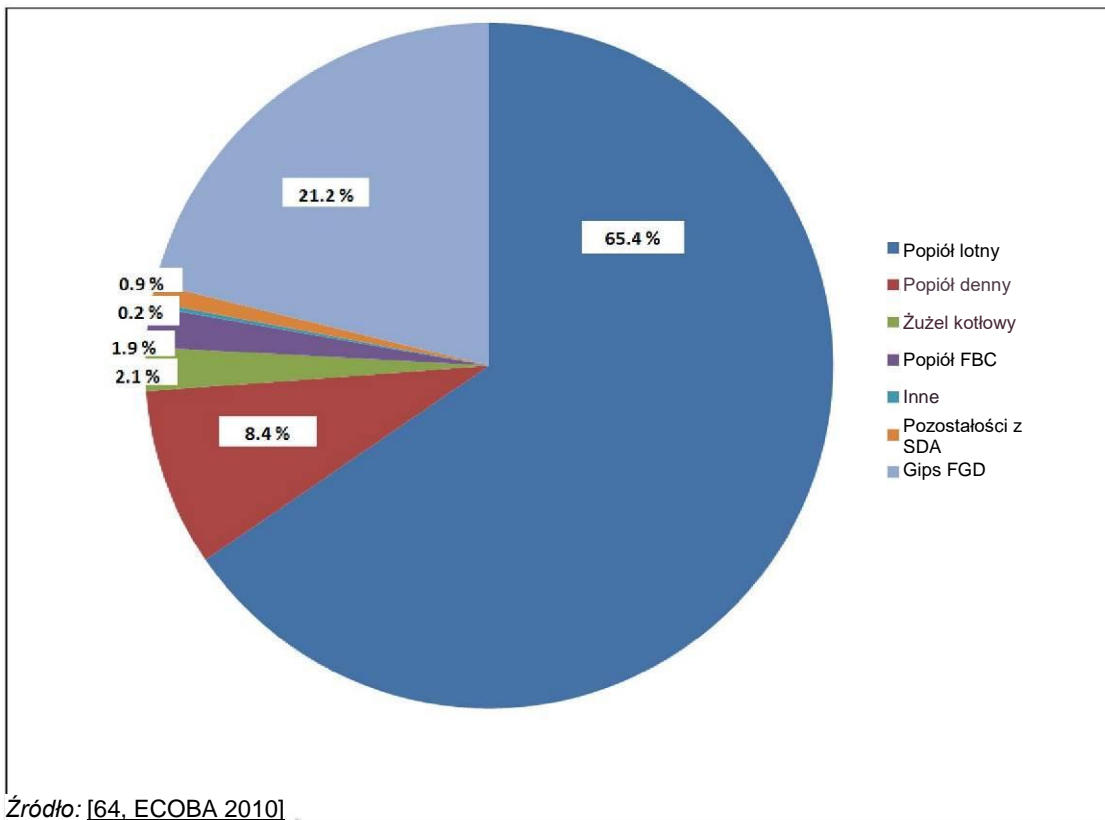
Rysunek 5.19 podaje przykładowe ilości CCP generowane przez typową elektrownię.



Rysunek 5.19: Roczna produkcja CCP w elektrowni węglowej o mocy 450 MW_e pracującej przez 6000 godzin przy pełnym obciążeniu (całkowita produkcja CCP = 187 000 ton)

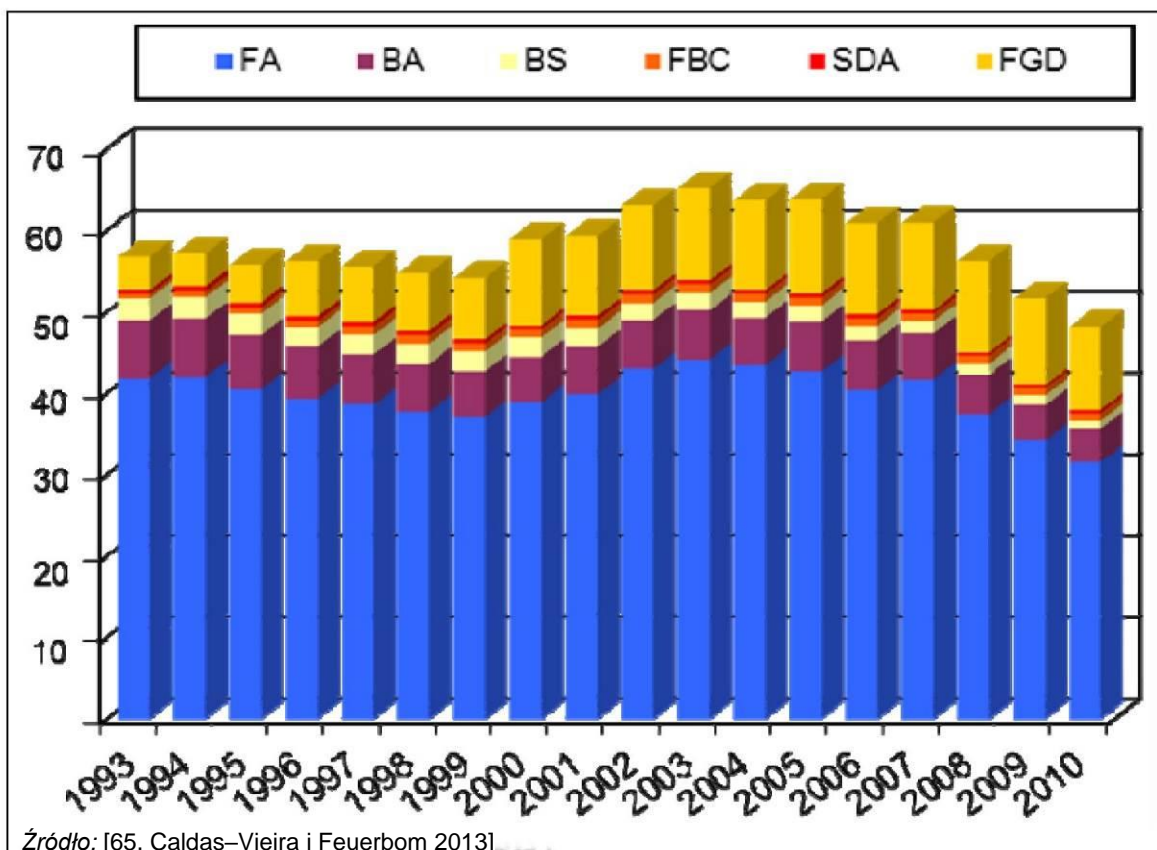
Według Europejskiego Stowarzyszenia Produktów Spalania Węgla (ECOBA) [64, ECOBA 2010], ilość CCP wygenerowanego w elektrowniach UE-15 wynosi 48 milionów ton, a w UE-28 wyniosła około 100 milionów ton w 2011 r. w czasie, gdy dokładne dane ze wszystkich nowych państw członkowskich nie były jeszcze dla ECOBA dostępne.

Rysunek 5.20 pokazuje udziały różnych rodzajów CCP wygenerowanych w 2010 r. Około 65% wszystkich CCP zostało wygenerowanych jako popiół lotny. Wszystkie pozostałości ze spalania stanowią do 78,8% a pozostałości z FGD do 21,2% masy całkowitej.



Źródło: [64, ECOBA 2010]

Rysunek 5.20: Produkcja CCP w UE-15 w 2010 roku



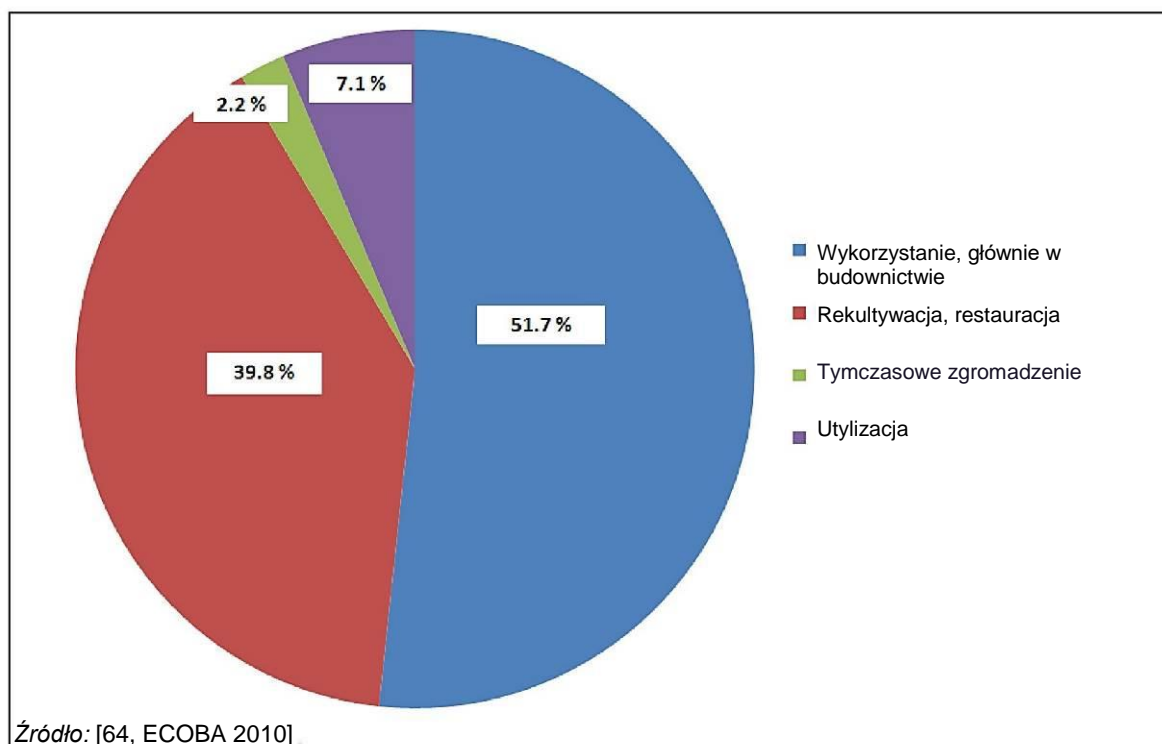
Źródło: [65, Caldas-Vieira i Feuerbom 2013]

Rysunek 5.21: Wzrost produkcji CCP w UE-15 w latach 1993-2010

Tabela 5.22: Produkcja CCP w UE-15 w 2010 roku

Produkty CCP	Ilość (w tys. ton)
Popiół lotny	31 616
Popiół denny	4 052
Żużel kotłowy	1 000
Popiół FBC	912
Inne	107
Pozostałości z SDA	413
Gips FGD	10 227
Razem	48 327
Źródło: [64, ECOBA 2010]	

Większość wytworzonych produktów spalania węgla (CCP) była wykorzystywana w budownictwie, inżynierii lądowej oraz jako materiały konstrukcyjne w górnictwie podziemnym (51,7%) lub do rekultywacji odkrywkowych kopalń, kamieniołomów i kopalni (39,8%). Tylko 2,2% w 2010 roku zostało tymczasowo zgromadzone do wykorzystania w przyszłości, a 7,1% usunięte (rys. 5.22).

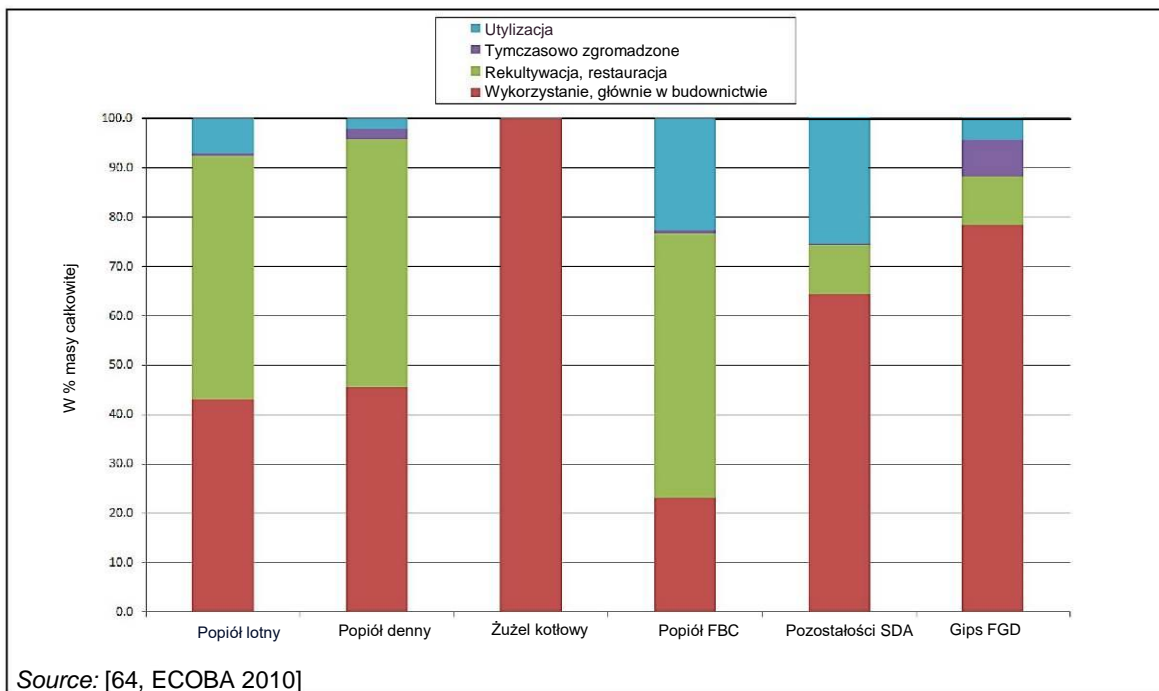


Rysunek 5.22: Wykorzystanie i utylizacja CCP w UE-15 w 2010 r.

Wykorzystanie CCP różni się w poszczególnych państwach członkowskich, ponieważ klimat, podatki oraz sytuacja prawna też się różnią. W niektórych krajach UE wskaźnik wykorzystania CCP wynosi prawie 100%, podczas gdy w innych nie przekracza 10%. Wynika to również z istniejących w CCP niekorzystnych właściwości/składu, takich jak zawartość metali, strata przy prażeniu, wolna oraz całkowita zawartość Ca, Cl itp. Wykorzystanie produktów odsiarczania również jest zróżnicowane w obrębie UE. W niektórych krajach pozostałości z absorpcji metodą suchego rozpylania (SDA) są wykorzystywane w budownictwie oraz jako nawóz, a w innych krajach są utylizowane. Gips FGD jest wykorzystywany do produkcji płyt gipsowych i samopoziomujących wylewek podłogowych, a także jako spowalniacz do cementu. Obserwowany wzrost wskaźników wykorzystania spowodowany jest ogólną akceptacją tych materiałów jako produktów.

Poprawę tę osiągnięto dzięki działaniom badawczym, doświadczeniom oraz działaniom marketingowym.

Udział procentowy w wykorzystaniu oraz w utylizacji różnych CCP w 2007 r. przedstawiono na rysunku 5.23.



Rysunek 5.23: Wykorzystanie i utylizacja CCP w UE-15 w 2010 r

W 2010 r. ponad 46% pozostałości spalania, oprócz popiołu z FBC, zostało wykorzystanych w budownictwie i górnictwie. W tym obszarze wykorzystano 100% żużla kotłowego, natomiast większość popiołu z FBC wykorzystano do rekultywacji kopalń odkrywkowych, kamieniołomów i dołów.

Ponad 60% pozostałości z SDA i prawie 80% gipsu FGD zostało wykorzystanych w budownictwie i górnictwie. Do rekultywacji kopalń odkrywkowych, kamieniołomów i dołów użyto 10% pozostałości z SDA oraz gipsu FGD, a około 7,5% gipsu FGD przechowywano jako tymczasowe zapasy do przyszłego wykorzystania. Tylko bardzo małe ilości CCP musiały ulec utylizacji. [64, ECOBA 2010]

Zawartość metali w niektórych popiołach i innych produktach ubocznych spalania przedstawiono w tabelach 5.23 i 5.24. Dane powinny być traktowane jako przykładowe, ponieważ ich wielkość bardzo mocno zależy od gatunku węgla oraz rodzaju instalacji.

Tabela 5.23: Zawartość metali w węglu oraz w niektórych pozostałościach ze spalania węgla

Metale ciężkie	Stężenie (ppm)			Strumień masowy (g/h)		
	Węgiel	Popiół gruboziarnisty	Popiół lotny	Węgiel	Popiół gruboziarnisty	Popiół lotny
Arsen	10.8	12.0	43.9	3193.6	43.2	3042
Kadm	0.07	0	0.295	20.7	0	20.4
Chrom	39.1	204.7	154.5	11 561.9	736.7	10 703.4
Miedź	16.0	63.2	67.6	4716.4	227.5	4684.7
Ołów	6.7	11.6	27.7	1981.2	41.8	1919.6
Rtęć	0.28	0	0.1	81.3	0	6.9
Nikiel	40.5	204.0	158.7	11 961.1	734.4	10 997.9
Selen	0.99	0.6	1.4	291.3	2.2	97.0
Wanad	41.3	94.7	169.0	12 197.6	340.9	11 711.7
Cynk	26.1	38.1	116.1	7717.8	137.0	8076.9

Zobacz również Tabele 5.1 i 5.2 na temat cech ogólnych
 Źródło: [145, UBA AT 2000]

Tabela 5.24: Dane wejściowe i wyjściowe metali w niektórych obiektach energetycznego spalania opalanych węglem

Metale ciężkie	Wejście (%)		Wyjście (%)				
	Węgiel	Kreda CaCO ₃	Popiół lotny	Popiół gruboziarnisty	Gips	Gaz oczyszczony	Kurz
Arsen	100.0	0.0	99.1	0.4	0.4	< 0.1	< 0.1
Kadm	100.0	0.0	95.5	0.0	0.4	4.1	0.0
Chrom	99.6	0.4	91.2	5.1	3.6	0.1	0.0
Miedź	98.9	1.1	94.3	3.6	0.8	1.4	< 0.1
Ołów	99.6	0.4	98.0	1.1	0.4	0.5	< 0.1
Rtęć	99.1	0.9	50.2	0.0	5.0	44.8	0.0
Nikiel	97.3	2.7	88.7	10.8	0.2	0.1	0.2
Selen	100.0	0.0	51.7	0.6	27.9	16.4	3.4
Wanad	99.7	0.3	97.8	1.8	0.3	0.0	0.1
Cynk	99.5	0.5	97.7	0.8	0.6	0.8	< 0.1

Uwagi: Dane wyjściowe oparte są w 100% na danych wejściowych metali i kredy w stosunku do wyjścia.
 Źródło: [145, UBA AT 2000]

Badanie oparte na sześciu typowych elektrowniach w Chinach wykazało stężenia Hg w popiele dennym w zakresie od 1 µg/kg do 16 µg/kg, stężenia Hg w popiele lotnym ze zbiornika ESP w zakresie od 10 µg/kg do 295 µg/kg i zawartość Hg w gipsie w zakresie od 38 µg/kg do 561 µg/kg dla zawartości Hg w węglu w zakresie od 17 µg/kg do 385 µg/kg. Ponadto stężenie Hg w drobnym popiele z wielkiego pieca (BF) wynosiła 2945 µg/kg. [28, S. Wang i inni 2009]

5.1.3 Techniki do rozważenia przy ustalaniu BAT dla spalania węgla kamiennego i/lub brunatnego

W tej części opisano techniki (lub ich kombinacje) oraz związane z nimi monitoring, które uważa się za mające potencjał do osiągnięcia wysokiego poziomu ochrony środowiska dla działań wchodzących w zakres niniejszego dokumentu. Opisane techniki obejmują zarówno wykorzystywaną technologię, jak i sposób, w jaki instalacje są projektowane, budowane, konserwowane, obsługiwane i wycofywane z eksploatacji.

Obejmuje on techniki zintegrowane z procesem oraz tzw. techniki "końca rury" (techniki związane z usuwaniem zanieczyszczeń z substancji wyjściowych danego procesu np. z gazów odlotowych pochodzących ze spalania węgla). Uwzględniono również zapobieganie powstawaniu odpadów i zarządzanie nimi, w tym procedury minimalizacji odpadów i ich recyklingu. Ponadto omówiono techniki ograniczania zużycia surowców, wody i energii.

Załącznik III do dyrektywy w sprawie emisji przemysłowych zawiera szereg kryteriów do określenia BAT, a informacje w tym rozdziale odnoszą się do tych rozważań. Standardowa struktura tabeli 3.4 służy do opisanie informacji, tak dalece jak jest to możliwe, o każdej technice, aby umożliwić ich porównanie również z definicją BAT zawartą w dyrektywie w sprawie emisji przemysłowych.

Niniejsza część niekoniecznie zawiera wyczerpującą listę technik, które można zastosować w danym sektorze. Mogą istnieć lub mogą być opracowane inne techniki, mogące być brane pod uwagę przy ustalaniu BAT dla pojedynczej instalacji.

Techniki, które należy rozważyć, zostały w pełni opisane tylko wtedy, gdy są one specyficzne do rozważanego tutaj paliwa lub zastosowanego procesu spalania (spalanie węgla kamiennego i lub brunatnego). Rzeczywiście, w przypadku większości technik ogólne opisy zostały już przedstawione w rozdziale 3. Dlatego, w celu uniknięcia powtórzeń, w przypadku ogólnych technik opisanych już w rozdziale 3, tylko informacje dodatkowe charakterystyczne dla spalania węgla kamiennego i/lub brunatnego podano w poniższych tabelach.

5.1.3.1 Techniki ograniczania emisji rozproszonych z rozładunku, magazynowania i gospodarowania paliwami/dodatkami

Informacje na temat ogólnych technik redukcji emisji rozproszonych/ulotnych do atmosfery podano w rozdziale 2.8.

Tabela 5.25 podaje dodatkowe informacje dotyczące węgla brunatnego i/lub kamiennego.

Tabela 5.25: Ogólne techniki, które należy uwzględnić w celu kontroli emisji rozproszonych pochodzących z rozładunku, składowania oraz transportu paliwa i dodatków

Technika	Opis	Osiągnięte korzyści dla środowiska	Efektywność środowiskowa i dane eksploatacyjne	Oddziaływanie na procesy i środowisko	Względy techniczne istotne przy zastosowaniu		Ekonomi czność	Powody zmuszające do wdrożenia	Przykładowe obiekty
					Nowe obiekty	Istniejące obiekty			
Transfery zamknięte	Hermetycznie zamknięte taśmociągi, w których prowadzone jest paliwo, oraz urządzenia odpylające	Redukcja emisji ulotnych	Wysokie doświadczenia eksploatacyjne	Nie stwierdzono	Możliwość zastosowania zależy od wilgotności paliwa	Możliwość zastosowania zależy od wilgotności paliwa. Nie dotyczy punktów odprowadzania do atmosfery (kominów) – systemów odzyskiwania	NA	NA	Obiekt 253
Oslony przeciwwietrzne	Otwarte taśmociągi z osłonami przeciwwietrznymi			Nie stwierdzono	Technika ogólnie dostępna	NA	NA	NA	
Regulowany sprzęt	Sprzęt rozładowujący o regulowanej wysokości			Nie stwierdzono	Technika ogólnie dostępna	NA	NA	NA	
Urządzenia czyszczące	Urządzenia czyszczące do przenośników taśmowych			Nie stwierdzono	Możliwość zastosowania zależy od wilgotności paliwa	NA	NA	NA	
Systemy zraszające (natryskowe)	Węgiel kamienny/brunatny przechowywany w otwartych magazynach spryskiwany jest wodą oraz chemicznymi dodatkami powlekającymi. Działa mgielne zainstalowane w miejscu składowania.			Zużycie wody i jej zanieczyszczenie	Nie dotyczy paliw o dużej wilgotności powierzchniowej	Koszty zraszania wodą i zbierania wody odpływowej	NA	Obiekty 219, 221, 547	
Oslony przeciwwietrzne	NA			Nie stwierdzono	Technika ogólnie dostępna	NA	NA	NA	

Rozdział 5

Uszczelniona podłoże z systemami odwadniającymi	Uszczelnienie całego podłoża magazynowania może nie być konieczne, o ile można wykazać brak lub kontrolować potencjalny odciek z dna składowiska.	Zapobieganie zanieczyszczeniu gleby i wód gruntowych	Wysokie doświadczenia eksploatacyjne	Nie stwierdzono	Technika ogólnie dostępna	Koszt oczyszczania ścieków	NA	NA
Składowanie w pomieszczeniach zamkniętych	Magazynowanie wapna/wapienia w zamkniętych silosach z redukcją emisji pyłów	Redukcja drobnych cząstek		Nie stwierdzono	Technika ogólnie dostępna	NA	NA	NA
	Magazynowanie węgla w pomieszczeniach zamkniętych	Ograniczenie emisji ulotnych	NA	NA	Technika ogólnie dostępna		Lokalne standardy jakości środowiska	Obiekty 123, 253, 547
<p>Uwagi: NA: Brak konkretnych informacji.</p>								

5.1.3.2 Techniki podnoszenia ogólnej efektywności środowiskowej

Informacje dotyczące ogólnych technik poprawy efektywności środowiskowej dla obiektów energetycznego spalania podano w sekcji 3.1.1.

Tabela 5.26 podaje dodatkowe informacje dotyczące węgla brunatnego i/lub kamiennego.

Tabela 5.26: Techniki, które należy rozważyć w celu poprawy ogólnej ekologiczności elektrowni opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym

Technika	Opis	Osiągnięte korzyści dla środowiska	Efektywność środowiskowa i dane eksploatacyjne	Oddziaływanie na procesy i środowisko	Względy techniczne istotne przy zastosowaniu		Ekonomiczność	Przykładowe obiekty
					Nowe obiekty	Istniejące obiekty		
Wybór paliwa	Przejsięcie na spalanie paliwa mniej szkodliwego pod względem emisji (niska zawartość siarki, niska zawartość popiołu lub lepsza jakość popiołu) - patrz także sekcja 3.1.1.4	Lepszy profil środowiskowy, mniejsza emisja	Wysokie doświadczenia eksploatacyjne	Niższe zanieczyszczenia węgla prowadzą do zmniejszenia emisji. Niska zawartość popiołu wiąże się z redukcją podstawowych emisji oraz redukcją odpadów stałych które wymagają wykorzystania / utylizacji	Zależy od charakterystyki projektowej konkretnego kotła	Zależy od charakterystyki projektowej konkretnego kotła oraz konfiguracji obiektu	Cena paliwa może być wyższa	NA
Spalanie wielopaliwowe	Częściowe zastąpienie węgla brunatnego lub węgla kamiennego innym paliwem, takim jak biomasa lub gaz syntezowy z biomasy - patrz rozdział 8 i rozdział 4	Lepszy profil środowiskowy, mniejsza emisja	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne w zakresie spalania wielopaliwowego z dodatkiem biomasy - małe doświadczenie w spalaniu wielopaliwowym przy użyciu gazu syntezowego	Należy wziąć pod uwagę potencjalny wzrost wielkości zanieczyszczeń, takich jak Cl	Technika ogólnie dostępna		Można uniknąć kosztownych technik "końca rury"	NA
Mieszanie i miksowanie paliwa	Patrz także punkt 5.1.3.4.3.1	Unikanie szczytów emisji (wartości znacznie przekraczających wartość średnią), stabilna praca	Wysokie doświadczenia eksploatacyjne	NA	Technika ogólnie dostępna		Dodatkowe koszty wyposażenia do mieszania i miksowania paliwa	NA
					Najlepiej nadaje się do kotłów bez kontroli emisji wtórnych			
Oczyszczanie paliwa	Mycie węgla, zazwyczaj bezpośrednio na terenie kopalni - patrz także punkt 5.1.3.4.3.1	Redukcja wymywalnych zanieczyszczeń. Niższe zanieczyszczenia węgla prowadzą do zmniejszenia emisji	Wysokie doświadczenia eksploatacyjne	Ścieki z mycia	Technika ogólnie dostępna		Dodatkowy koszt instalacji do mycia węgla	NA

Zgazowanie węgla	Patrz rozdział 4	Zwiększona sprawność obiektu i niższe poziomy emisji, szczególnie w przypadku NO _x	Ograniczone doświadczenia. W perspektywie średnioterminowej zgazowanie może stanowić potencjalnie realną alternatywę dla normalnego spalania, szczególnie ze względu na spodziewaną sprawność elektryczną 51-55%	NA	Technika stosowalna, ale jak dotąd wykorzystana tylko w kilku obiektach	NA	Patrz rozdział 4	NA
Zaawansowany system kontroli	Patrz sekcja 3.2.3.8	Zwiększona sprawność, wyższa wydajność kotła, mniejsza emisja	Wysokie doświadczenia eksploatacyjne	Nie stwierdzono	Technika ogólnie dostępna	Możliwość zastosowania w starszych obiektach energetycznego spalania może być ograniczona przez konieczność modernizacji układu spalania i/lub systemu sterowania	Specyficzna dla danego obiektu, np. CAPEX około 0,6 mln EUR oraz OPEX około 60 000 EUR rocznie w przypadku obiektów 121 i 142 (poziom cen z 2010 roku)	Obiekty 121, 142
Optymalizacja spalania	Patrz sekcja 3.2.2.7.1	Redukcja w zrównoważony sposób emisji NO _x , CO, NH ₃ , N ₂ O oraz emisji z niespalonego węgla	Wysokie doświadczenia eksploatacyjne	Nie stwierdzono	Technika ogólnie dostępna	Istnieją techniczne oraz ekonomiczne ograniczenia możliwości rozwoju projektowego kotłów	NA	NA
Zintegrowany proces spalania	Zapewnia wysoką sprawność kotła i uwzględnia podstawowe techniki redukcji emisji NO _x , takie jak stopniowanie powietrza i paliwa, palniki z niską emisją NO _x i/lub dopalanie. Zobacz również sekcje 3.1.1 i 3.2.3.8	Zwiększona sprawność, wyższa wydajność kotła, mniejsza emisja	Wysokie doświadczenia eksploatacyjne	Nie stwierdzono	Technika ogólnie dostępna		NA	NA
Uwagi: CAPEX - Wydatki kapitałowe, OPEX - Wydatki operacyjne. NA: Brak konkretnych informacji								

5.1.3.3 Techniki podnoszenia efektywności energetycznej i zużycia paliwa

Informacje na temat ogólnych technik zwiększania efektywności energetycznej obiektów energetycznego spalania podano w punkcie 3.2.3.

Tabele 5.27 i 5.28 zawierają dodatkowe informacje specyficzne dla węgla brunatnego i/lub węgla kamiennego. W tabelach podano więcej szczegółów na temat ich efektywności środowiskowej a dane eksploatacyjne znajdują się poniżej tabel.

Tabela 5.27: Ogólne techniki, które należy rozważyć w celu zwiększenia efektywności energetycznej i wykorzystania paliwa

Technika	Opis	Osiągnięte korzyści dla środowiska	Efektywność środowiskowa i dane eksploatacyjne	Względy techniczne istotne przy zastosowaniu		Ekonomiczność	Przykładowe obiekty
				Nowe obiekty	Istniejące obiekty		
Kogeneracja (CHP np. elektrociepłownia), w tym ogrzewanie komunalne 3.2.3.2	Patrz sekcja 3.2.3.2	Zwiększone wykorzystanie paliwa	Wysokie doświadczenia eksploatacyjne	Technika ogólnodostępna. Podczas szukania lokalizacji nowego projektu należy zbadać istniejące w tym obszarze zapotrzebowanie na parę wodną i ciepłą wodę	Bardzo ograniczone, w zależności od wymagań specyficznych dla obciążeń cieplnych danego obszaru	Cena paliwa może być wyższa	NA
IGCC (blok gazowo-parowy ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa)	Patrz rozdział 4	NA	Założona sprawność netto od 39% do 43,1% (na bazie LHV). Roczna wydajność elektryczna netto dla ELCOGAS (Hiszpania) > 37%	Technika ogólnodostępna, choć bardziej skomplikowana w projektowaniu/obsłudze niż konwencjonalny kocioł kondensacyjny: wysoki poziom integracji między jednostką zgazowania a obiektem energetycznego spalania może poprawić efektywność środowiskową, ale obniżyć elastyczność eksploatacyjną	NA	Technika bardziej kosztowna niż konwencjonalny kocioł kondensacyjny. Może stać się bardziej ekonomicznie opłacalna w przypadku wzrostu ceny CO ₂	NA
Turbina parowa i/lub inne ulepszenia podzespołów	Patrz sekcja 3.2.3.13	Zwiększona sprawność	Wysokie doświadczenia eksploatacyjne	Technika ogólnodostępna	Możliwość zastosowania może być ograniczona przez popyt/właściwości pary i/lub ograniczony czas eksploatacji obiektu	NA	Obiekty 131, 168
Wykorzystywanie zaawansowanych materiałów	Patrz sekcja 3.2.3.5	Zwiększona sprawność	Praktykowane w nowych obiektach	Technika ogólnodostępna	Ograniczona możliwość zastosowania	NA	NA
(Ultra-) Nadkrytyczne parametry pary	Patrz sekcja 3.2.3.14	Zwiększona sprawność	Praktykowane w nowych obiektach	Stosowana tylko w nowych obiektach o mocy ≥ 600 MW _{th} pracujących > 4 000 godz./rok Nie dotyczy, gdy celem jednostki jest wytwarzanie niskich temperatur pary i/lub ciśnień w procesie przetwórczym. Nie dotyczy turbin gazowych i silników wytwarzających parę w trybie CHP.	Ograniczona możliwość zastosowania	NA	Obiekty 34, 116, 117, 123, 127, 167, 253, 387, 391, 133, 547
Podwójne podgrzewanie	Patrz sekcja 3.2.3.6	Zwiększona sprawność	Praktykowane głównie w nowych obiektach	Technika ogólnodostępna	Technika ogólnodostępna	NA	NA
Wzrost temperatury	Patrz sekcja 3.2.3.7	Zwiększona sprawność	Praktykowane w nowych	Technika ogólnodostępna	Możliwość stosowania	NA	Obiekt 168

Rozdział 5

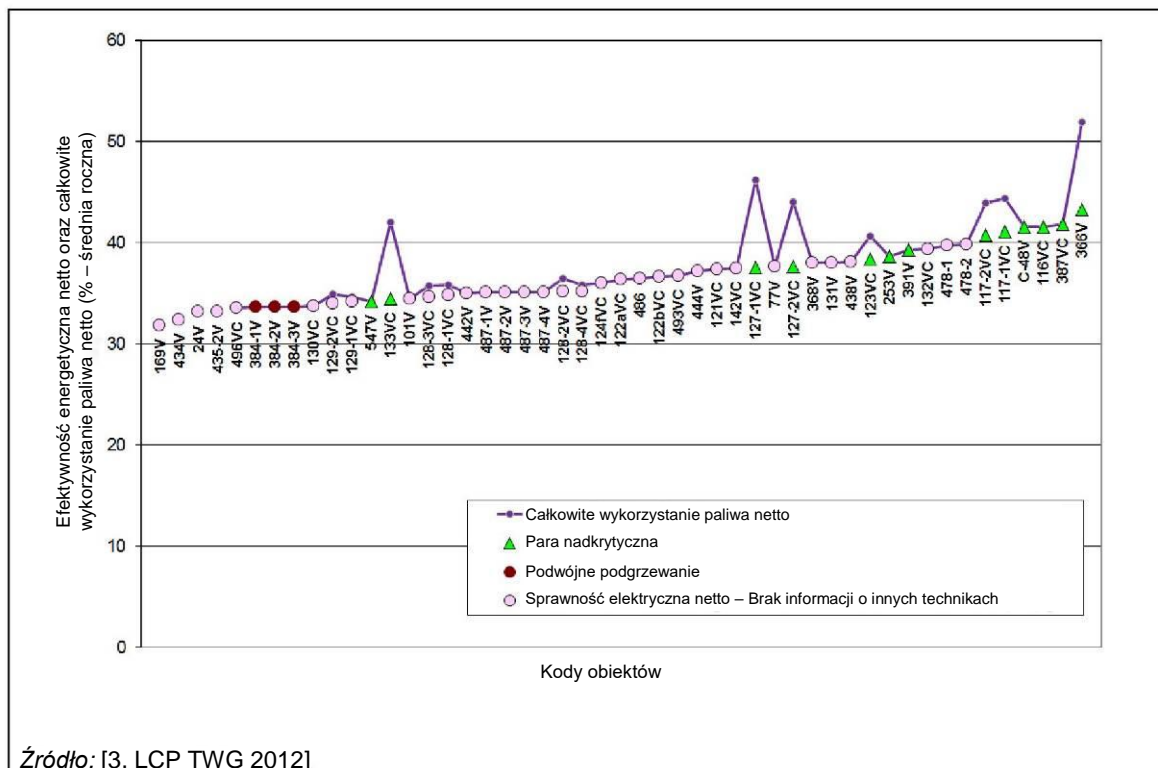
wody zasilającej kocioł			objektach oraz w kilku już istniejących	może być limitowana ze względu na ograniczenia związane z konfiguracją obiektu oraz ilość odzyskiwanego ciepła		
				Stosowana tylko w obiegach parowych, a nie dla gorących kotłów		
Suszenie paliwa	Patrz sekcje 3.2.3.18 oraz 11.4.1.1	Zwiększona sprawność	Ograniczone doświadczenia ze względu na zastosowanie tylko w jednym obiekcie pilotażowym. Sprawność zwiększona o około 3-5 punktów procentowych	Rozwojowa	Dodatkowe koszty suszenia węgla brunatnego	NA
				Modernizacja istniejących instalacji może być limitowana przez dodatkową wartość kaloryczną, którą można uzyskać z operacji suszenia oraz przez ograniczone możliwości modernizacji oferowane przez niektóre konstrukcje kotłów lub konfiguracje obiektów		NA
Wykorzystanie popiołów dennych	Patrz sekcja 3.2.5.2	Zwiększona sprawność. Redukcja zużycia wody	Praktykowana w pewnej liczbie nowych oraz istniejących obiektów	Mogą zaistnieć ograniczenia techniczne, które uniemożliwią doposażenie istniejących obiektów energetycznego spalania	Specyficzna dla danego obiektu	Obiekty 142, 219, 221, 253
<p>Uwagi: NA: Brak konkretnych informacji.</p>						

Tabela 5.28: Ogólne techniki, które należy rozważyć w celu zwiększenia efektywności energetycznej

Technika	Opis techniki	Osiągnięte korzyści dla środowiska	Efektywność środowiskowa i dane eksploatacyjne	Oddziaływanie na procesy i środowisko	Względy techniczne istotne przy zastosowaniu		Ekonomiczność	Przykładowe obiekty
					Nowe obiekty	Istniejące obiekty		
Stopniowanie powietrza	Lepszy podział powietrza używanego do spalania - patrz sekcja 3.2.2.3.2	Zwiększona sprawność oraz obniżone emisje NO _x i N ₂ O	Wysokie doświadczenia eksploatacyjne	Może zwiększyć ryzyko uszkodzenia rur oraz ilość niespalonego paliwa	Technika ogólnodostępna	Technika ogólnodostępna	NA	NA
Zmniejszenie temperatury gazów odlotowych	Redukcja temperatury gazów odlotowych przed FGD do 80 ° C - patrz sekcja 3.2.3.1	Zwiększona sprawność. Dodatkowo ciepło można wykorzystać tylko jako ciepło wtórne.	Wysokie doświadczenia eksploatacyjne	Korozja: Temperatura gazów wydechowych powinna wynosić 10-20 ° C powyżej punktu rosy kwasu. Blokowanie nagrzewnicy powietrza. Skuteczna separacja mgieł w FGD wymagana do uniknięcia przenoszenia SO ₃ .	Technika ogólnodostępna	Technika ogólnodostępna	NA	Obiekt 168
Zastosowanie chłodni kominowej	Uwalnianie emisji do atmosfery poprzez chłodnię kominową, a nie określony komin - patrz sekcja 3.2.3.16	Ponowne ogrzewanie gazów odlotowych po ich przejściu przez instalację FGD nie jest konieczne. Nie potrzeba komina.	Wysokie doświadczenia eksploatacyjne	NA	Technika ogólnodostępna	Możliwość zastosowania do oceny dla każdego przypadku oddzielnie (np. dostępność lokalizacji do budowy chłodni kominowej i materiałów budowlanych)	Brak dodatkowych kosztów budowy i konserwacji komina	Obiekty 116, 130, 137
Technika komina odprowadzającego mokre gazy odlotowe	Patrz sekcja 3.2.3.17	NA	Wysokie doświadczenia eksploatacyjne	Widoczna chmura dymu	Generalnie stosowane w nowych i istniejących obiektach wyposażonych w mokre FGD		NA	Obiekty 122a, 122b
Różne techniki	Zobacz dokument referencyjny BAT (BREF) dotyczący chłodzenia	NA	NA	NA	NA	NA	NA	Obiekt 168
Uwagi: NA: Brak konkretnych informacji.								

Efektywność środowiskowa i dane eksploatacyjne dotyczące efektywności energetycznej

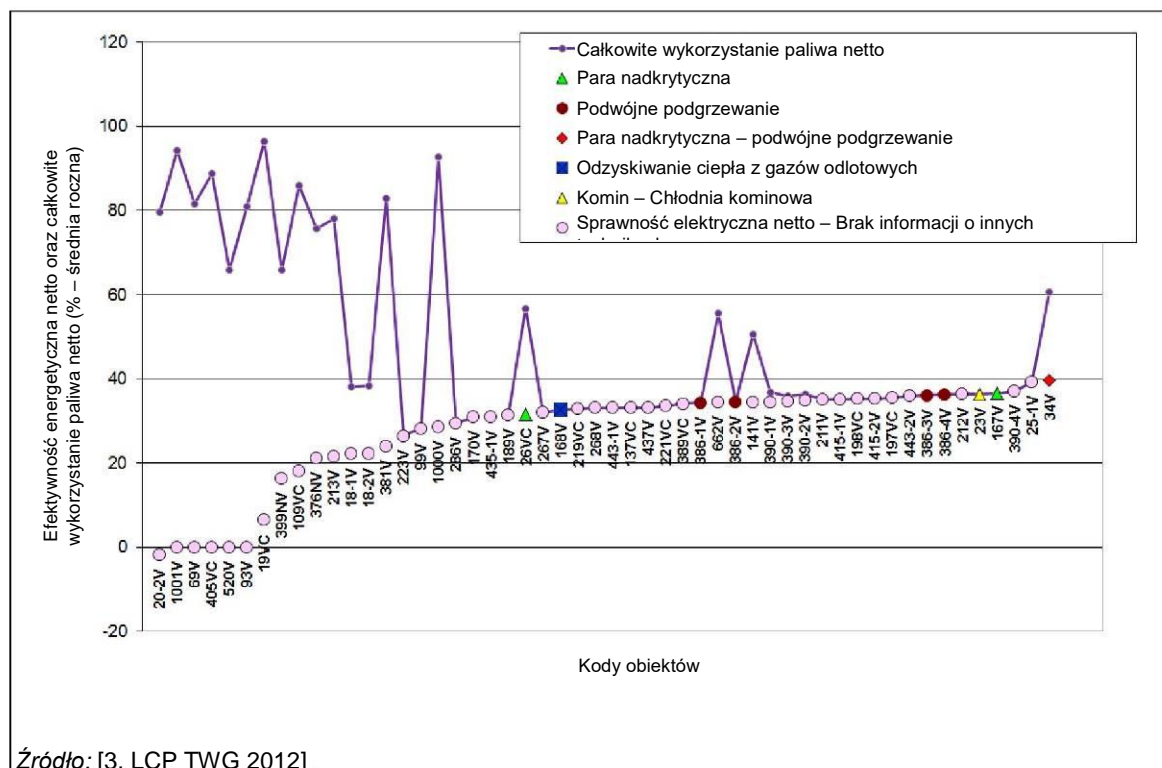
Rysunek 5.24 pokazuje eksploatacyjną sprawność elektryczną oraz całkowite wykorzystanie paliwa w niektórych europejskich elektrowniach opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym o mocy ponad 1 000 MW_{th}, oddanych do użytku w latach 1967-2009, eksploatowanych pomiędzy 2 400 godz./rok a 8 700 godz./rok, z równoważnym współczynnikiem pełnego obciążenia powyżej 60%. Obiekty o rocznej sprawności elektrycznej poniżej 35% są dość stare (zwykle oddane do użytku przed 1985 r.) lub spalające węgiel brunatny niskiej jakości (Obiekt 169V). Niektóre elektrownie to elektrociepłownie (CHP) wyposażone w turbiny parowe kondensacyjne lub kondensacyjne/ekstrakcyjne. Ich głównym celem jest jednak wytwarzanie energii elektrycznej z ograniczoną ilością dodatkowej produkcji ciepła.



Źródło: [3, LCP TWG 2012]

Rysunek 5.24: Eksploatacyjna efektywność energetyczna europejskich obiektów opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym o mocy > 1 000 MW_{th}

Rysunek 5.25 pokazuje eksploatacyjną sprawność elektryczną oraz całkowite wykorzystanie paliwa w niektórych europejskich obiektach opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym o mocy poniżej 1 000 MW_{th}, (od 52 MW_{th} do 1 000 MW_{th}) oddanych do eksploatacji w latach 1969-2010, eksploatowanych pomiędzy 2000 godz./rok a 8 700 godz./rok, z równoważnym współczynnikiem pełnego obciążenia powyżej 56%. Obiekty kondensacyjne o rocznej sprawności elektrycznej poniżej 34,5% są dość stare (generalnie oddane do użytku przed 1986 r.). Niektóre obiekty to obiekty CHP. Chociaż ich głównym celem jest wytwarzanie energii elektrycznej, są one wyposażone w turbiny parowe kondensacyjne lub kondensacyjne/ekstrakcyjne i wytwarzają ograniczoną ilość dodatkowego ciepła, czasami można osiągnąć 20% dodatkowego wykorzystania paliwa (Obiekty 34V, 662V). Kiedy ich głównym przeznaczeniem jest wytwarzanie pary lub gorącej wody do celów przemysłowych lub komunalnych, są one wyposażane w turbinę parową przeciwpiętną lub przeciwpiętną/upustową i, pomimo niższych sprawności elektrycznych, osiągają wysokie poziomy wykorzystania paliwa (Obiekty 109V, 376NV). Obiekty wytwarzające tylko ciepło (Obiekty 20-2V, 69V, 93V) to kotły użytkowe o mocy poniżej 75 MW_{th} i wykorzystaniu paliwa powyżej 80%.



Źródło: [3, LCP TWG 2012].

Rysunek 5.25: Eksploatacyjna efektywność energetyczna europejskich obiektów opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym o mocy < 1 000 MW_{th}

Oprócz tych poziomów eksploatacyjnych, tabele 5.29 i 5.30 przedstawiają dane o sprawności osiągnięte w UE odpowiednio przez przykładowe elektrownie i elektrociepłownie CHP.

Tabela 5.29: Sprawność elektryczna netto (%) osiągnięta przez przykładowe obiekty energetycznego spalania w UE

Węgiel	Aż do roku 2010 włącznie				Po roku 2010	
	≤ 1 000 MW _{th}		> 1 000 MW _{th}		> 1 000 MW _{th} *	
	Ilość obiektów	Zakres	Ilość obiektów	Zakres	Ilość obiektów	Zakres
Kamienny	12	32.65–40	21	33.8–43.7	3	45.9–46
Brunatny	13	31.4–39.1	5	33.7–42.3	2	42–43.7

* Nie dostarczono danych dla obiektów o mocy < 1 000 MW_{th}.
Źródło: [66, TWG Grupa Zadaniowa ds. Sprawności Energetycznej 2014], TWG – Techniczna Grupa Robocza

Tabela 5.30: Całkowite wykorzystanie paliwa netto (%) uzyskane przez przykładowe europejskie obiekty energetycznego spalania CHP

Węgiel	Aż do roku 2010 włącznie *			
	≤ 1 000 MW _{th}		> 1 000 MW _{th}	
	Ilość obiektów	Zakres	Ilość obiektów	Zakres
Kamienny	8	80–90.5	0	–
Brunatny	0	–	4	45–50

* Nie dostarczono danych dla obiektów oddanych do użytku po roku 2010.
Źródło: [66, TWG Grupa Zadaniowa ds. Sprawności Energetycznej 2014]

5.1.3.4 Techniki zapobiegania emisjom pyłu i metali i/lub ich ograniczania

5.1.3.4.1 Ogólne techniki zapobiegania emisjom pyłu i metali zawartych w pyle oraz ich ograniczania

Informacje na temat ogólnie stosowanych technik zapobiegania i kontroli emisji pyłów oraz emisji metali zawartych w pyle w obiektach energetycznego spalania podano w punkcie 3.2.2.

Tabela 5.31 podaje dodatkowe informacje dotyczące węgla brunatnego i/lub węgla kamiennego. W tabelach tych podano więcej szczegółów na temat związanej z nimi efektywności środowiskowej oraz danych eksploatacyjnych.

Tabela 5.31: Ogólne techniki, które należy uwzględnić w celu zapobiegania i kontroli emisji pyłów oraz metali

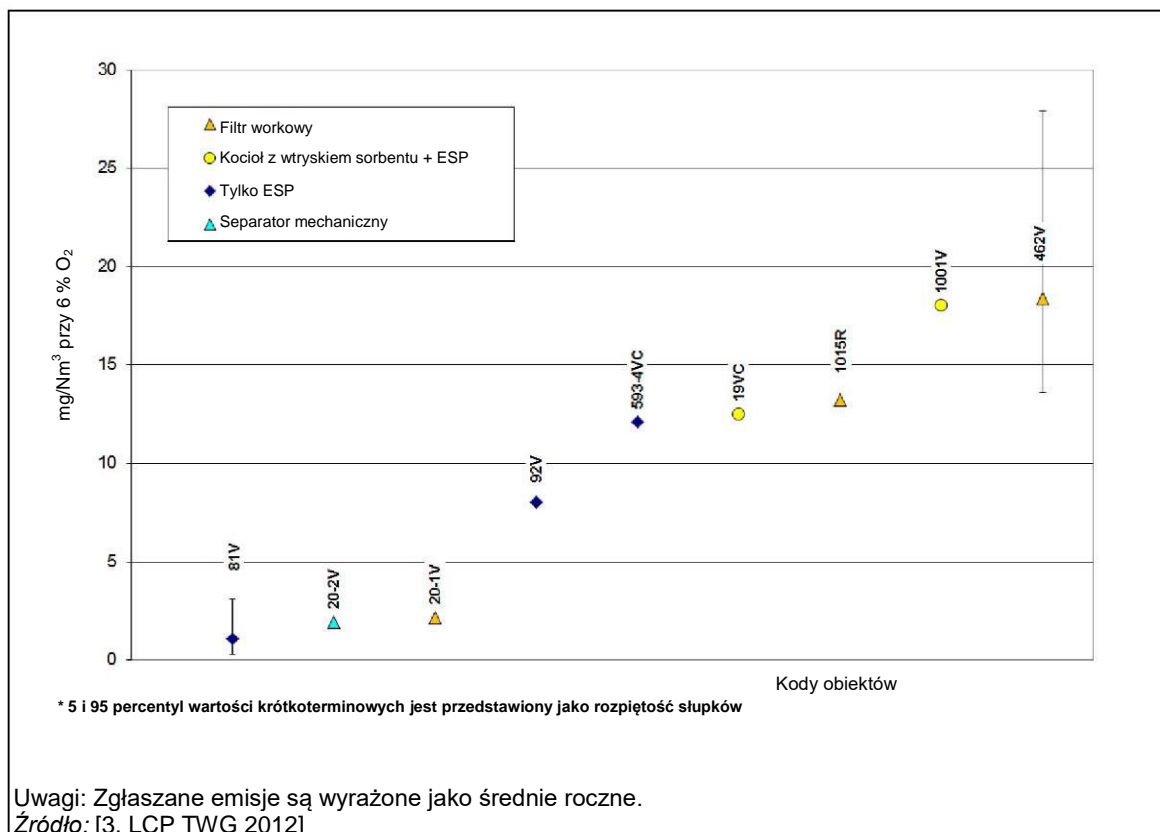
Technika	Opis techniki	Osiągnięte korzyści dla środowiska	Efektywność środowiskowa i dane eksploatacyjne	Oddziaływanie na procesy i środowisko	Względy techniczne istotne przy zastosowaniu		Ekonomiczność	Przykładowe obiekty
					Nowe obiekty	Istniejące obiekty		
Elektrofiltr (ESP)	Patrz sekcja 3.2.2.1.1	Redukcja emisji cząstek stałych. Usuwanie cząstek metali jako dodatkowa korzyść	Wysokie doświadczenia eksploatacyjne. Stopień redukcji pyłu związany z zastosowaniem ESP jest określany na 99,5% lub więcej. Zobacz także wykresy i informacje poniżej tabeli	Zużycie energii (0,1-0,2 punktu procentowego). Zwiększone wytwarzanie odpadów	Technika ogólnodostępna – zobacz komentarze poniżej	Technika ogólnodostępna – zobacz komentarze poniżej	Zgłoszono koszty w wysokości 13-60 EUR za kW. Dane nie uwzględniają kosztów inwestycyjnych systemów obsługi i transportu zebranego popiołu, które przy wysokiej zawartości popiołu w węglu brunatnym są znaczne	Obiekty 42, 127, 128, 134, 141, 219, 223, 389, 415, 547
Filtr workowy (BF)	Patrz sekcja 3.2.2.1.2	Redukcja emisji cząstek stałych, szczególnie drobnego pyłu (PM ₂₅ i PM ₁₀). Usuwanie cząstek metali jako dodatkowa korzyść	Wysokie doświadczenia eksploatacyjne. Stopień redukcji pyłu związany z zastosowaniem BF jest określany na 99,95 % lub więcej. Zobacz także wykresy i informacje poniżej tabeli	Sprawność elektrowni zmniejsza się o 0,1 - 0,4 punktu procentowego. Żywność worka zmniejsza się wraz z wyższą zawartością siarki w paliwie oraz przy stosowaniu wtrysku suchego sorbentu	Technika ogólnodostępna – zobacz komentarze poniżej	Technika ogólnodostępna – zobacz komentarze poniżej	Koszty eksploatacji i utrzymania są wyższe niż w przypadku ESP	Obiekty 221, 224, 253, 662
Cyklony	Patrz sekcja 3.2.2.1.3	Redukcja emisji cząstek stałych. Bardzo ograniczona redukcja emisji drobnego pyłu.	Wysokie doświadczenia eksploatacyjne	NA	Technika ogólnodostępna – zobacz komentarze poniżej	Technika ogólnodostępna – zobacz komentarze poniżej	Niskie koszty inwestycyjne	NA
Techniki odsiarczania	Patrz sekcja 3.2.2.2. Techniki te są używane głównie do kontroli poziomu SO _x , HCl oraz HF	Redukcja SO _x i halogenków z dodatkowym efektem redukcji emisji pyłów	NA	NA	Patrz tabela 5.36		NA	NA
Uwagi: NA: Brak konkretnych informacji.								

Dodatkowe informacje na temat możliwości zastosowania

- Elektrofiltr (ESP) jest lepszym rozwiązaniem pod względem ekonomicznym. W spalaniu węglowym filtry workowe są stosowane głównie za technikami suchymi i półsuchymi w celu zmniejszenia emisji SO_x .
- Cyklony mechaniczne są używane tylko jako wstępny odpylacz w połączeniu z innymi technikami, takimi jak ESP lub wielki piec (BF).
- Rtęć zawarta w pyłe łączy się do ciał stałych, więc można ją łatwo wychwycić w ESP lub w BF. Jeżeli usuwanie Hg jest niskie ze względu na wysoką zasadowość popiołu lotnego oraz niski poziom HCl w gazach odlotowych, mogą być konieczne specjalne/dodatkowe techniki (patrz sekcja 5.1.3.4.3).
- Skrubler mokry stosowany do odsiarczania, powszechnie stosowany w zakładach o mocy powyżej $300 MW_{th}$, również zmniejsza zapylenie.

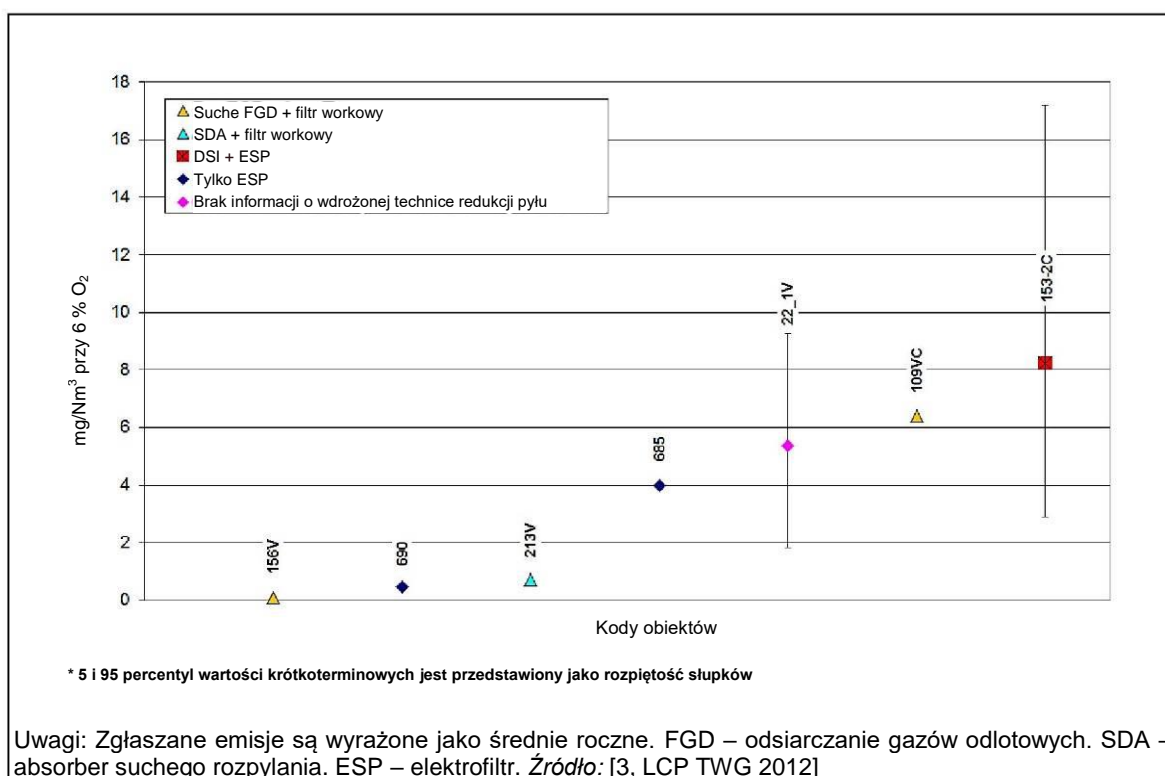
Efektywność środowiskowa i dane eksploatacyjne dotyczące emisji pyłu z dobrze funkcjonujących obiektów w oparciu o dane zebrane na poziomie europejskim w 2010 r.

Zgłoszone średnie roczne stężenia z dobrze funkcjonujących obiektów, o mocy od $50 MW_{th}$ do $100 MW_{th}$, w tym spalania pyłowego w złożu fluidalnym i rusztowym, mieszczą się w zakresie między $< 2 mg/Nm^3$ a $18 mg/Nm^3$ (patrz rys. 5.26), dla zakładów pracujących w zakresie od 2000 godz./rok do 8 000 godz./rok, z różnych sektorów przemysłu, takich jak wytwarzanie energii, ciepłownictwo komunalne lub przemysł chemiczny, z równoważnym współczynnikiem pełnego obciążenia powyżej 60%. Obiekty te spalają węgiel kamienny i/lub brunatny i zmniejszają emisję pyłu za pomocą ESP zawierającego co najmniej dwa pola, czasami dodatkowe korzyści daje wtrysk do kotła sorbentu stosowanego do redukcji siarki. Zostały oddane do eksploatacji w latach 1974-2010 i generalnie stale monitorują poziom emisji pyłów. W najnowszym obiekcie, dla którego zgłoszono dane, atmosferyczny kocioł CFB zamówiony z ESP w 2010 roku, osiąga roczną emisję pyłu $12,5 mg/Nm^3$.



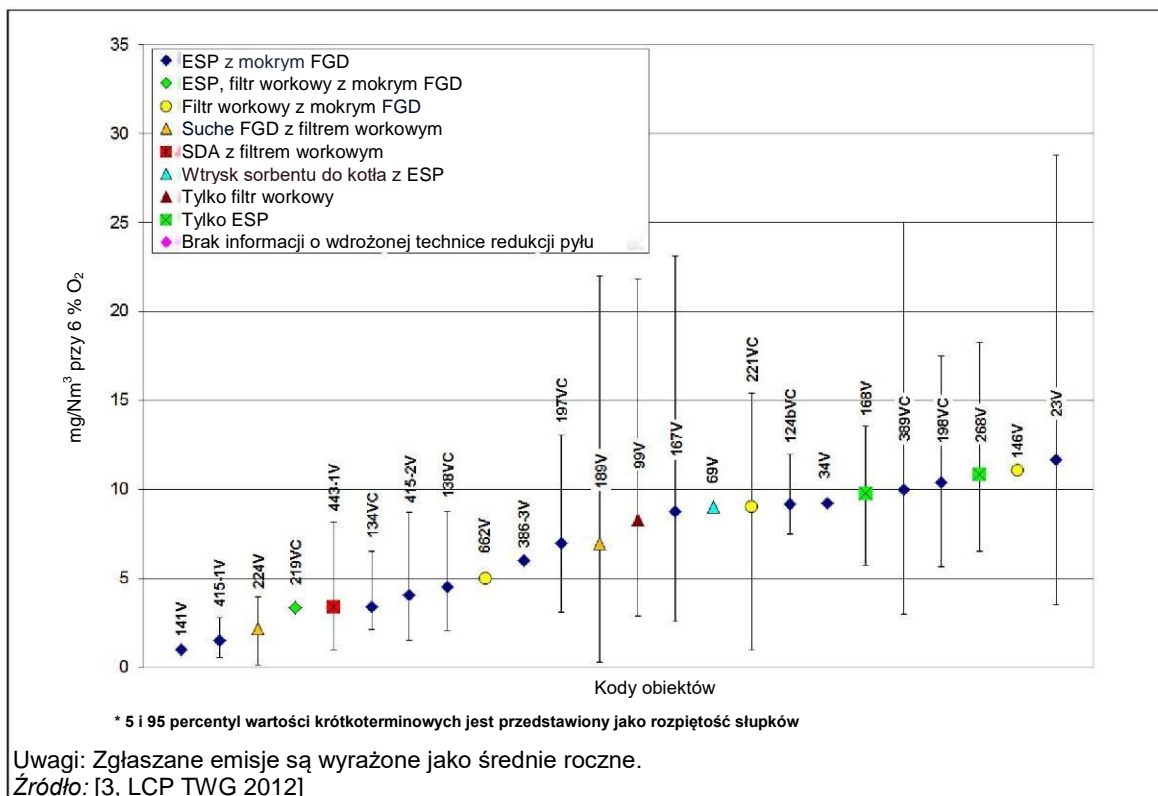
Rysunek 5.26: Emisje pyłu z dobrze funkcjonujących obiektów opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym, o mocy poniżej $100 MW_{th}$

Zgłoszone średnie roczne stężenia dla kotłów opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym o wielkości od 100 MW_{th} do 300 MW_{th} wynoszą od 0,5 mg/Nm³ do 8 mg/Nm³ (patrz rysunek 5.27) a następnie, z dużą luką, do 17 mg/Nm³ dla następnego zgłoszonego punktu odniesienia. Więcej danych, aby częściowo wypełnić tę lukę, dostępnych jest w mniejszych zakładach, z emisjami pomiędzy 12 mg/Nm³ a 13,3 mg/Nm³ (Obiekty 593-4, 19 i 1015 - patrz rysunek 5.26). Zgłoszone dane na rysunku 5.27 odpowiadają zakładom eksploatowanym pomiędzy 3 000 godz./rok a 8 000 godz./rok, z różnych sektorów, takich jak wytwarzanie energii, ogrzewanie komunalne, żywność i napoje lub przemysł chemiczny, z równoważnym współczynnikiem pełnego obciążenia powyżej 73 %. Obiekty te redukują emisję pyłu za pomocą filtra ESP lub filtra workowego, dodatkowe korzyści dają systemy poprzedzające, takie jak absorpcja pól sucha lub wtrysk sorbentu w kanale wykorzystywany do redukcji siarki. Zostały oddane do eksploatacji w latach 1965-2005 i generalnie stale monitorują poziom emisji pyłów. Średnie krótkoterminowe (od półgodzinnych do dziennych) wahają się od 0,5 mg/Nm³ do 25 mg/Nm³ w ciągu roku (5 - 95 percentyl roczny). Ostatni oddany do użytku zakład (w 2004 r.) osiąga roczną emisję pyłu 5 mg/Nm³.



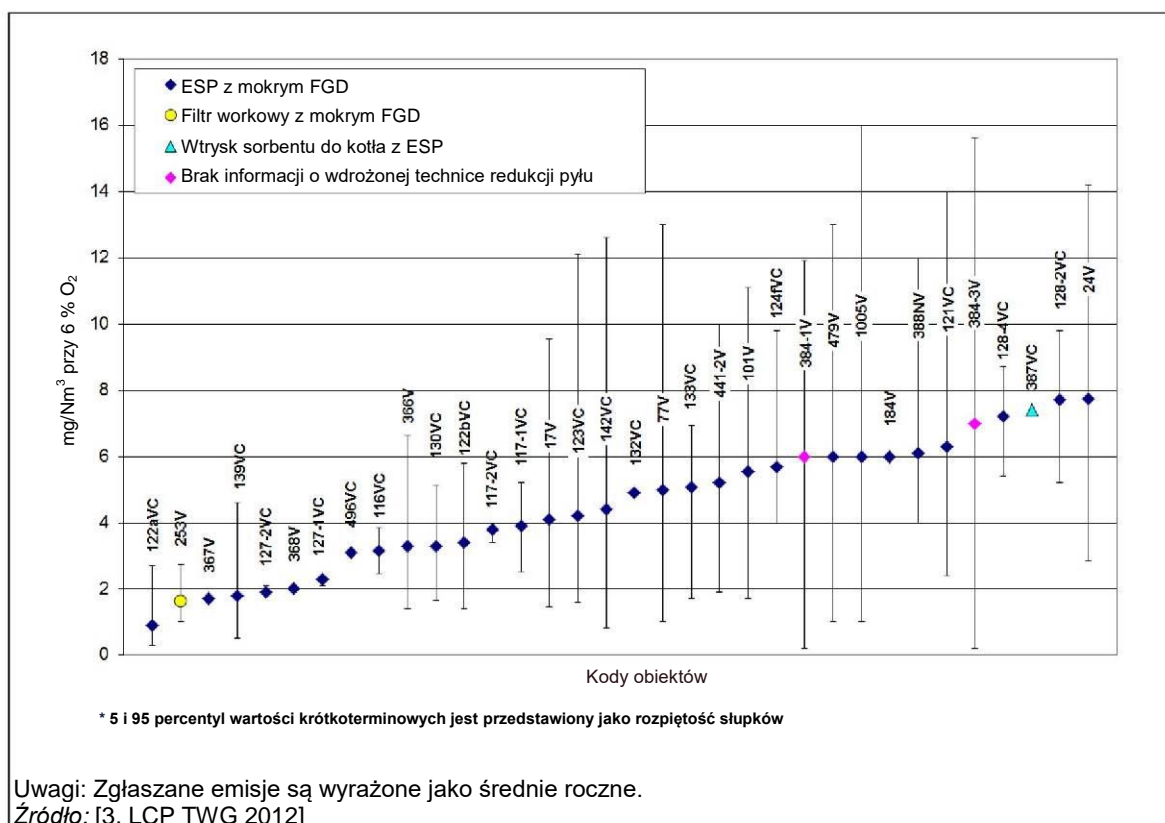
Rysunek 5.27: Średnie roczne wielkości emisji pyłu z dobrze funkcjonujących obiektów opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym o wielkości od 100 MW_{th} do 300 MW_{th}.

Rysunek 5.28 przedstawia emisje pyłu z dobrze funkcjonujących obiektów energetycznego spalania opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnymi, o wielkości od 300 MW_{th} do 1 000 MW_{th}, eksploatowanych pomiędzy 3 000 godz./rok a 8 700 godz./rok, z równoważnym współczynnikiem pełnego obciążenia generalnie powyżej 65%, z różnych sektorów, takich jak wytwarzanie energii lub ogrzewanie komunalne. Zawartość popiołu w paliwie na ogół waha się od 10% do 20%, przy czym niektóre zakłady spalają paliwo z zawartością popiołu tak niską jak 2% lub tak wysoką jak 27% (surowiec wejściowy). Zgłoszone obiekty zostały oddane do eksploatacji w latach 1963-2009 i stale monitorują poziom emisji pyłów. Średnie krótkoterminowe (półgodzinne lub godzinowe) na ogół wahają się pomiędzy 0,5 mg/Nm³ a 20 mg/Nm³ w ciągu roku (5 - 95 percentyl roczny).



Rysunek 5.28: Średnie roczne wielkości emisji pyłu z dobrze funkcjonujących obiektów opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym o wielkości od 300 MW_{th} do 1000 MW_{th}.

Rysunek 5.29 przedstawia emisje pyłu z dobrze funkcjonujących obiektów energetycznego spalania opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnymi o mocy ponad 1 000 MW_{th}, eksploatowanych pomiędzy 2 400 godz./rok a 8 700 godz./rok, z równoważnym współczynnikiem pełnego obciążenia generalnie powyżej 62 %, działające w różnych sektorach, takich jak wytwarzanie energii lub ogrzewanie komunalne. Zawartość popiołu w paliwie na ogół wynosi od 5% do 15% (surowiec wejściowy), ale niektóre obiekty spalają paliwo o zawartości popiołu nawet do 25%. Zgłoszone obiekty zostały oddane do eksploatacji w latach 1968-2009 i stale monitorują poziom emisji pyłów. Średnie krótkoterminowe (półgodzinne lub godzinowe) na ogół wahają się pomiędzy < 0,5 mg/Nm³ a 14 mg/Nm³ w ciągu roku (5 – 95 percentyl roczny). Obiekty oddane do eksploatacji w 2000 roku (Obiekty 253V, 116, 117-1/2) osiągają średnie roczne wartości mniejsze niż 5 mg/Nm³.



rysunek 5.29: Średnie roczne wielkości emisji pyłu z dobrze funkcjonujących obiektów opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym o mocy ponad 1000 MW_{th}.

5.1.3.4.2 Ogólne techniki zapobiegania emisjom rtęci i ich ograniczania

Informacje na temat ogólnie stosowanych technik zapobiegania i kontroli emisji rtęci z obiektów energetycznego spalania podano w punkcie 3.2.2.5.

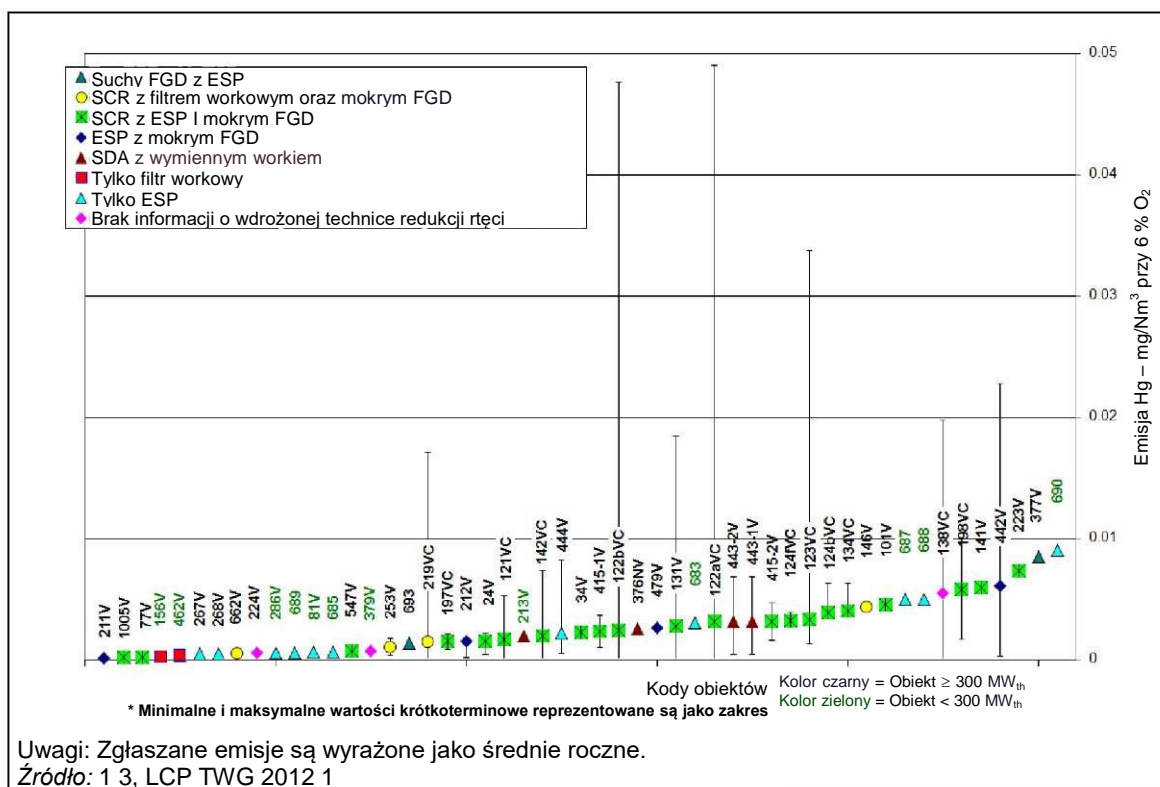
Tabela 5.32 podaje dodatkowe informacje specyficzne dla węgla brunatnego i/lub kamiennego. Dalsze szczegóły dotyczące efektywności środowiskowej i danych eksploatacyjnych podano po tabeli.

Tabela 5.32: Współdzielenie benefitów w usuwaniu rtęci przez techniki stosowane do usuwania innych zanieczyszczeń

Technika	Opis techniki	Osiągnięte korzyści dla środowiska	Efektywność środowiskowa i dane eksploatacyjne	Oddziaływanie na procesy i środowisko	Względy techniczne istotne przy zastosowaniu		Ekonomiczność
					Nowe objekty	Istniejące objekty	
Elektrofiltr (ESP)	Korzyści wspólne z redukcji emisji pyłu poprzez wychwytywanie rtęci związanej z tymi cząstkami - patrz sekcja 3.2.2.5.1	Redukcja emisji rtęci	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne. Zobacz także wykresy i informacje poniżej tabeli	Zużycie energii (0.1–0.2 punktu procentowego).	Technika ogólnodostępna	Technika ogólnodostępna	NA
Filtr workowy (BF)	Korzyści wspólne z redukcji emisji pyłu poprzez wychwytywanie rtęci związanej z tymi cząstkami - patrz sekcja 3.2.2.5.1	Redukcja emisji rtęci	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne. Zobacz także wykresy i informacje poniżej tabeli	Sprawność elektrowni zmniejsza się o 0,1-0,4 punktu procentowego	Technika ogólnodostępna	Technika ogólnodostępna	Koszty eksploatacji i utrzymania są wyższe niż w przypadku ESP
Selektywna redukcja katalityczna (SCR)	Korzyść wspólna związana z redukcją emisji NO _x poprzez zwiększenie utleniania rtęci przed późniejszym wychwytywaniem jej w jednostce odsiarczania gazów odlotowych (FGD) - patrz sekcja 3.2.2.5.3	Poprawa redukcji emisji rtęci	NA	NA	Nie dotyczy obiektów o mocy < 300MW _{th} działających < 500 godz./rok. Generalnie nie dotyczy obiektów energetycznego spalania o mocy < 100MW _{th}	Takie same warunki jak w przypadku nowych zakładów. Ponadto mogą istnieć ograniczenia techniczne i ekonomiczne w przypadku modernizacji urządzeń eksploatowanych pomiędzy 500 godz./rok a 1 500 godz./rok, i dla istniejących obiektów o mocy ≥ 300 MW _{th} eksploatowanych < 500 godz./rok	NA
Odsiarczanie gazów odlotowych (FGD)	Korzyść wspólna z redukcji emisji SO _x poprzez rozpuszczanie i wychwytywanie utlenionej rtęci - patrz sekcja 3.2.2.5.2	Redukcja emisji rtęci	NA	NA	Właściwa, gdy technika stosowana jest głównie do redukcji emisji SO _x , HCl i/lub HF. Nie stosuje się mokrej FGD dla obiektów eksploatowanych < 500 godz./rok. Mogą istnieć ograniczenia techniczne i ekonomiczne do zastosowania mokrego FGD dla obiektów o mocy < 300MW _{th}	Takie same warunki jak w przypadku nowych zakładów. Ponadto mogą istnieć techniczne i ekonomiczne ograniczenia dotyczące modernizacji istniejących instalacji eksploatowanych między 500 godz./rok a 1 500 godz./rok	NA
Uwagi: NA: Brak konkretnych informacji.							

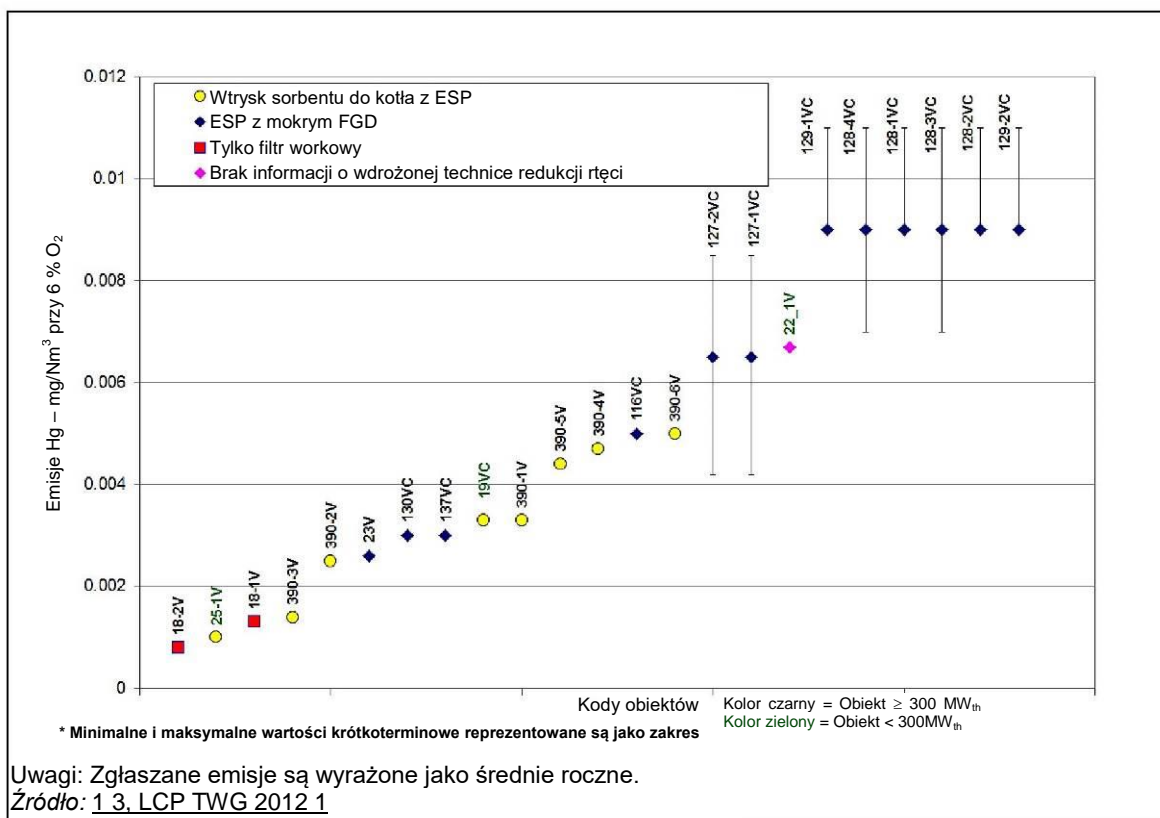
Efektywność środowiskowa i dane eksploatacyjne dotyczące emisji rtęci z dobrze funkcjonujących obiektów w oparciu o raporty zebrane na poziomie europejskim w 2010 r.

- Zgłoszona emisja rtęci z dobrze funkcjonujących obiektów opalanych węglem o mocy < 300 MW_{th}, o wielkości od 15 MW_{th} do 300 MW_{th} (12 elektrowni pokazanych na rysunku 5.30) wynosi między 0.2 µg/Nm³ a 9 µg/Nm³, jako średnia roczna oparta na pomiarach okresowych od jednego do pięciu rocznie. Obiekty wyposażone są w filtr ESP lub filtr workowy i zostały oddane do eksploatacji w latach 1963-2008. Należy zauważyć, że niektóre z tych obiektów nie zastosowały BAT, ich emisje NO_x i SO_x są dość wysokie (odpowiednio powyżej 300 mg/Nm³ i 400 mg/Nm³), i mogą zostać zmuszone do wdrożenia dodatkowych technik lub poprawy istniejących do dalszego ograniczania emisji zanieczyszczeń; przyniesie to również dodatkowe korzyści w zakresie redukcji emisji rtęci.
- Dodatkowo do rysunku 5.30; Obiekt 520 (opalany węglem - 134 MW_{th}) zgłasza emisje Hg < 8.5 µg/Nm³ jako średnią z okresowych próbek za okres trzech lat. [68, EEB 2013 1 r 69, EEB 2013]
- Rysunek 5.30 pokazuje także emisje rtęci z dobrze funkcjonujących obiektów opalanych węglem o mocy ≥ 300 MW_{th}, aż do 3 800 MW_{th} eksploatowanych pomiędzy 2 900 godz./rok a 8 760 godz./rok, z równoważnym współczynnikiem pełnego obciążenia powyżej 60%, służących głównie do wytwarzania energii i ogrzewania komunalnego. Spalają one węgiel o zawartości Hg na ogół od 0,006 mg/kg do 0,9 mg/kg i o zawartości chloru od mniejszej niż 1 mg/kg do 4 460 mg/kg. Zostały oddane do użytku w latach 1965 – 2008. Najnowszy zakład (Obiekt 253V - 2008) ma roczne średnie stężenia emisji Hg wynoszące około 1 µg/Nm³ i jest wyposażony w SCR, mokry FGD oraz filtr workowy. Większość z tych zakładów prowadzi okresowe monitorowanie emisji Hg (od 2 do 41 okresowych pomiarów rocznie), a dziewięć z nich stale monitoruje to zanieczyszczenie.
- Dodatkowo do rysunku 5.30; Obiekt 493 (opalany węglem - 1372 MW_{th} x 3) zgłasza emisję Hg o wartości 1.75 µg/Nm³ jako szacunkową wartość wyliczoną na podstawie bilansu masy w kontekście formalnego wniosku o wydanie pozwolenia środowiskowego w 2012 r. [70, EEB 2013]



Rysunek 5.30: Emisja rtęci z dobrze funkcjonujących obiektów opalanych węglem

Rysunek 5.31 przedstawia emisje rtęci z dobrze funkcjonujących obiektów opalanych węglem brunatnym o mocy od 74 MW_{th} do 2465 MW_{th}, eksploatowanych pomiędzy 3 600 godz./rok a 8 760 godz./rok, z równoważnym współczynnikiem pełnego obciążenia powyżej 69%, służących do wytwarzania energii i ogrzewania komunalnego. Podano bardzo mało informacji dotyczących charakterystyki węgla brunatnego, oprócz poziomów chloru od 100 mg/kg do 210 mg/kg i poziomu Hg około 0,23 mg/kg. Obiekty te zostały oddane do eksploatacji w latach 1951-2010. Niedawno zbudowane obiekty (Obiekt 23V o mocy 890 MW_{th} i Obiekt 19V o mocy 74 MW_{th}) mają roczne średnie stężenia emisji Hg niższe niż 3.5 µg/Nm³. Nie stosują żadnych specyficznych dla rtęci technik ograniczania emisji, które mogłyby dodatkowo poprawić ich działanie. W jednym przypadku zgłoszone wartości emisji są wynikiem ciągłego monitorowania, w pozostałych okresowego monitorowania z częstotliwością pomiaru między raz w roku i 12 razy w roku.



Rysunek 5.31: Emisje rtęci z dobrze funkcjonujących obiektów opalanych węglem brunatnym

Aspekty monitoringu

Monitorowanie Hg w sposób ciągły lub okresowy kilka razy w roku pozwala na lepszą znajomość rzeczywistej wydajności obiektu, ponieważ zachowanie Hg w całym obiekcie jest dość złożone i może się znacznie różnić w zależności od miejsca. System monitorowania wychwytywania na sorbentach jest opłacalną alternatywą dla ciągłego monitorowania i został wykorzystany jako standardowa metoda do monitorowania rtęci w USA.

W przypadku pomiarów okresowych wartości Hg w Europie zatwierdzono EN 13211 dla gazów wylotowych ze spalarni odpadów w zakresie 1–500 µg/m³. Granica detekcji wynosząca 2.6 µg/m³ (obliczona dla objętości próbki gazu wynoszącej 50 l) również podana jest w normie. W przypadku ciągłych pomiarów Hg podaje się, że certyfikowany zautomatyzowany system pomiarowy o najniższym certyfikowanym zakresie posiada standardowe odchylenie powtarzalności w punkcie zerowym wynoszące 0,2% zakresu certyfikacji, co odpowiada granicy oznaczalności wynoszącej 0.08 µg/m³. Dlatego wydaje się, że stężenia Hg < 1 µg/m³ można zmierzyć w niektórych przypadkach, ale niepewność pomiaru będzie wyższa, ponieważ takie poziomy są bliskie granicy wykrywalności/kwantyfikacji.

Podano informacje na temat certyfikacji układów ciągłego monitorowania rtęci stosowanych w USA z poziomem dokładności $\leq 1 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$ spełniające wymogi Świadectwa Charakterystyki 12A dla układów stale monitorujących emisję rtęci (CEMS). [71, Luminant 2013] [72, EEB 2013]

Przykłady kosztów monitorowania emisji rtęci z kominów są następujące:

- W przypadku stałego monitorowania koszt inwestycji wynosi około 80 000-100 000 EUR, a związany z nim koszt eksploatacyjny około 5 000 EUR rocznie (poziomy cen z 2010 r.). Odpowiednia norma EN to 14884. Trudności kalibracyjne określono na poniżej $5\text{--}10 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$.
- W przypadku okresowego monitorowania podano koszt w wysokości 1 500-3 000 EUR/próbkę. Norma EN 13211 zatwierdzona jest dla zakresu pomiarowego $1\text{--}500 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$.

[60, Lecomte 2014]

5.1.3.4.3 Specjalne techniki zapobiegania emisjom rtęci i ich ograniczania

Dane Agencji Ochrony Środowiska USA (US EPA) sugerują, że około jedna czwarta amerykańskich instalacji może osiągnąć $> 90\%$ redukcji emisji Hg po prostu jako dodatkowe korzyści z wykorzystania innych urządzeń ograniczających emisję zanieczyszczeń, takich jak odsiarczanie gazów odlotowych, selektywna redukcja katalityczna czy filtr workowy. Technologia ta jest w dużej mierze wdrożona w Europie w obiektach opalanych węglem do kontroli emisji pyłów i kwaśnych gazów. Jednak takie techniki redukcji emisji nie zawsze są wystarczające lub odpowiednie do osiągnięcia zakładanego poziomu wydajności, ze względu na charakterystykę węgla kamiennego/brunatnego i mogą wymagać dodatkowych/alternatywnych rozwiązań do kontroli emisji rtęci tak, jak to opisano poniżej.

5.1.3.4.3.1 Wstępna obróbka paliwa

Opis

Wstępne przetwarzanie paliwa przed jego spalaniem może być stosowane z lub bez technik dających dodatkowe korzyści lub specyficznych dla Hg, w celu osiągnięcia dobrego poziomu redukcji emisji rtęci do powietrza. Wstępną obróbką może być: czyszczenie, mieszanie z innym paliwem i/lub stosowanie dodatków.

Opis techniczny

Czyszczenie węgla

Istnieje wiele rodzajów procesów czyszczenia, wszystkie oparte na zasadzie, że węgiel jest mniej gęsty niż siarka piritowa, skała, glina lub inne zanieczyszczenia tworzące popiół, które są z nim zmieszane lub w nim zatopione. Urządzenia mechaniczne wykorzystujące pulsujące wody lub prądy powietrza mogą fizycznie rozwarstwiać i usuwać zanieczyszczenia. Siła odśrodkowa jest czasami łączona z prądami wody i powietrza, aby pomóc w dalszym oddzieleniu węgla od zanieczyszczeń. Innym sposobem jest płukanie mediów gęstymi środkami, w którym stosuje się ciężkie ciekłe roztwory, zwykle składające się z magnetytu (drobno zmielone cząstki tlenku żelaza) w celu oddzielenia węgla od zanieczyszczeń. Mniejszy węgiel jest czasami czyszczony za pomocą spieniaczy. Ta technika różni się od innych, ponieważ skupia się mniej na grawitacji, a bardziej na separacji chemicznej. [278, US EPA 1997]

Procesy te usuwają część rtęci związanej z niepalnym materiałem mineralnym. Jednak zazwyczaj nie usuwają one rtęci związanej ze strukturą organiczną węgla.

Ponadto, skuteczność usuwania rtęci z węgla podczas konwencjonalnego oczyszczania węgla różni się znacznie w zależności od źródła węgla i charakteru rtęci w nim zawartej. Ogólnie można by oczekiwać, że redukcja rtęci w węglach niższego rzędu/węglu brunatnym będzie niższa niż w węglu bitumicznym, ponieważ w węglach niższego rzędu większa część rtęci będzie prawdopodobnie związana ze strukturą organiczną węgla, a zatem nie zostanie usunięta.

Mieszanie/zmienianie gatunku lub źródła pochodzenia węgla

W kontekście kontroli rtęci mamy dwa cele do osiągnięcia za pomocą mieszania węgla:

- zwiększenie stężenia halogenków, zwiększając w ten sposób udział utlenionej rtęci, która jest rozpuszczalna w wodzie, a zatem może być łatwiej wychwytywana przez skruber odsiarczania gazów odlotowych;
- w celu zmniejszenia ilości rtęci, która ma zostać usunięta poprzez zmieszanie z lub przejście na węgiel o niższej jej zawartości.

Dodatki do węgla

Ilość wychwytywania rtęci na ogół zwiększa się wraz ze wzrostem ilości halogenków w węglu oraz jego niespalonej części. Dlatego wychwyt rtęci może być zwiększony w węglu o niskiej zawartości halogenków poprzez dodanie halogenków, szczególnie bromku. Alternatywnie, można dodać chlorowodor lub chlorek amonu. Uważa się, że brom ma przewagę nad chlorem, ponieważ jego reakcje typu „Deacon” są bardziej korzystne oraz jest on konsumowany przez SO₂ w mniejszym stopniu niż chlor, co wymaga użycia mniejszej ilości dodatku.

Przy głównym zastosowaniu tej techniki, tj. dodatku bromku, dodatki do węgla tworzą zasadniczo podzbiór techniki dodawania Br, bardziej szczegółowo opisaną w Sekcji 5.1.3.4.3.3. Dodawanie przed kotłem jest jedną z kilku możliwych opcji dodawania bromku do paliwa i zostanie omówiona bardziej szczegółowo w tej sekcji.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

- Redukcja emisji rtęci do atmosfery.
- Redukcja popiołów (od około 40% do 20-30%) oraz zawartości siarki.
- Zwiększenie wartości ogrzewania paliwa.

Efektywność środowiskowa i dane eksploatacyjne

Ze względu na różnice w źródle węgla i rodzaj zawartej w nim rtęci, skuteczność oczyszczania węgla w celu usunięcia rtęci jest bardzo zróżnicowana. W jednej z analiz na 26 próbek węgla kamiennego z USA 5 nie wykazywało usuwania rtęci przy konwencjonalnym czyszczeniu węgla, podczas gdy pozostałe 21 próbek miało redukcję rtęci w zakresie od 3% do 64%, przy czym średnia wszystkich próbek wynosiła w przybliżeniu 21%. Jednak badanie kolejnych 24 próbek węgla bitumicznego wykazało średnią redukcję rtęci 37%, przy wartościach od 12% do 78%.

Poprzez zwiększenie udziału utlenionej rtęci, mieszanie węgla może zwiększyć wychwyt rtęci przez skruber FGD nawet o 80%.

Oddziaływanie na procesy i środowisko

Transfer rtęci do ścieków w przypadku stosowania technik czyszczenia na mokro. Rozpuszczoną rtęć można strącać za pomocą siarczków, takich jak zwykła technika ściekowa FGD, ale rozpuszczony węgiel organiczny (DOC) nie zostanie zredukowany zwykłymi technikami stosowanymi w elektrowni.

Odnośnie oddziaływania na procesy i środowisko różnych dodatków do węgla lub mieszania/zmieniania gatunku lub źródła pochodzenia węgla zobacz także punkt 5.1.3.4.3.3 dotyczący stosowania dodatków fluorowcowanych.

Względy techniczne istotne przy zastosowaniu

Biorąc pod uwagę zmienność w zależności od źródła węgla i rodzaju rtęci, należy przetestować techniki obróbki wstępnej, takie jak oczyszczanie węgla, w celu określenia, ile rtęci można usunąć z danego węgla.

Przy stosowaniu dodatków do węgla bardzo ważne jest uzyskanie ich równomiernego rozprowadzania w paliwie, aby uzyskać skuteczną redukcję rtęci.

Ekonomiczność

Dla dodatków do węgla, patrz Sekcja 5.1.3.4.3.3.

Siła napędowa wdrożenia

Brak informacji.

Przykładowe obiekty

Dla dodatków węglowych: elektrownia Pleasant Prairie (USA).

Literatura źródłowa

[2, EEB 2012], [73, KEMA – VGB Powertech 2012], [74, ECOBA 2012], [75, VGB Powertech 2012], [76, EEB 2012], [77, EEB 2012], [78, Bustard et al. 2005]

5.1.3.4.3.2 Wtrysk sorbentu węglowego

Opis

Absorpcja rtęci przez sorbenty węglowe, takie jak węgiel aktywny, generalnie wtryskiwany w gazy odlotowe.

Opis techniczny

Jest to najbardziej dojrzała technologia sterowania zawartością rtęci, w której rtęć jest pochłaniana przez sorbenty węglowe, z obróbką chemiczną lub bez niej. System wtryskiwania sorbentu można rozbudować przez dodanie dodatkowego filtra workowego. Nieulepszone sorbenty węglowe mogą być mniej skuteczne w przypadku paliw niskiej rangi. Jednak chemicznie obrobione sorbenty (np. halogenki, takie jak chlor lub brom) mogą pomóc w konwersji trudniejszej do wychwycenia rtęci zawartej w paliwach o niskiej jakości w łatwiejszą do wychwycenia jej postać, uzyskując w ten sposób wysoką redukcję rtęci we wszystkich typach węgla.

Dodatki uszlachetniające sorbent zostały zastosowane w niektórych zakładach w celu znacznego zmniejszenia raty wtryskiwanego sorbentu oraz zachowania jakości popiołu lotnego w celu jego ponownego użycia. Cele te są dodatkowo wspomagane przez przetwarzanie sorbentów drogą mielenia oraz zmianę miejsca jego wtryskiwania. Ponadto niektóre zastosowania wykazały, że wstrzykiwanie sorbentów po gorącej stronie wstępnych nagrzewnic powietrza może zmniejszyć ilość sorbentu potrzebną do osiągnięcia pożądanego poziomu kontrolnego rtęci.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

- Redukcja emisji rtęci do atmosfery.
- Pozytywny efekt uboczny w postaci usuwania SO_x i NO_x , zwiększający opłacalność wdrożenia.
- Zwiększona redukcja emisji pyłu, gdy używany jest ESP lub BF.

Efektywność środowiskowa i dane eksploatacyjne

Wdrożenia komercyjne oraz 50 testów przemysłowych Departamentu Energii USA (DoE) systemów wtryskiwania sorbentu wykazały średnio 90% redukcję emisji rtęci. Systemy te wykorzystywane są w 25 kotłach w 14 amerykańskich elektrowniach opalanych węglem. Efektywność wtryskiwania sorbentu zależy w znacznym stopniu od rodzaju węgla oraz konfiguracji kotła i od odpowiedniego a także jednorodnego rozmieszczenia sorbentu w całym przekroju poprzecznym danej sekcji. Analiza przeprowadzona przez Amerykańską Agencję Ochrony Środowiska (EPA) dla najlepszych zakładów wykazała średnią redukcję emisji rtęci o prawie 96% we wszystkich trzech głównych rodzajach węgla, tj. bitumicznego, półbitumicznego oraz brunatnego.

Usuwanie rtęci zwiększa się wraz z ilością sorbentu wprowadzanego do gazów odlotowych. Wśród obiektów badanych przez US DoE, średnia rata wstrzykiwania sorbentu wynosiła 6,5 % obj., przy wartościach pomierzonych od 0,8% obj. do 17,5% obj.

Wydajność usuwania sorbentów węglowych wzrasta, jeżeli zamiast ESP stosowany jest filtr workowy, ze względu na dłuższy czas ich działania, umożliwiając większy kontakt pomiędzy sorbentem a gazami odlotowymi zawierającymi rtęć. W rezultacie tylko jedna trzecia sorbentu potrzebna jest do wychwycenia tej samej ilości rtęci w porównaniu do ESP.

Znacznych redukcji nie można jednak uzyskać we wszystkich obiektach, ponieważ:

- Trójtlenek siarki - który tworzy się w określonych warunkach pracy lub przy wykorzystaniu węgla bitumicznych o wysokiej zawartości siarki - może ograniczać redukcję rtęci, zapobiegając wiązaniu rtęci z sorbentami węglowymi.
- Gorące elektrofiltry mogą zmniejszać skuteczność systemów wtryskiwania sorbentu, ponieważ wysokie temperatury pracy zmniejszają zdolność rtęci do wiązania się z sorbentami i gromadzenia w urządzeniach. Jednak wysokotemperaturowe sorbenty rtęci zostały już opracowane do stosowania w gorących jednostkach ESP w temperaturach do 430 °C.
- Węgiel brunatny ma względnie wysoki poziom pierwiastkowej rtęci, najtrudniejszej do wychwycenia, np. udział Hg^0 w całkowitej zawartości Hg w gazach odlotowych wynosi 80% w przypadku kotłów opalanych węglem brunatnym w stosunku do podobnego udziału w wysokości 30% w przypadku kotłów opalanych węglem kamiennym, jak to wynika z badań przeprowadzonych w sześciu elektrowniach w Chinach. [28, S. Wang et al. 2009]

Inne strategie, takie jak mieszanie węgla lub stosowanie innych technologii, mogą być potrzebne, aby osiągnąć znaczące zmniejszenie emisji w niektórych obiektach z powyższymi problemami, w tym również z tymi które przedstawiono poniżej.

Trójtlenek siarki

- Zastosowanie systemu wtryskiwania zasad w połączeniu z wtryskiem sorbentu może skutecznie zmniejszyć interferencję trójtlenku siarki.
- Dostawcy systemów kontroli emisji rtęci pracują nad opracowaniem alternatywnych czynników kondycjonujących gazy odlotowe, które mogą być stosowane zamiast trójtlenku siarki w tych systemach w celu poprawy wydajności elektrofiltrów bez narażania na szwank wielkości redukcji rtęci przy użyciu wtryskiwanego sorbentu.
- Chociaż systemy selektywnej redukcji katalitycznej NO_x często poprawiają wychwytywanie rtęci, w niektórych przypadkach mogą powodować interferencję trójtlenku siarki, gdy siarka w węglu jest przekształcana w gazowy trójtlenek siarki. Nowsze układy selektywnej redukcji katalitycznej często mają udoskonaloną kontrolę katalityczną, która może zminimalizować konwersję siarki do trójtlenku siarki.
- Węgiel bitumiczny o wysokiej zawartości siarki (tj. o zawartości siarki co najmniej 1,7% wagi) może również w niektórych przypadkach powodować powstawanie interferencji trójtlenku siarki, chociaż liczba instalacji wykorzystujących węgle o wysokiej zawartości siarki prawdopodobnie spadnie ze względu na coraz bardziej surowe metody ich kontroli i redukcji. Istnieją dwa sposoby rozwiązania tego problemu:
 - stosowanie sorbentów opartych na alkaliach do adsorpcji gazowego trójtlenku siarki, zanim będzie on zakłócał działanie systemu wtryskiwania sorbentu;
 - Mieszanie paliwa z użyciem paliwa o niskiej zawartości siarki.

Gorący ESP

- Używając sorbentu odpornego na wysokie temperatury. Nie bromowany ACI ma bardzo słabe właściwości wychwytywania rtęci powyżej 150 °C. Bromowany ACI może zapewnić zarówno stabilne, jak i wysokie poziomy redukcji rtęci, do temperatury około 290 °C, żaroodporne sorbenty pracują do 430 °C.
- Zainstalowanie filtra workowego oprócz system wtryskiwania sorbentu.

Węgiel brunatny

- Stosując wyższą ratę wtryskiwania sorbentu.

- Mieszanie z węglami półbitumicznymi.

Zgodnie z badaniami US EPA z 2009 r. przeprowadzonymi w dwóch zakładach wyposażonych w zimny lub gorący system ESP, dla różnej zawartości chloru w węglu (150 ppm w jednym przypadku i 1 400 ppm w drugim przypadku), z bromowanym wtryskiem aktywnego węgla przed tymi urządzeniami, nie odnotowano wzrostu emisji w całości oraz wzrostu ekwiwalentu toksycznego (TEQ) w chlorowanych i bromowanych związkach dioksyny w porównaniu z ich zawartością bez wtrysku węgla aktywnego. [79, Hutson et al. 2009]

Efektywność środowiskowa i dane eksploatacyjne

- Większa zawartość rtęci w popiele lotnym.
- Bromowany/chlorowany węgiel aktywny może powodować korozję.
- Większa zawartość związków organicznych w składzie popiołów lotnych (niespalony węgiel powyżej 11,5 punktu procentowego).

Wpływ na pozostałości spalania węgla

Zarówno poddane chemicznej, jak i nie-chemicznej obróbce sorbenty węglowe mają wpływ na pozostałości spalania węgla (CCR), w szczególności na popiół lotny i szlam FGD. Daje to w wyniku CCR o zwiększonej zawartości rtęci i innych metali (np. arsen i selen) oraz obecność wtryskiwanego sorbentu a także innych modyfikatorów chemicznych. Testy przeprowadzone przez US EPA pokazują, że rtęć jest silnie zatrzymywana w CCR i jest mało prawdopodobne, aby nie uwzględnić jej jako problemu dla ochrony środowiska. W niektórych obiektach arsen i selen mogą być notowane na poziomie potencjalnego zagrożenia i może to wystąpić zarówno w przypadku ulepszonych technologii kontroli rtęci, jak i bez nich. Jednak w wielu przypadkach ilość rtęci, arsenu i selenu uwolnionego razem z CCR szacuje się na małą frakcję (< 0,1% - 5%) całkowitej zawartości.

Nadmiar bromu, który nie przereagował z rtęcią, i który przekształca się w bromek, może prowadzić do pewnych problemów, jeżeli znajdzie się w wilgotnych miejscach, w zależności od czasu kontaktu i ilości wody, na którą jest narażony. Poza tym Br nie będzie problemem, ponieważ już chemicznie zareagował z aktywnym węglem w fazie gazowej procesu bromowania. Istnieje również ograniczony problem z Br, gdy popiół lotny zawierający sorbenty znajdzie zastosowanie w betonie.

Węgiel w sorbentach może sprawić, że popiół lotny stanie się bezużyteczny do pewnych celów, zwiększając w ten sposób potrzebę jego składowania i utylizacji. Taka utylizacja może być zabroniona w niektórych krajach UE. Jednakże postęp w technologiach sorbentowych, który obniżył koszt użycia sorbentów w niektórych obiektach, oferuje również potencjał zachowania rynkowej wartości popiołu lotnego, a zatem jego wykorzystania jako produktu ubocznego, np. przynajmniej jeden producent oferuje sorbent przyjazny dla betonu, który pomaga w utrzymaniu sprzedaży popiołu lotnego. Alternatywnie, popiół lotny można segregować za pomocą dodatkowego filtra workowego lub przetwarzać w dodatkowym urządzeniu do obróbki w celu ekstrakcji frakcji węgla zawierającej rtęć. Dostępny jest proces, który oddziela cząstki bogate w węgiel. Ta frakcja, bogata w węgiel i zawierająca rtęć, jest utylizowana jako odpad niebezpieczny, w zależności od ustawodawstwa krajowego.

[73, KEMA – VGB Powertech 2012]

Gdy popioły lotne są poddawane regeneracji termicznej, może zaistnieć potrzeba zastosowania dodatkowej techniki w celu dalszego segregowania frakcji węgla zawierających rtęć, przed ich obróbką termiczną, w celu uniknięcia ponownego uwolnienia w postaci rtęci pierwiastkowej wychwyconej w popiele lotnym Hg. [73, KEMA – VGB Powertech 2012]

Według dostawcy systemów bromowanych ACI (wtryskiwanie węgla aktywnego), zawartość rtęci w betonie może spaść do 0,00001%. Jednak może wystąpić pewne odbarwienie betonu na skutek użycia ACI.

Występuje wzrost pyłów zawieszonych PM o < 4% z powodu wtryskiwania sorbentu, a wartość ta jeszcze maleje, gdy wtryskiwane są sorbenty fluorowcowane (obliczenia sugerują, że wzrost współczynnika PM_{2,5} byłby < 0,2%).

Gdy stosuje się ESP, wzrost ten jest kompensowany przez bromowany ACI poprawiający działanie ESP, za pomocą sorbentu zmieniającego rezystywność popiołu lotnego i powodującego zmianę pola elektrycznego ESP.

Względy techniczne istotne przy zastosowaniu

Technika ogólnie dostępna dla nowych oraz istniejących obiektów.

Usuwanie rtęci jest bardziej skuteczne dzięki zastosowaniu filtrów workowych. Osiągnięto 80-90% redukcji w przypadku wszystkich trzech głównych rodzajów węgla (bitumicznego, półbitumicznego oraz brunatnego) oraz typów kotłów, które istnieją w trzech czwartych amerykańskich elektrowni węglowych.

Zwykły ACI może być stosowany do zastosowań wymagających do 50-60% usuwania rtęci, bromowany ACI jest zdolny do osiągnięcia redukcji powyżej 90%.

Ekonomiczność

W amerykańskim programie badawczo-rozwojowym US DOE koszty zakupu i instalacji systemów wtrysku sorbentu oraz urządzeń monitorujących wyniosły średnio 3,6 miliona USD, od 1,2 mln USD do 6,2 mln USD. Tam, gdzie zainstalowano również filtry workowe, przede wszystkim w celu wspomaganie systemu wtryskiwania sorbentu w redukcji Hg, średni koszt wyniósł 16 milionów USD, od 12,7 miliona do 24,5 miliona USD. Podział średnich kosztów kapitałowych przedstawiono w tabeli 5.33.

Tabela 5.33: Przykładowe koszty inwestycyjne związane z wdrożeniem systemu wtryskiwania sorbentu do redukcji rtęci

Koszty komponentów	System wtryskiwania sorbentu	System wtryskiwania sorbentu + filtr workowy ułatwiający redukcję rtęci
Ilość kotłów	14	5
System wtryskiwania sorbentu	USD 2 723 277	USD 1 334 971
System monitorujący emisje rtęci	USD 559 592	USD 119 544
Konsultacja oraz instalacja	USD 381 535	USD 1 444 179
Filtr workowy		USD 19 009 986
RAZEM	USD 3 594 023 ⁽¹⁾	USD 15 785 997 ⁽¹⁾
⁽¹⁾ Liczby nie sumują się dokładnie. Całkowity koszt został dostarczony dla wszystkich kotłów, ale dane dotyczące poszczególnych kategorii kosztów zostały podane tylko dla niektórych z nich.		

Kolejne źródło od dostawcy systemów wtryskowych z aktywnym węglem daje stały koszt (ceny w 2013 roku) 0,5-1,5 miliona USD na instalację.

Średnie roczne koszty eksploatacyjne systemów wtryskiwania sorbentu w USA wynoszą 640 000 USD - prawie całkowicie jest to koszt sorbentu. Koszty te obecnie zmniejszają się w niektórych zastosowaniach dzięki zastosowaniu dodatków uszlachetniających sorbent.

Osiem kotłów w badaniu DOE wykazało rzeczywiste lub szacunkowe koszty związane z popiołem lotnym na średnim poziomie 1,1 miliona USD rocznie.

W przypadku obiektów, które same zainstalowały układ do wtryskiwania sorbentu, aby spełnić wymagania dotyczące wielkości emisji rtęci, koszt zakupu, instalacji, eksploatacji oraz monitorowania systemów wtryskiwania sorbentu wynosił dodatkowo 0,12 USD za kilowatogodzinę.

Siła napędowa wdrożenia

Motorem napędowym wdrażania technik kontroli rtęci jest istniejące lub planowane prawodawstwo.

Przykładowe obiekty

US EPA przeprowadziła szczegółowe badanie 25 kotłów w 14 obiektach opalanych węglem w Stanach Zjednoczonych, gdzie sorbenty były stosowane komercyjnie. Spośród nich 13 zostało zidentyfikowanych przez władze USA - BI England, New Jersey; Brayton Point, Massachusetts; Bridgeport Harbor, Connecticut; Crawford, Illinois; Fisk, Illinois; Indian River Generating Station, Delaware; Mercer Generating Station, New Jersey; Presque Isle, Michigan; TS Power Plant, Nevada; Vermillion Power Station, Illinois; Walter Scott junior Energy Center, Iowa; Waukegan, Illinois; Weston, Wisconsin. Wszystkie spełniły wymagane przez państwo normy ograniczenia emisji, czyli średnio o 90%. Na przykład:

- Kocioł opalany węglem bitumicznym 164 MW_e, zbudowany w latach 60. ubiegłego wieku i wykorzystujący zimny elektrofiltr oraz skrubler mokry, przekroczył wymóg redukcji 90%, osiągając ponad 95% redukcji emisji rtęci za pomocą chemicznie wzbogaconego sorbentu węglowego.
- Kocioł opalany węglem półbitumicznym 400 MW_e, zbudowany w latach 60-tych XX wieku i wykorzystujący zimny elektrofiltr oraz filtr workowy, osiągnął 99% redukcję rtęci przy użyciu niewzbogaconego sorbentu węglowego, przekraczając tym samym wymóg 90% redukcji.
- Nowo zbudowany kocioł opalany węglem półbitumicznym 600 MW_e, pracujący z filtrem workowym, skrublerem suchym oraz układem selektywnej redukcji katalitycznej, osiągnął 85% redukcję emisji rtęci za pomocą chemicznie wzbogaconego sorbentu węglowego, przekraczając tym samym 83% redukcji.

W tabeli 5.34 podano przykładowe obiekty eksploatowane w USA w roku 2013.

Tabela 5.34: Przykładowe amerykańskie obiekty eksploatujące systemy wtryskiwania bromowanego węgla aktywnego

Nazwa obiektu	Moc, MW _e	Paliwo	NO _x	SO _x	Popiół	Hg	Wielkość redukcji emisji Hg
Detroit Edison St. Clair	169	PRB/węgiel bitumiczny o niskiej zawartości siarki (85/15)	LNB	brak	zimny ESP	ACI, 48 mg/m ³	94 %
GRE Stanton 10	60	Węgiel brunatny	brak	SDA	BF	ACI, 24 mg/m ³	90 %
PPL Corrette	163	PRB	LNB	brak	zimny ESP	ACI, 32 mg/m ³	90 %
Bicent, Harden	119	PRB	LNB	SDA	BF	ACI, 16 mg/m ³	90 %
Sunflower Electric, Holcomb 1	349	PRB	LNB	SDA	BF	ACI, 19 mg/m ³	93 %
Ameren, Meramec 2	138	PRB	LNB	brak	zimny ESP	ACI, 53 mg/m ³	93 %
Great river, Stanton 1	188	PRB	brak	brak	zimny ESP	ACI, 27 mg/m ³	85 %
NRG, Limestone 1	890	Węgiel brunatny I PRB	brak danych	WFGD	zimny ESP	ACI, 16 mg/m ³	90 %
Progress, Lee 1	79	Węgiel bitumiczny wschodniego wybrzeża	LNB	brak	zimny ESP	ACI, 128 mg/m ³	85 %

Uwagi:
 PRB: Obszar Powder River Basin w Wyoming oraz Montanie.
 Źródło: [80, EEB 2013]

Literatura źródłowa

[2, EEB 2012 1, r 38, US–GAO 2009], [73, KEMA – VGB Powertech 2012], [74, ECOBA 2012], [80, EEB 2013]

5.1.3.4.3.3 Stosowanie dodatków halogenowych (np. bromku)

Opis

Dodanie halogenków do paliwa lub do pieca w celu utlenienia rtęci w gazach odlotowych do postaci rozpuszczalnych, zwiększając w ten sposób usuwanie rtęci w dalszych urządzeniach kontrolnych.

Opis techniczny

Bromek można wtryskiwać w dowolnym z kilku różnych punktów:

- do paliwa przed jego zmagazynowaniem w węglowni;
- do paliwa w momencie, gdy opuszcza ono węglownię;
- do paliwa, gdy jest ono transportowane do różnych młynów węglowych;
- do komory spalania bezpośrednio przez dysze rozpylające;
- do gazu odlotowego opuszczającego komorę spalania;
- do gazu kotłowego (jeśli temperatura jest wystarczająco wysoka, tj. 500 °C, preferowana > 800 °C).

Rata dodawania waha się od < 40 ppm do 440 ppm Br na tonę paliwa, w stanie suchym, najbardziej powszechna rata dodawania wynosi około 50 ppm.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Redukcja emisji rtęci.

Efektywność środowiskowa i dane eksploatacyjne

Wskaźniki utleniania rtęci od 85% do > 95%, współczynniki redukcji 82% do > 89% i poziomy emisji <1µg / Nm³ są zgłaszane (Kongres VGB 2013).

W przypadku jednostek bez selektywnej redukcji katalitycznej (SCR): wymagane są wyższe raty dodawania bromku w celu uzyskania tego samego utlenienia rtęci niż w przypadku jednostek z SCR.

Dla jednostek bez odsiarczania gazów odlotowych (FGD): sam dodatek bromku nie zmniejsza znacząco emisji Hg, ale poprawia skuteczność wtryskiwania węgla aktywnego (ACI) dla tych jednostek. Wysokie poziomy SO³ w gazach odlotowych mogą ograniczać skuteczność takiej kombinacji (dodanie bromku/ACI) i mogą wymagać dodatkowej technologii osłabiającej SO³.

Ważne jest osiągnięcie równomiernego rozprowadzenia bromku w paliwie. Bez tego wydajność jest mniej skuteczna.

Oddziaływanie na procesy i środowisko

- Pomiary rtęci w gazach odlotowych są bardzo trudne do przeprowadzenia przy obecności w nich bromu.
- Potencjał korozyjny indukowany bromem w instalacji nagrzewnicy powietrza oraz systemach FGD zwiększa się przy wyższych ratach wtrysku. Jednak poziom wstrzykiwanego Br jest na ogół znacznie niższy niż poziom Cl zawartego w paliwie, co oznacza, że technika nie powinna mieć znaczącego wpływu na korozję sprzętu. W długim okresie istnieje jednak takie ryzyko, więc należy je monitorować. Dotychczasowe doświadczenia wskazują, że nie ma wyraźnego związku między stosowaniem fluorowcowanych dodatków a zauważalnymi problemami korozyjnymi.

- Zwiększenie ilości bromku i rtęci w popiele lotnym oraz ściekach z FGD/gipsie. Spadek Se w popiele lotnym jest kompensowany przez wzrost Se w płynie z FGD. Z powodu swojej lotności bromek w gipsie może być emitowany do powietrza podczas ogrzewania/kalcynacji gipsu w przemyśle przetwórczym.
- Potencjał ponownej emisji rtęci z FGD może w niektórych przypadkach zagrozić osiągnięciu poziomów emisji rtęci w kominie poniżej $1 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$. W takich przypadkach bardzo istotna jest kontrola potencjału redoks w FGD, aby zapobiec redukcji adsorbowanej początkowo w FGD utlenianej rtęci (Hg^{2+}) do rtęci elementarnej (Hg^0) i ponownego jej wyemitowania z fazą gazową za pośrednictwem kamina.
- Zwiększenie poziomu emisji Br do powietrza (oszacowanie $300 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$ dla raty wtryskiwania $50 \text{ mg}/\text{kg}$) i wody (oszacowanie $340 \text{ mg}/\text{l}$ $[\text{Br}^-]$ dla raty wtryskiwania $50 \text{ mg}/\text{kg}$). Potencjalne zwiększenie emisji adsorbowalnych związków chloroorganicznych (AOX) do wody.

Względy techniczne istotne przy zastosowaniu

Ma zastosowanie do węgla kamiennego/brunatnego o niskiej zawartości chloru.

Ekonomiczność

Następujące koszty odpowiadają elektrowni 600 MW_e (ceny z 2013 r.):

- Dodanie bromku: EUR 130 000 (25 mg Br na kg paliwa);
- Eksploatacja i utrzymanie: EUR 10 000 na rok;
- opłata za instalację + opłaty abonamentowe uśrednione za rok: 250 000 EUR [(450 000 EUR koszty całkowite instalacji plus 900 000 EUR opłaty licencyjnej) x 0,08 faktor roczny].

Producent bromu w USA dostarczył następujące dane dotyczące kosztów (poziomy cen z 2013 r.) dla różnych dostępnych dodatków (*dokładna wycena zależy od warunków umów, w tym wielkości zamówienia, okresu obowiązywania umowy, typu opakowania, miejsca dostawy itp.*):

- brom pierwiastkowy: średnia cena 4 000 USD/tonę;
- roztwór bromku wapnia 52%: średnia cena 1 600 USD/tonę;
- roztwór bromku sodu 44%: średnia cena 1 400 USD/tonę;
- bromek sodu w stanie stałym: średnia cena w wysokości 3 000 USD/tonę.

W przypadku obiektów bez SCR (z lub bez FGD), aby osiągnąć ten sam poziom wydajności, stosowanie ACI w połączeniu z dodatkiem bromku może być bardziej opłacalne niż sam dodatek ACI lub bromku.

Siła napędowa wdrożenia

Brak informacji.

Przykładowe obiekty

W ciągu ostatnich kilku lat dziesiątki amerykańskich jednostek opalanych węglem zaczęło pracować systemem dodawania bromku wapnia do pieca w celu osiągnięcia limitów emisji rtęci do powietrza określonych przez lokalne przepisy; 50 z nich wzięło udział w ankiecie. [39, Dombrowski i inni 2012]

Literatura źródłowa

[2, EEB 2012] [39, Dombrowski i inni 2012] [73, KEMA – VGB Powertech 2012] [74, ECOBA 2012] [75, VGB Powertech 2012] [81, Vosteen 2010] [82, Berry i inni 2011]

5.1.3.4.3.4 Pozostałe specjalne techniki zapobiegania emisjom rtęci w stanie gazowym i ich ograniczania

W tabeli 5.36 przedstawiono inne specyficzne dla rtęci techniki, które należy uwzględnić przy określaniu najlepszych dostępnych technik (BAT) w zakresie zapobiegania i kontroli emisji Hg z obiektów opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym, oprócz tych opisanych w sekcjach 5.1.3.4.3.1 do 5.1.3.4.3.3.

Tabela 5.35: Inne specyficzne dla rtęci techniki, które należy rozważyć w celu zapobiegania i kontroli emisji Hg w postaci gazowej

Technika	Opis techniki	Osiągnięte korzyści dla środowiska	Efektywność środowiskowa i dane eksploatacyjne	Oddziaływanie na procesy i środowisko	Względy techniczne istotne przy zastosowaniu		Ekonomiczność	Siła napędowa wdrożenia	Przykładowe obiekty
					Nowe obiekty	Istniejące obiekty			
Optymalizacja katalizatorów SCR do utleniania Hg ⁰ do Hg ²⁺	NA	Zwiększony udział utlenionej Hg w pierwotnych gazach odlotowych, a tym samym wychwytywanie w filtrze i lub skruberze	Prace badawczo-rozwojowe nad zoptymalizowanymi katalizatorami w toku	Brak	Technika ogólnodostępna	Technika ogólnodostępna – dodatkowe korzyści są obserwowalne już w SCR przed mokrym FGD	Koszt może być wysoki, jeśli trzeba wymienić istniejące katalizatory	NA	NA
Optymalizacja katalizatorów SCR w celu zminimalizowania utleniania Hg ⁰ do Hg ²⁺	W połączeniu z wtryskiem aktywnego węgla	Minimalizacja poziomu rtęci w ściekach (np. w przypadku FGD wodą morską), jednocześnie maksymalizacja wychwytywania Hg w ESP/BF	Ograniczone doświadczenie	Transfer rtęci do gazów lotnych	Technika ogólnodostępna	Technika ogólnodostępna	Koszt może być wysoki, jeśli trzeba wymienić istniejące katalizatory	Ogranicza ilość rtęci w ściekach	Obiekt 493
Dodanie aktywnego węgla w mokrym FGD	NA	Redukcja emisji Hg	Ograniczone doświadczenie	Redukcja jakości gipsu (kolor, zawartość Hg)	Technika ogólnodostępna	Technika ogólnodostępna	Dodawanie aktywnego węgla w FGD ma niskie koszty inwestycyjne i eksploatacyjne	NA	NA
Dodawanie organicznych lub nieorganicznych siarczków w FGD	NA	Redukcja emisji Hg	Dobrze znana przy spalaniu odpadów	Jakość gipsu, rozpuszczone węgle organiczne (DOC) w ściekach, ryzyko spieniania w wyniku procesów bakteryjnych	Technika ogólnodostępna	Technika ogólnodostępna	Niskie nakłady inwestycyjne	NA	NA
Dodanie silnych ligandów, takich jak bromek w FGD	NA	Redukcja emisji Hg	Ograniczona do skali laboratoryjnej i kilku testów na pełną skalę	Więcej bromku w ściekach niż tylko z węgla	Technika ogólnodostępna	Technika ogólnodostępna	NA	NA	NA
Wytrącanie Hg ze ścieków FGD oddzielnie od innych metali	Gromadzi Hg oddzielnie, a tym samym pośrednio pomaga utrzymać Hg z dala od wszystkich produktów, takich jak czysty gaz, gips itp.	Sprawia, że mała część odpadów jest głównym miejscem gromadzenia Hg	Testowane w pełnej skali	Redukuje oddziaływanie na inne procesy oraz środowisko	NA	NA	Tylko niewielka ilość odpadów do utylizacji. Główny szlam z niskim udziałem Hg może być zawracany do pieca	NA	NA

Uwagi:
 NA: Brak konkretnych informacji. SCR – selektywna redukcja katalityczna. ESP – elektrofiltr. BF – wielki piec. FGD – odsiarczanie gazów odlotowych.
 Źródła: [61, Commission 2006] [84, VDI 2013] [85, Eurelectric 2012]

5.1.3.5 Techniki zapobiegania emisjom SO_x, HCl i HF i/lub ich ograniczania

5.1.3.5.1 Ogólne techniki zapobiegania emisjom SO_x, HCl i HF i/lub ich ograniczania

Informacje na temat ogólnych technik zapobiegania i kontroli emisji SO_x, HCl i HF z obiektów energetycznego spalania podano w sekcjach 3.2.2.2, 3.2.2.4 i 3.2.2.6.

Tabela 5.36 podaje dodatkowe informacje specyficzne dla węgla brunatnego i/lub kamiennego. Dalsze szczegóły dotyczące efektywności środowiskowej i danych eksploatacyjnych podano po tabeli.

Tabela 5.36: Ogólne techniki, które należy rozważyć w zakresie zapobiegania i kontroli emisji SO_x, HCl i HF

Technika	Opis techniki	Osiągnięte korzyści dla środowiska	Efektywność środowiskowa i dane eksploatacyjne	Oddziaływanie na procesy i środowisko	Względy techniczne istotne przy zastosowaniu		Ekonomiczność	Przykłady we obiektach
					Nowe obiekty	Istniejące obiekty		
Wybór paliwa	Obniżenie zawartości siarki w paliwie można osiągnąć przez wypalanie wielopaliwowe (zastępowanie części węgla kamiennego/brunatnego innym paliwem, takim jak biomasa) lub spalanie węgla kamiennego/brunatnego o niskiej zawartości siarki (np. 0,1%) - patrz sekcja 3.1.1.4	Redukcja emisji SO _x w źródle	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne. W przypadku kotłów z odprowadzaniem żużla w stanie ciekłym spalających paliwa o bardzo niskiej zawartości siarki, można osiągnąć 200 mg/Nm ³ jako średnią roczną dla emisji SO ₂ do atmosfery	Możliwość zwiększenia emisji popiołu oraz NO _x	Technika ogólnodostępna, generalnie w połączeniu z innymi technikami. Obowiązuje w ramach ograniczeń związanych z dostępnością różnych rodzajów paliw, na które może mieć wpływ polityka energetyczna państw członkowskich. Możliwość zastosowania może być ograniczona ze względu na ograniczenia projektowe w przypadku obiektów spalania spalających wysoce specyficzne rodzime paliwa		Zależy od paliwa	Obiekty 267–268
Naturalne odsiarczanie	Wpływ naturalnego odsiarczania, z uwagi na zastosowanie niektórych węgla brunatnych o niskiej zawartości siarki i dużej zawartości popiołu alkalicznego - patrz sekcja 3.1.1.4	Redukcja emisji SO _x w źródle	Usuwanie SO ₂ 20-50% dla PC i 60-90% dla FBC	Może prowadzić, ze względu na niską jakość paliwa, do wysokiej emisji pyłu i większych ilości pozostałości	Ma zastosowanie do spalania węgla brunatnego o niskiej zawartości siarki i wysokiej zawartości popiołu alkalicznego		NA	NA
Kocioł FBC	Wykorzystanie zasady spalania w złożu fluidalnym. Technika ta jest stosowana w kombinacji z techniką wtrysku sorbentu w złożu - patrz sekcja 3.2.2.2.9	Redukcja emisji SO _x i NO _x . Ograniczony wpływ na HCl, gdy jest stosowana z ESP. HF jest całkowicie zredukowany, HCl ulega zmniejszeniu częściowo w zależności od paliwa i technologii CFB.	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	Wyższa emisja N ₂ O. Problem rynkowy dla popiołów węglowych zmieszanych z produktami odsiarczania i solami halogenków	Technika ogólnodostępna, generalnie w połączeniu z innymi technikami.	Ograniczona możliwość zastosowania	Specyficzna dla danego obiektu	Obiekt 387
Mokra FGD	Mokry wapienno-wapienny skrubler z produkcją gipsu - patrz sekcja 3.2.2.2.1	Redukcja emisji SO _x , HF, HCl, pyłu, Hg i Se. Gazowe związki Hg ²⁺ zawarte w gazach odlotowych pochodzących z węgla kamiennego/brunatnego są słabo lub silnie rozpuszczalne, bardziej	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne. Efektywność usuwania SO ₂ do 99% lub więcej. Mokry skrubler ma również wysoką efektywność redukcji.	Konsumpcja wody. Ze względu na zastosowane techniki z użyciem wapna, emisje As, Cd, Pb i Zn mogą być nieco wyższe. Obsługa i	Mogą istnieć techniczne i ekonomiczne ograniczenia w stosowaniu tej techniki w przypadku obiektów	Takie same rozważania jak w przypadku nowych zakładów. Ponadto mogą istnieć techniczne i ekonomiczne ograniczenia	Specyficzna dla danego obiektu. Ze względu na wysokie koszty zastosowania skrubera mokrego technika ta jest bardziej	Patrz rysunek poniżej tabeli

		rozpuszczalne ich rodzaje można na ogół wychwycić w mokrych skrubkach FGD. Modernizacja istniejących instalacji z zastosowaniem FGD zapewnia korzyści wspólne z kontroli drobnego pyłu i redukcji emisji Hg.	dla HF i HCl (98-99%)	przechowywanie wapna/wapienia oraz produktu końcowego (gipsu). Zmniejszenie ogólnej efektywności LCP. Emisje ścieków.	energetycznego spalania o mocy < 300 MW _{th}	dotyczące modernizacji istniejących obiektów energetycznego spalania działających pomiędzy 500 godz./rok a 1 500 godz./rok. Istniejący skrubek mokry można poprawić, optymalizując przepływ w absorberze	ekonomicznym rozwiązaniem w przypadku większych zakładów. Nieopłacalne dla obiektów spalania działających < 500 godz./rok.	
FGD z wodą morską	Patrz sekcja 3.2.2.2.2	Redukcja emisji SO _x , HF, HCl, pyłu i Hg. Gazowe związki Hg ²⁺ zawarte w gazach odlotowych pochodzących z węgla kamiennego/brunatnego słabo lub silnie rozpuszczalne, bardziej rozpuszczalne ich rodzaje można na ogół wychwycić w mokrych skrubkach FGD. Modernizacja istniejących instalacji z zastosowaniem FGD zapewnia dodatkowe korzyści wspólne z kontroli drobnego pyłu i redukcji emisji Hg	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne. Efektywność usuwania SO ₂ do 98%	Tendencja zmniejszonego poziomu współczynnika pH w obszarze zrzutu wody oraz emisja metali i zawiesiny pyłowej do środowiska morskiego	Nie dotyczy obiektów spalania działających < 500 godz./rok. Mogą istnieć techniczne i ekonomiczne ograniczenia w stosowaniu tej techniki w przypadku obiektów energetycznego spalania o mocy < 300 MW _{th} . Dotyczy tylko zakładów położonych blisko morza.	Takie same rozważania jak w przypadku nowych zakładów. Ponadto mogą istnieć techniczne i ekonomiczne ograniczenia dotyczące modernizacji istniejących obiektów energetycznego spalania działających pomiędzy 500 godz./rok a 1 500 godz./rok.	Specyficzna dla danego obiektu	Obiekt 493
Skrubek mokry	Patrz sekcja 3.2.2.6.2	Redukcja kwaśnych gazów	NA	NA	Technika ogólnodostępna	NA	Obiekt 470	
Inne typy skrubków mokrych (magnezowy, amoniakalny lub ługowy)	Patrz sekcje 3.2.2.2.3, 3.2.2.2.4 oraz 3.2.2.2.5	Redukcja SO _x . Redukcja innych zanieczyszczeń zależy od konkretnej techniki.	Bardzo ograniczona	Zużycie wody + zależy od konkretnej techniki	Technika ogólnodostępna, ale w nowych obiektach rzadko stosowana	Specyficzne dla danego obiektu	Brak danych	NA
Natryskowy skrubek suchy lub absorber suchego rozpylania (SDA)	Patrz sekcja 3.2.2.2.6	Redukcja emisji SO ₂ , HF, HCl, SO ₃ , pyłu i Hg. Gazowe związki Hg ²⁺ zawarte w gazach odlotowych pochodzących z węgla kamiennego/brunatnego można na ogół wychwycić w natryskowym skrubku suchym, w szczególności	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne. Efektywność usuwania SO ₂ do 92%. Efektywność usuwania halogenków > 95%	Zużycie wody. Przenoszenie i przechowywanie wapna i produktu końcowego. Niewielkie zmniejszenie ogólnej sprawności energetycznej LCP.	Generalnie stosowane do 1 250 - 1 500 MW _{th} z jednym absorberem	Generalnie stosowane do 1 250 - 1 500 MW _{th} z jednym absorberem	Specyficzna dla danego zakładu; koszty orientacyjne: CAPEX 0,028 mln EUR/MW (nakłady z wyłączeniem robót budowlanych) - OPEX 0,37 EUR/MW. Nie	Obiekt 443

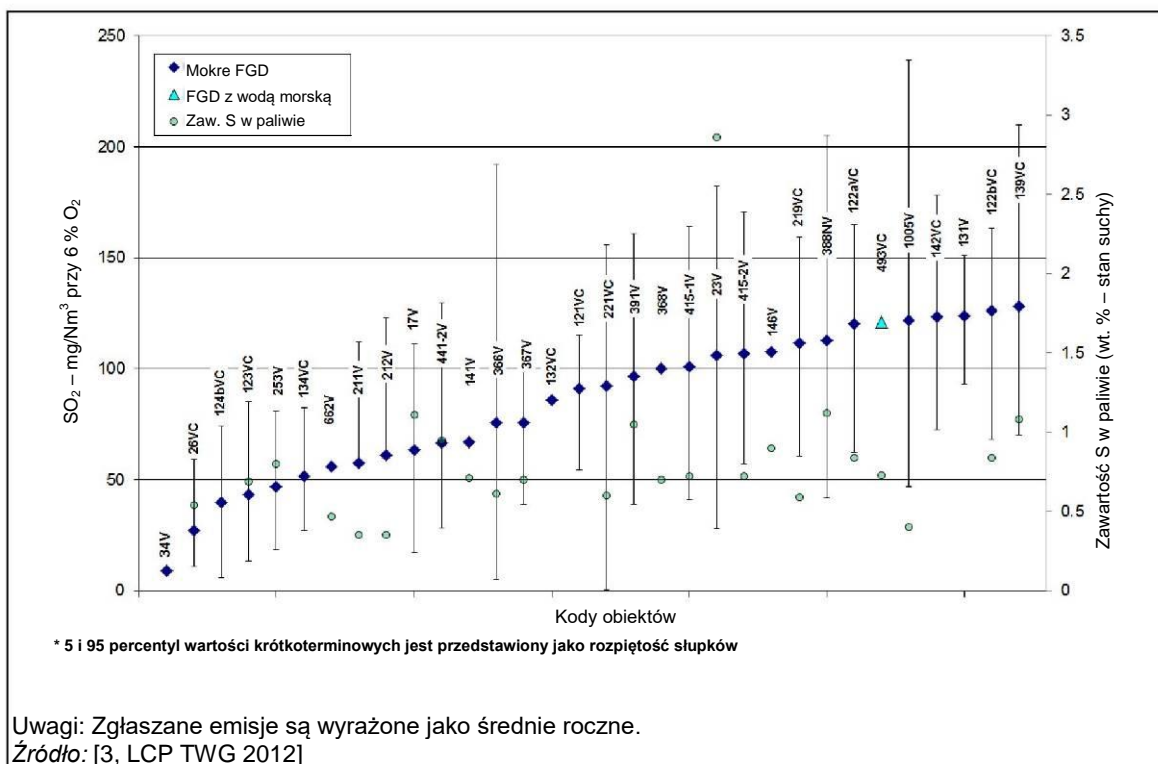
		w kombinacji z BF. Modernizacja istniejących instalacji z zastosowaniem FGD zapewnia dodatkowe korzyści wspólne z kontroli drobnego pyłu i redukcji emisji Hg					ma znaczącej różnicy między nowymi i zmodernizowanymi zakładami	
Wtrysk sorbentu (w złożu, w piecu lub w instalacji - suchy)	Patrz sekcje 3.2.2.2.8, 3.2.2.2.9 oraz 3.2.2.2.10.	Redukcja emisji SO _x , HF, HCl, pyłów	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne. Efektywność usuwania SO ₂ do 65% w kotłach z BFB, do 80% przy wtrysku kanałowym lub innych systemach wtrysku do pieca i do 95% w kotłach CFB	Pozostałości, które muszą być składowane, jeżeli nie można ich wykorzystać w kopalniach węgla. Większa ilość cząstek stałych za kotłem; w istniejących obiektach ESP mogą być zaprojektowane pod kątem zwiększonego obciążenia kurzem.	Technika ogólnodostępna		NA	Obiekty 109 (DSI) 19 – 387 (wtrysk sorbentu do kotła)
Skruber CFB	Patrz sekcja 3.2.2.2.7	Redukcja emisji SO _x i halogenków. Poprawa wydajności usuwania pyłu.	Efektywność usuwania SO _x 90–99 % efektywność usuwania halogenków > 95 %	Problemem może być sprzedaż produktów ubocznych	Technika ogólnodostępna		NA	Plant 189
Zastosowanie kwasów organicznych w mokrym FGD	Patrz sekcja 3.2.2.2.1	Zwiększona efektywność mokrego FGD	NA	Zwiększone BOD w ściekach, które może wymagać dodatkowego wyposażenia do uzdatniania.	Niepraktykowana technika	Technika ogólnodostępna	NA	NA
Inne (proces wodorosiarczanu sodu, proces tlenku magnezu, inne)	Patrz sekcja 3.2.2.2.12	Redukcja SO _x i NO _x . Redukcja innych zanieczyszczeń zależy od konkretnej techniki.	Bardzo ograniczona	NA	Technika ogólnodostępna, ale w nowych obiektach rzadko stosowana	Specyficzne dla danego obiektu	Brak danych	NA
Techniki połączone	Patrz sekcja 3.2.2.4	Połączona redukcja NO _x i SO _x	Ograniczone doświadczenie	NA	NA	NA	NA	Isogo (Japonia)
Uwagi: PC – spalanie pyłowe. FBC – spalanie w złożu fluidalnym. ESP – elektrofiltr. CFB – cyrkulacyjne złożo fluidalne. FGD – odsiarczanie gazów odlotowych. LCP – duży obiekt energetycznego spalania. BF – wielki piec. CAPEX – wydatki kapitałowe. OPEX – wydatki operacyjne. BFB – pęcherzykowe złożo fluidalne. BOD – biochemiczne zapotrzebowanie na tlen. NA: Brak konkretnych informacji.								

Efektywność środowiskowa i dane eksploatacyjne z dobrze funkcjonujących obiektów dla emisji SO₂

Rysunek 5.32 przedstawia emisje SO₂ z dobrze funkcjonujących obiektów w kategorii > 300 MW_{th}, spalających węgiel kamienny i/lub nierodźmy węgiel brunatny, oddanych do eksploatacji w latach 1965-2009, o wielkości od 380 MW_{th} do 4120 MW_{th}. Z wyjątkiem jednego obiektu, który jest wyposażony w FGD z wodą morską, wszystkie pozostałe wyposażone są w mokre FGD. Działają pomiędzy 4 000 godz./rok a więcej niż 8 000 godz./rok, przy czym równoważny współczynnik pełnego obciążenia przekracza 62%. Zawartość siarki w paliwie na ogół wynosi pomiędzy 0,5% wag. a 1,1% wag., stan suchy, osiągając 2,9% dla Obiektu 23V. Zawartość popiołu wynosi na ogół od 10% do 20%, a w niektórych przypadkach do 25%. Podana uśredniona efektywność redukcji SO₂ mokrego FGD dla tych obiektów wynosi od 86% do 99%. Niedawno oddane do użytku instalacje (23V, 253V i 391V), uruchomione w latach 2007-2009, mają roczne średnie stężenia emisji SO_x między 46 mg/Nm³ a 106 mg/Nm³. Emisje SO_x są w nich stale monitorowane. Podane średnie krótkoterminowe (głównie godzinowe) wynoszą ogólnie poniżej 200 mg/Nm³ w ciągu roku (5 - 95 percentyl roczny) lub są nieco wyższe (np. Obiekt 388 lub Obiekt 139 z 95 percentylem średnich godzin odpowiednio 205 mg/Nm³ i 211 mg/Nm³).

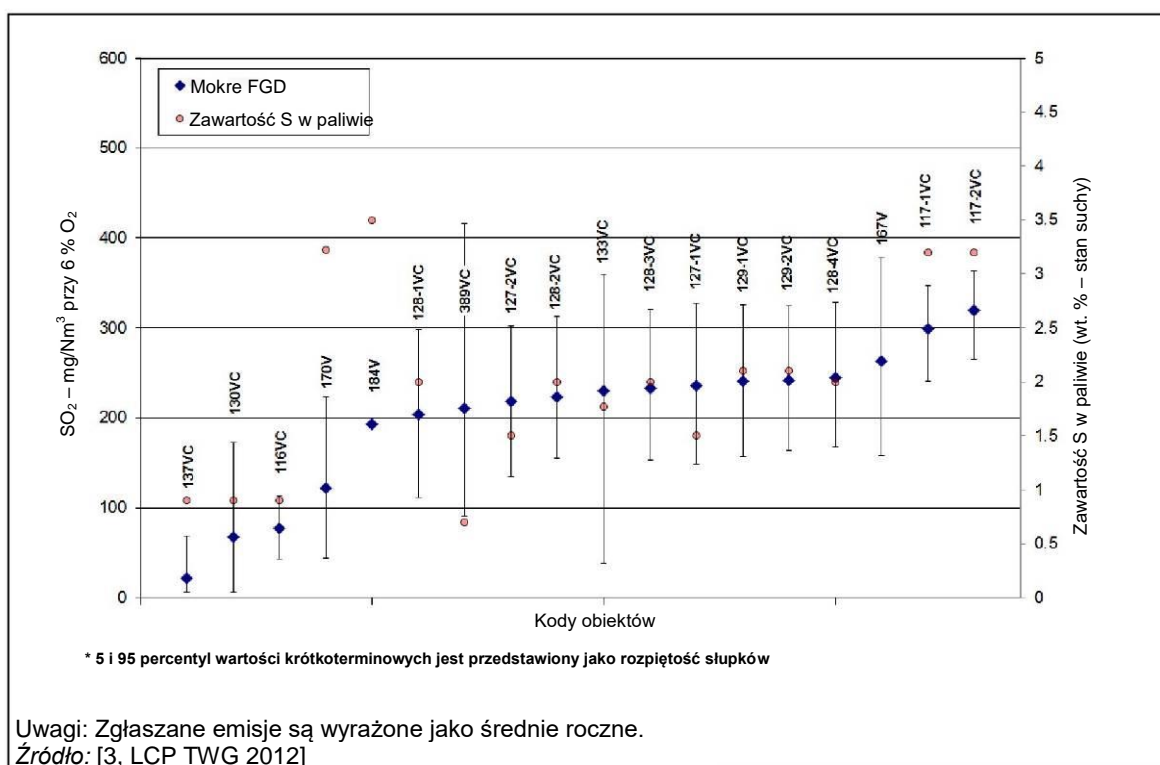
Oprócz rysunku 5.32 oraz zebranych w dokumencie referencyjnym BAT (BREF) danych można również zauważyć, że:

- najlepiej działający kocioł ze złożem fluidalnym o mocy > 300 MW_{th} (Obiekt 387, spalający węgiel) osiąga średnie roczne stężenie 170 mg/Nm³, posiada technikę wtrysku sorbentu do kotła i został niedawno oddany do eksploatacji (2009);
- najniższe poziomy emisji SO₂ osiągane przez obiekty stosujące jedynie paliwa o bardzo niskiej zawartości siarki jako podstawową technikę (0,13 % wag., stan suchy) wynoszą około 200 mg/Nm³ w skali roku (Obiekty 267 i 268).



Rysunek 5.32: Emisje SO₂ z dobrze funkcjonujących obiektów energetycznego spalania opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym o mocy większej niż 300 MW_{th} spalających węgiel kamienny i/lub nierodźmy węgiel brunatny

Rysunek 5.33 przedstawia emisję SO_2 z przykładowych obiektów w kategorii $> 300 \text{ MW}_{\text{th}}$ spalających rodzimy węgiel brunatny i wyposażonych w mokry FGD. Są to albo paliwa o mniej więcej takiej samej charakterystyce S i popiołu, jak nierodzime paliwa (nieco większy zakres zawartości popiołów od 5% do 25%) albo paliwa o wyższej zawartości siarki ($> 3\%$ wag., stan suchy). Obiekty te mają mniejszą lub żadną elastyczność pod względem wyboru paliwa jako techniki redukcji emisji SO_x . Ponieważ wartość opałowa (LHV) węgla brunatnego jest niższa niż w przypadku węgla kamiennego, może to prowadzić do wyższej zawartości SO_2 w pierwotnych gazach odlotowych. Jeżeli niektóre przykładowe obiekty (np. Obiekty 137, 130, 116, 170) są w stanie osiągnąć podobne poziomy emisji SO_2 co dobrze funkcjonujące obiekty spalające węgiel kamienny i/lub nierodzimy węgiel brunatny przedstawione na rysunku 5.32 z podobną zawartością siarki i popiołu w paliwie, to mogą istnieć pewne ograniczenia w osiągnięciu tych poziomów, na przykład przy bardzo wysokim poziomie siarki w paliwie (do 5,4% wag., stan suchy w Europie), pomimo zastosowania bardzo skutecznych technik wtórnego ograniczania emisji SO_x . Dostępne informacje (patrz na przykład [332, Staehle 2008], [333, Nakayama i inni 2005]) pokazują, że można osiągnąć poziomy efektywności redukcji SO_2 od 97% (modernizacje istniejących systemów) do ponad 98,5% (nowe systemy) lub nawet 99%.



Rysunek 5.33: Emisje SO_2 z przykładowych obiektów o ponad $300 \text{ MW}_{\text{th}}$ spalających rodzimy węgiel brunatny

Mniejsze obiekty wyposażone są na ogół w mokre FGD.

Zgłoszone dane z ciągłego monitorowania dla zakładów o mocy od $100 \text{ MW}_{\text{th}}$ do $300 \text{ MW}_{\text{th}}$ wskazują, że niektóre zakłady (np. Obiekty 109, 153-2) osiągają roczne średnie poziomy emisji SO_2 poniżej 200 mg/Nm^3 , głównie za pomocą suchego wtryskiwania sorbentu i przy zawartości siarki w paliwie około 0,4%.

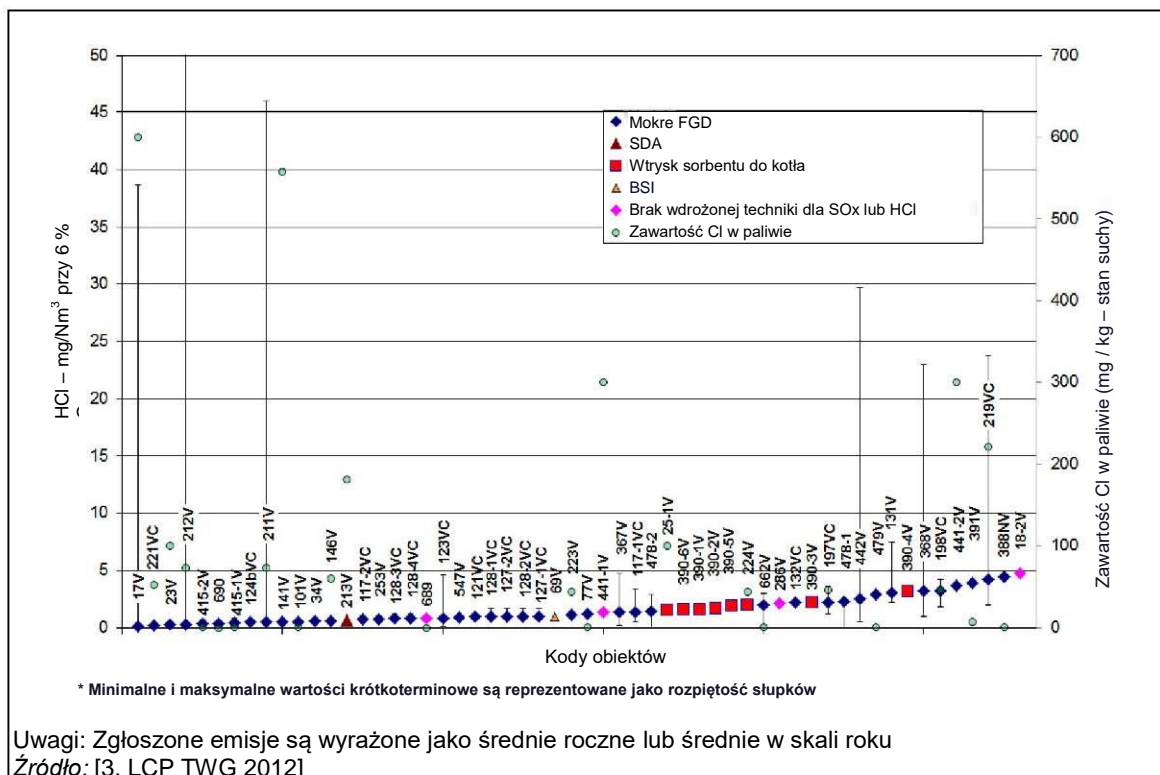
Zgłoszone dane dla obiektów poniżej $100 \text{ MW}_{\text{th}}$ pokazują, że niektóre obiekty (np. Obiekty 19, 81, 1015, 462) osiągają roczne średnie poziomy SO_2 poniżej 360 mg/Nm^3 , głównie za pomocą wtrysku sorbentu w kotle (BSI) lub absorbera suchego rozpylania (SDA). Niedawno oddany do użytku $75 \text{ MW}_{\text{th}}$ kocioł z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym (CFB) (Obiekt 19) osiąga roczną średnią emisję poniżej 200 mg/Nm^3 używając BSI.

Emisje HCl i HF

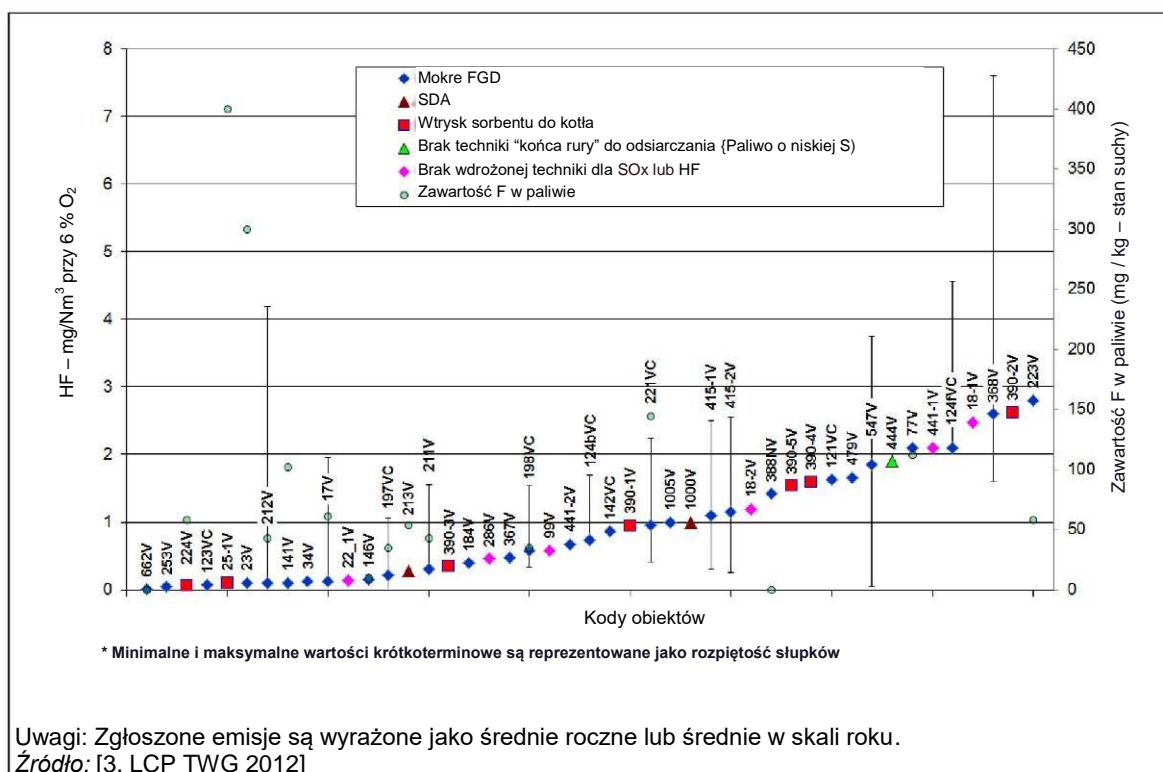
Rysunki 5.34 i 5.35 przedstawiają odpowiednio emisje HCl i HF z dobrze funkcjonujących obiektów opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym, w tym kotłów CFB, o mocy $\geq 100 \text{ MW}_{\text{th}}$. Zgłoszone obiekty mają wielkość od $145 \text{ MW}_{\text{th}}$ do $3700 \text{ MW}_{\text{th}}$, eksploatowane są pomiędzy 2 900 godz./rok a 8 700 godz./rok, z równoważnym współczynnikiem pełnego obciążenia ogólnie powyżej 60%. Obiekty te zostały oddane do eksploatacji w latach 1951-2009, i spalają węgiel kamienny i/lub brunatny o zawartości Cl i F odpowiednio od 0,05 mg/kg do 600 mg/kg i od 0,01 mg/kg do 400 mg/kg. Jednak tylko nieliczne obiekty zgłosiły dane dotyczące tych właściwości paliwa. Zanieczyszczenia te są monitorowane w różny sposób, od okresowego (1 do 12 pomiarów rocznie) do ciągłego. Jedna czwarta tych obiektów spala również śmieci aż do 3,3% (bazując na wartości opałowej LHV).

Ponadto, przykładowe kotły CFB eksploatowane przez Luminant (Sandow 5) i Dominion energy (Virginia City Hybrid Centre) w USA oraz wyposażone w suchy skrubler CFB zgłosiły redukcję HCl od 95% do $> 99\%$, co oznacza, że dobrze eksploatowane CFB lub inne typy kotłów spalających węgiel kamienny lub brunatny nawet o bardzo wysokiej zawartości chloru (np. $> 1000 \text{ mg/kg}$), jak to może mieć miejsce w Europie, mogą osiągnąć poziom emisji HCl poniżej 20 mg/Nm^3 za pomocą na przykład tej techniki. Ponadto doniesiono również o skuteczności redukcji HF o ponad 90%. [190, EPPSA 2015] [191, EPPSA 2015]

W przypadku obiektów o mocy $> 100 \text{ MW}_{\text{th}}$ eksploatowanych mniej niż 1 500 godz./rok, poziomy emisji HCl i HF mogą być wyższe, ponieważ mogą one realizować tylko technikę paliwową o niskiej zawartości siarki, możliwie w połączeniu z suchym wtryskiwaniem sorbentu. Osiągalne poziomy emisji w tym przypadku odpowiadają tym z dobrze funkcjonujących obiektów o mocy $< 100 \text{ MW}_{\text{th}}$, które stosują podobne techniki.



Rysunek 5.34: Emisje HCl z dobrze funkcjonujących obiektów opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym o mocy $> 100 \text{ MW}_{\text{th}}$



Rysunek 5.35: Emisje HF z dobrze funkcjonujących obiektów opalanych węglem kamiennym i/lub brunatnym o mocy > 100 MW_{th}

Wydajność redukcji emisji HCl dla obiektów o mocy < 100 MW_{th} będzie na ogół o około połowę niższa niż w przypadku tych o mocy ≥ 300 MW_{th}, bazując na porównaniu poziomów emisji SO₂ i przy zastosowaniu technik suchych. Poziomy emisji HCl z dobrze funkcjonujących obiektów będą około dwukrotnie wyższe od tych z większych obiektów, to jest w zakresie 2-10 mg/Nm³. Przykładowo, Obiekty 19 i 462 wyposażone odpowiednio we wtrysk sorbentu do kotła oraz SDA lub obiekty 20-1/2 i 407 używające paliwa o umiarkowanej zawartości Cl (< 70 mg/kg, w stanie suchym), osiągają roczne średnie poziomy emisji HCl pomiędzy 0,3 mg/Nm³ a 7,2 mg/Nm³. Z tych samych powodów, poziom emisji HF z dobrze funkcjonujących obiektów będzie w granicach < 1-6 mg/Nm³. Dla przykładu, Obiekty 81 i 1001 wyposażone we wtrysk sorbentu do kotła, lub Obiekty 20-1/2 używające paliwa o umiarkowanej zawartości F, osiągają roczne średnie poziomy emisji HF < 1 mg/Nm³.

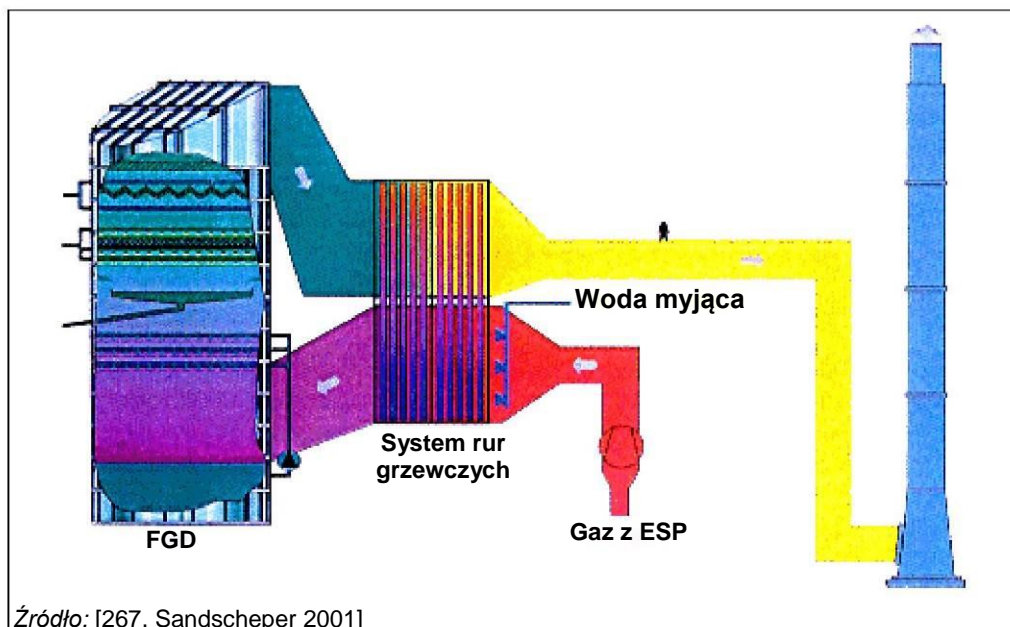
5.1.3.5.2 Wymiana podgrzewacza spaliny-spaliny zlokalizowanego za mokrym FGD

Opis

Wymiana podgrzewacza spaliny-spaliny znajdującego się za mokrym FGD za pomocą wielorurowego wymiennika ciepła lub usuwanie i odprowadzanie gazów odlotowych przez chłodnię kominową lub mokry komin.

Opis techniczny

Możliwe wewnętrzne problemy z wyciekami gazów odlotowych w rotacyjnym wymienniku ciepła spaliny-spaliny mogą powodować wysokie poziomy SO_x, HF lub HCl w kominie, ponieważ pierwotne gazy odlotowe przepłyną bezpośrednio do kominy bez zmniejszania zawartości SO_x, HF i HCl. Aby uniknąć takiego wycieku, wymiennik ciepła spaliny-spaliny można zastąpić nowym w postaci kombinacji ekstraktora ciepła (wielopunktowego ekstraktora ciepła) i nagrzewnicy, lub za pomocą rur grzewczych. Wiele zakładów zainstalowało nowe typy wymienników ciepła do wtórnego podgrzania gazów odlotowych, aby uniknąć możliwego zanieczyszczenia oczyszczonych gazów odlotowych przez nieoczyszczone.



Źródło: [267, Sandscheper 2001]

Rysunek 5.36: Wypieranie ciepła z jednostki FGD

W wymiennikach ciepła spaliny-spaliny stosuje się wielorurowy wymiennik ciepła, który przenosi ciepło z gorących, nieoczyszczonych gazów odłotowych do czystych oczyszczonych gazów odłotowych. Systemy te eliminują wycieki, ponieważ nie ma konieczności krzyżowania wylotu kanału z wlotem kanału, jak ma to miejsce w przypadku normalnego wymiennika ciepła z gazem odzyskowym.

Najlepszym rozwiązaniem jest jednak odprowadzanie gazów odłotowych z chłodni kominowej o ile jest to możliwe. W tym przypadku nie jest konieczne wtórne podgrzanie gazów odłotowych, dlatego też nie jest potrzebny wymiennik ciepła spaliny-spaliny. Inną opcją jest zastosowanie wysokowydajnego chwytacza i przepuszczanie gazów odłotowych przez odporną na kwasy rurę kominową (mokry komin), w której nie jest konieczne wtórne podgrzanie spalin, a zatem nie jest potrzebny wymiennik ciepła spaliny-spaliny.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Brak informacji.

Efektywność środowiskowa i dane eksploatacyjne

Brak informacji.

Względy techniczne istotne przy zastosowaniu

Brak informacji.

Oddziaływanie na procesy i środowisko

Brak informacji.

Ekonomiczność

Ze względów eksploatacyjnych i ekonomicznych wymiana jest rozważana tylko wtedy, gdy wymiennik ciepła wymaga zmiany lub wymiany po zakończeniu okresu użytkowania.

Siła napędowa wdrożenia

Brak informacji.

Przykładowe obiekty

Brak informacji.

Literatura źródłowa

Brak informacji.

5.1.3.6 Techniki zapobiegania emisjom NO_x, CO i N₂O i/lub ich ograniczania**5.1.3.6.1 Ogólne techniki zapobiegania emisjom NO_x, CO i N₂O i/lub ich ograniczania**

Informacje na temat ogólnych technik zapobiegania i kontroli emisji NO_x, CO i N₂O z obiektów energetycznego spalania podano w sekcji 3.2.2.3.

Tabele 5.37 i 5.38 zawierają dodatkowe informacje specyficzne dla spalania węgla brunatnego i/lub kamiennego. Więcej szczegółów na temat efektywności środowiskowej i danych eksploatacyjnych podano po tych tabelach.

Tabela 5.37: Ogólne techniki do rozważenia w zakresie zapobiegania i kontroli emisji NO_x i N₂O

Technika	Opis techniki	Osiągnięte korzyści dla środowiska	Efektywność środowiskowa i dane eksploatacyjne	Oddziaływanie na procesy i środowisko	Względy techniczne istotne przy zastosowaniu		Ekonomiczność	Przykładowe obiekty
					Nowe obiekty	Istniejące obiekty		
Kocioł z CFB	Patrz sekcja 2.2.3.2. Kotły z CFB umożliwiają dobre spalanie przy jednoczesnym ograniczeniu emisji NO _x do powietrza, czasami bez potrzeby stosowania dodatkowej techniki/technik w przypadku instalacji o mocy < 100 MW _{th}	Redukcja emisji NO _x	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne. Poziomy emisji NO _x wynoszące 190 mg/Nm ³ zostały zgłoszone w ostatnio uruchomionym obiekcie < 100 MW _{th} bez dodatkowych technik. Poziomy emisji N ₂ O wynoszą 20-150 mg/Nm ³ w zależności od zastosowanego paliwa (węgla kamiennego lub brunatnego) [61, Commission 2006] [3] LCP TWG 2012]	Skłonność do zwiększenia emisji N ₂ O	Technika ogólnodostępna	NA	NA	Obiekty 377, 385, 387
Niskie nadwyżki powietrza	Patrz sekcja 3.2.2.3.1	Redukcja emisji NO _x , N ₂ O i SO ₃	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	Skłonność do wyższych wartości niespalonego węgla w popiele. Niskie nadwyżki powietrza prowadzą do wyższych poziomów CO i HC. Ryzyko korozji rur i ścian	Technika ogólnodostępna	Technika ogólnodostępna	W zależności od paliwa	Obiekt 444
Stopniowanie powietrza (OFA, BBF oraz BOOS)	Patrz sekcja 3.2.2.3.2. Zasadniczo stosowany w połączeniu z innymi technikami i/lub z SNCR i/lub SCR (obiekty o mocy > 300 MW _{th})	Redukcja emisji NO _x , N ₂ O i CO	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	Tendencja do większej zawartości niespalonego węgla w popiele	Technika ogólnodostępna	Technika ogólnodostępna. Konstrukcja kotła powinna zapewniać wystarczającą odporność na gazy odlotowe	Specyficzna dla danego obiektu	Okolo 100 europejskich obiektów [3, LCP TWG 2012] wyposażonych jest w stopniowanie powietrzne
BOFA lub ROFA	Patrz sekcja 3.2.2.3.2. Powszechnie stosowana z SNCR.	Redukcja emisji NO _x i CO. Zwiększona sprawność energetyczna	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne w kotłach o PC spalających węgiel lub biomasę. Istnieją również zastosowania w kotłach ze spalaniem rusztowym lub w kotłach BFB, a ostatnio w kotłach CFB	NA	Technika ogólnodostępna	Technika ogólnodostępna	Specyficzna dla danego obiektu	Obiekty 379, 486
Recyrkulacja gazów odlotowych (FGR)	Patrz sekcja 3.2.2.3.3. Zasadniczo stosowana w połączeniu z innymi technikami i/lub z SCR (obiekty o mocy > 300 MW _{th})	Redukcja emisji NO _x	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	Skłonność do większej zawartości niespalonego węgla w popiele. Niewielkie pogorszenie sprawności energetycznej.	Technika ogólnodostępna	Technika ogólnodostępna	Specyficzna dla danego obiektu	Okolo 25 europejskich obiektów [3, LCP TWG 2012] wyposażonych jest w FGR

Palnik z niską emisją NO _x (LNB) (często z recyrkulacją gazów odlotowych oraz stopniowaniem powietrza)	Patrz sekcja 3.2.2.3.5. Zasadniczo stosowana w połączeniu z innymi technikami i/lub z SCR (obiekty o mocy > 300 MW _{th})	Redukcja emisji NO _x	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	Sklonność do większej zawartości niespalonego węgla w popiele. I wzrostu generowania CO przy małych obciążeniach	Technika ogólnodostępna	Technika ogólnodostępna	NA	Około 90 europejskich obiektów [3. LCP TWG 2012] wyposażonych jest w LNB
Dopalenie (Stopniowanie paliwa)	Patrz sekcja 3.2.2.3.6. Zasadniczo stosowana w połączeniu z innymi technikami i/lub z SCR (obiekty o mocy > 300 MW _{th})	Redukcja emisji NO _x i CO	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	Sklonność do większej zawartości niespalonego węgla w popiele.	Technika ogólnodostępna	Możliwość zastosowania może być ograniczona ograniczeniami przestrzeni	Specyficzna dla danego obiektu	Więcej niż europejskich obiektów [3. LCP TWG 2012] wyposażonych jest w stopniowanie paliwa
Optymalizacja spalania	Patrz sekcja 3.2.2.7.1	Redukcja emisji NO _x , N ₂ O i CO	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne. Poziomy emisji N ₂ O na poziomie 20150 mg/Nm ³ dla kotłów CFB, w zależności od zastosowanego paliwa (węgiel kamienny lub brunatny) [61, Commission 2006] [3. LCP TWG 2012]	NA	Technika ogólnodostępna	Technika ogólnodostępna	NA	Obiekty 377, 385, 387
Zastosowanie w kotle katalizatora, takiego jak MgO lub CaO	NA	Redukcja emisji N ₂ O	Faza eksperymentalna	NA	Technika ogólnodostępna	Technika ogólnodostępna	NA	NA
Zwiększona temperatura gazów odlotowych	NA	Redukcja emisji N ₂ O	Faza eksperymentalna	NA	Technika ogólnodostępna	Technika ogólnodostępna	NA	NA
Zastosowanie w kotle katalizatora, takiego jak MgO lub CaO	NA	Redukcja emisji N ₂ O	Faza eksperymentalna	NA	Technika ogólnodostępna	Technika ogólnodostępna	NA	NA
Zwiększona temperatura gazów odlotowych	NA	Redukcja emisji N ₂ O	Faza eksperymentalna	NA	Technika ogólnodostępna	Technika ogólnodostępna	NA	NA
Uwagi: CFB – cyrkulacyjne złożo fluidalne. OFA – podawanie powietrza wtórnego. SCR – selektywna redukcja katalityczna. SNCR – selektywna redukcja niekatalityczna. BOFA – wzmocnione podawanie powietrza wtórnego. ROFA – stopniowane podawanie powietrza wtórnego. PC – spalanie pyłowe. BFB – pęcherzykowe złożo fluidalne. NA: Brak konkretnych informacji.								

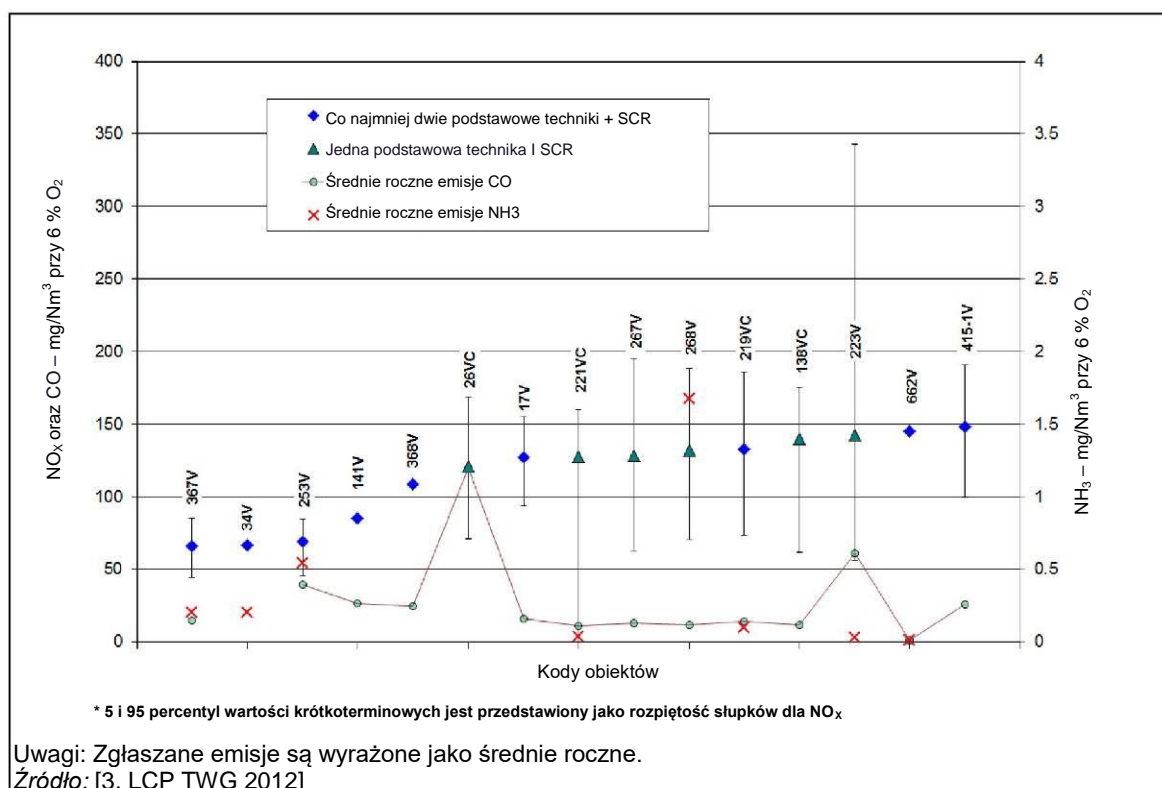
Tabela 5.38: Techniki drugorzędna do rozważenia w zakresie zapobiegania i kontroli emisji NO_x i N₂O

Technika	Opis techniki	Osiągnięte korzyści dla środowiska	Efektywność środowiskowa i dane eksploatacyjne	Oddziaływanie na procesy i środowisko	Względy techniczne istotne przy zastosowaniu		Ekonomiczność	Przykładowe obiekty
					Nowe obiekty	Istniejące obiekty		
Selektywna redukcja niekatalityczna (SNCR)	Patrz sekcja 3.2.2.3.12. Może być stosowany w połączeniu z katalizatorem z efektem "slip"	Redukcja emisji NO _x , chociaż współczynnik redukcji jest znacznie mniejszy niż w przypadku SCR	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne. Poziomy emisji NO _x wynoszące 172 mg/Nm ³ zostały zgłoszone przez obiekt o mocy od 100 MW _{th} do 300 MW _{th} . Poniżej tej tabeli znajdują się dalsze informacje na temat poziomów wydajności	Ucieczka amoniaku	Ma ograniczone zastosowanie związane wymaganym zakresem temperatury. Wrażliwość na zmienne obciążenia, którą można zmniejszyć poprzez wdrożenie kilku poziomów wtrysku odczynnika. Może być ograniczony w przypadku dużego przekroju kotła		Specyficzna dla danego obiektu	Obiekty 69, 81, 109, 153–2, 224, 376, 387, 462
Selektywna redukcja katalityczna (SCR)	Patrz sekcja 3.2.2.3.11	Redukcja emisji NO _x	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne. Poniżej tabeli podano dalsze informacje na temat poziomów efektywności. Tylko nieliczne elektrownie opalane węglem brunatnym o mocy < 1 000 MW _{th} zostały wyposażone w SCR, jak do tej pory tylko w USA.	Ucieczka amoniaku. Emisje SO ₃ dla paliwa o wysokiej zawartości siarki	[27. ICAC 2009] [40. EEB 2012] Nie dotyczy obiektów o mocy < 300 MW _{th} eksploatowanych < 500 godz./rok. Nie dotyczy ogólnie instalacji spalania o mocy < 100 MW _{th} . Mogą istnieć techniczne i ekonomiczne ograniczenia dotyczące modernizacji istniejących obiektów energetycznego spalania eksploatowanych pomiędzy 500 godz./rok a 1 500 godz./rok oraz dla istniejących obiektów energetycznego spalania o mocy ≥ 300 MW _{th} eksploatowanych < 500 godz./rok. Wrażliwość na właściwości paliwa (np. wysoką zawartość siarki)		Specyficzna dla danego obiektu Koszt może być nieproporcjonalnie wysoki w przypadku istniejących obiektów eksploatowanych < 1 500 godz./rok	Okolo 40 europejskich obiektów T 3, LCP TWG 2012 1 jest wyposażonych w SCR. Patrz rysunek poniżej.
Selektywna redukcja autokatalityczna (SACR)	Kilka demonstracji na dużą skalę	Redukcja emisji NO _x	Nowa technika	NA	Nowa technika redukcji emisji NO _x		NA	NA
Techniki kombinowane	Patrz sekcja 3.2.2.4	Redukcja emisji NO _x i SO ₂	Bardzo ograniczona	Zależy od indywidualnego procesu	Technika ogólnodostępna, ale rzadko stosowana	Stosowana indywidualnie, w zależności od charakterystyki paliwa i procesu spalania	NA	NA
Uwagi: NA: Brak konkretnych informacji.								

Efektywność środowiskowa i dane eksploatacyjne dotyczące emisji NO_x

Faktycznie osiągnięty poziom emisji NO_x może zależeć od rodzaju procesu spalania (np. spalanie pyłowe (PC) lub spalanie na ruszcie vs spalanie w złożu fluidalnym), rodzaju spalanego paliwa (węgiel kamienny w stosunku do węgla brunatnego) lub od wielkości obiektu. W celu oceny poziomu emisji NO_x związanej z wdrożeniem różnych wyżej wymienionych technik, instalacje spalania zostały zgrupowane w jednorodne kategorie.

Wykres 5.37 przedstawia emisje NO_x do powietrza z dobrze funkcjonujących kotłów węglowych na PC o mocy ≥ 300 MW_{th}. Zgłoszone obiekty mają wielkość między 330 MW_{th} a 1 420 MW_{th}, eksploatowane są pomiędzy 3 000 godz./rok a 8 200 godz./rok, z równoważnym współczynnikiem pełnego obciążenia powyżej 65%. Obiekty te zostały oddane do użytku w latach 1963-1999, z wyjątkiem Obiektu 253V, który został oddany do użytku w 2008 r. i wykorzystują SCR w połączeniu z jedną lub wieloma różnymi technikami redukcji emisji NO_x. Obiekt 367 wykorzystuje LNB, stopniowanie powietrza oraz SCR; Obiekt 34V wykorzystuje LNB, stopniowanie powietrza, FGR i SCR; Instalacja 253V wykorzystuje stopniowanie paliwa i powietrza, LNB oraz SCR. Obiekt 367 spala 15% drewna, Obiekt 219 spala 2% śmieci, a Obiekt 662 spala 1% gazu ziemnego i 0,2% śmieci. Wszystkie obiekty stale monitorują emisje NO_x. Średnie krótkoterminowe (półgodzinne lub godzinowe) mieszczą się w zakresie od 45 mg/Nm³ do 190 mg/Nm³ w skali roku (5 - 95 percentyl roczny), z wyjątkiem jednego przypadku (Obiekt 223 - 95 roczny percentyl średniej dziennej wynoszący 350 mg/Nm³). Emisje CO generalnie utrzymują się znacznie poniżej 100 mg/Nm³, a NH₃ mieści się poniżej 3,5 mg/Nm³ jako średnia roczna z ciągłego monitorowania lub pomiarów okresowych (2 do 6 razy w roku).

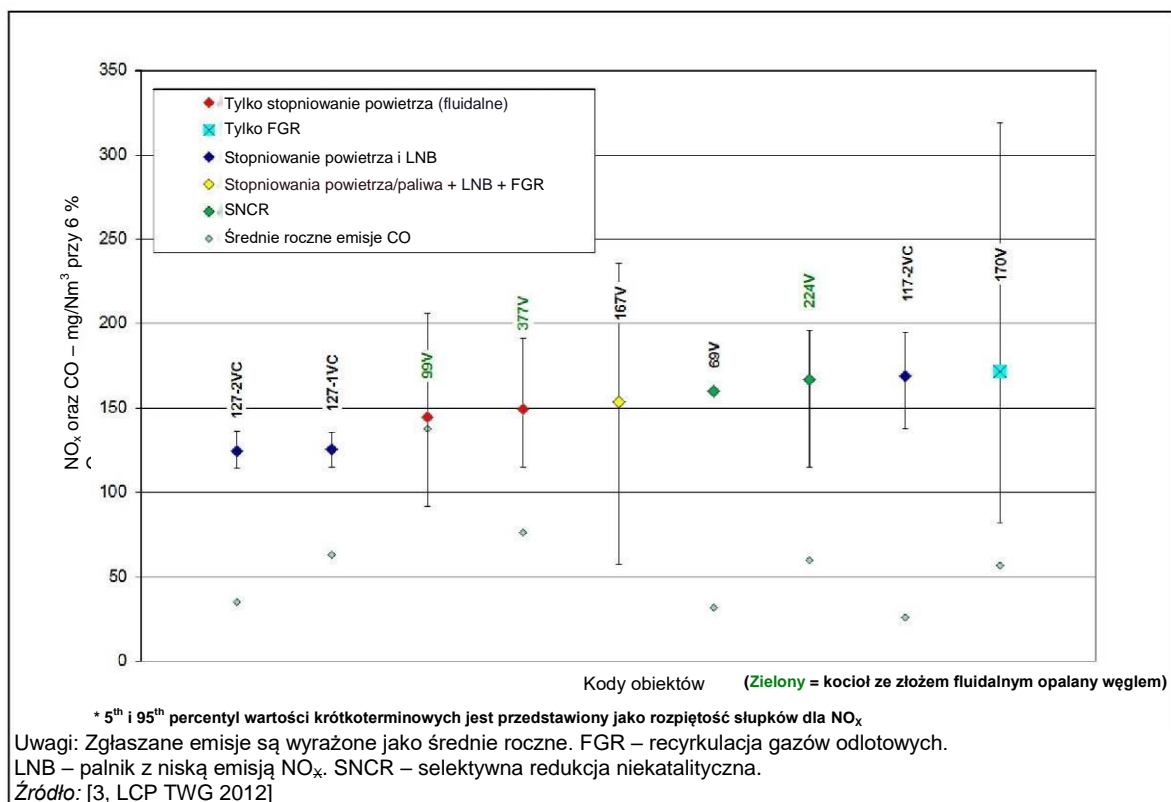


Rysunek 5.37: Emisje NO_x z dobrze funkcjonujących kotłów na paliwo pyłowe o mocy ponad 300 MW_{th}

Oprócz rysunku 5.37 należy zauważyć, że niektóre kotły PC o mocy ≥ 300 MW_{th} wyposażone tylko w kombinację technik podstawowych podają poziom emisji NO_x poniżej 340 mg/Nm³, aż do 196 mg/Nm³ (Obiekty 386-2/3, 478-1/2, 441-1). Ponadto zgłoszono również informacje o obiektach opalanych węglem o mocy ≥ 300 MW_{th} eksploatowanych w Japonii, Chinach i USA, wyposażonych w SCR i osiągających poziomy emisji NO_x < 50 mg/Nm³, chociaż z ograniczonymi informacjami kontekstowymi dotyczącymi typu zastosowanego w nich monitoringu lub innych ważnych parametrów.

[338, RAP Online 2013], [236, Greenpeace 2015]

Rysunek 5.38 przedstawia emisje NO_x dla dobrze funkcjonujących kotłów ze złożem fluidalnym spalających węgiel kamienny lub brunatny oraz dla kotłów na PC spalających węgiel brunatny należących do kategorii $> 300 \text{ MW}_{\text{th}}$, o wielkości od $330 \text{ MW}_{\text{th}}$ do $2465 \text{ MW}_{\text{th}}$. Obiekty 117-2 i 127 (-1 i -2) są większe niż $2000 \text{ MW}_{\text{th}}$, podczas gdy inne są mniejsze. Eksploatowane są pomiędzy 3 500 godz./rok a 8 145 godz./rok z równoważnym współczynnikiem pełnego obciążenia powyżej 80% i zostały oddane do użytku w latach 1989-2006. Spośród tych obiektów, kotły opalane węglem brunatnym wykorzystują kombinację technik podstawowych, a kotły ze złożem fluidalnym opalane węglem wykorzystują SNCR lub kombinację podstawowych technik. Obiekt 377 spala 8% szlamu, obiekt 224 spala 15% rodzimego węgla i 18% drewna. Wszystkie te obiekty monitorują emisje NO_x w sposób ciągły. Podane średnie godzinowe wynoszą od $57 \text{ mg}/\text{Nm}^3$ do $320 \text{ mg}/\text{Nm}^3$ w ciągu roku (5 - 95 percentyl roczny). Emisje CO utrzymywane są na ogół poniżej $100 \text{ mg}/\text{Nm}^3$, z wyjątkiem obiektu 99 (do $140 \text{ mg}/\text{Nm}^3$). Jedyna koncentracja NH_3 zgłoszona przy zastosowaniu SNCR wynosi $2 \text{ mg}/\text{Nm}^3$ jako średnia roczna z ciągłego monitoringu (Obiekt 69).



Rysunek 5.38: Emisje NO_x z dobrze funkcjonujących kotłów na paliwo pyłowe z węgla brunatnego oraz kotłów ze złożem fluidalnym opalanych węglem kamiennym lub brunatnym o mocy ponad $300 \text{ MW}_{\text{th}}$

W USA kilka obiektów opalanych węglem brunatnym należących do tej kategorii wielkości zostało doposażonych w SCR. Dane dotyczące emisji z lat 2012-2014 wskazują, że dwa obiekty na paliwo pyłowe o mocy 800 MW_e zmodernizowane z użyciem SCR w Oak Grove konsekwentnie osiągały poziom $60 \text{ mg}/\text{Nm}^3$, a jeden obiekt na paliwo pyłowe o wielkości 556 MW_e w Sandow doposażony w SCR w 2009 r. wykazał stabilne średnie wartości roczne emisji NO_x około $80\text{-}90 \text{ mg}/\text{Nm}^3$. Inne stare (oddane do użytku w latach 70-tych) kotły spalania energetycznego na paliwo pyłowe opalane węglem brunatnym wspierane przez węgiel z obszaru PRB (Powder River Basin) w USA zostały doposażone w podstawowe techniki (LNB, stopniowanie powietrza) w połączeniu z SNCR, co pozwoliło im osiągnąć, ogólnie rzecz biorąc, średni roczny poziom emisji NO_x około $145\text{-}180 \text{ mg}/\text{Nm}^3$ (elektrownie Bir Brown i Monticello o wielkości około $1500 \text{ MW}_{\text{th}}$). Dwa kotły CFB spalające węgiel brunatny o wielkości około $725 \text{ MW}_{\text{th}}$ zostały również ostatnio zmodernizowane (2009) przy użyciu SNCR (elektrownia Sandow), co pozwoliło im osiągnąć roczny średni poziom emisji NO_x około $80 \text{ mg}/\text{Nm}^3$ [334, EEB 2014]. W Europie nowy obiekt o mocy 600 MW_e opalany węglem brunatnym i oddany do eksploatacji w 2015 r. w Słowenii w Sostani (jednostka 6) jest wyposażony w SCR.

Jakość paliwa może mieć wpływ na konstrukcję lub działanie systemu SCR stosowanego w obiekcie opalonym węglem brunatnym, np. może być wymagana częstsza wymiana katalizatora niż w przypadku obiektu opalanego węglem kamiennym.

Patrząc na mniejsze kategorie rozmiarów, dwa przykładowe obiekty (Obiekt 25-1V – kocioł z atmosferycznym złożem fluidalnym oddany do użytku w 1996 r., i Obiekt 109V – kocioł ze spalaniem na ruszcie oddany do użytku w 2004 r.) o mocy od 100 MW_{th} do 300 MW_{th}, wyposażone w podstawowe techniki (stopniowanie powietrza i FGR) w przypadku kotła ze złożem fluidalnym lub z SNCR w przypadku kotła ze spalaniem na ruszcie, osiągnęły roczną średnią emisję NO_x pomiędzy 155 mg/Nm³ a 172 mg/Nm³, z emisjami CO poniżej 100 mg/Nm³.

Dwa przykładowe obiekty (Obiekt 19V - opalany węglem brunatnym kocioł z atmosferycznym złożem fluidalnym, oddany do użytku w 2010 r., i zakład 404V - opalany węglem kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu, oddany do użytku w 1995 r.) o mocy od 50 MW_{th} do 100 MW_{th}, niezawierające żadnej konkretnej techniki w przypadku kotła ze spalaniem w złożu fluidalnym opalany węglem brunatnym lub wyposażone w podstawowe techniki (stopniowanie powietrza i LNB) w przypadku kotła na węgiel kamienny opalanego paliwem pyłowym, osiągnęły roczną średnią emisję NO_x pomiędzy 190 mg/Nm³ a 268 mg/Nm³ przy emisji CO poniżej 100 mg/Nm³. Dwa inne przykładowe obiekty w tym zakresie wielkości, współspalające śmieci i/lub biomasę z węglem jako paliwem głównym, zgłaszają roczną średnią emisję NO_x pomiędzy 130 mg/Nm³ a 260 mg/Nm³, z emisjami CO pomiędzy 30 mg/Nm³ a 130 mg/Nm³ (kocioł ze spalaniem na ruszcie oraz opalany węglem kocioł z atmosferycznym złożem fluidalnym, oddane do eksploatacji odpowiednio w 1964 i 1993 r., z zainstalowanym odpowiednio SNCR oraz kombinacją stopniowania powietrza, recyrkulacji gazów odlotowych oraz SNCR, eksploatowane około 4 000 godz./rok z równoważnym współczynnikiem pełnego obciążenia większym niż 85%).

5.1.3.6.2 Zakłócanie mocy cieplnej dostarczanej w paliwie i klasyfikatory dynamiczne w zapobieganiu i ograniczaniu emisji NO_x w kotłach z paleniskiem stropowym spalających odmiany węgla o niskim udziale części lotnych

Opis

Optymalizacja rozkładu ciepła w piecu poprzez kontrolowany sposób ostrzału przez palnik z wykorzystaniem klasyfikatorów dynamicznych.

Opis techniczny

Technika ta obejmuje optymalizację rozkładu ciepła w piecu poprzez kontrolowany sposób ostrzału przez palnik (tzw. termiczna polaryzacja wejściowa). Powietrze jest dopuszczane do niektórych nieczynnych palników (podobnie jak w przypadku podawania powietrza wtórnego), a system spalania typu "downshot" ułatwia mieszanie tego powietrza z gazami spalinowymi, aby pomóc w wypaleniu węgla.

Technika ta może być stosowana przy zmniejszonym dopływie powietrza do palników, z emisją uzyskaną podobną do oczekiwanej dla powietrza wtórnego, tj. poniżej 1 000 mg/Nm³.

Działanie termicznej polaryzacji wejściowej poprawia się dzięki zastosowaniu elektronicznego systemu doradczego NO_x. System ten daje operatorowi wskazówki jak osiągnąć najniższą konfigurację NO_x (z uruchamianiem i zatrzymywaniem poszczególnych palników), co ułatwia optymalizację emisji NO_x, ale może być ograniczone przez typ paliwa i problemy z poziomem bębna.

Działanie termicznej polaryzacji wejściowej (TIB) można poprawić stosując dynamiczne klasyfikatory. Zapewniają one lepszą kontrolę rozkładu paliwa pyłowego (PF) pomiędzy palnikami, wymagając mniejszej liczby pracujących palników dla danego obciążenia i określonych parametrów paliwa.

Osiągnięte korzyści dla środowiska

Ulepszenia te mogą zapewnić korzyści wspólne poprzez zmniejszenie strat węgla w popiele, mniejszej emisji pyłu oraz mniejszej emisji NO_x.

Oczekuje się, że przy zastosowaniu klasyfikatorów dynamicznych, emisje NO_x zostaną dodatkowo zmniejszone o około 5% w porównaniu z użyciem tylko TIB przy znacznie poprawionym spalaniu węgla i niższych emisjach pyłów.

Efektywność środowiskowa i dane eksploatacyjne

Zdolność do wykorzystania klasyfikatorów dynamicznych zagrożona jest poprzez stosowanie mokrego, niskokalorycznego paliwa, które wymaga pracy większej ilości palników, zmniejszając efektywność TIB, a tym samym zwiększając emisję NO_x.

Oddziaływanie na procesy i środowisko

Kwestie eksploatacyjne obejmują zwiększenie ilości węgla w popiele, ryzyko zwiększonej emisji pyłu, pewne ograniczenie dotyczące węgla oraz ryzyko awarii rur kotłowych pieca

Zbyt agresywne obciążanie TIB powoduje również problemy związane z bezpieczeństwem i integralnością w kotle, zaburzając poziom bębna i miejscowo doprowadzając do wysokich temperatur komponentów, potencjalnie prowadząc do pracy powyżej bezpiecznych limitów eksploatacyjnych.

W przypadku stosowania klasyfikatorów dynamicznych w połączeniu z TIB istnieje zwiększone ryzyko okresów większej zawartości węgla w popiele, wysokiej emisji pyłu lub zwiększonego zażużłania w kotle.

Ekonomiczność

Koszty TIB zostały obliczone jako: [ceny z 2012 – 10-letnia eksploatacja]

Koszt bieżący, mln GBP	8.16
Ekwiwalent kosztów rocznych, mln GPP/rok	1.33

Siła napędowa wdrożenia

Brak informacji.

Przykładowe obiekty

Brak informacji.

Literatura źródłowa

[62, UK-TWG 2012]

5.2 Spalanie biomasy I torfu

5.2.1 Stosowane procesy I techniki

5.2.1.1 Charakterystyka paliwa z biomasy i/lub torfu

Pomiary charakterystyk paliwa przeprowadza za pomocą analizy chemicznej i mechanicznej operator obiektu lub dostawca paliwa (i dostarcza operatorowi).

W typowej charakterystyce paliwa oraz procedurze kontroli jego jakości dostawca lub operator zbiera reprezentatywne krótkoterminowe próbki paliwa, np. codziennie, zgodnie z EN 14778-1: 20011 - pobieranie próbek biomasy stałej. Codzienne próbki paliwa są analizowane pod kątem szeregu parametrów, w tym wilgotności i wartości opałowej. Miesięczna (lub tygodniowa) kompozytowa próbka biomasy jest tworzona przy użyciu codziennych próbek kompozytowych. Miesięczną próbkę biomasy analizuje się pod kątem dalszych parametrów, takich jak zawartość popiołu, siarki, azotu i węgla. Liczba pomiarów odzwierciedla liczbę dni, w ciągu których była pobierana dzienna próbka paliwa podczas eksploatacji obiektu. Ilość samego węgla oblicza się, odejmując wartości procentowe wilgoci, substancji lotnych i popiołu od masy próbki.

Lista parametrów do ustalenia (wraz z ich wartościami granicznymi) podana jest, w ramach umowy, w deklaracji produktu dotyczącej paliwa. Właściwości paliwa, patrz sekcja 5.2.2.1.

[3, LCP TWG 2012]

5.2.1.2 Wstępna obróbka I przygotowanie paliwa

Zawartość wilgoci w niektórych paliwach z biomasy może być wysoka. Jednym ze sposobów zwiększenia efektywności obiektu jest suszenie paliwa, które można bezpiecznie przeprowadzić w układzie podawania paliwa, aby uniknąć przechowywania wysuszonego paliwa. Suszarki parowe oferują duże zalety, gdy połączone są z obiegiem pary, szczególnie w eksploatacji elektrociepłowni (CHP), gdzie energia suszenia może być w pełni wykorzystana do ogrzewania. Jednak pomimo korzyści związanych z wydajnością, regeneracyjne systemy suszenia paliwa rzadko okazują się ekonomicznie atrakcyjne. Zrębki i kora często są spalane bezpośrednio, bez żadnego wstępnego suszenia. Specjalne ruszty ruchome, posuwisto-zwrotne i wibracyjne są używane do bezpośredniego spalania zrębków. Również kotły z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym (CFB) oraz z pęcherzykowym złożem fluidalnym (BFB) wykorzystują torf i drewno bezpośrednio, bez żadnego wstępnego suszenia.

Suszarki wykorzystujące gazy odlotowe jako źródło ciepła również mogą być przewidziane. Jednak ewentualne wytwarzanie emisji organicznych, takich jak wosk i związki aromatyczne, może powodować problemy, ponieważ wosk przykleja się do kanałów gazów odlotowych i stwarza potencjalne ryzyko pożaru w elektrofiltrze, a związki aromatyczne mogą powodować uciążliwe dla sąsiadów nieprzyjemne zapachy.

W kilku przypadkach stosuje się prasy do usuwania wilgoci z kory. Jednakże, o ile prasa nie jest odpowiednio serwisowana i prawidłowo obsługiwana w celu obniżenia poziomu wilgotności poniżej poziomu około 50%, wówczas skutki uboczne tych technik obróbki wstępnej (wysokie biochemiczne zapotrzebowanie na tlen (BOD) uwalniane do wody, a także wysokie zużycie energii i wymagania konserwacyjne) mogą zrównoważyć wzrost wydajności spalania, którego można się spodziewać po wstępnej obróbce.

Suszarnie taśmowe również można stosować do suszenia biomasy stałej i biopaliw. W suszarni taśmowej ciepłe powietrze lub gazy odlotowe przepuszcza się przez złożę paliwa na ruchomej macie, na której paliwo wysycha. Suszenie taśmowe jest wykonalną metodą suszenia, gdy dostępny jest odpowiedni gaz odlotowy lub odpowiednia energia do wytworzenia ciepłego powietrza.

Poziom wilgotności biomasy oraz granulatów torfowych i brykietów wynosi zazwyczaj < 10-15%, więc dalsze przetwarzanie mające na celu zmniejszenie zawartości wody nie jest na ogół potrzebne.

Bele słomy są transportowane z obszaru składowania za pomocą przenośników dźwigowych i warstwowych i są rozdrabniane, cięte lub mielone przed ich wprowadzeniem do pieca kotłowego.

Korzystne jest utrzymywanie słomy na polu przez pewien czas po zbiorze, ponieważ deszcze zmniejszają ilość rozpuszczalnych w wodzie zasad w popiele ze słomy. Zasady te negatywnie wpływają na warunki spalania, ponieważ obniżają temperaturę topnienia popiołu, co zwiększa ryzyko spiekania złoża fluidalnego i zanieczyszcza kocioł. Ilość rozpuszczalnych w wodzie zasad zawartych w paliwie może znacząco wpłynąć na szybkość korozji przegrzewaczy. Deszcz przenosi także rozpuszczalne w wodzie zasady z powrotem do gleby w celu wzrostu nowych upraw. Nie stosuje się żadnego innego suszenia słomy poza naturalnym suszeniem na polach.

Wykorzystanie granulowanej biomasy wzrasta, szczególnie w przypadku współspalania i przekształcania obiektów opalanych węglem na opalane biomasą. Można granulować wiele różnych rodzajów biomasy, w tym drewno, mискant i słomę, ale najczęściej, jako główne źródła paliwa. Wykorzystuje się pozostałości przemysłu leśnego oraz drewno małowymiarowe. Granulowanie biomasy zużywa energię i zwiększa koszt produktu, chociaż ta wada jest równoważona łatwością transportu, obsługi i przechowywania oraz brakiem wymagań fitosanitarnych. Zawartość wilgoci w granulatach z biomasy jest niska (około 10%), ponieważ większość wstępnej obróbki zachodzi podczas procesu granulacji.

[86, Eurelectric 2013]

Słoma stosowana do kotłów na paliwo pyłowe jest często mielona na pył w młynach młotkowych, które mają wysoki poziom hałasu. Należy również zwrócić uwagę na generowanie hałasu przez transport pneumatyczny paliwa do palnika.

5.2.1.3 Technologie spalania właściwe dla opalania biomasą i/lub torfem

Zastosowanie granulatu z biomasy (głównie z drewna) umożliwia częściowe i całkowite zastąpienie węgla w kotle opalonym paliwem pyłowym. Może to spowodować znaczne zmniejszenie emisji NO_x , SO_2 i CO_2 .

Wiele wyspecjalizowanych obiektów na biomasę związanych jest z celulozowniami i papierniami, tartakami, przemysłem drzewnym lub producentami granulatów drzewnych, zaspokajając znaczącą część zapotrzebowania na biomasę w procesach wewnętrznych. W innych przypadkach biomasę pochodzi z lokalnych lub regionalnych lasów lub z przemysłu rolniczego czy też spożywczego. Współspalanie biomasy zostało z powodzeniem zastosowane w wielu obiektach FBC, gdzie głównym paliwem jest węgiel kamienny, brunatny, torf lub pozostałości drzewne z przemysłu celulozowo-papierniczego. Torf jest bardzo często stosowany w Finlandii i Szwecji jako paliwo w połączeniu z paliwami z biomasy.

Wykorzystanie torfu może również promować wykorzystanie drewna. Ze względu na swoją charakterystykę torf ma zastosowanie do współspalania z drewnem. Z technicznego punktu widzenia trudniej byłoby stosować w istniejących zakładach tylko niektóre rodzaje paliw drzewnych ze względu na problemy związane z korozją oraz zanieczyszczeniami. Możliwość spalania torfu zapewnia również ciągłe dostarczanie paliwa w obszarach, w których dostępność paliwa drzewnego jest niewystarczająca do całkowitego zaspokojenia na niezapotrzebowania.

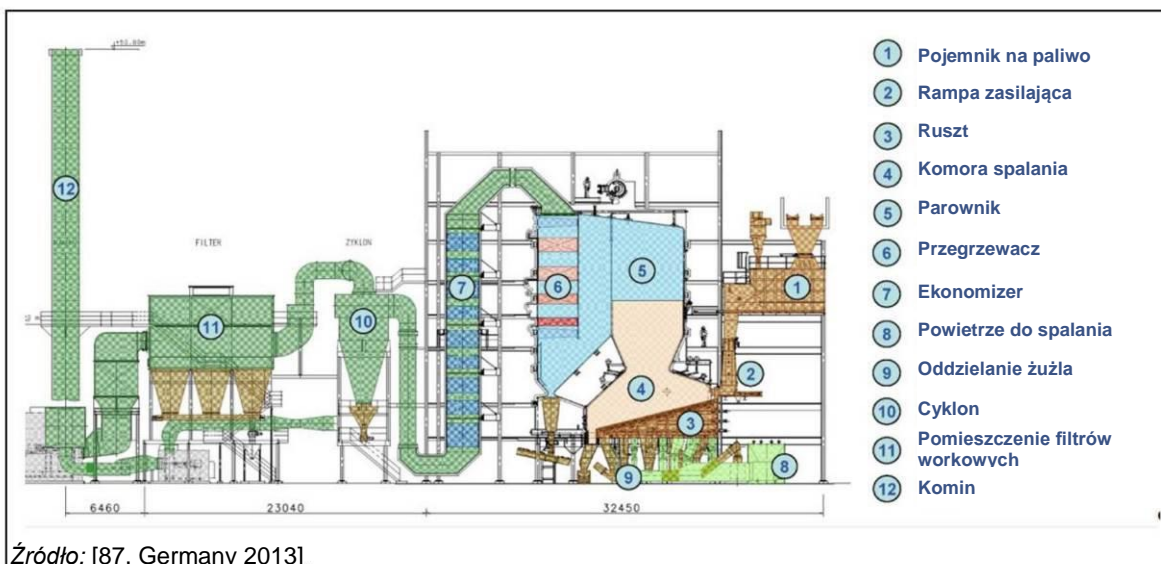
Technologie spalania stosowane do spalania biomasy i/lub torfu obejmują spalanie rusztowe, spalanie w złożu fluidalnym i spalanie z użyciem paliwa pyłowego.

Ogólne informacje na temat procesów spalania przedstawiono w Sekcji 2.2. W rozdziale 8.1 podano informacje o spalaniu wielopaliwowym.

5.2.1.3.1 Spalanie na ruszcie

Spalanie rusztowe jest najstarszą metodą spalania stosowaną w kotłach. Ruszt przesuwany był najpopularniejszym systemem do spalania w małych kotłach do początku lat 80 ubiegłego wieku, kiedy to spalanie w złożu fluidalnym stało się bardziej popularne, w dużej mierze zastępując spalanie rusztowe. W latach 90. XX w. wprowadzono ruszty wibracyjne chłodzone wodą, głównie do wypalania słomy i zrębków, o mocach 28-150 MW.

Obecnie większość nowych kotłów na paliwa stałe o mocy ponad 15 MW to kotły ze złożem fluidalnym, kotły z ruchomym rusztem lub kotły na paliwo pyłowe. Wybór technologii zależy w dużym stopniu od określonej wielkości kotła i oczekiwanego rodzaju paliw.



Źródło: [87, Germany 2013]

Rysunek 5.39: Ruszt wibracyjny chłodzony wodą w kotle z nachylnym rusztem do spalania biomasy

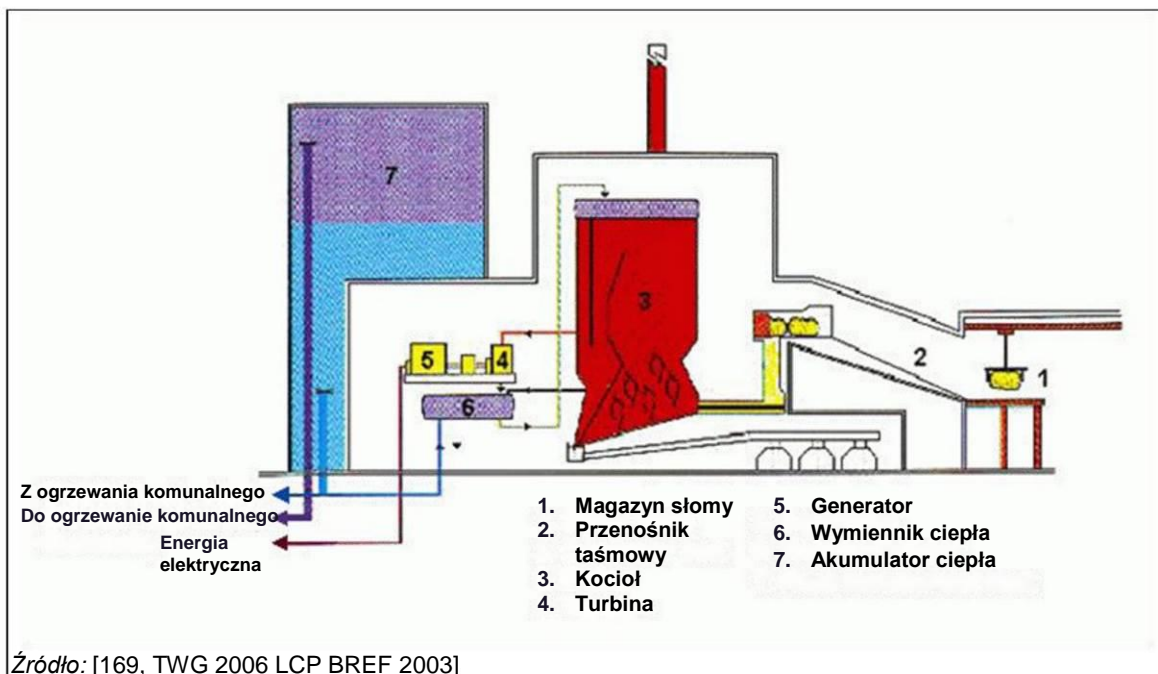
Typowa zasada działania spalania rusztowego biomasy różni się od węgla. Do paliw z biomasy zwykle używane są ruszty nachylone (patrz rysunek 5.39). Mogą być statyczne lub uruchamiane mechanicznie. W przypadku zastosowania rusztów przesuwanych doprowadza się paliwo jednorodne. Alternatywnie, paliwo może być doprowadzane do rusztu za pomocą tak zwanego narzutnika, umieszczonego na ścianie pieca (np. narzutnikowy system kratownicy rusztowej, patrz rysunek 2.10).

Chociaż oryginalnie wprowadzony jako technologia spalania węgla, narzutnikowy system spalania jest szczególnie odpowiedni do spalania biomasy i zazwyczaj jest stosowany w kotłach do 150 MW_{th}. Kombinacja zawiesziny i spalania rusztowego pozwala na użycie szerokiej gamy paliw, w tym paliw wysokopopiołowych i paliw o wysokiej zawartości drobnych cząstek. System spalania etapowego ze względnie niskim przepływem powietrza pierwotnego jest dobrze dostosowany do paliw z biomasy, ponieważ mają one wysoką zawartość substancji lotnych.

Systemy spalania z użyciem przesuwnej narzutnikowej kratownicy rusztowej są ogólnie niezawodnymi systemami, które mogą również obsługiwać "tzw. trudne" paliwa z biomasy, np. z popiołem o niskiej temperaturze topnienia, ponieważ sam ruszt nie jest wrażliwy na żużel i zanieczyszczenia.

W przypadku współspalania słomy z węglem możliwe są różne technologie konwersji, ale jeśli jedynym paliwem jest słoma, najbardziej popularnym rozwiązaniem jest spalanie rusztowe. Wynika to głównie ze skłonności słomy do zażużlenia/spiekania. Podejmując pewne specjalne środki ostrożności, takie jak zastosowanie specjalnego materiału do złoża lub domieszek, obiekty o spalaniu w złożu fluidalnym (FBC) mogą być również stosowane do spalania słomy.

Zazwyczaj stosuje się ruszt wibracyjny chłodzony wodą, a temperaturę pary należy utrzymywać poniżej około 540 °C, aby utrzymać korozję w dopuszczalnych granicach. Rzeczywiście, ze względu na wytwarzanie HCl, spalanie słomy prowadzi do wysokiego ryzyka korozji wysokotemperaturowej, szczególnie w sekcji przegrzewacza kotła. Jednak doświadczenie pokazuje, że właściwy projekt i odpowiedni dobór materiałów zwiększają jego żywotność do ponad 10 lat. Przegrzewacze muszą być zaprojektowane z bardzo dużymi odstępami, ze względu na tworzenie się osadów. Najgorętsze przegrzewacze nie są czyszczone za pomocą dmuchaw sady, ponieważ osady na powierzchni tworzą ochronną warstwę przeciwkorozyjną. [43, EPPSA 2012] [154, CBT 1998] [155, Sanders 2000]



Rysunek 5.40: Obiekt energetycznego spalania opalany słomą

Aby osiągnąć optymalną wydajność lub zużycie paliwa należy uzyskać możliwie najlepsze wypalenie. Rzeczywiste wypalenie, a tym samym zawartość niespalonego węgla w popiele, zależy głównie od właściwości paliwa oraz warunków spalania. Ponieważ biomasa na ogół ma niską zawartość popiołu, niespalony węgiel w popiele dennym i lotnym przekracza typowo 10-15%.

5.2.1.3.2 Spalanie w złożu fluidalnym

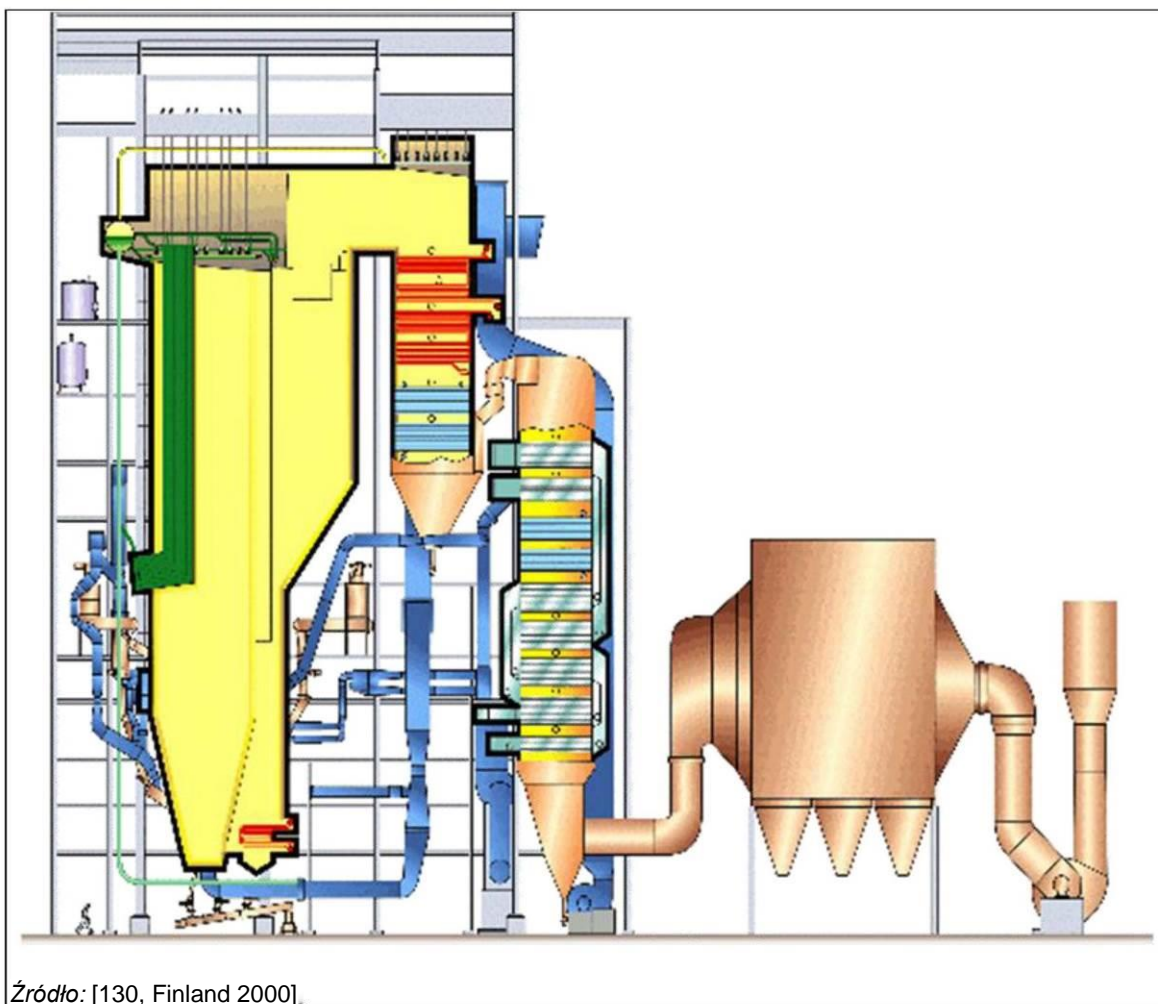
W latach 80-tych technologia FBC wkroczyła na rynki torfu i biomasy. Kotły opalane biomasą mają zazwyczaj nominalną moc cieplną do 500 MW i mogą wytwarzać zarówno energię elektryczną, jak i ciepło dla lokalnego przemysłu lub dla systemu ogrzewania komunalnego. Kotły o wyższych nominalnych mocach cieplnych wykorzystywane są w spalaniu wielopaliwowym innych paliw z biomasą.

Spalanie w pęcherzykowym złożu fluidalnym (BFBC) jest technologią spalania szczególnie odpowiednią do spalania niejednorodnych paliw z biomasy. BFBC jest częściej stosowany do spalania biomasy i/lub torfu w mniejszych kotłach. Ciężki olej opałowy (HFO), olej napędowy lub gaz ziemny są powszechnie stosowane w kotłach z pęcherzykowym złożem fluidalnym (BFB) jako paliwo rozruchowe i jako paliwo pomocnicze podczas pracy kotła, np. w przypadku nieprawidłowego działania dostaw paliwa stałego lub w celu skompensowania zmian w jakości paliwa stałego (zmiany wilgotności biomasy i/lub torfu).

Spalanie w cyrkulacyjnym złożu fluidalnym (CFBC, patrz rysunek 5.41) jest bardziej powszechne w większych obiektach, ale jest również stosowane w mniejszej skali, gdy wymagana jest elastyczność w stosowaniu paliw.

Kotły opalane torfem są zazwyczaj przeznaczone również do spalania innych paliw o niskiej wartości opałowej, a czasami do spalania węgla. Jako pomocnicze paliwa startowe powszechnie stosuje się gaz ziemny, ciężki olej opałowy lub olej napędowy. [3, LCP TWG 2012] [43, EPPSA 2012]

Ponadto wiele starszych generatorów pary wykorzystujących pyłowe palniki torfowe wraz ze skojarzonymi suszarniami torfu zostało przebudowane w celu zastosowania FBC. FBC oferuje wysoką jakość i wydajność spalania, jest odporne na zmiany jakości paliwa i nie wymaga suszenia czy też mielenia paliwa na pył.



Źródło: [130, Finland 2000]

Rysunek 5.41: Kocioł z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym (CFBC) opalany biomasa

5.2.1.3.3 Opalanie sproszkowanym torfem i/lub sproszkowaną biomasa

Pod koniec lat siedemdziesiątych spalanie pyłowe, będące standardową technologią dla węgla, było najbardziej dojrzałą technologią spalania. W związku z tym większość dużych elektrowni opalanych torfem w latach 70 i pierwszej połowie lat osiemdziesiątych opierało się na kotłach ze spalaniem pyłowym. Spalanie pyłowe reagujących paliw, takich jak torf, okazało się problematyczne ze względu na trudności z systemami suszenia i kontroli emisji oraz ze względu na potrzebę stosowania paliwa pomocniczego z uwagi na zmiany jakości paliwa i kontrolę emisji.

Począwszy głównie od konwersji obiektów opalanych węglem na obiekty opalane biomasa, od połowy lat 90. wprowadzono pyłowe systemy spalania wykorzystujące granulaty o wartości wejściowej energii cieplnej do 800 MW.

Spalanie pyłowe służy również do opalania drewnem. Obiekty rozdrabniające granulaty drzewne i opalane pyłowo mają obecnie szeroki zakres wejściowy energii cieplnej (60-800 MW_{th}) [3, LCP TWG 2012], a duże kotły utylizacyjne spalające biomasa z wysoką sprawnością już są konstruowane.

W porównaniu ze spalaniem w złożu fluidalnym, czynnikiem ograniczającym jest niższa gęstość zawiesiny i efekty żużlowania spowodowane wyższą temperaturą pieca niż w przypadku spalania w złożu fluidalnym. [3, LCP TWG 2012] [43, EPPSA 2012]

Spalanie pyłowe biomasy wymaga suchego paliwa i bardzo małej wielkości cząstek. Koszt i zużycie energii w przygotowaniu paliwa są znaczne w porównaniu z innymi technikami spalania biomasy. [88, Denmark 2013]

Aby konwertować jednostki w celu umożliwienia im spalania biomasy, może być konieczne opracowanie systemów odbioru, magazynowania i transportu biomasy oraz urządzeń dystrybucyjnych biomasy do kotłów, które muszą być specjalnie zaprojektowane, aby zapewnić brak znaczących ilości pyłu pochodzących z procesów i systemów spalania. Podstawowe zasady działania obiektu mogą pozostać niezmienione w procesie konwersji, ale znaczna liczba elementów instalacji musi zostać zoptymalizowana, aby zmaksymalizować wydajność cieplną instalacji i zminimalizować emisje. Optymalizacje te obejmują: modyfikacje palników w celu zapewnienia, że będą działały w sposób zapewniający niezawodnie wykrywalny płomień z dobrą stabilnością spalania; modyfikacje systemów powietrza do spalania w celu obniżenia temperatury powietrza wchodzącego do młynów i zmniejszenia temperatury wylotowej gazu kotłowego; modyfikacje młynów w celu przetworzenia granulatów drzewnych na wymaganą wielkość cząstek w celu zapewnienia wydajnego spalania; modyfikacje układu podawania paliwa w celu bezpiecznego transportowania granulatu drzewnego z magazynu do młynów; i modyfikacje elektrofiltru (ESP), aby poprawić obsługę popiołu zebranego ze skonwertowanych jednostek. [86, Eurelectric 2013]

5.2.1.4 Efektywność energetyczna kotłów LCP opalanych biomasą i/lub torfem

Obiekty kogeneracyjne są ekonomicznie opłacalne przy znacznie mniejszych rozmiarach obiektu niż elektrownie kondensacyjne (ogólne informacje o procesach wytwarzania energii - patrz sekcja 2.2). Są one szczególnie odpowiednie do spalania biomasy i/lub torfu. W przypadku mniejszego obiektu biomasa i/lub paliwo torfowe mogą być zbierane na mniejszym obszarze, co pomaga ograniczyć koszty oraz wpływ transportu paliw na środowisko, zwykle najważniejszy element, który należy wziąć pod uwagę w przypadku obiektów opalanych biomasą i/lub torfem.

Obiekty opalane biomasą i/lub torfem często nadają się do wspólnego wytwarzania ciepła oraz mocy, ponieważ zwykle mają wielkość, która może być dobrze dopasowana do lokalnego zapotrzebowania na ciepło w przemyśle, sieciach komunalnych itp., w przeciwieństwie do większych rozmiarów mediów, w których ciepło odzyskiwane zwykle przekracza lokalne zapotrzebowanie. W 2010 r. około 72% torfu wykorzystywanego w dużych obiektach energetycznego spalania w Finlandii i 93% biomasy było wykorzystywane we wspólnej produkcji ciepła i energii elektrycznej (CHP). I odwrotnie, w Irlandii torf wykorzystywany jest wyłącznie do produkcji energii elektrycznej.

Gdy biomasa wykorzystywana jest w istniejących dużych kotłach utylizujących paliwo pyłowe, można osiągnąć wysoką wydajność obiektu. Jednak rozkład temperatury w kotle ulega zmianie. Te zmiany rozkładów temperatury wewnątrz kotła oraz modyfikacje charakterystyki transportu drogą powietrzną mogą powodować niewielkie obniżenie sprawności całkowicie przekształconej jednostki w porównaniu z jednostką węglową pracującą przy tym samym współczynniku obciążenia. [86, Eurelectric 2013]

5.2.1.5 Ograniczanie emisji do powietrza z obiektów opalanych biomasą i/lub torfem

5.2.1.5.1.1 Ograniczanie emisji tlenków azotu

Niskie temperatury spalania w systemach rusztowych są korzystne dla kontroli emisji NO_x. Powietrze wtórne jest powszechnie stosowane do zmniejszenia emisji NO_x. Narzutnikowy system spalania wykorzystuje również nadmiar powietrza jako główną metodę redukcji NO_x.

Emisja NO_x w spalaniu w złożu fluidalnym jest zwykle zauważalnie niższa niż w przypadku konwencjonalnego spalania pyłów. Temperatura spalania w FBC jest zwykle niska (np. przy spalaniu torfu), co zapewnia niski poziom termicznego tworzenia NO_x. W tych warunkach większość emisji NO_x jest spowodowana przez azot związany z paliwem.

Charakterystyki spalania biomasy w pełni przekonwertowanych na nie kotłach nie zostały jeszcze w pełni opisane. Przykłady obiektów węglowych przekonwertowanych na biomasę (np. Obiekt 14 - zmodernizowany) przy użyciu selektywnej redukcji katalitycznej (SCR) są podane w tabelach danych LCP TWG 2012. Przy niskich stopniach współspalania biomasy (< 50% według wkładu cieplnego) wpływ na emisję NO_x jest niski. Jednak przy wyższych stopniach współspalania (> 50%) na procesy spalania oraz ograniczania emisji a także na osiągnięte poziomy emisji istotny wpływ ma rodzaj i objętość biomasy. Przy stosowaniu istniejących palników węglowych i układów sterowania w kotłach stabilność płomienia w kotle może ulec zmianie. Może to wymagać modyfikacji dystrybucji powietrza/paliwa, a tym samym możliwości redukcji NO_x przez palnik. [86, Eurelectric 2013]

Emisje NO_x można zmniejszyć za pomocą podstawowych technik (np. stopniowego dostarczania powietrza) i/lub stosowania selektywnej redukcji katalitycznej/niekatalitycznej (SCR/SNCR). Techniki redukcji NO_x w spalaniu biomasy mogą wymagać skomplikowanego systemu powietrza wtórnego i specjalnej konstrukcji pieca umożliwiającej dwie strefy spalania. Tworzenie NO_x może być dodatkowo ograniczone przez minimalizowanie stosunku nadmiaru powietrza i stopniowanie powietrza do spalania. We współczesnych kotłach oprócz wlotów pierwotnego powietrza fluidyzacyjnego instalowane są dodatkowe porty dla powietrza wtórnego. Część powietrza do spalania jest wtryskiwana przez te otwory, znajdujące się w górnej części pieca. Wtórne/trzeciorzędne powietrze wtryskiwane przez górne porty powietrzne zapewnia całkowite wypalenie. Dolna część pieca może wówczas pracować z niskim stosunkiem powietrza, co hamuje tworzenie NO_x. Dodatkowe techniki podstawowe, takie jak recyrkulacja gazów odlotowych, mogą być również instalowane w celu zmniejszenia tworzenia NO_x.

Wydaje się, że tworzenie się podtlenku azotu (N₂O) jest większe w FBC (zwłaszcza w cyrkulujących złożach fluidalnych) niż przy konwencjonalnym spalaniu paliwa pyłowego.

Techniki wtórne, takie jak selektywna redukcja katalityczna lub niekatalityczna, zostały zastosowane do wielu kotłów opalanych biomasą i/lub torfem, w szczególności do nowych kotłów. SNCR jest szeroko stosowany i jest obecnie dobrze znaną techniką wypalania biomasy. W przypadku istniejących kotłów, jeżeli SNCR nie został zastosowany podczas projektowania kotła, to może być mniej skuteczny ze względu na brak odpowiedniego zakresu temperatury. Technologia procesu lub wysokie obciążenie cieplne istniejącego kotła może prowadzić do zbyt krótkiego czasu reakcji z powodu zbyt wysokiej temperatury w górnej części pieca do wtryskiwania amoniaku/mocznika.

SCR został wprowadzony w połowie lat 90; kombinacje SNCR i SCR są również stosowane, np. gdy skuteczność SNCR jest ograniczona przez krótki czas reakcji w kotle lub zmiany obciążenia. Małe kotły rusztowe mogą być również wyposażone w SNCR lub nawet w SCR o małym pyleniu. SCR wymaga do działania wystarczająco wysokich temperatur w celu uniknięcia tworzenia się wodorosiarczanu amonu. Nisko pyłowy (tylny) SCR może być instalowany w temperaturach gazów odlotowych 190 °C i w górę. SCR o dużym zapyleniu może bezpiecznie pracować w temperaturach 320 °C i więcej. Zastosowana paleta mieszanki paliwowej i pożądany poziom obciążenia kotła są kluczowymi kwestiami przy planowaniu SCR w istniejącym kotle. Głównymi wyzwaniami są układ, przewody, układ ciągu gazów odlotowych oraz zmiany strukturalne. Dostępność przestrzeni dla katalizatora oraz modyfikacja układu kanału gazów odlotowych powinna być również wzięta pod uwagę w przypadku modernizacji SCR. [89, EPPSA 2013]

Wielkopyłowe SCR ma zastosowanie do pyłowego spalania biomasy drzewnej, ale użycie paliwa o wysokiej zawartości zasad (np. słomy) może wymagać nisko-pyłowej tylnej SCR z powodu możliwości „zatrucia” katalizatora. Po wyłączeniu katalizatory SCR muszą zostać zregenerowane. Można to osiągnąć (np. co drugi rok) poprzez przemycie katalizatora wodą (i/lub kwasem siarkowym) po usunięciu go z układu. Możliwe jest jednak także mycie „in situ” wodą, a następnie siarczanowanie (obróbka gazowym SO_2). [43, EPPSA 2012]

5.2.1.5.1.2 Ograniczanie emisji SOX

W obiektach energetycznego spalania wykorzystujących biomasę i/lub torf zawartość siarki w paliwie jest zazwyczaj niska lub umiarkowana. Emisje często są tak niskie, że nie stosuje się odsiarczania.

Jednak w przypadku biomasy lub torfu o wyższej zawartości siarki stosuje się zwykle procesy suchego wtrysku po procesie spalania. Poprzez wtrysk przed filtrem workowym wodorotlenku wapnia lub wodorowęglanu sodu w postaci suchej można osiągnąć wystarczającą redukcję emisji SOX. Jednak użycie sorbentu zwiększa ilość popiołu wytwarzanego przez obiekt energetycznego spalania, a zatem może również zwiększać emisję cząstek stałych, jeśli do usuwania pyłu stosowany jest raczej (ESP) niż filtr workowy. Istnieje możliwość, że właściwości sorbentu mogą zmniejszyć efektywność wytrącania elektrostatycznego, powodując wyższą emisję pyłu, szczególnie w przypadku stosowania większych ilości sorbentu w celu zmniejszenia emisji SO_x .

W niektórych przypadkach skutecznym rozwiązaniem w obiektach opalanych paliwem pyłowym może być również zastrzyk wapienny do pieca razem z zastosowaniem mokrego skrubera.

Usunięcie siarki na ruszcie nie jest możliwe ze względu na minimalny czas kontaktu między SO_x a reagującymi zasadami podawanymi na ruszt. Wtrysk wapienia do pieca także jest możliwy, ale niezbyt wydajny w kotłach rusztowych. W przypadku kotłów z rusztem, najchętniej stosowaną techniką jest wtryskiwanie sorbentu w kanale gazów odlotowych przed filtrem workowym. Rodzaj sorbentu zależy od temperatury spalin. Wapień stosuje się do $150\text{ }^\circ\text{C}$, a powyżej tej temperatury stosuje się wodorowęglan sodu. [89, EPPSA 2013]

Redukcję emisji siarki w spalaniu pyłowym można osiągnąć przez wtrysk wapienia lub dolomitu do pieca, ale metoda ta jest bardzo nieefektywna i nieekonomiczna. Jest nawet możliwe, że korozja chloru może być wzmacniana przez te adsorbenty.

Powyższe metody usuwają również inne szkodliwe emisje, takie jak HCl i HF. [43, EPPSA 2012]

Biorąc pod uwagę stosunkowo niską zawartość siarki w paliwach, które prawdopodobnie będą spalane w obiekcie przekonwertowanym ze spalania węgla, można oczekiwać 90% redukcji emisji siarki, tym samym konwersja zapewni skuteczny środek pierwotny dla redukcji emisji dwutlenku siarki. Należy również zauważyć, że odsiarczanie gazów odlotowych (FGD) przeznaczone dla węgla może być nieefektywne i nieskuteczne, jeśli zostanie zastosowane do podjęcia próby dalszego ograniczania emisji w obiekcie przekonwertowanym na spalanie biomasy. Elektrownie przekształcone ze spalania węgla mają na ogół system FGD, ale został on zaprojektowany do stosowania z węglami o wysokiej zawartości siarki i istnieją obawy, że ze względów inżynierskich nie byłoby ani praktyczne, ani ekonomiczne korzystanie w przekonwertowanym obiekcie ze starego, istniejącego systemu FGD. Dzieje się tak zwłaszcza w przypadku, gdy konwersja prowadzi do wyższych temperatur końcowych, co ma wpływ na integralność systemu FGD. [86, Eurelectric 2013]

5.2.1.5.1.3 Ograniczanie emisji pyłu

Podczas spalania biomasy (np. drewna, słomy) lub torfu w rusztowych systemach spalania, większość popiołu pozostaje na ruszcie i zbiera się jako popiół denny. Tylko niewielka ilość popiołu opuszcza piec jako popiół lotny i gromadzi się w urządzeniach do jego redukcji. W celu ograniczenia emisji pyłu, w obiekcie energetycznego spalania ze spalaniem rusztowym, stosuje się obecnie zarówno ESP, jak i filtry workowe, przy czym filtry workowe są bardziej powszechne.

Przy spalaniu sproszkowanej biomasy lub torfu, duża ilość popiołu jest wynoszona z gazem wylotowym z komory spalania. Jedynie niewielka ilość jest gromadzona jako popiół denny.

W przypadku dużych obiektów energetycznego spalania biomasy/torfu, najczęściej spotykaną techniką jest ESP (odpylanie elektrostatyczne). Mogą być również stosowane filtry workowe.

Dla ograniczenia zapylenia w opalanych biomasą i/lub torfem kotle ze spalaniem w złożu fluidalnym, stosowane są obecnie zarówno technika odpylania elektrostatycznego, jak i filtry workowe, przy czym filtry workowe są preferowaną techniką dla instalacji wykorzystujących techniki suchej sorpcji, a ESP jest częściej stosowane w przypadkach, w których instalacje opalane stałymi paliwami kopalnymi zostały przekształcone na dedykowane instalacje opalane biomasą. Opór właściwy popiołu z pewnych paliw (np. słomy) może wpływać na skuteczność odpylania elektrostatycznego, w zależności od mieszanki paliwowej wykorzystywanej w spalaniu.

W przypadku układów ze złożem fluidalnym, paliwo jest stosowane w postaci zgrubnie zmielonej i z tej przyczyny większość popiołu jest uzyskiwane jako popiół denny. Przy spalaniu w cyrkulacyjnym złożu fluidalnym (CFBC), strefa złoża jest rozszerzana przez wyższe prędkości przepływu powietrza, a popiół (niezbędny do spalania tego typu) musi być ponownie kierowany do obiegu. Strącanie odśrodkowe stanowi nieodłączny element składowy spalania w cyrkulacyjnym złożu fluidalnym dla odzyskiwania grubych cząstek popiołu, jak pokazano na rys. 5.42.



Rysunek 5.42: Przepływ paliwa i materiału złoża w opalonym biomasą kotle ze spalaniem w cyrkulacyjnym złożu fluidalnym

5.2.1.6 Oczyszczanie wody i ścieków

Emisje zanieczyszczeń do wody nie stanowią zasadniczego problemu dla obiektów energetycznego spalania biomasy i/lub torfu. Zobacz Rozdział 3.2.4 odnośnie do technik ogólnie stosowanych w obiektach energetycznego spalania dla kontroli emisji zanieczyszczeń do wody.

5.2.1.7 Gospodarka pozostałościami po spalaniu

Elektrownia opalana torfem wytwarza popiół i produkty ze wstrzykiwania kamienia wapiennego. Większość popiołu jest popiołem lotnym z układu oczyszczania gazów odlotowych (odpylacze elektrostatyczne lub filtry workowe). Około 10–20 % całkowitej ilości popiołu to popiół denny, na spodzie kotła. Może on być wykorzystywany jak wskazano poniżej lub utylizowany, w zależności od obowiązującego prawa i warunków rynkowych.

Popiół z torfu może być wykorzystywany jako surowiec, jako dodatek w budownictwie i przemyśle materiałów budowlanych lub na przykład jako materiał do budowy dróg. Do stabilizowania kruszywa mineralnych i w betonie, popiół lotny z torfu może być wykorzystywany do zastępowania najdrobniejszego materiału kruszywa lub części cementu. Może on być również wykorzystywany do oczyszczania ścieków. Właściwości geotechniczne i składniki mineralne popiołu muszą być zbadane dla każdego przypadku oddzielnie przed komercyjnym wykorzystaniem.

Obecnie torf rzadko jest spalany samodzielnie. Jest on zazwyczaj spalany z innymi paliwami, takimi jak drewno, co w większości przypadków powoduje powstawanie popiołu mieszanego. Właściwości takiego mieszanego popiołu są inne od właściwości popiołu z torfu, dlatego też możliwości jego wykorzystania są nieco inne. Na przykład nieco inny skład popiołu, wynikający ze wspólnego spalania drewna i popiołu, utrudnia wykorzystanie go jako materiału budowlanego.

W niektórych krajach, lotny popiół z torfu i popiół z pewnej biomasy lub ich mieszanina mogą być wykorzystywane jako nawóz w lasach i na polach uprawnych. Popiół zawiera pewne roślinne składniki odżywcze i wapń niezbędny dla roślin. Jednak konieczne jest rozważenie zarówno aspektów i przepisów ochrony środowiska, jak i zdrowotnych, zanim będzie dopuszczalne komercyjne wykorzystanie popiołu z biomasy i/lub torfu.

Popiół lotny z jednostek energetycznego spalania słomy jest zazwyczaj utylizowany, przede wszystkim z uwagi na znaczną zawartość kadmu. Jednak popiół denny może być stosowany na polach lub wykorzystywany jako materiał do budowy dróg.

Większość obiektów energetycznego spalania węgla przekształconych na opalanie biomasą generuje popiół lotny i niewielkie ilości popiołu dennego, które można wykorzystać jako dodatek w budownictwie i przemyśle materiałów budowlanych, albo utylizować.

5.2.2 Dotychczasowe poziomy emisji i zużycia

5.2.2.1 Użycie biomasy i torfu w dużych obiektach energetycznego spalania

Różne typy biomasy i torfu są często spalane wspólnie w zmiennych proporcjach w tej samej instalacji, uwzględniając dostępność paliwa i potrzeby procesowe. Odpowiednie mieszanie paliwa może pomóc obiektom energetycznego spalania w osiągnięciu lepszych charakterystyk procesowych i ochrony środowiska. Odnośnie do spalania wielu paliw, zobacz Rozdział 8; odnośnie do etapu charakteryzowania paliwa, zobacz Dział 5.2.1.1.

Niektóre obiekty energetycznego spalania węgla z Wielkiej Brytanii, Belgii, Holandii i innych krajów, zostały przekształcone na paliwo biomasowe. [86, Eurelectric 2013]

Biomasa jest definiowana w IED jako produkty zawierające dowolne substancje roślinne z rolnictwa lub leśnictwa, które mogą być wykorzystane jako paliwo do odzyskiwania zawartej w nich energii, oraz następujące odpady:

- pozostałości roślinne z rolnictwa i leśnictwa;
- pozostałości roślinne z przemysłu przetwórstwa spożywczego, jeżeli generowane ciepło jest odzyskiwane;

- włókniste odpady roślinne z produkcji pierwotnej masy włóknistej i z produkcji papieru z masy włóknistej, jeżeli są one spalane wspólnie w miejscu wytwarzania, a generowane ciepło jest odzyskiwane;
- odpady korkowe;
- odpady drzewne z wyjątkiem odpadów drzewnych, który mogą zawierać halogenkowe związki organiczne lub metale ciężkie w wyniku obróbki środkami do zabezpieczania drewna, albo powlekania, co zwłaszcza obejmuje takie odpady drzewne pochodzące z odpadów budowlanych i rozbiórkowych.

Biomasa taka, jak kora, wióry drzewne, trociny, tektura, płyty pilśniowe lub inne pozostałości z papierni lub tartaków, zawiera duże ilości wody. Choć składy chemiczne kory i drewna różnych gatunków są nieco odmienne, a nawet pomimo tego, że ilość brudu i gleby wpływa na zawartość i skład popiołu, biomasa uzyskiwana z leśnictwa i branż leśniczych ma, w szerokim ujęciu, pewne wspólne cechy jako paliwo. Zawartość siarki jest niska, a zawartość popiołu jest umiarkowana. Normy serii EN ISO 17225 podają typowe wartości i właściwości paliw biomasowych. Przy spalaniu na przykład razem z torfem, popiół drzewny może reagować z siarką z torfu i działać jako czynnik odsiarczający. Tym niemniej, różnice wilgotności i konsystencji paliw są znaczne, a to wpływa na postępowanie z paliwem i właściwości spalania. Wszystkie te szczegóły należy wziąć pod uwagę przy określaniu technik ich magazynowania, transportowania, spalania i możliwego oczyszczania gazów odlotowych.

Pojawiającą się klasą paliwa biomasowego, wykorzystywanego przez zakłady produkcji masy włóknistej i papiernie oraz w elektrociepłowniach i ciepłowniach są pozostałości z leśnictwa, tj. małe drzewka, korony drzew i konary drzew, a niekiedy również karcze, które są zbierane specjalnie do wykorzystania jako paliwo w powiązaniu z inną działalnością leśniczą. Pozostałości z leśnictwa są wykorzystywane jako wióry lub rozdrabniane na paliwo. W ostatnich dziesięcioleciach trwały również doświadczenia w uprawianiu różnych lasów odroślowych o krótkim okresie cyklu (np. gatunki wierzby i osiki) zwłaszcza na paliwo, chociaż ekonomika tych paliw jest pogarszana przez koszty zbierania i transportu.

Pozostałości z leśnictwa, gdy są wykorzystywane, to są często spalane wspólnie z innymi paliwami w istniejących instalacjach, zwłaszcza w jednostkach energetycznego spalania w złożu fluidalnym opalanych pozostałościami torfu i kory, ale możliwe są również obiekty energetycznego spalania zasilane głównie lub wyłącznie pozostałościami z leśnictwa. Jednak nie wszystkie biomasy leśnicze nadaje się do spalania, nawet w kotłach ze spalaniem w złożu fluidalnym zaprojektowanych do spalania torfu lub kory. [3, LCP TWG 2012]

Słoma jest pozostałością z rolniczej produkcji ziarna, a większość rocznej produkcji słomy jest w istocie zużywana w obrębie branży rolniczej. Nadwyżka słomy jest wykorzystywana do produkcji energii albo w małych, dzielnicowych kotłach ciepłowniczych, albo w większych elektrociepłowniach o mocy do 40 MW_e. Słoma jest przekształcana na energię elektryczną i ciepłą w konwencjonalnych obiektach energetycznego spalania, ale konieczne jest rozważenie wielu zagadnień technicznych, z uwagi na specjalną charakterystykę słomy (zwłaszcza jej wysoką zawartość chloru). Inne wykorzystywane paliwa biomasowe obejmują pestki z oliwek, drzewa kauczukowe, wyłoczyny z trzciny cukrowej i czerwoną mozgę kanaryjską. Wszystkie te paliwa mają względnie wysoką zawartość alkaliów (Na, K).

Generowanie energii z torfu w UE skupia się w sześciu krajach: Finlandii, Irlandii, Szwecji, Estonii, Łotwie i Litwie. W tych sześciu krajach zużycie energii pierwotnej wynosi około 1420 TWh rocznie, a średnie roczne zużycie energii z torfu w okresie 2006–2009 wynosiło 42 TWh, około 3% całkowitego zużycia energii pierwotnej. W szczególności zarówno w Finlandii i Irlandii torf jest istotnym paliwem, składając się na ok. 5–6% zużycia energii pierwotnej. W UE–27 jako całości, jedynie 0,2% zużycia energii pierwotnej, wynoszącej ok. 21 000 TWh rocznie, to energia pochodząca z torfu.

W Finlandii udział energii z torfu w centralnym ogrzewaniu wynosi ogółem 21%, osiągając poziomy ponad 30% w 10 spośród jej prowincji. W Estonii i w Szwecji udział ten wynosi 1,2% i odpowiednio 0,6%. [90, Finlandia 2013]

Tabela 5.39 przedstawia porównanie biomasy i torfu z innymi powszechnie wykorzystywanymi paliwami.

Tabela 5.39: Porównanie paliw biomasowych i mielonego torfu z paliwami kopalnymi, normalnie stosowanymi w dużych obiektach energetycznego spalania

Parametr	Jednostka	Węgiel energetyczny ⁽¹⁾	Mielony torf	Kora	Drewno ⁽²⁾	Ciężki olej opałowy	Gaz ziemny
Wilgoć	%	10	50	55	40	0,5	< 0,1
Popiół w substancji suchej		14	3–6	2–3	0,4	< 0,1	0,0
Substancja lotna w suchym paliwie		25–35	N/D	70–80	80–90	N/D	N/D
Siarka w suchym paliwie		< 1	0,5	< 0,2	0,05	< 1	0,0
Związki azotu w suchym paliwie		1	1,7	0,5	0,5	0,3	0,05
Cl	mg/MJ Wartość opałowa paliwa ⁽³⁾	< 0,1	N/D	< 0,03	< 0,01	N/D	N/D
As		0,14	0,1	0,01	0,01	0,04	N/D
Cd		0,15	0,004	0,015	0,01–1,1	N/D	N/D
Hg		0,003	0,003	0,1	0,001 0,009	< 0,0001	N/D
Ni		0,4	0,3	0,04	0,03	0,9	N/D
Pb		0,5	0,3	0,15	0,1–0,7	0,06	N/D
Gęstość średnia paliwa	kg/Nm ³	1350	350	350	200	987	N/D
Średnia wartość opałowa	GJ/Nm ³	34,3	2,9	2,5	2,1	40	N/D
Wartość opałowa substancji	MJ/kg	28,7	20	19	19	40,2	48
Wartość opałowa		25,5	8,4	7,2	10,4	40,1	48
Stechiometryczny gaz	Nm ³ /MJ	0,278	0,383	0,435	0,357	0,277	0,297
Stechiometryczny suchy gaz odlotowy		0,253	0,281	0,291	0,259	0,246	0,239
Zawartość właściwa CO ₂	gCO ₂ /kWh	476,1	658,8	N/D	N/D	402,5	172,8
Zawartość właściwa CO ₂ na jednostkę wartości opałowej	gCO ₂ /kWh	90	106–118	113	100	76	54
Stosunek generowanej mocy / ciepła (wartość opałowa)		2,3	2,3–2,7	N/D	N/D	2,3	1,8
Emitowane CO ₂ na elektryczną kWh	g/kWh	207	244	N/D	N/D	175	96

⁽¹⁾ Polski węgiel eksportowy.

⁽²⁾ Wióry drzewne.

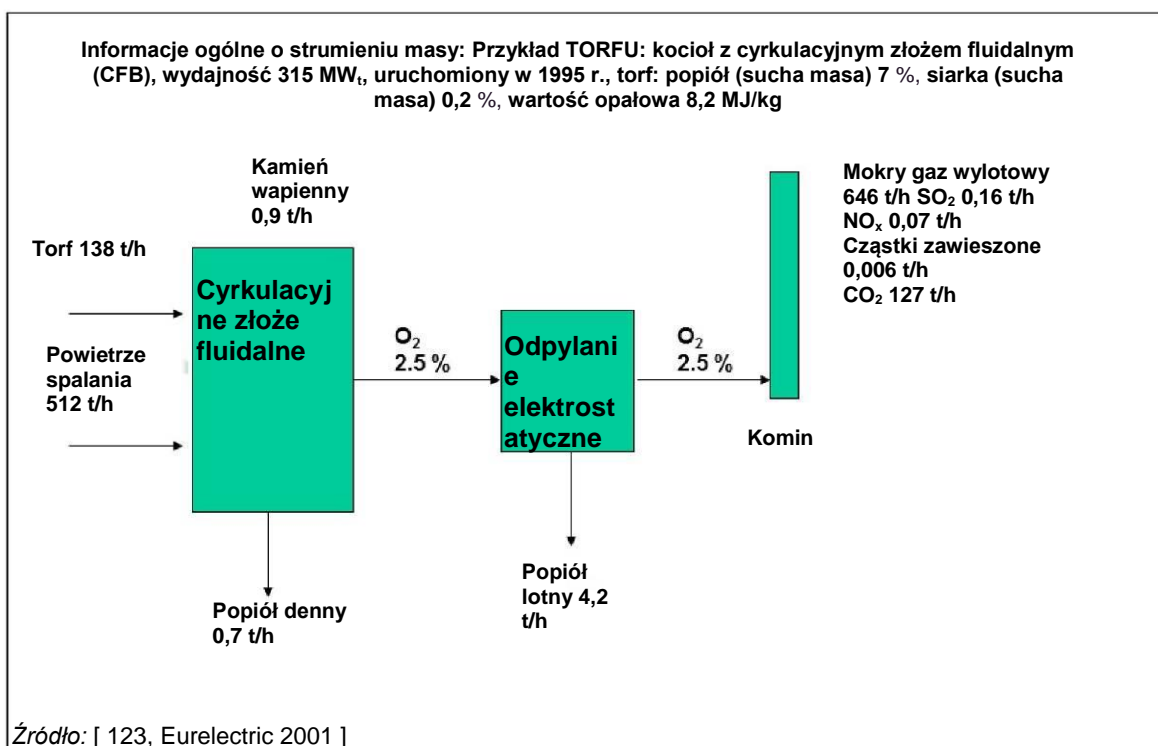
⁽³⁾ Tylko wartości rzędu wielkości.

Źródło: [130, Finlandia 2000]

Torf w obiektach energetycznego spalania jest paliwem miejscowym. Jest to paliwo objętościowe o niskiej wartości opałowej, jak większość paliw biomasowych. Dlatego też rzadko może być ono opłacalnie transportowane na odległości większe, niż około 100 km. Stąd też pewna liczba instalacji spalających torf i/lub biomasę składa się z lokalnych, małej skali obiektów kogeneracyjnych lub wyłącznie ciepłowniczych dla małych lub średnich układów ciepłowniczych. Duża liczba takich obiektów w Finlandii ma moc poniżej 50 MW. Z powodu kosztu transportowania torfu do obiektów energetycznego spalania, pomimo że torfowiska o miąższości i wielkości wystarczającej dla opłacalnej produkcji torfu istnieją we wszystkich częściach Finlandii, jedynie mała ich część jest eksploatowana. W kategoriach energetycznych, największymi odbiorcami paliwa torfowego są obiekty kogeneracyjne i ciepłownicze w systemach ciepłowniczych miast (głównie we wnętrzu kraju) o populacjach rzędu 50 000 do 200 000.

Torf charakteryzuje się niskimi zawartościami popiołu i siarki, typowo około 5% i odpowiednio 0,20 % (suchej masy). Torf ma dużą zawartość substancji lotnych i jest bardzo reaktywny, jeżeli jego zawartość wilgoci opadnie poniżej 40 % (mielony torf opałowy). Do zastosowań wielkiej skali jest on typowo wykorzystywany jako torf mielony, wytwarzany w okresie od maja do sierpnia, suszony do około 40% zawartości wilgoci na słońcu i wietrze na miejscu produkcji, a następnie magazynowany w pobliżu miejsca produkcji w wielkich stosach z przykryciem z tworzywa sztucznego. W odniesieniu do wysokiej zawartości wilgoci (około 45–50% wag w czasie dostawy) i w kategoriach substancji suchej, torf jest bardziej porównywalny z biomasą, niż z lignitem.

Rysunek 5.43 przedstawia typowy bilans przepływu strumienia masowego ze spalania torfu w kotle z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym (CFB).



Rysunek 5.43: Przykład strumienia bilansu przepływu masowego opalanego torfem kotła z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym

5.2.2.2 Efektywność energetyczna obiektów energetycznego spalania opalanych biomasą i torfem

Jak wspomniano wcześniej, wiele spośród elektrowni opalanych biomasą i/lub torfem, to elektrociepłownie. Kogeneracja energii elektrycznej i ciepła umożliwia osiągnięcie bardzo wysokich poziomów całkowitego wykorzystania paliwa, które mogą leżeć w przedziale od 17 % aż do 102 % (średnia roczna na podstawie wartości opałowej - tryb kondensacyjny). Typowy poziom całkowitego zużycia paliwa dla obiektów kogeneracyjnych jest jednak trudny do określenia na zasadzie ogólnej. Sprawność w wysokim stopniu jest właściwa dla miejsca i zależy od kwestii takich, jak obciążenie cieplne i zmiany obciążenia cieplnego, poziom cen i zapotrzebowanie na elektryczność na rynku, oraz stosowana technologia, itp.

Kogeneracja ciepła i energii elektrycznej jest zazwyczaj rozważana jako opcja techniczna kiedykolwiek jest to opłacalnie wykonalne, tj. kiedykolwiek lokalne zapotrzebowanie na ciepło jest na tyle wysokie, by usprawiedliwiać budowę droższego obiektu kogeneracyjnego zamiast prostszej tylko ciepłowni lub tylko elektrowni. W istocie obiekty eksploatowane wyłącznie dla generowania energii elektrycznej są również powszechnie spotykane. Typowy przedział sprawności elektrycznej netto elektrowni to 11–36% (średnia roczna), przy czym górny zakres tego przedziału dotyczy obiektów realizujących wyłącznie generowanie energii elektrycznej. W przypadku spalaniu paliwa pyłowego, osiągnięto poziomy sprawności elektrycznej 38–39% w kotle opalanym pyłowym torfem w Finlandii.

Pracujące w trybie kondensacyjnym elektrownie opalane biomasą lub torfem są zazwyczaj mniejsze niż elektrownie opalane węglem, a ciśnienie i temperatura pary są zazwyczaj niższe, niż w nowoczesnych elektrowniach opalanych węglem. Poziomy jednostkowego zużycia ciepła dla opalanych biomasą i torfem elektrowni ze spalaniem w złożu fluidalnym wynoszą około 3,3–3,6. [3, LCP TWG 2012]

Przekształcenie bloku węglowego na opalanie w 100% biomasą ma niewielkie oddziaływanie na ogólną sprawność cieplną bloku. Jako że wykorzystywana biomasa (np. granulki) ma niższą zawartość wilgoci w porównaniu do węgla, to na etapie mielenia wymagany jest wyższy przepływ powietrza nawilżającego, czego konsekwencją jest omijanie nagrzewnic powietrza przez większą ilość powietrza spalania. Wynikiem tego jest wyższa temperatura gazów wylotowych, a w konsekwencji małe zmniejszenie ogólnej sprawności kotła. Jednak sprawność przekształconego bloku jest blisko powiązana ze sprawnością tego bloku opalanego węglem. [86, Eurelectric 2013]

5.2.2.3 Emisje do powietrza z obiektów energetycznego spalania opalanych biomasą i/lub torfem

Emisje zanieczyszczeń z obiektów energetycznego spalania biomasy zależą głównie od składu paliwa, stosowanego procesu spalania i oczyszczania gazów wylotowych. Emisje NO_x również zależą od charakterystyki spalania, a w przypadkach wyższych emisji, stężenia NO_x w gazie wylotowym mogą być zmniejszane poprzez zastosowanie układu DeNO_x .

W systemach rusztowego spalania biomasy, mogą występować piki zawartości CO w okresach wibrowania rusztu wibracyjnego. [43, EPPSA 2012]

W Tabeli 5.40, przedstawiono przedział obserwowanych obecnie poziomów emisji zanieczyszczeń dla spalania biomasy i/lub torfu. W niektórych przypadkach relacjonowane dane są właściwe tylko dla paliwa biomasowego i nie muszą być reprezentatywne dla spalania zarówno biomasy, jak i torfu. Podano również wskazanie najczęściej stosowanych technik ograniczania stosowanych w opalanych biomasą i/lub torfem obiektach energetycznego spalania.

Tabela 5.40: Właściwe emisje zanieczyszczeń do powietrza z obiektów spalania energetycznego opalanych biomasą i/lub torfem

Wydajność (MW _t)	Typ spalania	Techniki ograniczania			Emisje zanieczyszczeń do powietrza (mg/Nm ³) ⁽¹⁾							
		SO ₂	NO _x	Pył	SO ₂	NO _x	NH ₃	Pył	CO	HF	HCl	Hg
< 100	GF	DSI/SDA	Stopniowanie powietrza/Stopniowanie paliwa/palnik o niskiej emisji NO _x / Gazy wylotowe recyrkulacja/ SNCR (selektywna redukcja niekatalityczna)	Tylko ESP (odpylanie elektrostatyczne) lub ze skraplaczem gazów wylotowych/filtrem workowym	3-73	220-303	17-22	2-21	24-79	0,23–0,27	2,2-51	0,0008–0,0075
	FBC (spalanie w złożu fluidalnym)	Płuczka mokra/ DSI/gaz wylotowy skraplacz/ Wtrysk sorbentu do kotła/ Mokre odsiarczanie gazów odlotowych (FGD)	Stopniowanie powietrza/Stopniowanie paliwa/Palnik o niskich NO _x / Recyrkulacja gazów odlotowych/ Selektywna redukcja niekatalityczna/katalityczna	Tylko odpylanie elektrostatyczne lub ze skraplaczem gazów odlotowych/płuczką mokrą/mokrym odsiarczaniem gazów odlotowych/sam filtr workowy lub ze skraplaczem gazów odlotowych	1-850	70-400	1-15	0,5-42	13-373	0.01–0,77	0,15-36	0,0006–0,009
	PC	NI	Stopniowanie powietrza / Palnik o niskiej emisji NO _x	Odpylanie elektrostatyczne	4	194-198	N/D	22-27	202-286	NI	NI	NI
100-300	GF	Skraplacz gazów odlotowych/Mokre odsiarczanie gazów odlotowych	Stopniowanie powietrza	Filtr workowy ze skraplaczem gazów odlotowych i mokre odsiarczanie/odpylanie elektrostatyczne	3-376	290-386	N/D	1-21	117-251	NI	7-17	0,0003–0,0011
	FBC (spalanie w złożu fluidalnym)	Płuczka mokra/ DSI/skraplacz gazu odlotowego/ Wtryskiwanie sorbentu do kotła	Stopniowanie powietrza /Stopniowanie paliwa/palnik o niskiej emisji NO _x / Recyrkulacja gazu odlotowego Selektywna redukcja niekatalityczna/katalityczna	Tylko ESP (odpylanie elektrostatyczne) lub z mokrą płuczką/filtrem workowym	1-626	53-400	1-15	1-61	13-928	0.01–1,3	0,2-15	0.0001–0,0039
	PC	NI	Stopniowanie powietrza/Stopniowanie paliwa/ Selektywna redukcja niekatalityczna	Odpylanie elektrostatyczne	2-3	120-248	NI	3-12	12-515	NI	NI	NI

Rozdział 5

300	FBC (spalanie w złożu fluidalnym)	Skrapacz gazu odlotowego/ Wstrzykiwanie sorbentu do kotła	Stopniowanie powietrza/palnik o niskiej emisji NOx/ Selektowna redukcja niekatalityczna	Odpylanie elektrostatyczne	49-371	174-234	2,6	1-15	4-37	0,5	4-37	0,0029
	PC	Mokre odsiarczanie gazu odlotowego	Stopniowanie powietrza /palnik o niskiej emisji NOx/ recyrkulacja gazu odlotowego Selektowna redukcja niekatalityczna/katalityczna	Tylko odpylanie elektrostatyczne lub z mokrym odsiarczaniem gazu odlotowego	1	42-158	1-5	1-8,5	29-38	0,3	4	0,0003

(¹) Przedstawione dane są średnimi rocznymi wartościami krótkoterminowymi, bez odejmowania niepewności, suchy gaz odlotowy, 6 % referencyjnie tlenu.

Uwagi:

NI: Nie dostarczono informacji

N/D: Nie ma zastosowania

GF: Spalanie rusztowe; FBC: spalanie na złożu fluidalnym; PC: Spalanie pyłowego paliwa; DSI: Wstrzykiwanie sorbentu do przewodu; SDA; Suchy absorber natryskowy; FGD: Odsiarczanie gazu odlotowego

Źródło: [3. LCP TWG 2012]

5.2.2.4 Pozostałości po spalaniu i inne pozostałości

Właściwości popiołu z biomasy i torfu

Popiół z torfu tworzony jest z substancji mineralnych w torfie, które są podobne do składników piaszczystej gleby.

Popiół lotny jest drobnym pyłem, składającym się głównie z cząstek różnych tlenków krzemu, glinu i żelaza (65–75%). Z uwagi na podłoże wapienne podścielające torfowiska, popiół z torfu w Irlandii typowo zawiera 25–55% CaO. Innymi głównymi rodzajami są związki metali ziem alkalicznych (10–55%) i niespalonych cząstek torfu (0–5%). Popiół lotny zawiera również śladowe pierwiastki, tj. inne metale.

Zawartość popiołu w drewnie typowo wynosi około 1%. Popiół ze spalania drewna składa się z różnych minerałów/składników pokarmowych, niespalonego węgla i małej części pierwiastków śladowych.

Skład minerałów/składników pokarmowych w popiele ze spalania typowych granulek drzewnych jest podany w Tabeli 5.41.

Tabela 5.41: Skład minerałów/składników pokarmowych w popiele ze spalania typowych granulek drzewnych jest podany w Tabeli 5.41.

wag.-%	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	CaO	MgO	Na ₂ O	K ₂ O	SO ₃	P ₂ O ₅	Cl
	41,3	5,5	2,8	27,1	4,8	2,0	9,3	3,6	2,2	1,5
Uwagi: W stanie suchym, bez węgla. Źródło: [90, Finlandia 2013]										

Stosowany proces spalania ma wpływ na naturę wytwarzanego popiołu, chociaż jakość paliwa jest głównym czynnikiem determinującym. Popiół denny ze spalania w złożu fluidalnym również zawiera piasek złoża z komory spalania.

Popiół ze spalania z wstrzykiwaniem kamienia wapiennego

Popiół ze spalania w złożu fluidalnym z wstrzykiwaniem kamienia wapiennego zawiera produkt końcowy reakcji odsiarczania, nieprzereagowany wodorotlenek wapnia i kamień wapienny (około 15% wag.).

Rozpuszczalność popiołu

Rozpuszczalność śladowych pierwiastków w popiele lotnym jest ważnym czynnikiem przy ocenianiu potencjalnych oddziaływań na środowisko. Metale ziem alkalicznych (np. sód, potas) i inne elementy mineralne, jak bor i chlorki są najbardziej rozpuszczalnymi składnikami. Metale śladowe w popiele są słabo rozpuszczalne w wodzie.

5.2.3 Techniki do rozważenia przy ustalaniu BAT dla spalania biomasy i/lub torfu

W tym dziale opisano techniki (lub ich połączenia) i skojarzone monitorowanie, uznawane za mające potencjał osiągnięcia wysokiego poziomu ochrony środowiska w działalności objętej zakresem tego dokumentu. Opisane techniki obejmują zarówno stosowaną technologię, jak i sposób w jaki instalacje są projektowane, budowane, konserwowane, eksploatowane i wyłączane z ruchu.

Obejmuje on techniki zintegrowane w procesie, jak i techniki na wyjściu z instalacji. Zapobieganie powstawaniu odpadów i gospodarowanie nimi, w tym procedury minimalizowania i recyklingu odpadów, są również uwzględnione. Ponadto omówiono techniki ograniczania zużycia surowców, wody i energii.

Aneks III do dyrektywy emisji przemysłowych wymienia pewną liczbę kryteriów dla określania BAT, a informacje podane w tym rozdziale podejmują te zagadnienia. Na tyle, na ile to możliwe, standardowa struktura Tabeli 3.4 wykorzystywana jest do nakreślenia informacji o każdej technice, by umożliwić porównanie technik i ocenę względem definicji BAT podanej w dyrektywie emisji przemysłowych.

Ten dział niekoniecznie podaje wyczerpującą listę technik, które mogą być zastosowane w tym sektorze. Mogą istnieć lub mogą być opracowane inne techniki, które mogą być wzięte pod uwagę przy określaniu BAT dla poszczególnych instalacji.

W tym dziale techniki do rozważenia opisuje się w pełni, gdy są one właściwe dla rozważanego, spalanego paliwa lub stosowanego procesu spalania (spalanie biomasy i torfu). W istocie, dla większości tych technik, ogólne opisy zostały już przedstawione w Rozdziale 3. Dlatego też, by uniknąć powtarzania, dla tych ogólnych technik opisanych już w Rozdziale 3, przedstawia się tutaj w tabelach syntetycznych jedynie dodatkowe informacje, które są właściwe dla spalania biomasy i/lub torfu.

5.2.3.1 Techniki ograniczania emisji rozproszonych/ulotnych do powietrza

Informacje o ogólnych technikach ograniczania emisji dyfuzyjnych/uchodzących do powietrza podane w Dziale 2.8. Tabela 5.42 podaje dodatkowe informacje właściwe dla opalania biomasą i torfem, np. o charakterystykach obciążenia środowiska i przykładowych instalacjach.

Tabela 5.42: Techniki ograniczania dyfuzyjnych/uchodzących emisji do powietrza

Technika	Opis techniczny	Osiągane korzyści dla środowiska	Charakterystyka obciążania środowiska i dane eksploatacyjne	Efekty krzyżowe mediów	Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowalności	Przykładowe obiekty
Rozładunek, transport i przemieszczanie biomasy i torfu						
Przemieszczenia zamknięte	Zamknięte systemy transportowe z filtrami workowymi	Ograniczanie emisji uchodzącego pyłu	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	Brak	Zastosowanie ogólne	N/D
Oslony wiatrowe	Otwarte przenośniki z osłonami wiatrowymi				Otwarte przenośniki taśmowe mogą być rozważane jedynie dla materiałów w kęsach (kawałki drewna).	
Zamknięty rozładunek	Rozładunek biomasy i torfu w zamkniętych budynkach, wyposażonych w filtr workowych dla ograniczenia zapylenia.				Zastosowanie ogólne	Instalacja 108–1
Urządzenia oczyszczające	Urządzenia oczyszczające dla przenośników taśmowych				N/D	
Magazynowanie biomasy, torfu i dodatków						
Zamknięty magazyn	Magazynowanie drobnoziarnistego materiału paliwa pyłowego w zamkniętych miejscach lub silosach	Ograniczanie emisji dyfuzyjnych drobnych cząstek stałych	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	Brak	Zastosowanie ogólne	N/D
	Zamknięte magazynowanie wapiennego w silosie z ograniczeniem zapylenia					
Oslony wiatrowe	Oslony wiatrowe dla otwartego magazynowania grubego drewna, itp.	Ograniczanie emisji uchodzącego pyłu				
Uwagi: N/D: Brak dostępnych specjalnych informacji.						

5.2.3.2 Techniki podnoszenia ogólnej efektywności środowiskowej

Informacje o ogólnych technikach poprawy ogólnej charakterystyki obciążania środowiska podano w Dziale 3.1.1. Tabela 5.43 podaje dodatkowe informacje właściwe dla opalania biomasą i torfem, np. o charakterystykach obciążenia środowiska i przykładowych instalacjach.

Tabela 5.43: Techniki poprawiania ogólnej charakterystyki obciążania środowiska

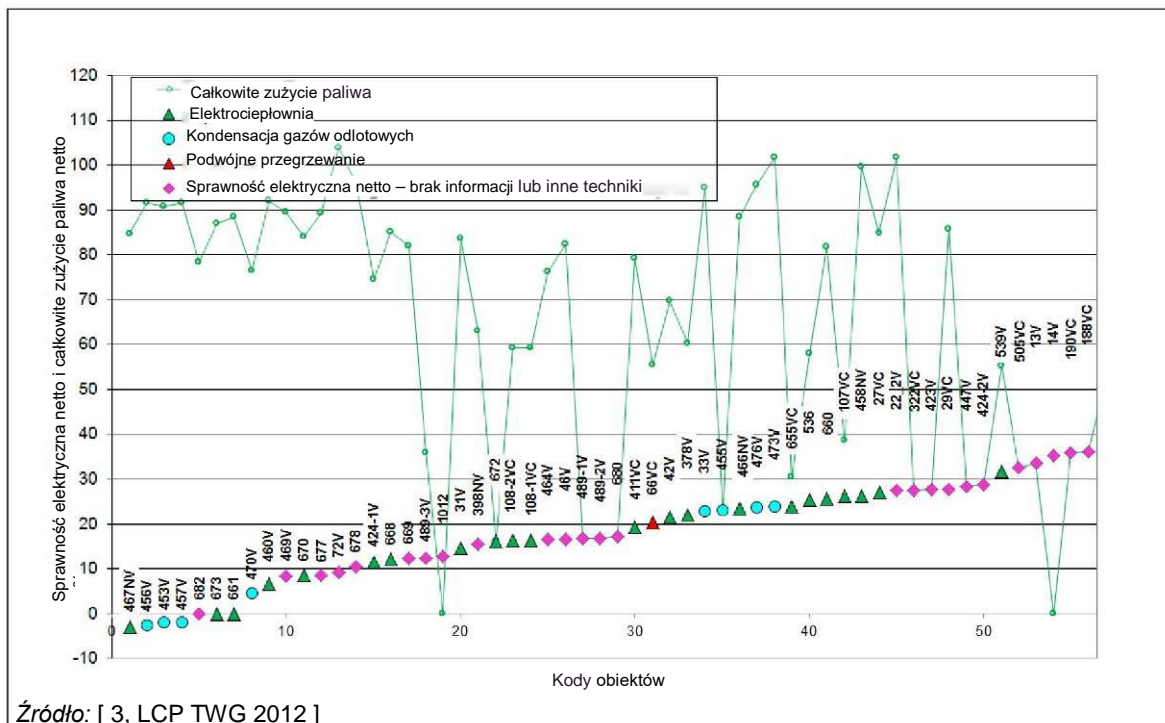
Technika	Opis techniczny	Osiągane korzyści dla środowiska	Charakterystyka obciążania środowiska i dane eksploatacyjne	Efekty krzyżowe mediów	Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowalności		Przykładowe instalacje
					Nowe obiekty	Istniejące obiekty	
Oddzielne klasyfikowanie i przechowywanie paliw biomasowych o różnych rozmiarach i cechach	Gospodarowanie wspólnie spalanymi paliwami i przygotowywanie mieszanek paliwowych, które sprzyjają ograniczaniu występowanie pików zawartości CO i innych zanieczyszczeń	Stabilne warunki spalania	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	N/D	Ma zastosowanie do obiektów opalanych biomasą		Obiekt 108–1
Wybór paliwa	Wybór odpowiedniej mieszaniny biomas i torfu może pomóc w kontrolowaniu charakterystyki obciążania środowiska przez obiekt – zobacz również Dział 3.1.1.4.	Niższe poziomy emisji SO _x , HF, HCl, itp. Niższe właściwe zużycie paliwa			Może być ograniczane poprzez dostępność różnych typów paliwa o lepszym profilu obciążania środowiska jako całości, na co może oddziaływać polityka paliwowa krajów członkowskich. Dla istniejących obiektów energetycznego spalania, typ wybranego paliwa może być ograniczany poprzez konfigurację i budowę obiektu		N/D
Dane techniczne paliwa w kontrakcie dostawcy	Dostawca paliwa stosuje się do specyfikacji zawartości wilgoci (i wielkości) podanych w kontrakcie	Stabilne warunki spalania. Niższe emisje NO _x i CO		Zastosowanie ogólne			
Nowoczesny system sterowania	Zobacz Dział 3.2.3.8	Zupełne spalanie, niskie emisje NO _x i CO		Brak	Zastosowanie ogólne	Stosowalność do starych obiektów energetycznego spalania może być ograniczona potrzebą modernizacji systemu(-ów) spalania i/lub sterowania.	Obiekt 42

Uwagi:
N/D: Brak dostępnych specjalnych informacji.

5.2.3.3 Techniki zwiększania efektywności energetycznej

Informacje o ogólnych technikach zwiększania sprawności energetycznej podano w Dziale 3.2.3. Tabela 5.44 podaje dodatkowe informacje właściwe dla opalania biomasą i torfem, np. w przykładowych obiektach.

Rys. 5.44 przedstawia eksploatacyjne sprawności elektryczne i całkowity użycie paliwa dla niektórych europejskich obiektów energetycznego spalania biomasy – i/lub torfu, włączonych do ruchu pomiędzy rokiem 1968 i 2011, eksploatowanych pomiędzy 1700 h/rok i 8700 h/rok, z równoważnikiem współczynnika obciążenia paliwem powyżej 20%.



Rysunek 5.44: Sprawność energetyczna europejskich obiektów spalania energetycznego opalanych biomasą i torfem

Projektowe, całkowite poziomy zużycia paliwa netto siedmiu elektrociepłowniczych obiektów energetycznego spalania zostały przedstawione przez [66, TWG Task Force on Energy Efficiency 2014]. Obiekt 411 zgłosił wartość 73%, a obiekt 33 zgłosił wartość 99%. Projektowe sprawności elektryczne netto zgłoszone przez obiekt 190 i obiekt 536 wynoszą odpowiednio 38% i 33,7%.

W porównaniu do większych obiektów, które mogą wykorzystywać wyższy udział torfu lub granulek drzewnych, mniejsze obiekty (np. < 150 MW_t) mogą wykorzystywać pewien udział wilgotnych paliw biomasowych, co również ma miejsce w przypadku nowszych obiektów. [91, AET 2015]

Tabla 5.44: Techniki zwiększania sprawności energetycznej

Technika	Opis techniczny	Osiągane korzyści dla środowiska	Charakterystyka obciążenia środowiska i dane eksploatacyjne	Efekty krzyżowe mediów	Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowalności		Opłacalność	Przykładowe obiekty	
					Nowe	Istniejące			
Odzyskiwanie ciepła w elektrociepłowniach	Biomasa i/lub torf są wykorzystywane w połączonej produkcji ciepła i energii elektrycznej, z uwagi na wysoką sprawność paliwową w porównaniu ze sprawnością elektryczną – zobacz Dział 3.2.3.2.	Zwiększone całkowite zużycie paliwa	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	Brak	Ma zastosowanie w ramach ograniczeń skojarzonych z lokalnym zapotrzebowaniem na energię elektryczną i ciepło		N/D	Obiekty 539, 660	
Wymiana łopatek turbin	Łopatki turbin parowych mogą być wymieniane na łopatki trójwymiarowe w trakcie okresów regularnych konserwacji – zobacz Dział 3.2.3.13.	Zwiększona sprawność	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne		Stosowalność może być ograniczona przez warunki zapotrzebowania/parę i/lub ograniczony okres trwałości technicznej obiektu			N/D	N/D
Wstępne podgrzewanie wody zasilającej z wykorzystaniem odzyskiwanego ciepła	W specjalnych przypadkach możliwa jest także modernizacja z regeneracyjnym podgrzewaniem wody zasilającej – patrz Dział 3.2.3.7.		Nieodpowiednie		Zastosowanie ogólne	Bardzo ograniczone			
Cykl przegrzewania	Zobacz Dział 2.2		Istnieje doświadczenie z obiektami o mocy > 20 MWe	Zastosowanie ogólne	Nie ma zastosowania				
Ekonomizer/chłodnica gazów odlotowych	Skutecznie ogranicza temperaturę wylotową gazów odlotowych z kotła (i z komina), zwiększając sprawność kotła – patrz również Dział 3.2.3.1.	Zwiększona sprawność	N/D	N/D	Zastosowanie ogólne	Ograniczone	Dodatkowy koszt wymiennika ciepła	N/D	
Odzyskiwanie ciepła z chłodzenia rusztu	Zamiast zrzucania ciepła z chłodzenia rusztu jako straty, jest ono utrzymywane w cyklu (ruszt jest częścią wyparki).				Zastosowanie ogólne	Ograniczone			
Odzyskiwanie ciepła ze złoża fluidalnego	Zamiast zrzucania ciepła ze złoża fluidalnego jako straty, jest ono utrzymywane w cyklu z zastosowaniem specjalnego wymiennika ciepła – patrz również Dział 3.2.3.1.				Ma zastosowanie do spalania na cyrkulacyjnym złożu fluidalnym				
Skraplacz gazu odlotowego	Dodatkowe odzyskiwanie ciepła dzięki skraplaniu gazu odlotowego – patrz również Dział 3.2.3.150.	Zwiększona sprawność / ograniczenie emisji	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	Generowany jest strumień ścieków (zrzuty skraplacza)	Ma zastosowanie do bloków elektrociepłowniczych, gdzie istnieje wystarczające zapotrzebowanie na ciepło niskotemperaturowe		N/D	Obiekt 476	

Suszenie paliwa	W przypadku pary lub gazów odlotowych, niska wartość cieplna może być odzyskiwana z procesów energetycznych by zwiększać energię paliwa (np. przez odzyskiwanie ciepła z gazów odlotowych). Dostępnych jest komercyjnie wiele technologii alternatywnych. Nowe alternatywy techniczne są rozwijane. W przypadku suszenia w prasie, do ograniczania zawilgocenia stosowane jest energia elektryczna. Zobacz również Dział 3.2.3.18.	Zwiększona sprawność spalania, rozszerzenie dla potencjalnych paliw biomasowych, bezpieczniejsze stosowanie. Osiąganych jest wiele korzyści, jeżeli paliw może być osuszone tuż przed spalaniem.	Suszarki parowe mają najwyższą sprawność. Wdrożenie systemów osuszania może przynieść oszczędności rzędu 10 % zużycia paliwa w przypadku wilgotnych paliw, jak torf lub drewno. Unika się przesuszania; zawartość wilgoci w surowej biomase jest ograniczana do 40–60%. Wilgoć odgrywa rolę chłodzącą w kotle i wpływa na sprawność elektrofiltru, itp.	Dodatkowe emisje do wody i powietrza: np. prasowanie kory może generować wysokie uwalnianie BOD do wody i wysokie zużycie energii oraz wymagania konserwacji. Zawartość wilgoci w biomase – sprzyja aktywności biologicznej i może zwiększać skłonność do samozapłonu	Ma zastosowanie do spalania biomasy i/lub torfu, albo spalania lignitu w ramach ograniczeń skojarzonych z ryzykiem samorzutnego spalania (np. zawartość wilgoci w torfie jest utrzymywana powyżej 40% w całym łańcuchu dostaw).	Dodatkowy koszt osuszaczy	N/D
					Modernizacja istniejących obiektów może być ograniczona przez dodatkową wartość cieplną, która może być uzyskana z operacji suszenia i poprzez ograniczone możliwości modernizacji oferowane przez niektóre konstrukcje kotłów lub konfiguracje obiektów		
Zgazowanie biomasy	Zgazowanie stanowi wykonalną alternatywę dla normalnego spalania. Zobacz Rozdział 4	Zwiększona sprawność obiektu i niższe poziomy emisji Gaz może być wykorzystywany jako paliwo przepalające do ograniczenia emisji NOx	Oczekiwane sprawności elektryczne wynoszą 51–55%	N/D	Do dnia dzisiejszego stosowane tylko w obiektach demonstracyjnych i pilotażowych	Drogie w małej skali, ograniczone doświadczenia	Elektrownia Vaskiluoto
<p>Uwagi: N/D: Brak dostępnych specjalnych informacji. Źródło: [3, LCP TWG 2012] [43, EPPSA 2012]</p>							

5.2.3.4 Techniki zapobiegania emisjom NO_x, N₂O i CO i/lub ich ograniczania

Informacje o ogólnych technikach, obejmujące informacje i optymalizacji spalania, dla zapobiegania i kontrolowania emisji NO_x, N₂O i CO są podane w Dziale 3.2.2.3. Tabela 5.45 podaje informacje właściwe dla opalania biomasą i torfem, np. o charakterystykach obciążenia środowiska i przykładowych instalacjach. Dalsze szczegóły o powiązanej charakterystyce obciążania środowiska i danych eksploatacyjnych są podane za tabelą.

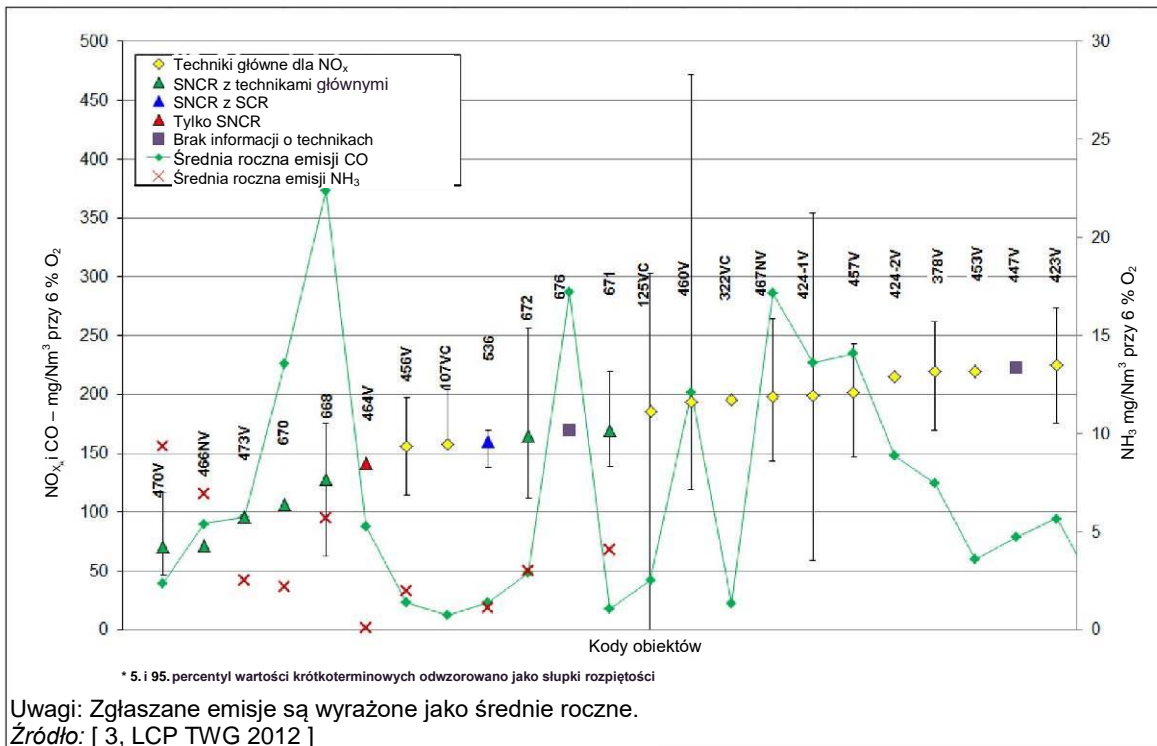
Tabela 5.45: Techniki zapobiegania i kontrolowania emisji NO_x, N₂O i CO

Technika	Opis techniczny	Osiągane korzyści dla środowiska	Charakterystyk a obciążenia środowiska i dane eksploatacyjne	Efekty krzyżowe mediów	Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowalności		Opłacalność	Przykładowe obiekty
					Nowe obiekty	Istniejące obiekty		
Techniki główne								
Mały nadmiar powietrza	Zobacz Dział 3.2.2.3.1	Ograniczenie emisji NO _x , CO, HC i N ₂ O, zwiększona sprawność	Patrz rys. 5.45, rys. 5.46 i rys 5.47. Poziomy N ₂ O są rzędu 0,413 mg/Nm ³ . Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	Ograniczenie emisji NO _x może prowadzić do wyższego udziału niespalonego węgla w popiele.	Zastosowanie ogólne	Właściwe dla obiektu		N/D
Stopniowanie paliwa	Zobacz Dział 3.2.2.3.6	Ograniczenie emisji NO _x		N/D				Obiekt 1012
Stopniowanie powietrza	Zobacz Dział 3.2.2.3.2	Ograniczenie emisji NO _x i N ₂ O		Może prowadzić do wyższego udziału niespalonego węgla w popiele w przypadku nieprawidłowej budowy paleniska				Obiekt 669
Recykulacja gazu odlotowego	Zobacz Dział 3.2.2.3.3	Ograniczenie emisji NO _x i N ₂ O		N/D				Obiekt 456
Palniki o niskiej emisji –NO _x (LNB)	Zobacz Dział 3.2.2.3.5 Zostały opracowane i wdrożone palniki o niskiej emisji NO _x do spalania sproszkowanej biomasy.	Ograniczenie emisji NO _x		Może prowadzić do wyższego udziału niespalonego węgla w popiele w przypadkach nieprawidłowej budowy paleniska				Obiekt 27
Techniki pomocnicze								
Selektywna redukcja niekatalityczna (SNCR)	Zobacz Dział 3.2.2.3.5 Może być stosowana z katalizatorem „poślizgowym”. Małe kotły rusztowe (np. 40– 120 MW, spalające słomę lub biomasę razem z torfem do kogeneracji) mogą być wyposażone w SNCR.	Ograniczenie emisji NO _x	Patrz rys. 5.45, rys. 5.46 i rys 5.47. Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	Poślizg amoniakalny i tworzenie soli siarczanowych amonu. „Amoniakowanie” popiołu	Wrażliwość na wysoko zmienne obciążenia kotła, która może być zmniejszona poprzez implementowanie kilku poziomów wstrzykiwania odczynników	Mogą występować ograniczenia na skutek okna temperaturowego i czasu przebywania, do osiągnięcia przez wstrzykiwanie reaktantu. Czulość na wysoko zmienne obciążenia kotła, która może być zmniejszona poprzez implementowanie kilku poziomów wstrzykiwania odczynników	Właściwe dla obiektu	Obiekty 670, 476, 42

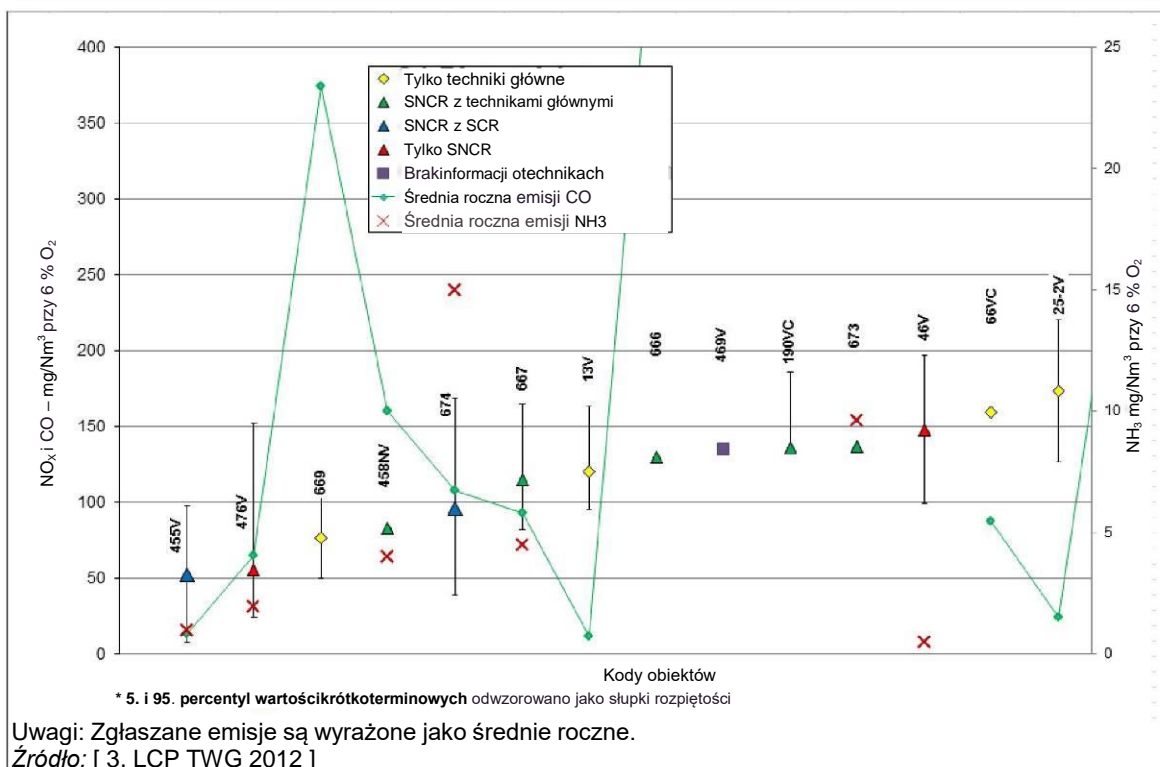
Selektywna redukcja katalityczna (SCR)	Zobacz Dział 3.2.2.3.11 Małe kotły rusztowe (np. 40– 120 MW, spalające słomę lub biomasę razem z torfem do kogeneracji) mogą być wyposażone w niskopyłową SCR. Można zarządzać dezaktywacją katalizatora SCR na skutek zatrucia. Wysokopyłowe SCR mogą nie nadawać się do obiektów energetycznego spalania słomy, z uwagi na dezaktywację katalizatora przez popiół lotny.	Ograniczenie emisji NO _x	Patrz rys. 5.45, rys. 5.46 i rys 5.47.	Katalizatory mogą być dezaktywowane przy niskich temperaturach z uwagi na zawartość alkaliów w paliwie. Drugorzędny poślizg amoniakalny	Zastosowanie ogólne	Mogą występować ograniczenia ekonomiczne dla modernizowania obiektów energetycznego spalania o mocach < 300 MW _t . Ogólnie nie nadają się do obiektów energetycznego spalania o mocach < 100 MW _t .	Właściwe dla obiektu. Niewykonalne dla obiektów energetycznego spalania eksploatacyjnych < 500 h/rok	Obiekty 31, 14
Uwagi: N/D: Brak dostępnych specjalnych informacji.								

Znakomita większość dobrze działających obiektów pokazanych na rys. 5.45, rys. 5.46, i rys 5.47 nadzoruje w sposób ciągły stężenia emisji NO_x i średnie wartości krótkoterminowe (dienne, godzinowe lub półgodzinowe); niektóre obiekty prowadzą monitorowanie okresowe. Brak zaobserwowanych dowodów korelacji pomiędzy wykreślonymi stężeniami emisji i wiekiem obiektu (lata włączenia do ruchu pomiędzy 1963 i 2011), obciążeniem (równoważny współczynnik pełnego obciążenia powyżej 38%) lub godzinami eksploatacji (godziny eksploatacji ogółem na rok pomiędzy 1700 i 8700). [3, LCP TWG 2012]

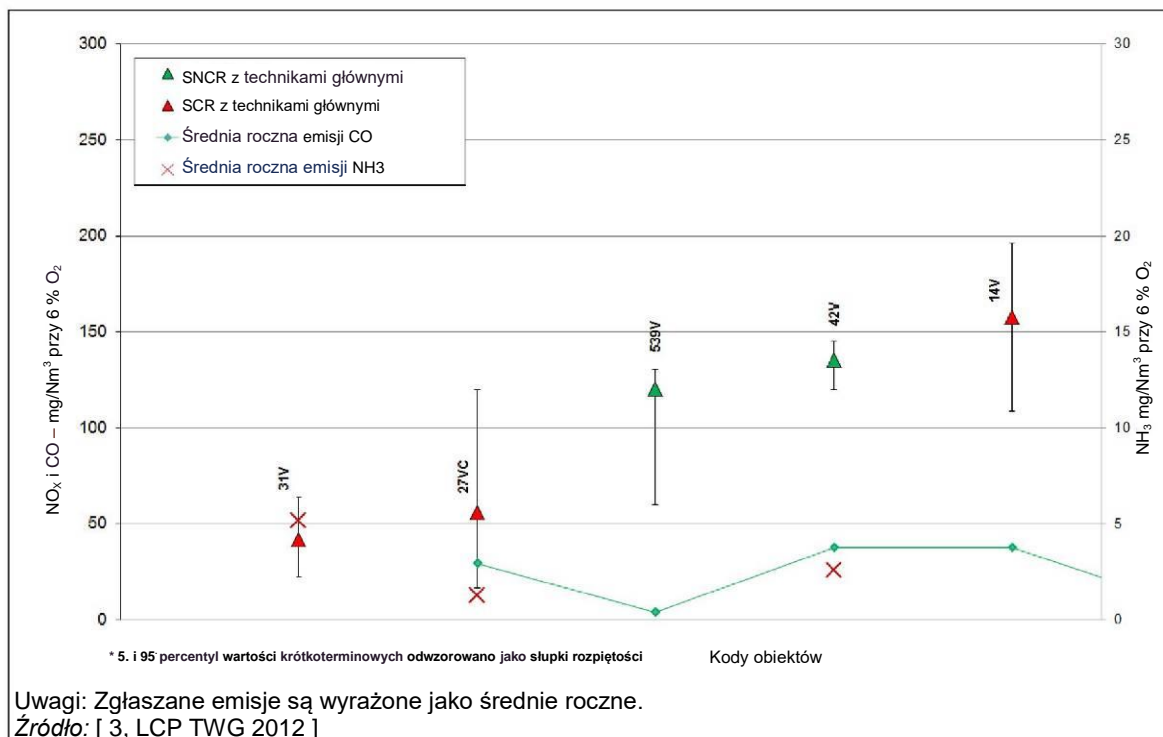
Rys. 5.45 przedstawia emisje NO_x, CO i NH₃ z dobrze pracujących obiektów o mocy < 100 MW_t. TWG uznało na spotkaniu końcowym, że emisje NO_x w przypadku obiektów energetycznego spalania paliw o wysokiej zawartości alkaliów mogą być nieznacznie wyższe (tj. do 250 mg/Nm³).



Rysunek 5.45: Emisje NO_x z dobrze działających obiektów opalanych biomasą i/lub torfem o mocach < 100 MW_t



Rysunek 5.46: Emisje NO_x z dobrze działających obiektów opalanych biomasą i/lub torfem o mocach z przedziału 100 MWt do 300 MWt



Rysunek 5.47: Emisje NO_x z dobrze działających obiektów opalanych biomasą i/lub torfem o mocach ≥ 300 MWt

5.2.3.5 Techniki zapobiegania emisjom SO_x, HCl i HF i/lub ich ograniczania

Informacje o ogólnych technikach dla zapobiegania i kontrolowania emisji SO_x, HCl i HF podano w Dziale 3.2.2.2. Tabela 5.46 podaje dodatkowe informacje właściwe dla opalania biomasą i torfem, np. o charakterystykach obciążenia środowiska i przykładowych instalacjach. Dalsze szczegóły o powiązanej charakterystyce obciążania środowiska i danych eksploatacyjnych są podane za tabelą.

Tabela 5.46: Techniki zapobiegania i kontrolowania emisji SO_x, HCl i HF

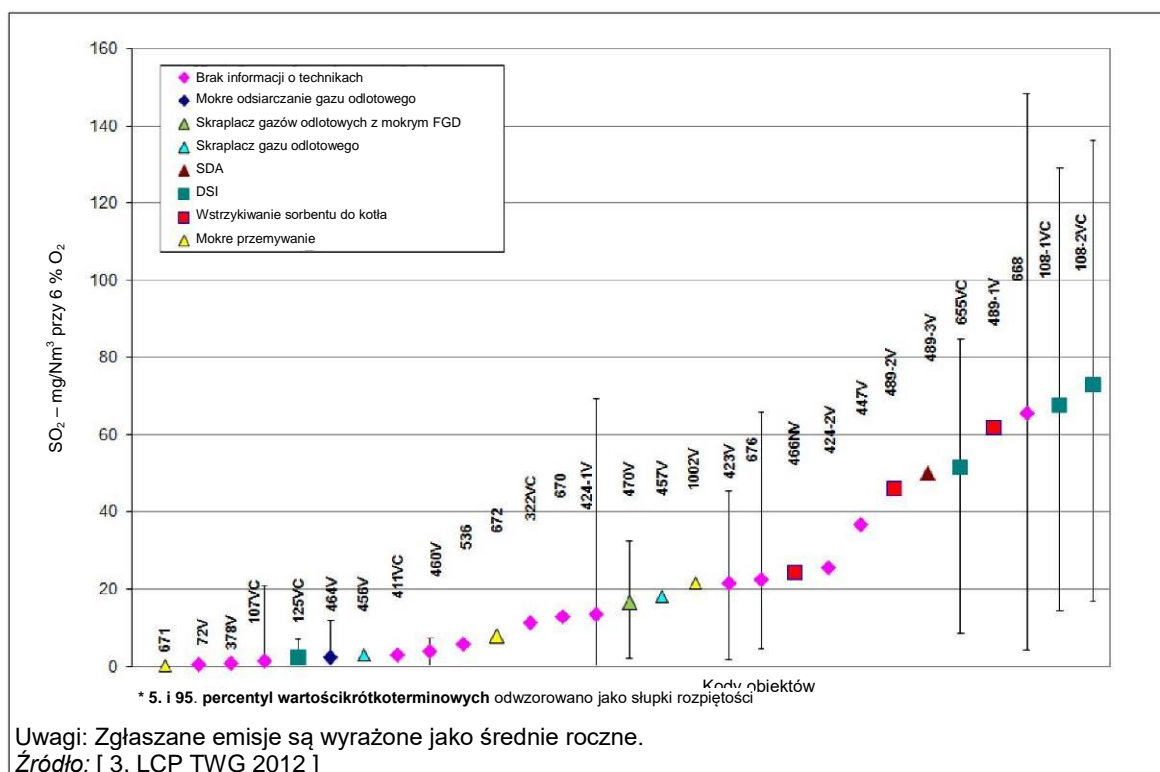
Technika	Opis techniczny	Osiągane korzyści środowiskowe	Charakterystyka obciążania środowiska i dane eksploatacyjne	Efekty krzyżowe mediów	Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowalności		Opłacalność	Przykładowe obiekty
					Nowe obiekty	Istniejące obiekty		
Wybór paliwa	Przy współspalaniu biomasy, zawartość alkaliów w biomase zwiększa wychwytywanie SO _x . Piasek z torfu utrzymuje czystość kotła. Zobacz również Dział 3.1.1.4.	Ograniczenie emisji SO _x i HCl u źródła	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	N/D		Mogą istnieć ograniczenia skojarzone z dostępnością różnych typów paliwa, na co może oddziaływać polityka paliwowa krajów członkowskich.	Zależy od typu paliwa	Obiekt 322
Wstrzykiwanie sorbentu kotłowego	Wstrzykiwanie do paleniska. Wstrzykiwanym sorbentem jest zwykle kamień wapienny. Odsiarczanie nie wzrasta ponad około 45% w kotle z pęcherzykowym złożem fluidalnym (BFB), nawet przy znacznie wyższych stosunkach Ca/S. Przy spalaniu w cyrkulacyjnym złożu fluidalnym, osiągalny stopień odsiarczania wynosi około 80%, ale może być osiągnięty tylko z przy bardzo wysokim stosunku Ca/S. Zobacz również Działy 2.2 i 3.2.2.2.10	Ograniczenie emisji SO _x i NO _x	Stopień odsiarczania w opalanych torfem kotłach ze spalaniem w złożu fluidalnym jest znacznie niższy niż w opalanych węglem kotłach ze spalaniem w złożu fluidalnym. Zgodnie z wiedzą uzyskaną o torfie w kotłach ze spalaniem w złożu fluidalnym, stopień odsiarczania przy spalaniu torfu przy umiarkowanych stosunkach Ca/S (3–5) dla spalania w cyrkulacyjnym złożu fluidalnym wynosi 50–70%, a dla kotłów ze spalaniem w złożu fluidalnym wynosi około 30–40%.	Emisje N ₂ O. Zgłaszano znaczne skażenie w obiekcie z kotłem ze spalaniem w złożu fluidalnym.	Zastosowanie ogólne	EUR 1 300–1 400/t SO ₂ usuwane (emisja SO ₂ : 360 mg/Nm ³). EUR 2 100–2 700/t SO ₂ usuwane (emisja SO ₂ : 200–280 mg/Nm ³). Wysoki stosunek Ca/S implikuje podwyższone wydajności dostarczania wapnia i powiązane z tym koszty.		Obiekt 25-2
Sucha płuczka lub absorber natryskowy (SDA)	Zobacz Dział 3.2.2.2.6	Ograniczanie emisji SO _x , HF, HCl, pyłu	Sprawności usuwania SO do 92%.	Pozostałości, które muszą być kierowane na składowiska.	Zastosowanie ogólne		N/D	Obiekt 4893

Rozdział 5

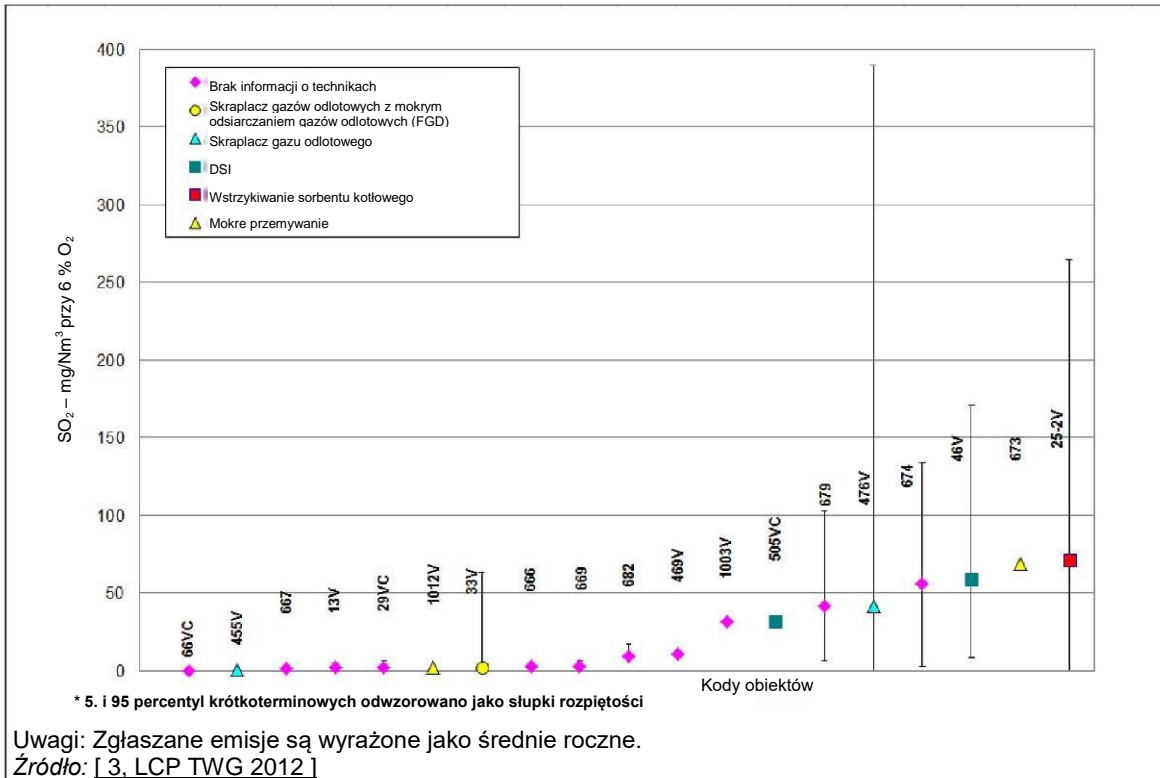
Wstrzykiwanie sorbentu do przewodu (DSI)	Wstrzykiwanie wodorotlenku wapnia lub wodorowęglanu sodu do przewodu w postaci suchej przed filtrem workowym lub elektrofiltrem. Wysokie stosunki Ca/S powodują duży przyczyniek do ilości produktów ubocznych zbieranych przez elektrofiltry. Zobacz również Dział 3.2.2.2.8	Ograniczenie emisji SO _x , HF i HCl	N/D	Niskie poziomy SO ₂ oznaczają, że możliwości wykorzystania popiołu będą niższe (wysokie pH, zawartość Cl i metali). Jakość i ilość produktu ubocznego jest ograniczana.	Zastosowanie ogólne	N/D	Obiekt 505	
Odsiarczanie wilgotnych gazów odlotowych (mokre FGD)	Odsiarczanie wilgotnych gazów odlotowych z przemywaniem Zobacz Dział 3.2.2.2.1	Ograniczenie emisji SO _x , HF, HCl i pyłu	Sprawność usuwania SO ₂ sięgająca 99 % lub lepsza.	N/D	Zastosowanie ogólne	Mogą występować techniczne i ekonomiczne ograniczenia dla modernizowania obiektów energetycznego spalania, eksploatowanych przez 500 h/rok	Niewykonalne dla obiektów energetycznego spalania eksploatowanych < 500 h/rok	Obiekty 27, 31
Skraplacz gazu odlotowego	Zobacz Dział 3.2.3.15.	Ograniczenie emisji SO _x	N/D	N/D	Zastosowanie ogólne	N/D	Obiekty 455, 457	
Mokre przemywanie	Zobacz Dział 3.2.2.6.2	Redukcja kwaśnego gazu	N/D	N/D	Zastosowanie ogólne		Obiekt 672	
Płuczka cyrkulacyjnego złoża fluidalnego	Zobacz Dział 3.2.2.2.7	Ograniczenie emisji SO _x i halogenków. Poprawa sprawności usuwania pyłu.	Sprawność usuwania SO _x : 90–99 %. Sprawność ograniczania emisji halogenków: > 95 %	Problemem może przydatność handlowa produktu ubocznego.	Zastosowanie ogólne		N/D	N/D
Uwagi: N/D: Brak dostępnych specjalnych informacji.								

Kilka dobrze działających obiektów pokazanych na rys. 5.48, rys. 5.49, i rys 5.50 nadzoruje w sposób ciągły stężenia emisji SO_2 i średnie wartości krótkoterminowe (dzienne, godzinowe lub półgodzinowe); niektóre obiekty prowadzą monitorowanie okresowe. Brak zaobserwowanych dowodów korelacji pomiędzy wykreślonymi stężeniami emisji i wiekiem obiektu (lata włączenia do ruchu pomiędzy 1963 i 2011), obciążeniem (równoważny współczynnik pełnego obciążenia powyżej 38%) lub godzinami eksploatacji na rok (godziny eksploatacji ogółem 2800 i 8700). [3, LCP TWG 2012] [44, Lecomte and Jankov 2012]

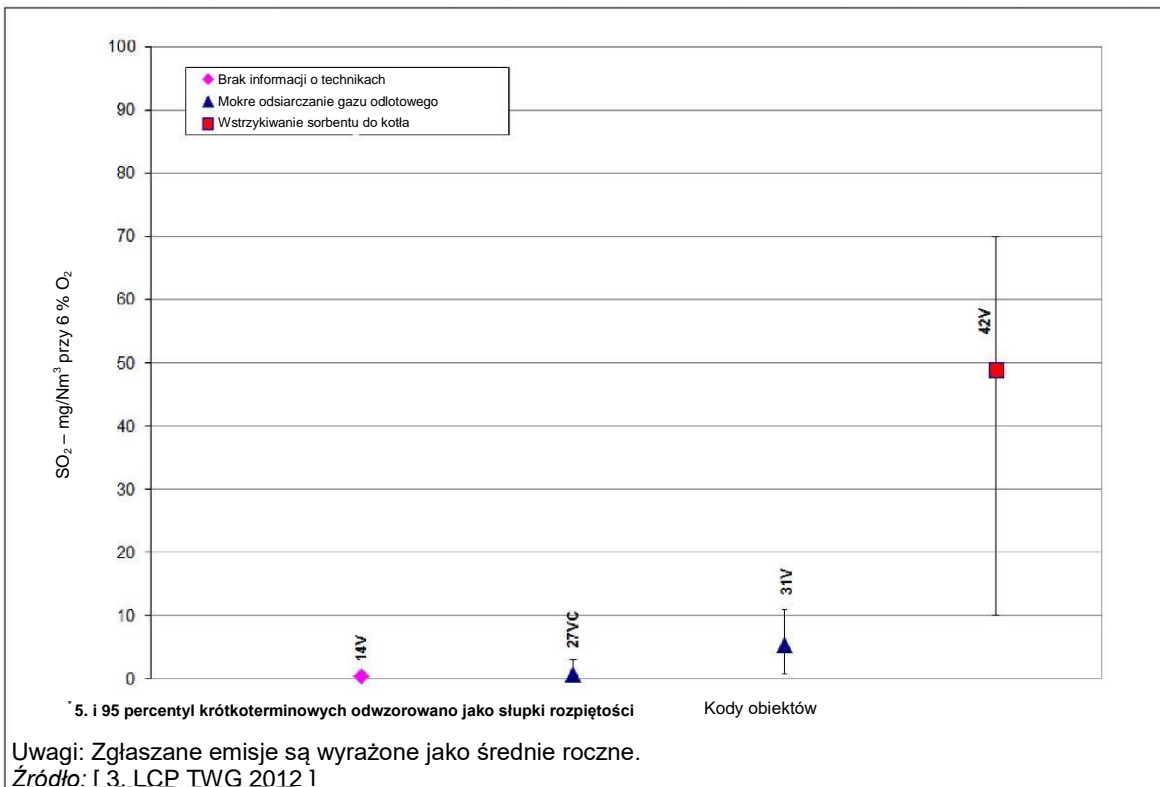
Techniki suchego, półsuchego i mokrego ograniczania są stosowane i dostępne dla trzech kategorii obiektów opalanych biomasa, wykazujące ogólnie niższe emisje SO_x w porównaniu do obiektów opalanych węglem. Biorąc pod uwagę, że techniki mokrego ograniczania mogą być dostosowane nie tylko do ograniczania SO_x , ale także dla innych zanieczyszczeń (np. HCl) lub do innych celów (np. skraplacz gazów odlotowych), a poziom SO_x w gazach odlotowych może nie być bardzo wysoki, zgłaszane emisje SO_x są ogólnie niskie. W uzupełnieniu do rys. 5.48, Obiekt 190, zgłaszający średnie roczne emisje SO_2 o wielkości 100 mg/Nm^3 (krótkotrwałe stężenia emisji 215 mg/Nm^3), spala 100% torfu (zawartość siarki > 0,1 % wag.), wykorzystuje technikę wstrzykiwania sorbentu kotłowego i jest uznawany za reprezentatywny przykład mniejszych obiektów lub obiektów wykorzystujących paliwo o wyższej zawartości siarki. Zastosowanie techniki wstrzykiwania sorbentu do przewodu w większych obiektach umożliwia osiągnięcie emisji poniżej 70 mg/Nm^3 (np. obiekt 46), a przy zastosowaniu SDA w obiektach $\geq 300 \text{ MW}_t$, emisje SO_2 mogą być mniejsze, niż 50 mg/Nm^3 (np. obiekt 489-3 jest mniejszym obiektem wyposażonym w SDA, który zgłasza emisję 50 mg/Nm^3).



Rysunek 5.48: Emisje SO_2 z dobrze działających obiektów opalanych biomasa i/lub torfem o mocach < 100 MW_t



Rysunek 5.49: Emisje SO₂ z dobrze działających obiektów opalanych biomasą i/lub torfem o mocach ≥ 100 MW_t i < 300 MW_t

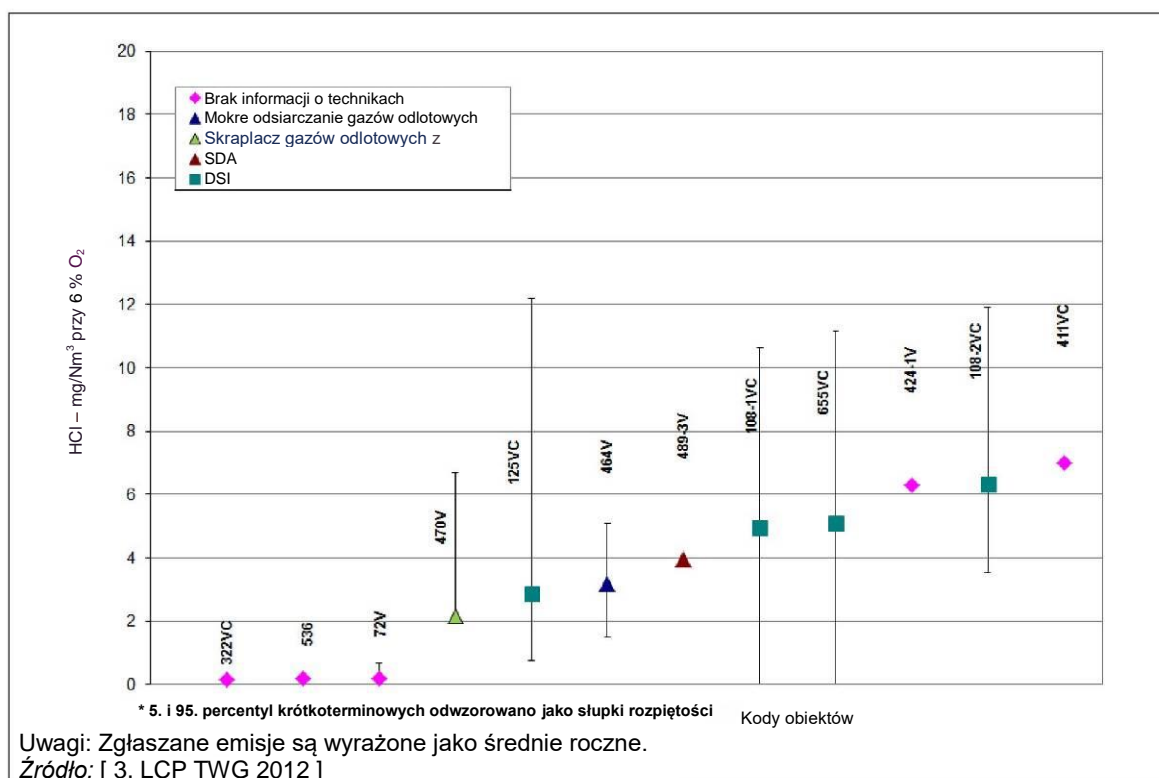


Rysunek 5.50: Emisje SO₂ z dobrze działających obiektów opalanych biomasą i/lub torfem o mocach ≥ 300 MW_t

Kilka obiektów pokazanych na rys. 5.51, rys. 5.49, i rys 5.52 nadzoruje w sposób ciągły stężenia emisji HCl i średnie wartości krótkoterminowe (dzienne, godzinowe lub półgodzinowe); niektóre obiekty prowadzą monitorowanie okresowe.

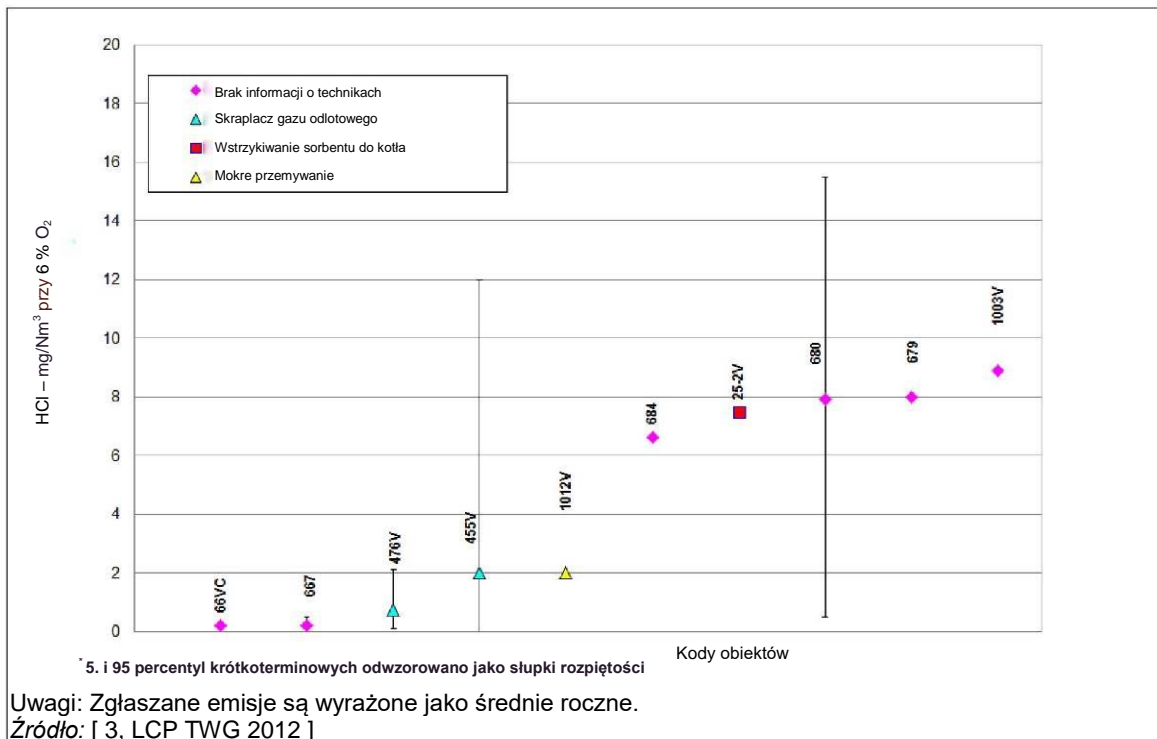
Jak wspomniano wcześniej, dla trzech kategorii obiektów opalanych biomasą mogą być stosowane i są dostępne techniki ograniczania sucha, półsucha i mokra proponowane jako BAT. Mokre techniki ograniczania mogą być instalowane nie tylko dla ograniczania emisji HCl, ale także dla innych zanieczyszczeń (tj. SO_x) i/lub dla innych celów (tj. skraplacz gazów odlotowych). Emisje HCl zależą od zawartości Cl w paliwie (np. obiekt 505V, wyposażony w technikę wstrzykiwania sorbentu do przewodu, spala zawartość Cl w biomase bliską 0,1% wag., a zgłaszana roczna średnia emisja HCL wynosi 15 mg/Nm^3 ; a Obiekt 33, wyposażony w mokre techniki ograniczania, spala 100% słomy o większej niż 0,1% wag. zawartości Cl i zgłasza średnią roczną emisję HCl poniżej 25 mg/Nm^3). Emisje mogą zależeć od mieszanki paliwa, ale także od innych czynników (np. stosowania związków bogatych w siarkę, by unikać negatywnych efektów na skutek alkaliczności niektórych paliw).

Obiekty o mocy $< 100 \text{ MW}_t$ przedstawione na rys. 5.51 zgłaszały emisje poniżej tych, które zgłaszał obiekt 505V, 139 MW_t obiekt wyposażony we wstrzykiwanie sorbentu do przewodu (tj. 15 mg/Nm^3).



Rysunek 5.51: Emisje HCl z dobrze działających obiektów opalanych biomasą i/lub torfem o mocach $< 100 \text{ MW}_{tt}$

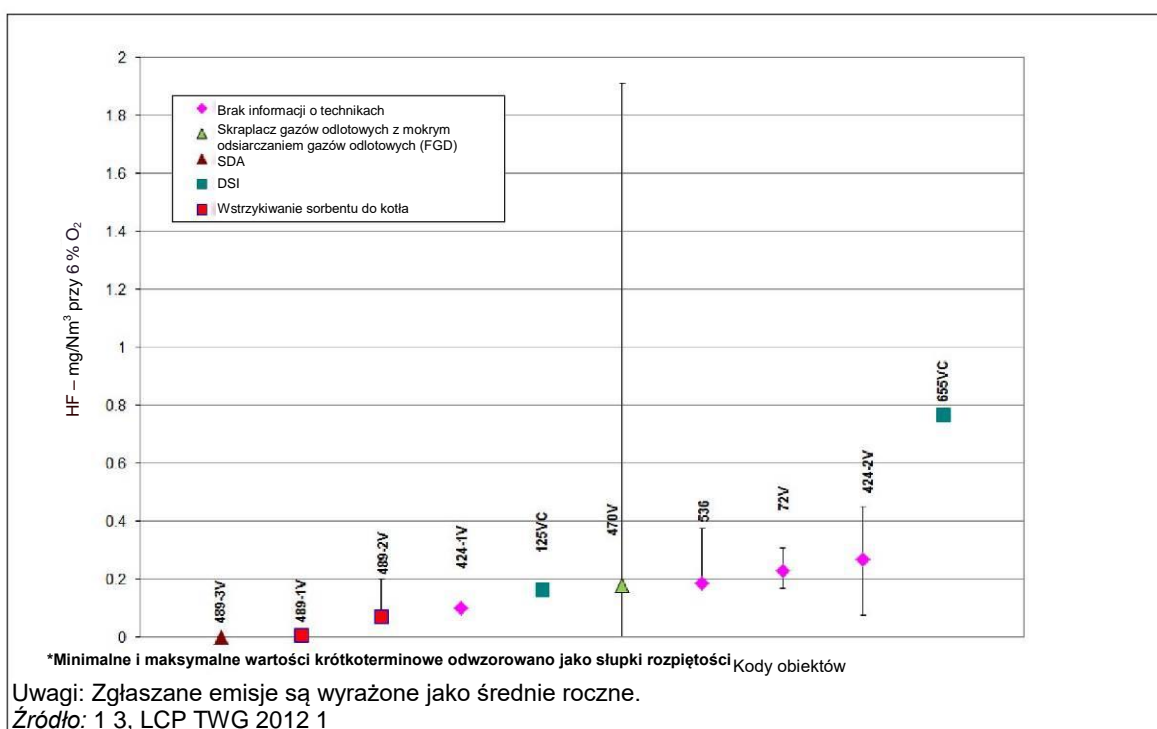
Niemal wszystkie obiekty o mocach $\geq 100 \text{ MW}_t$ i $< 300 \text{ MW}_t$ spalające wyłącznie biomasę drzewną zgłaszały emisje HCl poniżej 9 mg/Nm^3 , np. obiekt 25–2 wykorzystujący wstrzykiwanie sorbentu do kotła. Dobrze działające obiekty są przedstawione na rys. 5.52.



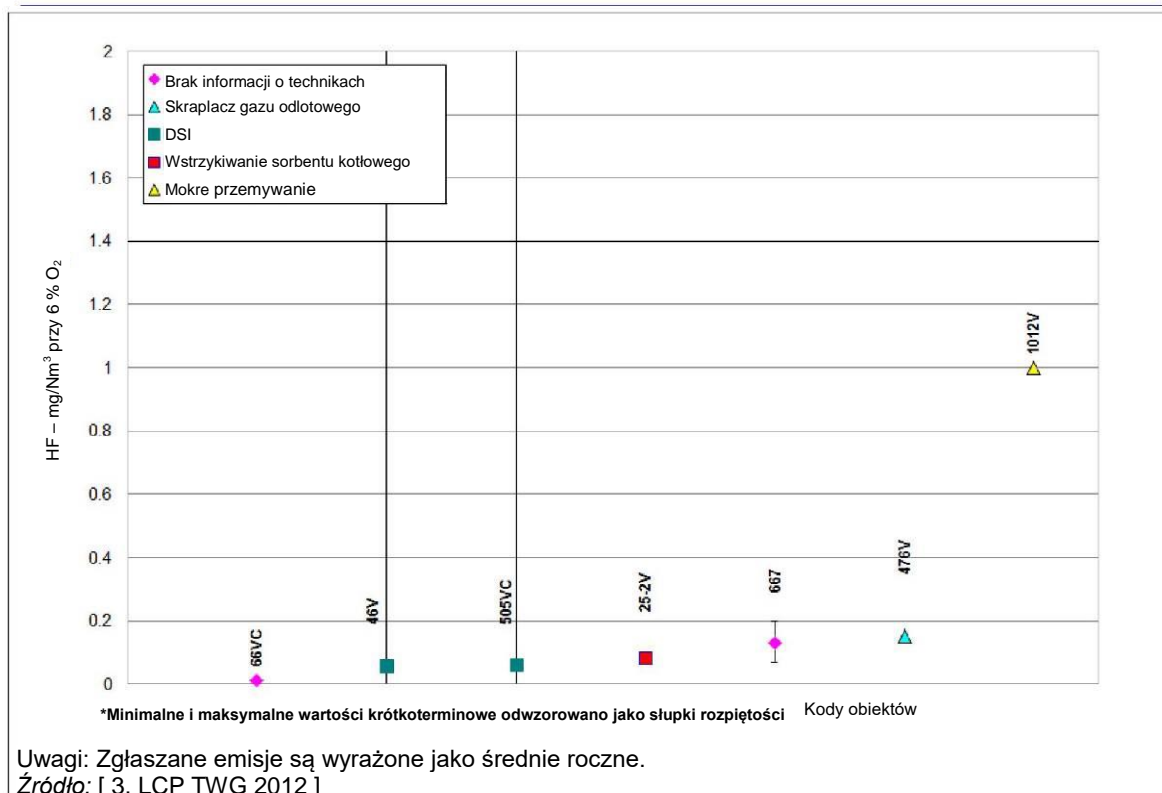
Rysunek 5.52: Emisje HCl z dobrze działających obiektów opalanych biomasą i/lub torfem o mocach z przedziału ≥ 100 MWt and < 300 MWt

W przypadku obiektów o mocach ≥ 300 MW_t, Obiekt 31 i Obiekt 42 zgłaszają emisje HCl poniżej 5 mg/Nm³, który jest poziomem emisji zgłaszanym przez Obiekt 489–3 wykorzystujący SDA. [3, LCP TWG 2012]

Większość z dobrze działających obiektów pokazanych na rys. 5.53 i rys. 5.54 okresowo monitoruje stężenia emisji HF (krótkoterminowe pomiary punktowe); cztery obiekty monitorują te emisje w sposób ciągły.



Rysunek 5.53: Emisje HF z dobrze działających obiektów opalanych biomasą i/lub torfem o mocach < 100 MWt



Rysunek 5.54: Emisje HF z dobrze działających obiektów opalanych biomasą i/lub torfem o mocach z przedziału ≥ 100 MWt and < 300 MWt

W przypadku obiektów o mocach ≥ 300 MW_t, Obiekt 31 i Obiekt 1004 zgłaszają emisje HF poniżej 1 mg/Nm³. [3, LCP TWG 2012]

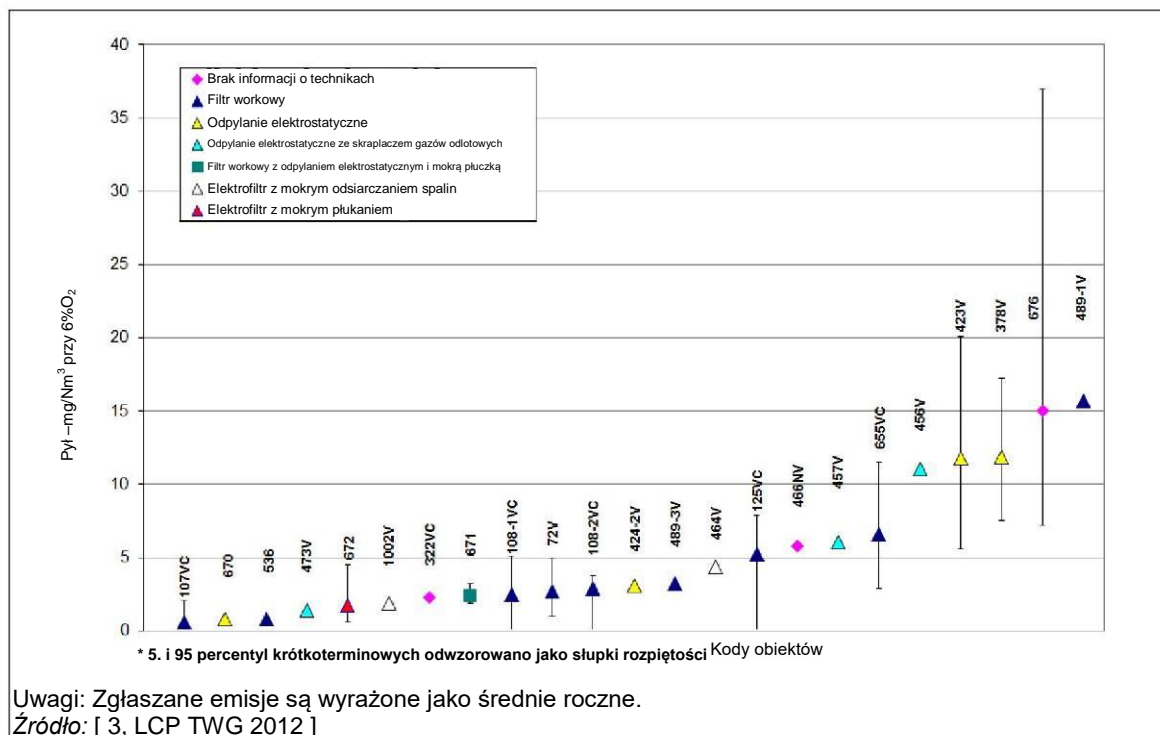
5.2.3.6 Techniki zapobiegania emisjom pyłu i metali zawartych w pyłe i/lub ich ograniczania

Informacje o ogólnych technikach dla zapobiegania i kontrolowania emisji pyłów i metali zawartych w pyłach podano w Dziale 3.2.2.1. Tabela 5.47 podaje dodatkowe informacje właściwe dla opalania biomasą i torfem, np. o charakterystykach obciążenia środowiska i przykładowych instalacjach. Dalsze szczegóły o powiązanej charakterystyce obciążenia środowiska i danych eksploatacyjnych są podane za tabelą.

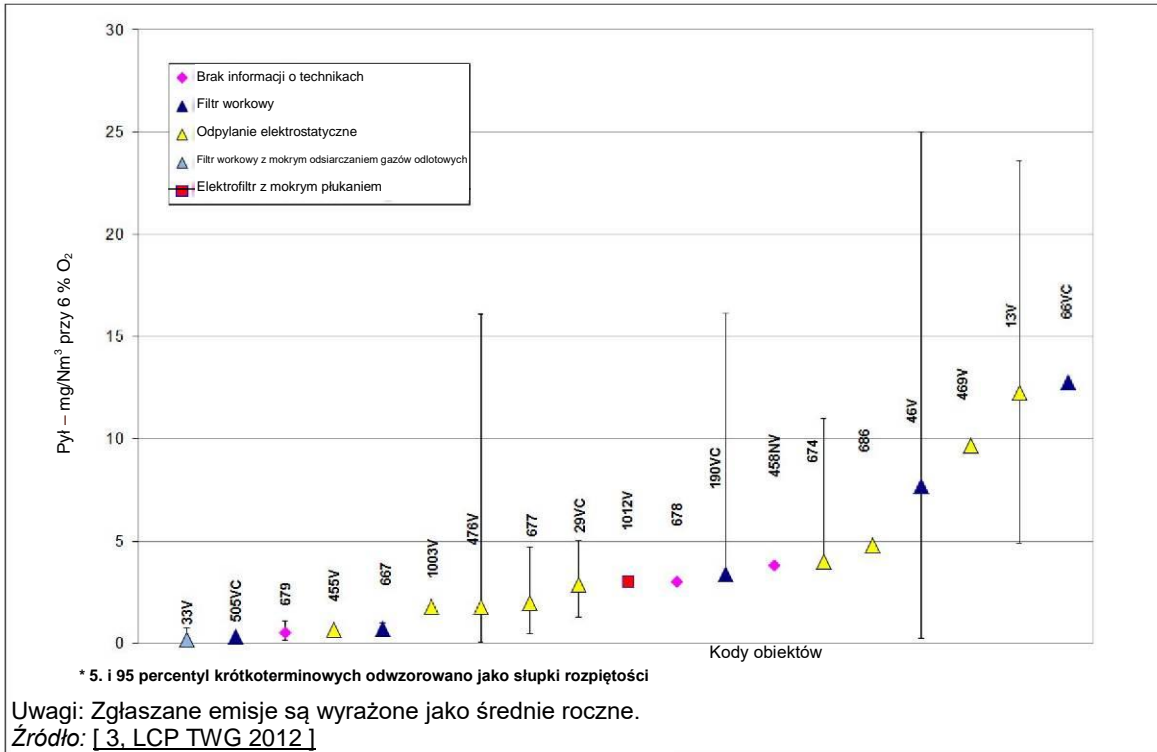
Tabela 5.47: Techniki zapobiegania i kontrolowania emisji pyłów i metali zawartych w pyłach

Technika	Opis techniczny	Osiągane korzyści dla środowiska	Charakterystyk a obciążenia środowiska i dane eksploatacyjne	Efekty krzyżowe mediów	Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowalności	Oplacalność	Przykładowe obiekty
Wybór paliwa	Poprzez przełączenie na inne paliwo lub poprzez modulowanie mieszanki paliwowej (np. paliwo o niższej zawartości popiołu), ogranicza się odpowiadające emisje. Zobacz również Dział 3.1.1.4.	Ograniczanie emisji cząstek stałych	N/D	N/D	Ma zastosowanie w obrębie ograniczeń skojarzonych z dostępnością różnych typów paliwa, na co może oddziaływać polityka paliwowa krajów członkowskich.	N/D	N/D
Filtr workowy	Zobacz Dział 3.2.2.1.2	Ograniczanie emisji cząstek stałych, w tym drobnego pyłu (PM ₂₅ i PM ₁₀) i metali ciężkich zawartych w pyłach	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	Ryzyko pożaru. Tam, gdzie popiół ma wysoką zawartość niespalonej substancji, kolektor wstępny zamontowany po stronie dolotowej filtra workowego może ograniczać ryzyko pożarów leja samowyladowczego i	Zastosowanie ogólne	Koszt inwestycyjny nowego filtra workowego jest mniejszy niż koszt elektrofiltra, ale koszty eksploatacyjne są wyższe.	Obiekty 72, 667
Odpylacz elektrostatyczny (ESP)	Zobacz Dział 3.2.2.1.1	Ograniczanie emisji cząstek stałych i metali ciężkich zawartych w pyłach		Brak			
Techniki odsiarczania	Zobacz Dział 3.2.2. Te techniki są głównie stosowane do kontroli SO _x , HCl	Ograniczanie emisji SO _x i halogenków z dodatkowym efektem ograniczania emisji pyłów	N/D	N/D	Zobacz Tabela 5.46	N/D	Obiekty 672, 31
Uwagi: N/D: Brak dostępnych specjalnych informacji.							

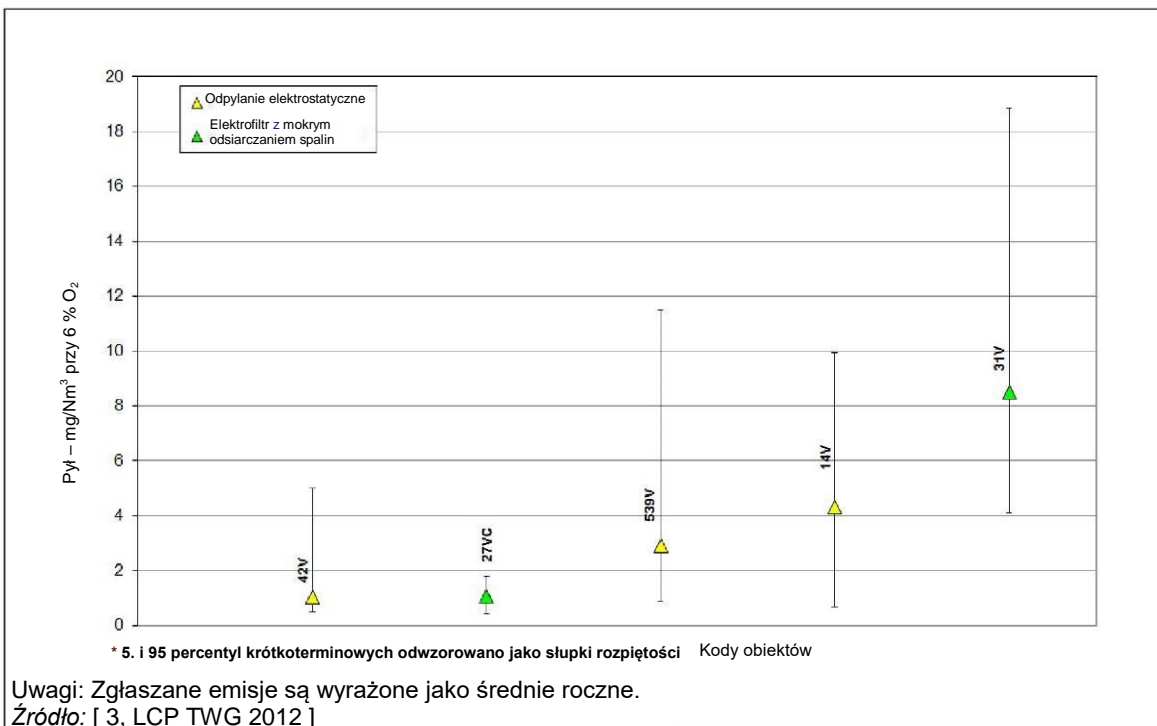
Kilka dobrze działających obiektów pokazanych na rys. 5.55, rys. 5.56, i rys 5.57 nadzoruje w sposób ciągły stężenia emisji pyłów i średnie wartości krótkoterminowe (dziennie, godzinowe lub półgodzinowe); niektóre obiekty prowadzą monitorowanie okresowe. Brak zaobserwowanych dowodów korelacji pomiędzy wykreślonymi stężeniami emisji i wiekiem obiektu (lata włączenia do ruchu pomiędzy 1963 i 2011), obciążeniem (równoważny współczynnik pełnego obciążenia powyżej 50 %) lub godzinami eksploatacji na rok (godziny eksploatacji ogółem 3200 i 8600). [3, LCP TWG 2012]



Rysunek 5.55: Emisje pyłów z dobrze działających obiektów opalanych biomasą i/lub torfem o mocach < 100 MW_t



Rysunek 5.56: Emisje pyłów z dobrze działających obiektów opalanych biomasą i/lub torфом o mocach z przedziału 100 MW_t do 300 MW_t



Rysunek 5.57: Emisje pyłów z dobrze działających obiektów opalanych biomasą i/lub torфом o mocach ≥ 300 MW_t

5.2.3.7 Techniki zapobiegania emisjom rtęci i/lub ich ograniczania

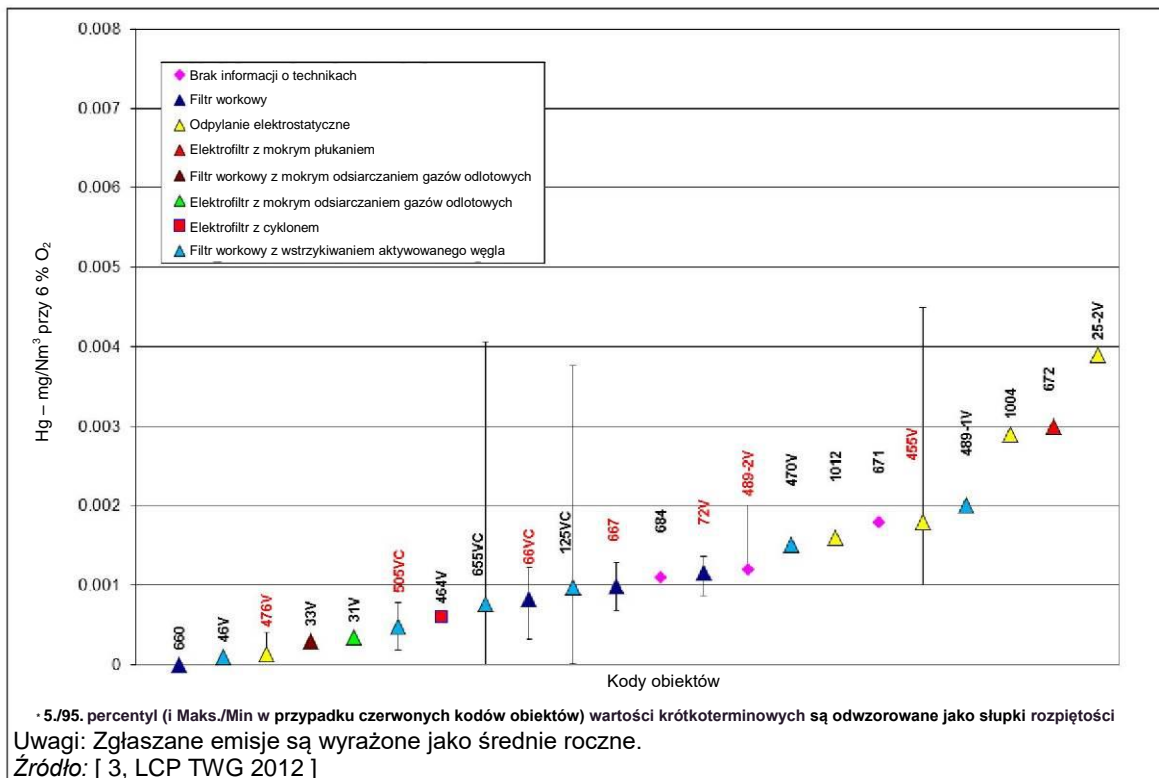
Informacje o ogólnych technikach dla zapobiegania i kontrolowania emisji rtęci podano w Dziale 3.2.2.5. Tabela 5.48 przedstawia techniki lub połączenia technik powszechnie stosowanych w obiektach energetycznego spalania, a rys. 5.58 podaje informacje właściwe dla spalania biomasy i/lub torfu, np. dotyczące charakterystyk obciążania środowiska i przykładowe obiekty. Dalsze szczegóły o powiązanej charakterystyce obciążania środowiska i danych eksploatacyjnych są podane za tabelą.

Tabela 5.48: Techniki zapobiegania i kontrolowania emisji rtęci

Technika	Opis techniczny	Osiągane korzyści dla środowiska	Charakterystyka obciążania środowiska i dane eksploatacyjne	Efekty krzyżowe mediów	Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowalności	Przykładowe obiekty
Specjalne techniki ograniczania emisji rtęci						
Wstrzykiwanie aktywowanego (fluorowcowanego) węgla	Aktywowany węgiel jest wstrzykiwany po stronie dolotowej filtra workowego. Adsorpcja zachodzi zarówno w przewodzie, jak i na placku filtracyjnym. Zobacz również dział 3.2.2.5 i dział 5.1.3.4.3.2	Ograniczenie emisji rtęci	N/D	N/D	Zastosowanie ogólne	Obiekty 125, 655
Zastosowanie fluorowcowanych dodatków w paliwie	Zobacz dział 3.2.2.5 i dział 5.1.3.4.3.3				Ma zastosowanie jedynie w przypadku niskiej zawartości halogenków w paliwie	N/D
Wspólne korzyści z technik stosowanych do ograniczenia emisji innych zanieczyszczeń						
Wybór paliwa	Zobacz również Dział 3.1.1.4.				Ma zastosowanie w obrębie ograniczeń skojarzonych z dostępnością różnych typów paliwa, na co może oddziaływać polityka paliwowa krajów członkowskich.	N/D
Filtr workowy	Wspólna korzyść z ograniczenia emisji poprzez wychwytywanie rtęci zawartej w pyłe. Zobacz Dział 3.2.2.1.2 Ta technika jest głównie stosowane do kontroli zapylenia	Ograniczanie emisji rtęci	N/D	N/D	Zobacz Tabela 5.47	Obiekt 66
Odpylacz elektrostatyczny (ESP)	Wspólna korzyść z ograniczenia emisji poprzez wychwytywanie rtęci zawartej w pyłe. Zobacz Dział 3.2.2.1.1 Ta technika jest głównie stosowane do kontroli zapylenia				Zobacz Tabela 5.47	Obiekt 455

Suchy, półsuchy lub mokry system odsiarczania gazów odlotowych	Zobacz Dział 3.2.2.5.2 Ta technika jest stosowana głównie do kontroli SO _x , HCl i/lub HF. Wspólna korzyść z ograniczenia emisji SO _x zwiększenie rozpuszczalności i wychwytywanie utlenianej rtęci				Zobacz Tabela 5.46	Obiekt 33
Uwagi: N/D: Brak dostępnych specjalnych informacji. Źródło: [3, LCP TWG 2012] [43, EPPSA 2012]						

Na rys. 5.58, dobrze działające obiekty okresowo monitorują stężenia rtęci i średnie wartości krótkoterminowe dla okresów próbkowania o czasach trwania pomiędzy sześcioma godzinami do kilku dni. Brak zaobserwowanych dowodów korelacji pomiędzy wykreślonymi stężeniami emisji i obciążeniem (równoważny współczynnik pełnego obciążenia powyżej 38 %), wiekiem obiektu (lata włączenia do ruchu pomiędzy 1972 i 2010) i godzinami eksploatacji na rok (godziny eksploatacji ogółem 4600 i 8500).



Rysunek 5.58: Emisje rtęci z dobrze działających obiektów opalanych biomasą i/lub torfem

5.2.3.8 Techniki ograniczania i/lub powtórnego użycia pozostałości po spalaniu

Dane techniczne ogólnych technik dla ograniczania i ponownego wykorzystywania pozostałości ze spalania są podane dziale 3.2.5.

Tabela 5.49 podaje informacje właściwe dla opalania biomasą i torfem, np. o charakterystykach obciążenia środowiska.

Tabela 5.49: Techniki obsługiwan, ograniczania i recyklingu lub odzyskiwania pozostałości ze spalania

Technika	Opis techniczny	Osiągane korzyści dla środowiska	Charakterystyka obciążenia środowiska i dane eksploatacyjne	Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowalności
Wykorzystanie popiołu z kotła opalanej biomasą	Wykorzystanie popiołu z kotła opalanej biomasą o niskich ilościach metali ciężkich jako nawozów	Minimalizacja odpadów przesyłanych do utylizacji	Powszechną praktyką jest oddzielanie drobnej frakcji popiołu z biomasy od grubego popiołu. Jedynie gruby popiół może być wykorzystywany jako nawóz (w zależności od zawartości pożywek mineralnych i parametrów gleby).	Ma zastosowanie w obrębie ograniczeń skojarzonych z właściwościami popiołu (np. zawartość metali).

6 SPALANIE PALIW PŁYNNYCH

6.1 Stosowane procesy i techniki

6.1.1 Charakterystyka paliwa

Definicje paliw ciekłych przywoływane w tym rozdziale opierają się na definicjach podanych w dyrektywie 2012/33/UE z 21 listopada 2012 r, zmieniającej dyrektywę Rady 1999/32/WE.

Dlatego też pojęcie oleju opałowego jest stosowane w tym dokumencie do oznaczania dowolnego, pochodzącego z ropy naftowej paliwa ciekłego, objętego kodami CN 2710 19 25, 2710 19 29, 2710 19 47, 2710 19 48, 2710 20 17 lub 2710 20 19. Alternatywnie dowolnego, uzyskiwanego z ropy naftowego paliwa ciekłego, z którego mniej niż 65% obj. (łącznie ze stratami) destyluje w temperaturze 250 °C i z którego co najmniej 85 % obj. (łącznie ze stratami) destyluje w temperaturze 350 °C wg metody ASTM D86.

Pojęcie ciężkiego oleju opałowego jest stosowane do oznaczania pochodzącego z ropy naftowej paliwa ciekłego, objętego kodami CN 2710 19 51 do 2710 19 68, 2710 20 31, 2710 20 35, 2710 20 39. Alternatywnie dowolnego paliwa ciekłego uzyskiwanego z ropy naftowej innego niż olej napędowy, które z powodu jego granic destylacji mieści się w kategorii olejów ciężkich przeznaczonych stosowania jako paliwo i z którego mniej niż 65% obj. (łącznie ze stratami) destyluje w temperaturze 250 °C wg metody ASTM D86. Jeżeli destylacji nie można określić metodą ASTM D86, produkt naftowy jest podobnie kwalifikowany jako ciężki olej opałowy.

Dalsze informacje o składzie i właściwościach paliw ciekłych są podane w dziale 6.2.1.

6.1.2 Wstępna obróbka i przygotowanie paliwa

6.1.2.1 Wstępna obróbka paliwa używane w kotłach konwencjonalnych

Paliwa ciekłe pochodzące z ropy naftowej, takie jak ciężki olej opałowy i olej napędowy, stosowane jako paliwo do dużych obiektów energetycznego spalania, są przetwarzane w rafinerii, tak że są zgodne z państwowymi i międzynarodowymi specyfikacjami paliwa. Różne cechy oleju stosowanego do różnych typów dużych obiektów energetycznego spalania, są opisane w Tabeli 6.1. Ważnym zanieczyszczeniem w spalaniu paliw ciekłych jest ilość siarki występującej w paliwie. Chociaż olej opałowy może być przetwarzany w rafinerii, by ograniczyć zawartość siarki, techniki ograniczania zawartości siarki w oleju wykraczają poza zakres tego dokumentu i są objęte w dokumencie referencyjnym BAT dla Rafinowania oleju mineralnego i gazu.

6.1.2.2 Wstępna obróbka paliwa używane w silnikach Diesla

By zapewnić prawidłowe warunki pompowania i eksploatacji, silniki wysokoprężne wymagają ciągłego dostarczania oczyszczonego i przefiltrowanego oleju opałowego o właściwym przepływie i lepkości (dla HFO, typowo poniżej 730 cSt przy 50 °C). Dla ciężkiego oleju opałowego stosowane są instalacje obróbki HFO podobne do stosowanych do turbin gazowych (zobacz Dział 6.1.3.3) ale z następującymi różnicami:

- stosowane są wyłącznie separatory odśrodkowe;
- stosowane są elektryczne lub parowe nagrzewnice wężownicowe do ogrzewania HFO do odpowiedniej temperatury, by osiągnąć wymaganą lepkość wtrysku, typowo 12-20 cSt dla dobrego rozpylania na dyszy;
- w normalnych przypadkach, systemy dozowania de-emulgatora do łamania emulsji nie są stosowane, ani też nie są stosowane systemy dozowania dodatków do podnoszenia temperatury topnienia produktów wanadowych.

Przy eksploatacji ze spalaniem oleju napędowego, zazwyczaj nie jest potrzebne żadne podgrzewanie wstępne ani oddzielanie paliwa.

6.1.2.3 Wstępna obróbka paliwa dla turbin gazowych

Jeżeli ciężki olej opałowy (HFO) ma być stosowany jako paliwo w turbinach gazowych, wymagana jest specjalne procedura obróbki. W tym przypadku, instalacja obróbki paliwa zawiera:

- nagrzewnice, do ogrzewania nieobrobionego HFO (elektryczne lub parowe typu węzownicowego);
- systemy dozowania de-emulgatora, do łamania emulsji olejowej;
- oddzielacze (odśrodkowe lub elektrostatyczne) do usuwania zanieczyszczeń stałych w HFO, zwłaszcza dla paliw o wysokiej zawartości popiołu;
- systemy dozowania dodatków, do podwyższania temperatury topnienia produktów utleniania wanadu; i
- wszystkie niezbędne pompy i wyposażenie orurowania.

Olej napędowy, w przypadku wykorzystywania go w turbinach gazowych, musi być obrabiany w celu zmniejszenia w nim stężeń sodu, potasu i wapnia i usunięcia zanieczyszczeń stałych, które w przeciwnym razie są szkodliwe dla łopatek turbiny. Olej napędowy jest obrabiany w instalacji przygotowania paliwa, która zawiera bloki oczyszczania oleju napędowego, albo samoczynnie-oczyszczającą wirówkę lub blok filtra typu elektrostatycznego i całość niezbędnego wyposażenia pompowego i orurowania.

6.1.3 Technologie spalania

6.1.3.1 Konstrukcja kotłów opalanych olejem

Zobacz Dział 2.2.2, gdzie podano ogólny opis spalania w kotłach.

Gdy ciężki olej opałowy jest spalany w kotłach, na palniku wymagana jest niska lepkość, by zapewnić prawidłowe rozpylenie paliwa. W celu uzyskania tej lepkości, ciężki olej opałowy jest ogrzewany do temperatury około 120 -140 °C. Do poprawienia spalania ciężkiego oleju opałowego stosowane są dodatki.

Przy opalaniu ciężkim olejem opałowym, należy wziąć pod rozwagę trzy główne zagadnienia techniczne:

- potrzebę ogrzewanego magazynu, transportu i dodatkowego podgrzewania przed rozpyleniem, z uwagi na wysoką lepkość HFO;
- jego tendencję do tworzenia stałych cząstek koksowych;
- tworzenie korozyjnych osadów.

Pierwsze dwa punkty wynikają z wysokiego ciężaru cząsteczkowego i asfaltenowego charakteru niektórych spośród jego składników. Trzeci punkt wynika z obecności siarki, azotu, wanadu i innych metali w paliwie.

Dzięki emulsjom, skutki fizyczne dodania wody prowadzą do lepszych właściwości spalania poprzez poprawianie rozpylenia. W obrębie przegrzewanych kropelek występują mikrowybuchy w wyniku tworzenia się, rozrastania i rozrywania pęcherzyków pary. Jako że olej może wytrzymywać bardzo wysokie temperatury w trakcie spalania, kropelki wody mogą być przegrzewane. Kropelki emulsji są ostatecznie rozrywane przez wewnętrzne tworzenie pęcherzyków wody i ich gwałtowne odparowanie. Proces ten jest zwany wtórnym rozpyleniem; zwiększa on pole powierzchni odparowania i mieszanie płonących gatunków w powietrzu. Ilości tworzonych cząstek stałych i dymu są minimalizowane. [157, Molero de Blas 1995]. Technika ta nie zapewnia dodatkowych korzyści dla nowoczesnych kotłów olejowych.

Pomocnicze kotły parowe są ogólnie zasilane olejem napędowym. Takie kotły często pracują jedynie przez kilkaset godzin rocznie, zazwyczaj nie są wyposażone w specjalne techniki ograniczania i wyładowują swoje gazy odlotowe przez komin zespołu głównego.

Ciężki olej opałowy i/lub olej napędowy są niekiedy wykorzystywane do dodatkowego opalania w kotłach z odzyskiem ciepła lub jako uzupełniające paliwo w instalacjach opalanych gazem ziemnym, gdzie mogą być one także wykorzystywane jako paliwo rezerwowe.

6.1.3.2 Silniki (Diesla) z zapłonem samoczynnym

Odnosnie do procesów w silniku spalinowym, zobacz Dział 2.3.2

Silniki spalinowe pracujące przy zasilaniu ciężkim olejem opałowym i/lub olejem napędowym są rozwiązaniami efektywnymi kosztowo dla dostaw elektryczności obciążenia podstawowego w oddalonych lokalizacjach, jak wyspy. W obszarach, gdzie w niedalekiej przyszłości będzie dostępny gaz, praca przy zasilaniu HFO i/lub olejem napędowym jest również odpowiednim rozwiązaniem do chwili przekształcenia obiektu na eksploatację z zasilaniem gazem. Po przekształceniu, ciężki olej opałowy może być wykorzystywany jako paliwo rezerwowe.

6.1.3.3 Turbiny gazowe opalane paliwem płynnym

Odnosnie do informacji ogólnych o turbinach gazowych, zobacz Dział 2.3.3.

Obecnie stosowane są dwa typy turbin gazowych opalanych paliwem ciekłym: turbiny gazowe do zastosowań ciężkich i turbiny gazowe wywodzące się z silników lotniczych, tak zwane aeropochodne turbiny gazowe.

Turbiny gazowe ogólnie, a zwłaszcza aeropochodne zazwyczaj pracują na oleju napędowym lub nafcie. W Europie istnieją zarówno wielkie, jak i małe turbiny gazowe, zasilane paliwami ciekłymi (nie tylko jako paliwem rezerwowym).

O zastosowaniu ciężkiego oleju opałowego i benzyny ciężkiej w turbinach gazowych można zdecydować jedynie na podstawie oceny właściwej dla danego obiektu. Dodatkowo w blokach, które akceptują te paliwa, temperatura wlotowa turbiny musi być ograniczona, co ma konsekwencje dla osiągnięć. Z tych powodów zastosowanie takich paliw do turbin gazowych jest rzadkie.

W najnowszych konstrukcjach turbin o wysokich temperaturach wlotowych turbiny, dane techniczne producentów dla zasilania paliwem są bardzo surowe. Narzucają one właściwości fizyczne i chemiczne niezbędne w celu spełnienia zarówno potrzeb urządzenia, jak i norm ochrony środowiska, zwłaszcza w odniesieniu do zanieczyszczeń metalami (sód, potas, ołów, wanad i wapń), siarką i popiołami.

Koszt i dostępność oleju napędowego i naprężenia wywierane na łopatki turbiny i na inne części turbiny przy spalaniu oleju napędowego, w porównaniu z gazem ziemnym, odgrywają znaczącą rolę przy wybieraniu procesu spalania.

6.1.4 Ograniczanie emisji do powietrza

W przypadku stosowania ciężkiego oleju opałowego (HFO) i/lub oleju napędowego, emisje SO_x i NO_x powstają odpowiednio z siarki, a oprócz tworzenia cieplnego NO_x w pewnym stopniu z azotu zawartego w paliwie. Pył pochodzi głównie z zawartości popiołu, a jedynie marginalnie z cięższych frakcji paliwa [158, UFIP 2001]. Obecność pyłu może również stanowić powód ekonomicznych kosztów dla operatorów, ze strat na skutek niespalonego paliwa i z osadów w sprężeniu spalającym, jeżeli urządzenie nie będzie dobrze utrzymywane.

Emisje cząstek stałych ze spalania HFO mogą zawierać dwie główne frakcje [157, Molero de Blas 1995]:

- i. materiał powstający z organicznej zawartości paliwa i jego niepełnego spalania:
 - niespalone węglowodory (dym),
 - pył tworzony poprzez spalanie fazy gazowej lub pirolizę (sadza),
 - cenosfery wytwarzane z krakowanego paliwa lub węgla wraz z popiołem (koks);
- ii. popiół z zawartości nieorganicznej i siarki w paliwie.

Dym może powstawać z niespalonych frakcji paliwa węglowodorowego, wydzielanego w postaci drobnorozpylonej. Takie frakcje węglowodorowe są pozostałościami reakcji zablokowanych przez schładzanie cieplne. Emisje niespalonych węglowodorów są najwyższe przy wysokich stosunkach równoważności (warunki bogatego paliwa). Ich głównym skutkiem dla środowiska są ich reakcje w atmosferze z NO_x i światłem słonecznym, prowadzące do tworzenia smogu fotochemicznego.

Sadza jest tworzona w reakcjach fazy gazowej odparowanej substancji organicznej w złożonym procesie, wiążącym się z pirolizą paliwa, reakcjami polimeryzacji, nukleacją, rozrostem cząstek stałych i wypalaniem. Kropelki paliwa płonące w granicach płomieni są poddawane działaniu bardzo wysokich temperatur, prowadzących do odparowania paliwa i krakingu cieplnego dużych struktur cząsteczkowych, skutkując powstawaniem gatunków o wyższym stosunku C/H, niż w paliwie źródłowym. Tworzenie sadzy jest najbardziej prawdopodobne w warunkach bogatej mieszanki paliwowej i jest normalnie całkowicie spalana, w miarę jak miesza się z powietrzem przy bardzo wysokiej temperaturze w strefach silnie utleniających, np. gdy powietrze wtórne jest wstrzykiwane do komory spalania w turbinie gazowej.

Cenosfery są tworzone w procesach fazy ciekłej i zawierają cały węgiel niezwiązany z sadzą i część materiału popiołu. Takie cząstki stałe są puste, porowate i niemal kuliste i mają rozmiary z przedziału od 1 μm do 100 μm .

Zanieczyszczanie popiołem i korozja są głównymi problemami przy spalaniu ciężkich olejów opałowych. Wanad i sód są najbardziej szkodliwymi pierwiastkami, tworzącymi pięciotlenek wanadu (V_2O_5) i odpowiednio siarczan sodowy (Na_2SO_4). Osady popiołu zagrażają przekazywaniu ciepła do powierzchni metalowych i powodują korozję osprzętu spalania, skracając w ten sposób okres trwałości użytkowej urządzeń. Wartości podawane w literaturze [157, Molero de Blas 1995] pokazuje, że osad o grubości zaledwie 0,32 cm może powodować 10% spadek mocy turbiny.

Z tej przyczyny optymalne warunki spalania są ważne dla minimalizacji wytwarzania pyłu i popiołu. Paliwo lepkie musi być wstępnie podgrzewane przez rozpylenie. Dodatki łączą się ze składnikami paliwa i produktami spalania, tworząc stałe, nieszkodliwe produkty, które bez szkody przechodzą przez urządzenia do spalania. Dodatki mogą znacznie ograniczyć ilość niespalonego węgla do wartości tak niskiej, jak 5% wag. w zbieranych popiołach. Niska zawartość niespalonego węgla w popiele jest pożądana, jako że optymalne wypalenie umożliwia optymalną sprawność wykorzystania paliwa. Jednak w zależności od charakterystyki technicznej i paliwa, zawartość niespalonego węgla w popiele może być wyższa przy opalaniu ciężkim olejem opałowym. Popioły o wysokiej zawartości węgla są czarne, podczas gdy te o niskiej zawartości węgla są żółte lub szare.

Przy spalaniu oleju napędowego, pył składa się głównie z sadzy i węglowodorów.

W wysokich temperaturach typowych dla spalania, siarka łączy się z węglem, wodorem i tlenem, tworząc SO_2 , SO_3 , SO , CS , CH , COS , H_2S , S i S_2 . W takich warunkach i wystarczających stężeniach tlenu, niemal cała siarka jest przekształcana do postaci utlenionych, gdzie SO_2 jest dominującym związkiem siarki tworzonym w procesie spalania. Nawet przy 20% niedoborze powietrza, 90% siarki ma postać SO_2 a tylko 0,1% ma postać SO_3 , a na pozostałą część siarki składa się SO .

Przy niskich stężeniu tlenu (40% niedobór powietrza), w znacznych proporcjach występują również H_2S , S_2 podczas gdy SO_3 jest pomijalne. W trakcie spalania gatunki te występują w stężeniach nadrównowagowych. W miarę ochładzania się gazów, udziały ich zużycia i równowaga mogą być „zamrażane” zanim produkty osiągną temperaturę pokojową. [157, Molero de Blas 1995]

W płomieniach bogatych w tlen i stechiometrycznych, które są bardzo zbliżone do normalnej eksploatacji w kotłach, występuje SO_2 i bardzo mała ilość SO_3 . Zawartość SO_3 musi być możliwie jak najniższa, by minimalizować tworzenie H_2SO_4 (kwasu siarkowego), który jest odpowiedzialny za korozję w najchłodniejszych częściach kotła.

Oplącalne i technicznie odpowiednie, główne i pomocnicze techniki oczyszczania gazów odlotowych, to punkt skupienia bieżącego rozwoju produktów. Zastosowanie metod głównych do ograniczania emisji do powietrza u źródła jest ogólnie preferowane dla ograniczania emisji na końcu instalacji, również dla efektywności kosztowej. Typowo wdrażane są połączenia technik głównych i końca instalacji dla kontrolowania głównych zanieczyszczeń.

Emisja tlenków siarki jest proporcjonalna do zawartości siarki w paliwie, chyba że są stosowane pomocnicze techniki ograniczania. Głównym sposobem ograniczania emisji SO_x jest stosowanie paliwa o niskiej zawartości siarki, wszędzie gdzie jest dostępne w handlu. Przełączenie na olej o niskiej zawartości siarki może wnieść istotny wkład do ograniczenia emisji SO_x . Zmniejszenie zawartości siarki w oleju o 0,5% prowadzi do zmniejszenia wartości emisji SO_2 o około 850880 mg/Nm^3 przy zawartości 3% tlenu w gazach odlotowych. Zawartość siarki w oleju napędowym jest regulowana dyrektywą 2012/33/UE zmieniającą dyrektywę 1999/32/WE, a od 2008 r. powinna być niższa od 0,1% wag. Tak niska zawartość siarki gwarantuje, że emisje SO_2 z kotłów opalanych olejem napędowym, silników i turbin gazowych, będą ograniczone. Dyrektywa 2012/33/UE zmienia również postanowienia dyrektywy 1999/32/WE dotyczące maksymalnej zawartości siarki w ciężkim oleju opałowym. Dyrektywa ta stwierdza, że ciężkie oleje opałowe o zawartości siarki przekraczającej 1% masowo nie mają być stosowane w obrębie UE. Obiekty energetycznego spalania, wykorzystujące ciężki olej opałowy o większych stężeniach siarki, muszą ograniczać swoje emisje SO_x do granic ustanawianych przez zezwolenie wydawane przez kompetentne władze. Dyrektywa ta zawiera również postanowienia dla paliw morskich, np. te, które ograniczając maksymalną zawartość siarki w paliwach morskich stosowanych w granicach mórz terytorialnych krajów członkowskich UE, z wyłączeniem stref gospodarczych i stref kontroli zanieczyszczeń, do 0,5% poczynając od stycznia 2020 r.

Opalanie wieloma paliwa, tj. jednoczesne spalanie paliw ciekłych i gazowych lub paliwa ciekłego i biomasy, może również znacznie przyczynić się do ograniczania emisji SO_2 . Opalanie wieloma paliwami może zachodzić w tym samym palniku lub w różnych palnikach, zlokalizowanych w tej samej komorze spalania.

W przypadku paliw konwencjonalnych, szybkość tworzenia NO_x zależy od temperatury gazu i ilości azotu w paliwie. Obie charakteryzują najważniejsze drogi dla tworzenia NO_x . Ciepłe NO_x mogą być kontrolowane przez ograniczenie szczytowej temperatury płomienia (np. ograniczenie obciążenia komory spalania).

6.1.4.1 Podstawowe techniki ograniczania emisji z kotłów do powietrza

W dużych, kotłowych obiektach energetycznego spalania spalane są oleje o wysokiej lepkości i wysokiej zawartości siarki. W starszych kotłach opalanych olejem, montowano palniki z mechanicznym rozpylaniem. Nowsze, ulepszone konstrukcje palników zawierają rozpylanie parowe, które zapewnia sprawniejsze spalanie ciężkich olejów opałowych i daje niższe emisje pyłów. Można osiągać stężenia emisji pyłów w nieoczyszczonych gazach odlotowych (przed odpylaniem) niższe od 100 mg/Nm^3 , w zależności od zawartości popiołu w HFO. Emisje pyłów o stężeniu 50 mg/Nm^3 w nieoczyszczonych gazach odlotowych można osiągać dla ciężkich olejów opałowych o niskiej zawartości popiołu (np. zaw. popiołu < 0,02%, asfaltenu < 2% i resztkowej zawartości węgla Conrada < 8%), niezależnie od typu palnika. [93, Eurelectric 2011]

Stężenie NO_x w gazie odlotowym z kotła opalanego olejem maleje wraz z nadmiarem powietrza. Wielkość kotła oraz budowa palnika i rozpylenie oleju odgrywają ważną rolę w stężeniu NO_x w gazach odlotowych

Dla kotłów opalanych olejem, zwykły nadmiar powietrza mieści się w przedziale 1,5 – 2,5% O_2 (w gazach odlotowych). Spalanie z niskim nadmiarem powietrza charakteryzuje się wielkością 1–1,5% O_2 . Techniki te są rzadko stosowane pojedynczo, ale bardzo często stosowane w połączeniu z palnikami o niskiej emisji NO_x (LNB) lub technologią kontrolowanego nadmuchu powietrza do górnej części komory spalania (OFA).

Recyrkulacja gazów odlotowych jest często stosowana w połączeniu z palnikami o niskiej emisji NO_x i/lub OFA, łącznie osiągając sprawność ograniczania NO_x 60–75 %.

Spośród wszystkich technik stopniowania powietrza, najczęściej stosowaną w kotłach opalanych olejem jest „palniki niesprawne” (BOOS) i OFA. W nowoczesnych projektach OFA (optymalizowana budowa dyszy, oddzielany i zawirowywany lub orientowany strumień powietrza), ograniczenie zawartości NO_x może sięgać nawet 60% w porównaniu z jednostkami spalania stycznego. Technika BOOS jest również stosowana w modernizowaniu istniejących bloków.

Palniki z recyrkulacją gazów odlotowych są stosowane w kotłach opalanych olejem, dopasowywane z różnymi typami palników o niskiej emisji NO_x [158, UFIP 2001], i osiągają ograniczenie emisji NO_x o 20 %. Kluczowym punktem projektowania sprawnych, palników olejowych o niskiej emisji NO_x jest zapewnienie dobrego rozpylania oleju, połączonego z aerodynamiką palnika, tak aby nie zwiększać poziomu węgla w popiele przy zmniejszaniu emisji NO_x , przy jednoczesnym utrzymaniu umiarkowanego nadmiaru powietrza. Najnowsze konstrukcje palników o niskiej emisji NO_x z właściwym układem rozpylania oleju mogą osiągnąć 50% ograniczenie emisji NO_x .

W kotłach opalanych olejem, może być wdrażane [158, UFIP 2001] stopniowanie paliwa z gazem lub olejem jako paliwem dopalania. Gaz jest stosowany bardziej powszechnie niż olej. Stopniowanie paliwa jest interesujące dla nowych elektrowni, ale w mniejszym stopniu dostosowywane do istniejących bloków. Wiele istniejących kotłów opalanych olejem zostało wyposażonych w stopniowanie paliwa gazowego/olejowego w latach 1990 (np. bloki o mocy od 35 MW_e do 660 MW_e są eksploatowane we Włoszech). Wszystkie te bloki są wyposażone co najmniej w OFA z jednoczesną recyrkulacją spalin, a niektóre z nich w palniki o niskiej emisji NO_x . Udział stopniowania paliwa wynosi 10–20% całkowitego doprowadzanego ciepła. Odpowiadająca temu sprawność ograniczania emisji NO_x wynosi 50–80 % dla stopniowania oleju, a 65–80 % dla stopniowania gazu.

6.1.4.2 Podstawowe techniki ograniczania emisji z silników do powietrza

Główne zanieczyszczenia emitowane w spalinach typowego silnika wysokoprężnego spalającego ciężki olej napędowy (silnik z zapłonem samoczynnym) obejmują tlenki azotu (NO_x), pył (PM) i tlenki siarki (SO_x). Dzięki wysokiej temperaturze spalania, emisje tlenku węgla i niespalonych węglowodorów są niskie.

Przy spalaniu ciężkiego oleju opałowego, pył składa się głównie z popiołu i siarki (dającej siarczan) zawartej oleju napędowym, a w mniejszym stopniu z sadzy i węglowodorów. W przypadku oleju pędnego, pył składa się głównie z sadzy i węglowodorów.

Kontrola parametrów spalania, wraz z regularną konserwacją układu spalania (sprawdzanie/wymiana wtryskiwaczy), jest główną techniką kontrolowania emisji cząstek stałych z dużych silników. Parametrami spalania, które podlegają kontrolowaniu, są: jakość rozpylania paliwa, charakterystyka wyposażenia dedykowanego do obróbki/podgrzewania paliwa, i stosunek ilości powietrza do paliwa.

Emisje NO_x z dużych silników wysokoprężnych zasilanych ciekłym paliwem zostały znacznie ograniczone przez techniki główne, wynikające z szerokich prac badawczych i rozwojowych, z jednoczesnym zachowaniem wysokiej sprawności energetycznego silnika. Ponieważ tworzenie NO_x w silnikach jest funkcją temperatury płomienia i czasu przebywania, techniki te skupiają się na szczytowej temperaturze, a w ten sposób redukowaniu powstawania ciepłych NO_x w cylindrze. Niektóre techniki główne są następujące:

- Silnik obciążenia podstawowego optymalizowany do niskiej emisji NO_x i dobrego zużycia paliwa jest wyposażony w: Rozrząd zaworowy Millera (wczesne zamykanie zaworu dolotowego powietrza, powoduje rozprężanie się i ochładzanie powietrza napływającego do cylindra, a w ten sposób ograniczanie szczytowych temperatur w trakcie spalania) by optymalizować kompromis pomiędzy tworzeniem NO_x –a zużyciem paliwa, turbosprężarkę wysokociśnieniową do utrzymywania mocy silnika przy wysokim taktowaniu Millera i wysokim stopniu sprężania, by optymalizować kompromis pomiędzy powstawaniem NO_x –a zużyciem paliwa i kształtowaniem szybkości wtrysku paliwa.
- Opóźnianie ustawienia rozrządu wtrysku paliwa.

- Dodatek wody (wtryskiwanie wody bezpośrednio do komory spalania lub emulsji wody w paliwie lub nawilżanie powietrza spalania).
- Recyrkulacja spalin.
- Stosowanie silnika dwupaliwowego (w trybie gazowym), który często wykorzystuje technikę „ubogiego paliwa” o niskiej emisji NO_x .
- Wyższa prędkość obrotowa silnika. Silniki o niskim zużyciu paliwa, dużej średnicy cylindra, niskiej prędkości obrotowej, mają skłonność do tworzenia wyższych emisji NO_x niż mniejsze silniki o większych prędkościach obrotowych. Gdy prędkość obrotowa silnika jest niższa, stężenia NO_x w komorze spalania są wyższe, z uwagi na dłuższy czas dostępny dla powstawania NO_x .

6.1.4.3 Podstawowe techniki ograniczania emisji z turbin gazowych do powietrza

Ciepłone tworzenie NO_x może być ograniczane przez zmniejszanie temperatury spalania. Jest to realizowane przez technikę palnika z wstępnym mieszaniem (sucha technika niskiego NO_x **lub technika DLN**), gdzie paliwo jest mieszane z powietrzem spalania by unikać nadmiernych szczytowych temperatur płomienia. To jednak sprawdza się tylko wtedy, gdy blok pracuje przy wystarczająco wysokim obciążeniu. Inna metoda spalania jest stosowana dla pracy przy niskim obciążeniu, uruchamianiu i wyłączeniu, aby unikać cofania się płomienia.

Stosowanie stopniowania spalania w turbinach gazowych przy niższych temperaturach wymaga innej konstrukcji turbiny gazowej.

Mokre procesy ograniczania emisji: Dodawanie pary/wody jest również stosowane do ograniczania temperatur spalania, a w konsekwencji poziomów emisji NO_x . Woda lub para jest wstrzykiwana do komór spalania by ograniczać temperaturę spalania, a w ten sposób unikać tworzenia ciepłych NO_x . Woda jest stosowana do wtryskiwania w turbinach gazowych (GT) pracujących w cyklu otwartym, podczas gdy para jest najczęściej stosowana do turbin gazowych pracujących w cyklu kombinowanym lub w układzie kogeneracyjnym. Opcję stanowi także emulsja oleju napędowego i wody. W porównaniu do wstrzykiwania wody, zastosowanie emulsji oleju napędowego i wody zmniejsza zużycie wody o około 25–30% przy takim stopniu ograniczenia emisji NO_x .

Jeżeli olej pędny jest stosowany jedynie jako paliwo rezerwowe w turbinach gazowych o dużej wydajności, pracujących ogólnie przy zasilaniu gazem, układy bezpośredniego wtrysku wody umożliwiając ograniczenie emisji NO_x przy zasilaniu olejem pędnym. W istocie palniki suche z niską emisją NO_x (DLN) do pracy na oleju pędnym istnieją tylko dla mniejszych turbin gazowych (< 100 MW_t), i mogą mieć ograniczenia czasu eksploatacji (np. < 1 500 h/rok jako konstrukcyjne dane techniczne dla niektórych modeli).

[92, Freimark et al. 1990]

6.1.4.4 Techniki typu "koniec instalacji" stosowane w celu ograniczenia emisji do powietrza

6.1.4.4.1 Ograniczanie emisji pyłu

Emisje pyłu mogą być ograniczane przez stosowanie pomocniczych urządzeń odpylających, takich jak elektrofiltry i filtry workowe, jak jest w przypadku emisji pyłu z kotłów. Filtry workowe do pyłu montowano już w najnowszych silnikach wysokoprężnych wraz z zastosowaniem wstrzykiwania sorbentu do odsiarczania gazów odlotowych. Sorbent rozcieńcza potencjalnie lepki popiół/sadzę, które w przeciwnym razie mogłyby powodować problemy z zatykaniem.

W elektrofiltrach pył jest ogólnie gromadzony w postaci suchej, która może być następnie kierowana do składowania w kontrolowanych składowiskach. Jednak w połączeniu z mokrym płukaniem SO_2 technika mokrego odpylania elektrostatycznego ma zastosowanie za odsiarczaniem gazów odlotowych do usuwania cząstek stałych. Suche odpylanie elektrostatyczne może być stosowane przed mokrym odsiarczaniem gazów odlotowych. [93, Eurelectric 2011]

W miarę jak temperatura i zawartość tlenu gazach odlotowych różni się pomiędzy silnikiem wysokoprężnym i kotłem, to właściwości elektryczne cząstek stałych (np. rezystywność) również się różnią, a charakterystyka odpylania elektrostatycznego różni się pomiędzy tymi dwoma procesami spalania.

6.1.4.4.2 Ograniczanie emisji SO_x

By ograniczyć emisje SO_x z kotłów opalanych paliwem ciekłym, w tym zwłaszcza tych spalających ciężkie oleje opałowe, na niektórych obiektach stosuje się płuczki mokre. Płukanie mokre z gipsem jako produktem końcowym jest najlepiej sprawdzającym się procesem do odsiarczania. Tym niemniej, z uwagi na ograniczenia ekonomiczne i eksploatacyjne, może nie mieć zastosowania do mniejszych obiektów. W mniejszych obiektach odsiarczanie gazów odlotowych może być wykonywane w suchych procesach z wapnem lub wapieniem, procesach z węglem aktywowanym lub procesach z węglanem sodu i wodorowęglanem sodu.

Odsiarczanie suche może być usprawnione przez zarządzanie „otwartym przejściem” wewnątrz kotła, które zwiększa czas kontaktu przy stałej temperaturze pomiędzy sorbentem i gazami odlotowymi. Wybór pomiędzy powyższymi procesami zależy od wymaganego uzysku odsiarczania i uwarunkowań lokalnych, tj. głównie utylizacji lub składowania produktów ubocznych odsiarczania i pozostałości.

Kilka systemów odsiarczania zamontowano na przestrzeni lat w powiązaniu z silnikami wysokoprężnymi, spalającymi ciężkie oleje opałowe/Orimulsion. Współcześnie większość tych systemów odsiarczania gazów odlotowych nie jest już eksploatowana z uwagi na zmianę paliwa na gaz ziemny. Gazy odlotowe silnika wysokoprężnego różnią się od gazów odlotowych kotła: na przykład mają one wyższą zawartość tlenu i natężenie przepływu, co mogłoby oddziaływać na reakcje i wielkość układu odsiarczania. Konieczne jest również zauważyć, że z powodu wysokiego natężenia przepływu gazów odlotowych silnika wysokoprężnego (λ typowo około 2,7), rozmiar systemu odsiarczania będzie względnie duży.

Większość spośród przykładów systemów odsiarczania w elektrowniach z silnikami wysokoprężnymi, to jak do tej pory płuczki mokre wykorzystujące roztwór wodny NaOH (około 50% wag.) jako reagent. Gazy odlotowe są przemywane wodnym roztworem odczynnika, a SO_2 jest usuwane. Głównymi elementami składowymi systemu są zbiornik magazynowy odczynnika i układ transportu, płuczka z pompami recyrkulacyjnymi i zbiornik utleniania.

W większych obiektach z silnikami wysokoprężnymi stosowano inne systemy odsiarczania (np. mokre płuczki CaCO_3 , wstrzykiwanie sorbentu do przewodu przed filtrem workowym).

6.1.4.4.3 Ograniczanie emisji NO_x

Pomocnicze techniki ograniczania emisji NO_x takie jak selektywna redukcja niekatalityczna (SNCR) i selektywna redukcja katalityczna (SCR) stosowano w szeregu kotłów opalanych olejem. Dla istniejących kotłów, pracujących z częstymi i intensywnymi zmianami obciążenia, SCR i SNCR muszą być właściwie zaprojektowane i dokładnie dostrojone, by poradzić sobie ze zmiennymi warunkami.

SNCR może być stosowana do kotłów opalanych olejem o dowolnej wielkości. Techniki SNCR obejmują stosowanie ciekłego roztworu NH_3 , gazowego NH_3 , i mocznika w roztworze lub stałego mocznika jako czynników redukcyjnych. Czynniki redukcyjne jest wstrzykiwany do komory kotła w obszarach, gdzie temperatura wynosi około 900 °C. SNCR wymaga dobrej znajomości rozkładu temperatury w komorze spalania przy wszystkich wydajnościach i dobrej kontroli ilości wstrzykiwanego odczynnika. Kontrolę można osiągnąć poprzez monitorowanie NH_3 lub NO_x ; ograniczenie emisji NO_x może sięgać 60% z poślizgiem NH_3 mniejszym niż 7,5 mg/Nm³.

Selektywna redukcja katalityczna (SCR) jest sprawdzoną techniką dla obiektów energetycznego spalania opalanych paliwem ciekłym.

W Europie SCR jest stosowana, łącznie z kotłami użytkowymi do aplikacji szczytowych, na przykład w Austrii, Niemczech, Włoszech i w Holandii. Poza Europą jest ona w większości stosowana w Japonii.

SCR ma również zastosowanie do ograniczania emisji NO_x z silników wysokoprężnych. Do dnia dzisiejszego kilkaset silników w obiektach elektrowni i kogeneracyjnych w Europie, Azji i USA zostało wyposażone w SCR. Pracują one przy zasilaniu różnymi gatunkami ciekłego paliwa, poczynając od oleju napędowego lub oleju pędnego do niskiej klasy ciężkiego oleju opałowego (180 cSt, 5 % S). SCR w kontekście silnika zasilanego Orimulsion przebadano tylko w warunkach laboratoryjnych. System SCR może być wyposażony w dodatkową warstwę utleniającą do redukcji CO i NH_3 , ale nie jest to zalecane przy zasilaniu paliwami ciekłymi (takimi jak ciężki olej opałowy) zawierającymi siarkę. Katalizator utleniania utlenia część SO_2 do SO_3 a w konsekwencji tworzone są dodatkowe cząstki stałe (siarczan). Większe silniki wysokoprężne mają niższe emisje niespalonego węgla. Gdy stopień ograniczenia emisji NO_x sięga 85–90 %, SCR może być kontrolowane poprzez prosty system sterowania; przy wyższych stopniach ograniczenia emisji NO_x potrzebne są skomplikowane układy mieszania wstępnego i wtryskiwania, jak również bardziej rozbudowany system sterowania. Silniki wysokoprężne eksploatowane często w odizolowanych układach przez ograniczoną liczbę godzin mogą być eksploatowane z często zmieniającymi się obciążeniami. W zależności od zapotrzebowania na energię elektryczną, te silniki mogą wymagać uruchamiania i wyłączania kilka razy na dobę. W takich przypadkach temperatura katalizatora SCR może często wahać się poza niezbędnymi, skutecznym oknem temperatury.

W niektórych obiektach z turbinami gazowymi cyklu kombinowanego w Europie, zwłaszcza w Austrii, Francji, Niemczech, Włoszech i w Holandii, również zastosowano SCR do ograniczania emisji NO_x łącznie z przypadkiem zasilania olejem pędym. W USA SCR jest powszechnie stosowane do turbin gazowych, łącznie z tymi eksploatowanymi przy zasilaniu paliwami ciekłymi.

[94, Eurelectric 2012]

6.1.5 Zużycie wody i oczyszczanie ścieków

W kotłach potrzebna jest woda demineralizowana do kompensowania wody zrzucanej z bębnow, próbkowania wody, wycieków wody lub pary i przedmuchiwania parowego. Kondensaty ze zrzutów kotła mogą być ponownie przetwarzane i zwracane do skraplacza, który zaoszczędza odpowiadającą ilość uzupełniającej wody demineralizowanej. Jakość wody musi spełniać wymagania producentów kotłów, którzy zazwyczaj wymagają uzdatniania wody. Demineralizacja może nie być wystarczająca dla spełnienia tych wymagań i kondycjonowania, jak również przed wstrzykiwaniem do kotła może być potrzebne odgazowywanie.

Dla turbin gazowych i systemów HRSG (wytwornic pary z odzyskiem ciepła), woda demineralizowana jest wymagana dla następujących celów:

- Jako woda uzupełniająca dla HRSG, by wyrównywać ubytek wody zrzucanej z bębnow. Demineralizacja jest zazwyczaj wystarczająca by spełnić wymagania jakościowe producentów do tego zastosowania.
- Wstrzykiwanie wody dla ograniczania emisji NO_x (około 1 kg wody na 1 kg paliwa). Jeżeli stosowane jest wstrzykiwanie pary lub wody, utrata wody musi być uzupełniona przez dodawanie wody uzupełniającej.
- Do przemywania sprężarki turbiny gazowej normalnie stosowana jest woda demineralizowana. Do przemywania w linii wykorzystywany jest niekiedy kondensat z cyklu woda/para, ale częściej dostarczana jest woda demineralizowana do oddzielnego bloku płuczki wodnej. Do przemywania poza linią, do wody demineralizowanej dodawany jest detergent, by poprawiać efekt przemywania.

Techniki opisane w Rozdziale 3 służące do oczyszczania ścieków, są w znacznej mierze stosowane do oczyszczania ścieków z obiektów opalanych paliwami ciekłymi.

Eksploatacja turbiny gazowej i wytwornicy pary z odzyskiem ciepła (HRSG) (jeżeli jest stosowana), prowadzi do powstawania następujących strumieni ścieków:

- Woda zrzutowa z układu obiegowego kotła do utrzymania jakości wody kotłowej. Woda kotłowa zazwyczaj zawiera dodatki, do ochrony kotła przed korozją,

takie jak amoniak, wodorotlenek sodu i/lub fosforany. W praktyce, w większości istniejących bloków, ta woda zrzutowa jest ochładzana i wyładowywana do systemów ściekowych lub w razie potrzeby do oczyszczalni ścieków. Woda zrzutowa może być również rekondycjonowana i zwracana do ponownego użycia jako woda uzupełniająca, jako że ma lepsze parametry (nie zawiera O_2 , ma niewielką przewodność, nie zawiera całkowitego węgla organicznego (TOC)), niż woda surowa.

- Ścieki z procesów przemywania turbiny gazowej wodą, które mogą być wyładowywane lub muszą być traktowane jako odpad chemiczny, w zależności od detergentów stosowanych do przemywania i od materiałów do utylizacji ze sprężarki.
- Woda zanieczyszczona olejem lub płyny zawierające olej, które są zazwyczaj zbierane i obrabiane oddzielnie w instalacji uzdatniania wody.
- Pozostające ścieki z instalacji, takie jak woda z płuczki, która jest obrabiana lub bezpośrednio wyładowywana do systemu ściekowego.

Elektrownia napędzana silnikowo zazwyczaj konserwuje swoją wodę. Układy chłodzenia zawierają około 20–30% wejściowej energii paliwa. Energia z układu chłodzenia musi odprowadzona, jeżeli nie można jej wykorzystać w innym procesie elektrociepłowni. Można to osiągnąć poprzez chłodnie kominowe wykorzystujące wodę lub chłodnice chłodzone powietrzem. Chłodnie kominowe wykorzystują umiarkowane przepływy wody chłodzącej, a w przypadku chłodnic chłodzonych powietrzem potrzebny jest bardzo mały przepływ wody uzupełniającej dla wewnętrznych układów chłodzenia silnika. W oczyszczaniu ścieków stosowane są tradycyjne techniki. Wynikiem niskiego zapotrzebowania na wodę jest niewielkie zrzucanie ścieków, a w konsekwencji niskie zanieczyszczenie termiczne otaczających cieków wodnych. Inną konsekwencją jest niskie zużycie różnych chemikaliów do oczyszczania wody na miejscu, a stąd też ograniczone ryzyko wycieków chemicznych.

Pracująca w pojedynczym cyklu, 130 MW_e napędzana silnikami wysokoprężnymi wyposażona w chłodnie kominowe typowo zużywa 220 m³/h wody surowej (instalacja bez odsiarczania). Chłodnice chłodzone powietrzem dobrze nadają się do elektrowni napędzanych silnikowo. W przykładowej 130 MW_e elektrowni napędzanej silnikami wysokoprężnymi, w przypadku wyposażenia w chłodnice, potrzebny przepływ wody uzupełniającej (głównie do oddzielnicy oleju opałowego i oleju smarowego, woda uzupełniająca do układu chłodzenia silników, woda przemywająca turbosprężarki, itp.) będzie typowo wynosić 5 m³/h lub mniej.

6.1.6 Oczyszczanie pozostałości po spalaniu

Popiół powstający ze spalania oleju może mieć wysoką zawartość węgla i w tym przypadku może być spalany. Jednak dobre warunki spalania ciekłego paliwa wytwarzają popiół o niskiej zawartości węgla (mniejszej od 20%), który może być utylizowany w kontrolowanych składowiskach odpadów.

Końcowe szlamy są odwadniane, suszone, zestalane i spalane lub utylizowane przez autoryzowanych wykonawców. Woda z odwadniania szlamu, która jest zanieczyszczona oleju lub płynami zawierającymi olej, jest zazwyczaj zbierana w specjalnym układzie i oczyszczana oddzielnie. Szlam jest również zbierany z obróbki odcieków przemywania z wstępnych podgrzewaczy powietrza, kotłów po stronie gazów odlotowych i z innych urządzeń.

6.2 Dotychczasowe poziomy emisji i zużycia

6.2.1 Paliwa płynne wykorzystywane w dużych obiektach energetycznego spalania

Skład określonej ropy surowej jest niepowtarzalny i nie może być dokładnie zdefiniowany. Jako zgrubne przybliżenie, zawiera ona alicykliczne, cykliczne i aromatyczne węglowodory; związki siarki, azotu i tlenu; oraz ślady innych związków, zawierających Ni, Fe, V, Mo, Cl, F, itp.

Ciężkie oleje opałowe (HFO) są produktami uzyskiwanymi z rop surowych, a ich skład zmienia się wraz ze składem ropy surowej. Są one złożone w całości lub zasadniczo z pozostałości lub osadów z operacji rafinacji ropy naftowej, tj. materiałów, które pozostają w postaci skroplonej w trakcie przetwarzania. Temperatura destylacji atmosferycznej dla tych składników przekracza 540 °C, a pojawiają się one gdy wszystkie inne lżejsze produkty zostaną usunięte ze strumienia rafineryjnego.

Niektóre właściwości fizyko - chemiczne ciężkich olejów opałowych (HFO) i oleju napędowego w porównaniu z innymi paliwami ciekłymi są podane w Tabeli 6.1, Tabeli 6.2 i Tabeli 6.3.

Tabela 6.1: Ogólna charakterystyka paliw ciekłych

Właściwość	Jednostka	Olej napędowy	Ciężki olej opałowy	Produkt pozostałości rafineryjnej
Zawartość węgla	%	N/D	84-90	85-88
Zawartość wodoru	%	N/D	10-13	8-12
Zawartość siarki	%	< 0,1	< 1	1-4
Zawartość wody	%	< 0,02	< 1,5	< 0,5
Zawartość osadu	%	< 0,1	< 0,25	< 0,2
Zawartość sodu	ppm	N/D	1-200	N/D
Zawartość wanadu	ppm	N/D	1-200	200-350
Lepkość kinematyczna (20 °C)	mm ² /s	< 9,5	> 28,4	N/D
Temperatura zapłonu (zapalność)	°C	> 55	> 70	N/D
Gęstość przy 15 °C	kg/dm ³	0,87	0,94-1,04	N/D
Górna wartość opałowa	MJ/kg	45	41,5-44,5	N/D
Dolna wartość opałowa	MJ/kg	42	39,5-42	38-40
Uwagi: N/D: Niedostępne. Źródła: [123, Eurelectric 2001] [94, Eurelectric 2012]				

Tabela 6.2: Właściwości chemiczne kilku typowych ciężkich olejów opałowych

Właściwość	Jednostka	Wysoka siarka	Pośrednia siarka	Niska siarka
Siarka	wag.-%	2,2	0,96	0,50
Węgiel	wag.-%	86,25	87,11	87,94
Wodór	wag.-%	11,03	10,23	11,85
Azot	wag.-%	0,41	< 0,5	0,16
Popiół	%	0,08	< 0,06	0,02
Wanad	ppm	350	< 60	< 20
Nikiel	ppm	41	20	10
Sód	ppm	25	10	< 40
Żelazo	ppm	13	9	< 5
Uwagi: Gdy ciężki olej opałowy zawiera mniej siarki (n. 0,2–0,5%), to ogólnie zawartości popiołu, azotu, asfaltenu i pozostałości węglowej Conradsona są również niższe. Źródło: [157, Molero de Blas 1995] [94, Eurelectric 2012]				

Tabela 6.3: Właściwości Orimulsion

Właściwość	Jednostka	Wartości dla Orimulsion
Gęstość (przy 15 °C)	kg/m ³	1010
Lepkość (przy 50 °C)	cSt	350
Woda	%-obj.	28-31
Zawartość siarki	%-wag.	Maks. 3%
Powstający popiół	mg/kg	0,14-0,2
Wanad	mg/kg	300-365
Sód	mg/kg	30
Magnez	mg/kg	6
Dolna wartość opałowa	MJ/kg	27-28
Źródło: [160, EUROMOT 2000]		

Ciężkie oleje opałowe zazwyczaj zawierają wyższe ilości siarki niż inne produkty naftowe, jako że jest tendencja do stężania jej w pozostałości wraz z asfaltenami w trakcie procesów rafinacji.

Spośród olejów opałowych, HFO jest najpowszechniej stosowanym paliwem w dużych obiektach energetycznego spalania (LCP), przy czym w LCP wykorzystywane są jedynie niewielkie ilości oleju napędowego, głównie z powodu jego wysokiej ceny.

Zawartość popiołu w HFO jest zazwyczaj znacznie niższa od 0,2 %wag.

Olej napędowy jest głównie stosowany w turbinach gazowych, gdy niedostępny jest gaz ziemny, w niektórych kotłach pomocniczych, w niektórych silnikach i jako paliwo pomocnicze w opalanych węglem dużych obiektach energetycznego spalania.

Jako że temperatura płomienia oleju jest wysoka, cieplne tworzenie NO_x może niekiedy być bardzo wysokie, w zależności od lokalnych warunkach spalania paliwa. Tworzenie NO_x z paliwa może zmieniać się w znacznym stopniu, jako że zawartość azotu silnie zależy od jakości i źródła oleju. [94, Eurelectric 2012] [130, Finland 2000]

6.2.2 Efektywność obiektów energetycznego spalania opalanych ciężkim olejem opałowym i/lub olejem napędowym

Projektowa sprawność kotła dla nowego kotła wykorzystującego paliwo ciekłe wynosi około 95% (na podstawie dolnej wartości opałowej). Główne straty pochodzą z ciepła odpadowego gazów odlotowych w kominie, niespalonego węgla w popiele i strat na promieniowanie.

Sprawność kotła opalanego olejem jest ściśle powiązana z charakterem paliwa i z temperaturą otaczającego powietrza. Możliwa jest jednak optymalizacja niektórych parametrów:

- Niespalony węgiel w popiele: Optymalizacja spalania prowadzi do mniejszej ilości niespalonego węgla w popiele. Należy zauważyć, że techniki ograniczania emisji NO_x poprzez modyfikację spalania, wykazują tendencję do zwiększania zawartości niespalonego węgla.
- Nadmiar powietrza: Wielkość nadmiaru powietrza zależy od typu kotła. Typowo dla kotłów opalanych olejem, wielkość nadmiaru powietrza wynosi 5–8%. Z przyczyn jakości spalania (tj. powiązanych z tworzeniem CO i niespalonego węgla), korozji i bezpieczeństwa, często nie jest możliwe dalsze ograniczanie nadmiaru powietrza.
- Temperatura gazów odlotowych: Temperatura gazów odlotowych opuszczających kocioł (w zależności od typu paliwa) tradycyjnie wynosi od 120 °C do 220 °C, by unikać korozji kwasowej na skutek kondensacji kwasu siarkowego. Jednak w niektórych konstrukcjach wbudowany jest drugi stopień nagrzewnicy powietrza do obniżania tej temperatury poniżej 100 °C, ze specjalnymi okładzinami na nagrzewnicy powietrza i na kominie.

Innym aspektem, który wpływa na sprawność dużych obiektów energetycznego spalania jest zużycie energii przez urządzenia pomocnicze, które zależą od szeregu parametrów:

- Poziomu kontroli zanieczyszczeń: nowoczesne odsiarczanie gazów odlotowych zużywa więcej energii, a kontrola zanieczyszczeń ogólnie pogarsza sprawność energetyczną.
- Budowa osprzętu pomocniczego: osprzęt pomocniczy kotła musi być przewymiarowany, by wytrzymać wszystkie zmienności parametrów w porównaniu z wartościami projektowymi (możliwe nieszczelności, paliwa alternatywne, potrzeby rozruchowe, systemy nadmiarowe, itp.). Te opcje techniczne prowadzą do nieoptymalnego zużycia energii pomocniczej w nominalnych warunkach i dla projektowego paliwa.

Typowo właściwe zużycie paliwa wynosi 0,242 kg/kWh_e dla kotłów opalanych ciężkim olejem opałowym (HFO), a 0,205-0,225 kg/kWh_e dla silników zasilanych HFO.

6.2.3 Emisje do powietrza z obiektów energetycznego spalania opalanych paliwem płynym

Przedziały emisji zanieczyszczeń do powietrza z obiektów energetycznego spalania opalanych ciężkimi olejami opałowymi i olejem napędowym (kotły, silniki zasilane HFO i olejem napędowym i turbiny gazowe opalane olejem napędowym) są podane w Tabeli 6.4. Warunkami referencyjnymi są suche gazy odlotowe, 3% tlenu z kotłów, 15% dla silników i turbin gazowych i normalne warunki eksploatacji. Jeżeli nie podano inaczej, przedstawione dane są średnimi rocznym wartości krótkoterminowych i średnimi z próbek uzyskanych w ciągu jednego roku bez odejmowania niepewności ani oszacowań długoterminowych. Emisje amoniaku są skojarzone ze stosowaniem selektywnej redukcji katalitycznej/niekatalitycznej.

Tabela 6.4: Przedział rocznych emisji zanieczyszczeń do powietrza z obiektów energetycznego spalania opalanych ciężkimi olejami opałowymi i/lub olejem napędowym

Typ obiektu	Całkowita znamionowa moc cieplna doprowadzana (MWt)	Techniki ograniczania			Emisje zanieczyszczeń do powietrza					
		SO ₂	NO _x	Pył	SO ₂	NO _x	NH ₃ (¹)	Pył	CO	Całkowita zawartość lotnych substancji
Kocioł opalany HFO i/lub olejem napędowym	< 100	Wybór paliwa / Skraplacz gazów odlotowych / DSI	Wybór paliwa / Stopniowanie powietrza / Stopniowanie paliwa / Palnik o niskiej emisji tlenków azotu	Wybór paliwa / Wielocyklon / Elektrofiltr / Filtr workowy	12–1676	182–576	N/D	0,5–54	3-85	N/D
	Palnik o niskiej emisji tlenków azotu (LNB) / Dodatek pary / Stopniowanie powietrza / Recyrkulacja gazów									
	> 300	Wybór paliwa / Mokre odsiarczanie gazów odlotowych	Wybór paliwa / Elektrofiltr	51–750	46–511	< 3	0,1–116	3-52	N/D	
Silnik zasilany HFO i/lub olejem napędowym	Wszystkie	Wybór paliwa / Koncepcja spalania z niską emisją NO _x w silnikach wysokoprężnych / SCR / DSI / Filtr workowy			93–604	118–2442	5-9	5–200	44–200	5-75 (1)
Turbina gazowa opalana olejem napędowym		Wybór paliwa / dodawanie wody lub pary			1-115	102–1085	N/D	1-7	1–680	N/D

(¹) Emisje zgłaszane dla silników zasilanych ciężkim olejem opałowym

Uwagi:

DSI: Wstrzykiwanie sorbentu do przewodu; Mokre FGD; Mokre odsiarczanie gazów odlotowych; ESP: Odpylacz elektrostatyczny; BF: Filtr workowy; SCR: Selektywna redukcja katalityczna NO_x.

N/D: Niedostępne.

Źródło: [3, LCP TWG 2012]

6.3 Techniki do rozważenia przy ustalaniu BAT dla spalania paliw płynnych

W tym dziale opisano techniki (lub ich połączenia) i skojarzone monitorowanie, uznawane za mające potencjał osiągnięcia wysokiego poziomu ochrony środowiska w działalności objętej zakresem tego dokumentu. Opisane techniki obejmują zarówno stosowaną technologię, jak i sposób w jaki instalacje są projektowane, budowane, konserwowane, eksploatowane i wyłączane z ruchu.

Obejmuje on techniki zintegrowane w procesie, jak i techniki na wyjściu z instalacji. Zapobieganie powstawaniu odpadów i gospodarowanie nimi, w tym procedury minimalizowania i recyklingu odpadów, są również uwzględnione. Ponadto omówiono techniki ograniczania zużycia surowców, wody i energii.

Aneks III do dyrektywy emisji przemysłowych wymienia pewną liczbę kryteriów dla określania BAT, a informacje podane w tym rozdziale podejmują te zagadnienia. Na tyle, na ile to możliwe, standardowa struktura Tabeli 3.4 wykorzystywana jest do nakreślenia informacji o każdej technice, by umożliwić porównanie technik i ocenę względem definicji BAT podanej w dyrektywie emisji przemysłowych.

Ten dział niekoniecznie podaje wyczerpującą listę technik, które mogą być zastosowane w tym sektorze. Mogą istnieć lub mogą być opracowane inne techniki, które mogą być wzięte pod uwagę przy określaniu BAT dla poszczególnych instalacji.

W tym dziale techniki do rozważenia opisuje się w pełni, gdy są one właściwe dla rozważanego, spalanego paliwa lub stosowanego procesu spalania (spalanie paliw ciekłych). W istocie, dla większości tych technik, ogólne opisy zostały już przedstawione w Rozdziale 3. Dlatego też, by uniknąć powtarzania, dla tych ogólnych technik opisanych już w Rozdziale 3, przedstawia się tutaj w tabelach syntetycznych jedynie dodatkowe informacje, które są właściwe dla spalania paliw ciekłych.

6.3.1 Techniki zapobiegania emisjom do gleby i wód podziemnych

Informacje o technikach ogólnych dla zapobiegania emisjom do gleby i wód gruntowych pochodzących od przemieszczania i przechowywania paliw, dodatków, produktów ubocznych i odpadów są podane w Dziale 3.2, podczas gdy w Tabeli 6.5 podano dodatkowe informacje o specjalnym przypadku spalania paliwa ciekłego, np. o charakterystyce obciążania środowiska i przykładowych obiektach.

Tabela 6.5: Techniki zapobiegania emisjom do gleby i wód gruntowych

Technika	Opis techniczny	Osiągnięte korzyści środowiskowe	Charakterystyka obciążenia środowiska i dane eksploatacyjne	Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowalności		Opłacalność
				Nowe obiekty	Istniejące obiekty	
Zbiorniki zgrupowane wewnątrz basenu retencyjnego	Basen retencyjny powinien być zaprojektowany tak, by utrzymać całość lub część objętości	Ograniczone ryzyko zanieczyszczenia wody i gleby	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	Zastosowanie ogólne		N/D
Automatyczne systemy sterowania	Automatyczne systemy sterowania do zapobiegania przepełnieniu zbiorników magazynowych					
Ustawienia alarmów i procedur	Ustawienia instalacji alarmów i procedur do wykrywania potencjalnych emisji					
Rury o podwójnych ściankach	Rury o podwójnych ściankach z kontrolą odstępów dla rur podziemnych					
Regularne sprawdzenia	Regularne sprawdzenia obiektów magazynowych i orurowania	Zastosowanie ogólne		Zastosowanie ograniczone	Koszt oczyszczania ścieków	
Powierzchnie z systemami drenażowymi (łącznie z oddzielaczami oleju)	Nawierzchnia szczelna względem cieczy (np. beton) w obszarach z systemami drenażowymi, gdzie wykonywane są operacje, które mogłyby skutkować zanieczyszczeniem gleby. Można zakładać oddzielacze oleju. Zebrane wody drenażowe muszą być oczyszczane, by uniknąć zanieczyszczenia wody paliwem lub olejem smarowym.		Zapobieganie zanieczyszczeniu wód gruntowych i gleby			
Uwagi: N/D: Brak dostępnych specjalnych informacji.						

6.3.2 Techniki do rozważenia przy ustalaniu BAT dla spalania ciężkiego oleju opałowego i/lub oleju napędowego w kotłach

6.3.2.1 Techniki podnoszenia ogólnej efektywności

Informacje o ogólnych technikach poprawiania charakterystyki obciążania środowiska przez obiekty podano w Dziale 3.1.1, podczas gdy w Tabeli 6.6 podano dodatkowe informacje o konkretnym przypadku spalania ciężkiego oleju opałowego i/lub oleju napędowego w kotłach, np. o charakterystykach obciążania środowiska i przykładowych obiektach.

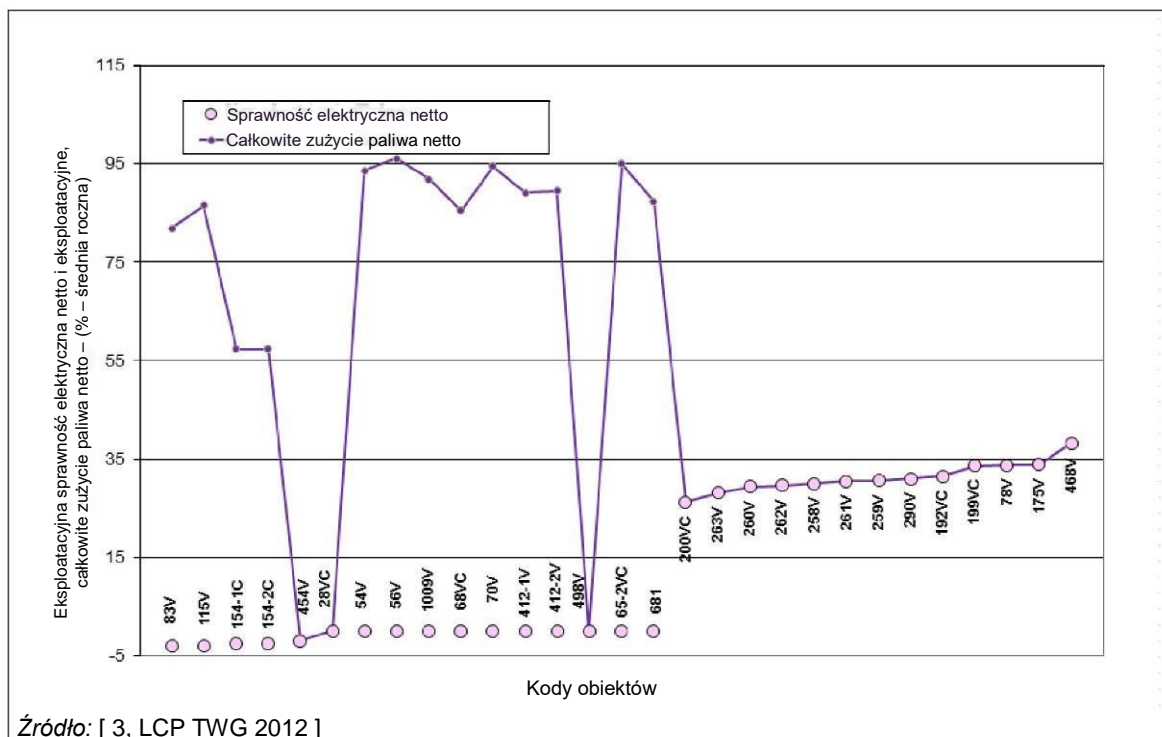
Tabela 6.6: Techniki poprawiania ogólnej charakterystyki obciążania środowiska przez kotły opalane ciężkim olejem opałowym i/lub olejem napędowym

Technika	Opis techniczny	Osiągana korzyść dla środowiska	Charakterystyka obciążania środowiska i dane eksploatacyjne	Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowalności		Opłacalność	Siła napędowa dla wdrożenia	Literatura referencyjna
				Nowe obiekty	Istniejące obiekty			
Nowoczesny system sterowania	Połączenie strategii lokalnego równoważenia spalania i wdrażania nowoczesnych systemów monitorowania spalania. Zobacz również Dział 3.2.3.8.	Zapobieganie emisjom NO _x Poprawa sprawności energetycznej Zużycie materiałów pomocniczych Kontrola zażużłania	<p>Ograniczenia emisji NO_x o około 30 %. Główne parametry do optymalizacji:</p> <ul style="list-style-type: none"> ogólny nadmiar tlenu, przy jednoczesnym utrzymywaniu odpowiedniej lokalnej stechiometrii dla typu płomienia każdego palnika (na podstawie odpowiedniej kontroli doprowadzanego powietrza) liczba aktywnych palników dla każdego obciążenia eksploatacyjnego. <p>Regulacje te są wykonywane przez utrzymywanie odpowiedniej kontroli poszczególnych warunków eksploatacyjnych każdego palnika, na podstawie lokalnych pomiarów spalania</p>		Stosowalność do starych obiektów energetycznego spalania może być ograniczona potrzebą modernizacji systemu(-ów) spalania i/lub sterowania.	<p>Inwestycja: 300 000 euro do 700 000 euro, w zależności od wydajności bloku, budowy, podstawowej eksploatacji, itp.</p>	Oszczędności paliwa i ograniczenie emisji NO _x	[161, Canadas, L. et al. 2001] [162, Rodriguez, F. et al. 2002] [163, ECSC 2001]

6.3.2.2 Techniki zwiększania efektywności energetycznej

Informacje o ogólnych technika zwiększania sprawności energetycznej obiektów energetycznego spalania podano w Dziale 3.2.3, podczas gdy Tabela 6.7 podaje dodatkowe informacje o sprawności energetycznej właściwej dla spalania ciężkiego oleju opałowego i/lub oleju napędowego w kotłach, np. o charakterystyce obciążenia środowiska i przykładowych obiektach.

Rys. 6.1 przedstawia eksploatacyjne sprawności elektryczne i całkowity użycie paliwa dla niektórych europejskich obiektów energetycznego spalania ciężkiego oleju opałowego i/lub oleju napędowego, włączonych do ruchu pomiędzy rokiem 1967 i 2009, eksploatowanych pomiędzy 30 h/rok i 7700 h/rok, z równoważnikiem współczynnika obciążenia paliwem powyżej 16 %.



Źródło: [3, LCP TWG 2012]

Rysunek 6.1: Sprawność energetyczna europejskich obiektów spalania energetycznego opalanych ciężkim olejem opałowym i/lub olejem napędowym

Projektowe sprawności elektryczne netto były podawane przez pięć obiektów włączonych do ruchu do 2010 r. w przedziale 35,6–37,4%. [66, TWG Task Force on Energy Efficiency 2014]

Tabela 6.7: Techniki zwiększania sprawności energetycznej kotłów opalanych ciężkim olejem opałowym i/lub olejem napędowym

Technika	Opis techniczny	Osiągane korzyści dla środowiska	Charakterystyka obciążenia środowiska i dane eksploatacyjne	Efekty krzyżowe mediów	Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowalności		Opłacalność
					Nowe obiekty	Istniejące obiekty	
Odzyskiwanie ciepła w elektrociepłowniach	Zobacz Dział 3.2.3.2.	Zwiększona sprawność	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne Właściwa emisja CO ₂ : 370 g/kWh (wytwarzana elektryczność + odzyskiwalne ciepło) przy eksploatacja na ciężkim oleju opałowym przy całkowitej sprawności obiektu kotłowego 80-96%.	Brak	Ma zastosowanie w ramach ograniczeń skojarzonych z lokalnym zapotrzebowaniem na energię elektryczną i ciepło		N/D
Wymiana łopatek turbin Zastosowanie nowoczesnych materiałów dla osiągnięcia wysokich parametrów pary	Łopatki turbin parowych mogą być wymieniane na łopatki trójwymiarowe w trakcie okresów regularnych konserwacji. Zobacz Dział 3.2.3.13. Zastosowanie nowoczesnych materiałów umożliwia osiągnięcie ciśnień pary do 300 bar i temperatur pary do 560–570°C. Zobacz Dział 3.2.3.5.		Wysokie doświadczenie eksploatacyjne, wykorzystywane praktycznie w nowych obiektach	Wyższa temperatura ścian paleniska może zwiększać emisje NOx	Ogólnie ma zastosowanie do obiektów, gdzie energia spalania jest przekazywana do cyklu parowego (np. kotły).		
					Ogólnie ma zastosowanie do obiektów, gdzie energia spalania jest przekazywana do cyklu parowego (np. kotły). Zwiększona temperatura pary jest ograniczana przez potencjał korozji oleju opałowego.	Nie ma zastosowania	
Parametry pary nadkrytycznej	Zobacz Dział 3.2.3.14.	Zwiększona sprawność	Praktycznie wykorzystywane w nowych obiektach	Brak	Ogólnie ma zastosowanie do obiektów, gdzie energia spalania jest przekazywana do cyklu parowego (np. kotły). Zwiększona temperatura pary jest ograniczana przez potencjał korozji oleju opałowego.	Nie ma zastosowania	

Rozdział 6

Podwójny przegrzew	Zobacz Dział 3.2.3.6.	Zwiększona sprawność	Praktycznie wykorzystywane głównie w nowych obiektach	N/D	Ogólnie ma zastosowanie do obiektów, gdzie energia spalania jest przekazywana do cyklu parowego (np. kotły).	Bardzo ograniczona stosowalność	N/D
Wstępne podgrzewanie wody zasilającej z wykorzystaniem odzyskiwanego ciepła	Nowe obiekty wykorzystują do 10 stopni, dając temperaturę wody zasilającej wynoszącą około 300 °C. Zobacz Dział 3.2.3.7.	Zwiększona sprawność	Praktycznie wykorzystywane w nowych obiektach i niektórych istniejących		Ogólnie ma zastosowanie do obiektów, gdzie energia spalania jest przekazywana do cyklu parowego (np. kotły).	Niekiedy stosowalne	
Nowoczesny system sterowania	Zobacz Dział 3.2.3.8.	Zwiększona sprawność	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne		Zastosowanie ogólne	Właściwe dla obiektu	
Akumulacja ciepła (magazynowanie ciepła)	Zwiększa energię ostatecznie wykorzystywaną w trybie elektrociepłowni. Zobacz Dział 3.2.3.9.	Zwiększona sprawność i zmniejszone emisje NO _x i CO. Mniejsze zużycie olejowych kotłów obciążenia szczytowego, przy rozładowywaniu akumulatora.	N/D	N/D	Zastosowanie ogólne	N/D	
Wpływ z chłodni kominowej	Wpływ gazów odlotowych poprzez chłodnię kominową. Nie jest potrzebny komin.	Przegrzewanie gazów odlotowych za instalacją odsiarczania gazów odlotowych nie jest konieczne			Zastosowanie ogólne	Brak dodatkowego kosztu budowy i utrzymania komina	
Uwagi: N/D: Brak dostępnych specjalnych informacji.							

6.3.2.3 Techniki zapobiegania emisjom NO_x i CO oraz ich ograniczania

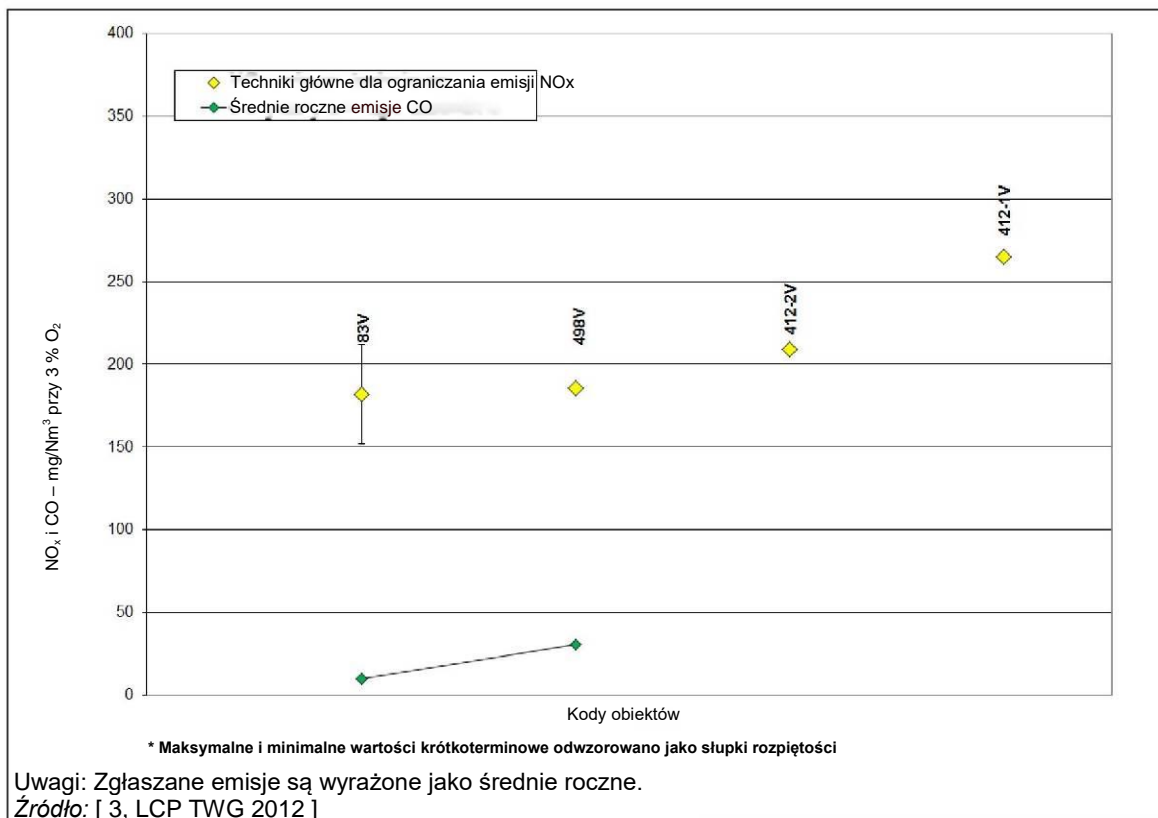
Informacje o ogólnych technikach poprawiania charakterystyki zapobiegania emisjom NO_x i CO podano w Dziale 3.2.2.3, podczas gdy w Tabeli 6.8 podano dodatkowe informacje o konkretnym przypadku spalania ciężkiego oleju opałowego i/lub oleju napędowego w kotłach, np. o charakterystykach obciążania środowiska i przykładowych obiektach. Dalsze szczegóły o powiązanej charakterystyce obciążania środowiska i danych eksploatacyjnych są podane za tabelą.

Tabela 6.8: Techniki zapobiegania i kontroli emisji NO_x i N₂O z kotłów opalanych ciężkim olejem opałowym i/lub olejem napędowym

Technika	Opis techniczny	Osiągane korzyści dla środowiska	Charakterystyka obciążania środowiska i dane eksploatacyjne	Efekty krzyżowe mediów	Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowalności		Opłacalność	Przykładowe obiekty
					Nowe obiekty	Istniejące obiekty		
Techniki główne								
Wybór paliwa	Zobacz Dział 3.1.1.4.	Ograniczenie emisji NO _x	N/D	N/D	Mogą istnieć ograniczenia skojarzone z dostępnością różnych typów paliwa, na co może oddziaływać polityka paliwowa krajów członkowskich.	Zależy od typu paliwa	Obiekt 83	
Mały nadmiar powietrza	Zobacz Dział 3.2.2.3.1	Ograniczenie emisji NO _x i N ₂ O, zwiększona sprawność	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	Ryzyko niepełnego spalania. Dlatego też emisje innych zanieczyszczeń mogą być zwiększone (np. CO).	Zastosowanie ogólne	Właściwe dla obiektu	N/D	
Stopniowanie powietrza	Zobacz Dział 3.2.2.3.2	Ograniczenie emisji NO _x		Ryzyko niepełnego spalania. Dlatego też emisje innych zanieczyszczeń mogą być zwiększone (np. CO).			Obiekt 498	
Recykulacja gazu odlotowego	Zobacz Dział 3.2.2.3.3			Nieznaczny spadek sprawności energetycznej			Obiekt 192	
Palniki o niskiej emisji –NO _x (LNB)	Zobacz Dział 3.2.2.3.5			Ciecze wykorzystywane do opalania mogą zawierać związki azotu, ograniczając korzyść z palnika o niskiej emisji NO _x , jako że palniki te mają względnie mały wpływ na azot związany z paliwem. Wysokie doświadczenie eksploatacyjne			Ryzyko niepełnego spalania. Dlatego też emisje innych zanieczyszczeń mogą być zwiększone (np. CO).	N/D

Stopniowanie paliwa	Zobacz Dział 3.2.2.3.6		Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	N/D		Właściwe dla obiektu	Obiekt 83
Dodatek wody/pary	Zobacz Dział 3.2.2.3.10		Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	Spadek sprawności energetycznej Emisje innych zanieczyszczeń mogą być zwiększone (np. CO).	Ma zastosowanie w obrębie ograniczeń dostępności wody	N/D	Obiekt 468
Techniki pomocnicze							
Selektywna redukcja niekatalityczna (SNCR)	Zobacz Dział 3.2.2.3.5	Ograniczenie emisji NO _x	Stopień ograniczenia emisji NO _x dla SNCR (selektywnej redukcji niekatalitycznej) jest mniejszy niż w przypadku SCR (selektywnej redukcji katalitycznej). Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	Tworzenie poślizgu amoniakalnego i soli siarczanowych amoniaku. Nieznaczny spadek sprawności energetycznej.	Nie ma zastosowania dla obiektów energetycznego spalania eksploatowanych < 500 h/rok Stosowalność może być ograniczona w przypadku obiektów energetycznego spalania eksploatowanych w przedziale od 500 h/rok do 1500 h/rok ze znacznie zmieniającymi się obciążeniami kotła	Właściwe dla obiektu	N/D
Selektywna redukcja katalityczna (SCR)	Zobacz Dział 3.2.2.3.11. Modernizowane również w wysokiej pozycji zapalenia.	Ograniczenie emisji NO _x	Trzy warstwy są zazwyczaj wystarczające do osiągnięcia ograniczenia o 90-92 % emisji NO _x . Regeneracja katalizatora SCR co pięć lat. Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	Poślizg amoniakalny. Nieznaczny spadek sprawności energetycznej	Ogólnie nie nadają się do obiektów energetycznego spalania o mocach < 100 MW _t .		
					Mogą występować techniczne i ekonomiczne ograniczenia dla modernizowania obiektów, eksploatowanych przez 500 h/rok do 1500 h/rok.	Niewykonalne dla obiektów eksploatowanych h < 500 h/rok	Obiekty 258, 259
Uwagi: N/D: Brak dostępnych specjalnych informacji.							

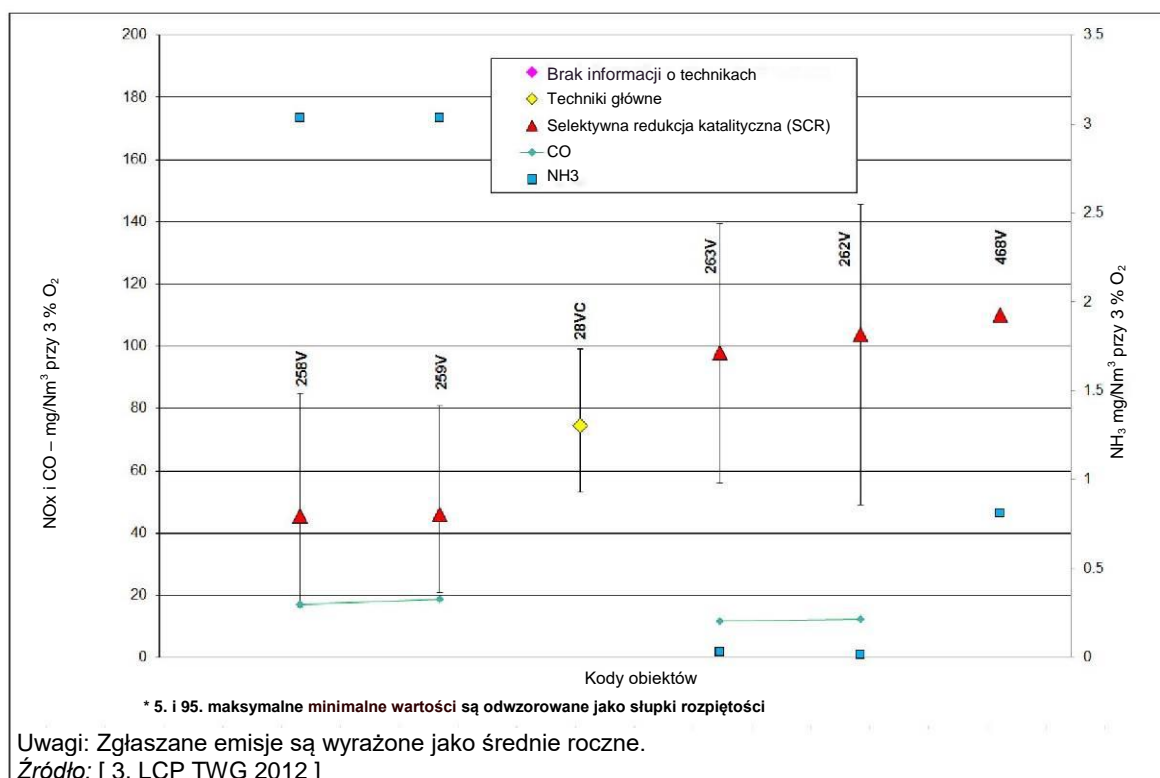
Rys. 6.2 przedstawia stężenia emisji NO_x dla dobrze działających obiektów o mocy $< 100 \text{ MW}_t$, gdzie wszystkie z nich wykorzystują wybór paliwa jako technikę. Brak zaobserwowanych dowodów korelacji dla wykreślonych obiektów pomiędzy stężeniami emisji NO_x i wiekiem obiektu (lata włączenia do ruchu pomiędzy 1967 i 2004), obciążeniem (równoważny współczynnik pełnego obciążenia pomiędzy 35% i 80%) lub godzinami eksploatacji na rok (godziny eksploatacji ogółem pomiędzy 30 i 1200).



Rysunek 6.2: Emisje NO_x z dobrze działających obiektów opalanych ciężkim olejem opałowym i/lub olejem napędowym o mocach $< 100 \text{ MW}_t$

Rys. 6.3 przedstawia stężenia emisji NO_x z dobrze działających obiektów o mocy $\geq 100 \text{ MW}_t$ (całkowita znamionowa doprowadzana moc cieplna w przedziale od 100 MW do 800 MW). Monitorują one w sposób ciągły stężenia emisji NO_x . Brak zaobserwowanych dowodów korelacji dla wykreślonych obiektów pomiędzy stężeniami emisji NO_x i wiekiem obiektu (lata włączenia do ruchu pomiędzy 1971 i 2006), obciążeniem (równoważny współczynnik pełnego obciążenia pomiędzy 16% i 76%) lub godzinami eksploatacji na rok (godziny eksploatacji ogółem pomiędzy 630 i 5580).

Tam, gdzie te informacje są dostępne, obiekty pokazane na Rys. 6.2 utrzymują roczne średnie stężenia emisji CO pomiędzy 10 mg/Nm^3 a 30 mg/Nm^3 , a obiekty pokazane na rys. 6.3 utrzymują średnie roczne stężenia emisji CO pomiędzy 10 mg/Nm^3 a 20 mg/Nm^3 . Średnie roczne stężenia emisji NH_3 dla wykreślonych obiektów są niższe od 3 mg/Nm^3 .



Rysunek 6.3: Emisje NO_x z dobrze działających obiektów opalanych ciężkim olejem opałowym i/lub olejem napędowym o mocach ≥ 100 MW;

6.3.2.4 Techniki zapobiegania emisjom SO_x oraz ich ograniczania

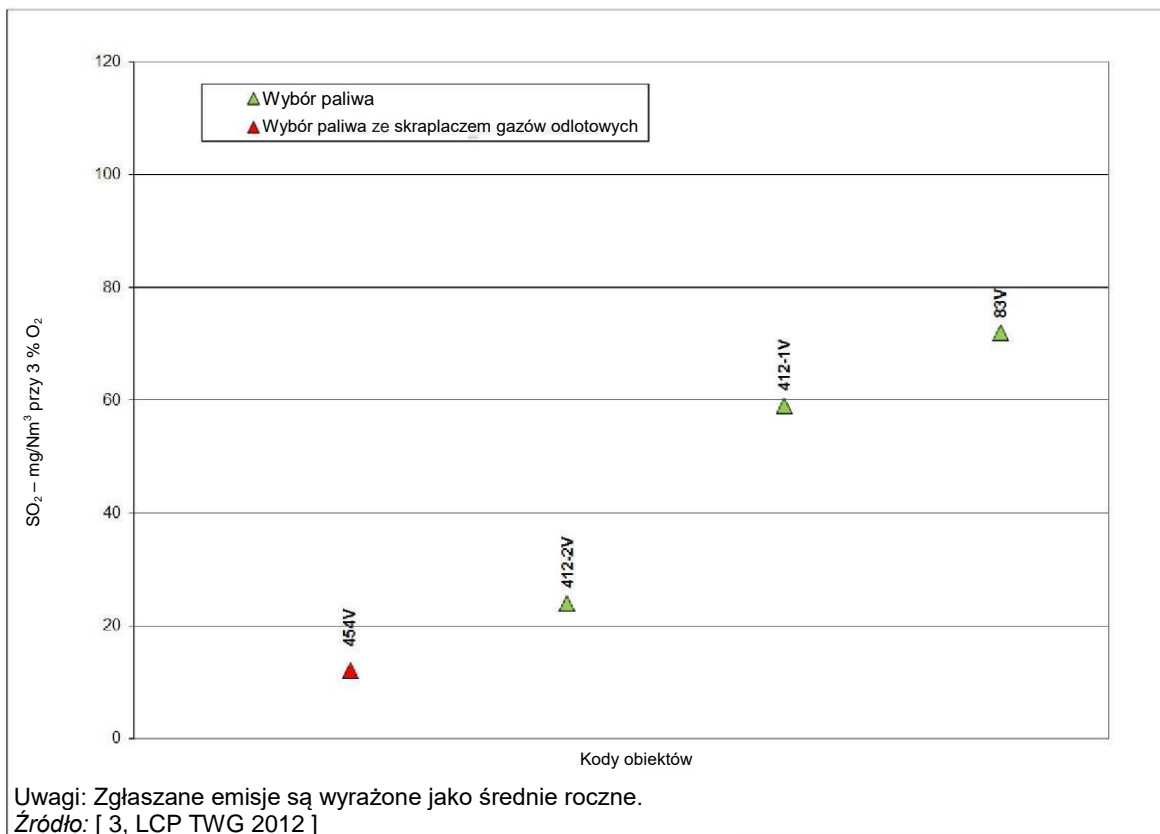
Informacje o ogólnych technikach poprawiania charakterystyki zapobiegania emisjom SO_x podano w Dziale 3.2.2.2, podczas gdy w Tabeli 6.9 podano dodatkowe informacje o technikach właściwych dla spalania ciężkiego oleju opałowego i/lub oleju napędowego w kotłach, np. o charakterystykach obciążania środowiska i przykładowych obiektach. Dalsze szczegóły o powiązanej charakterystyce obciążania środowiska i danych eksploatacyjnych są podane za tabelą.

Tabela 6.9: Techniki zapobiegania i kontroli emisji SO_x z kotłów opalanych ciężkim olejem opałowym i/lub olejem napędowym

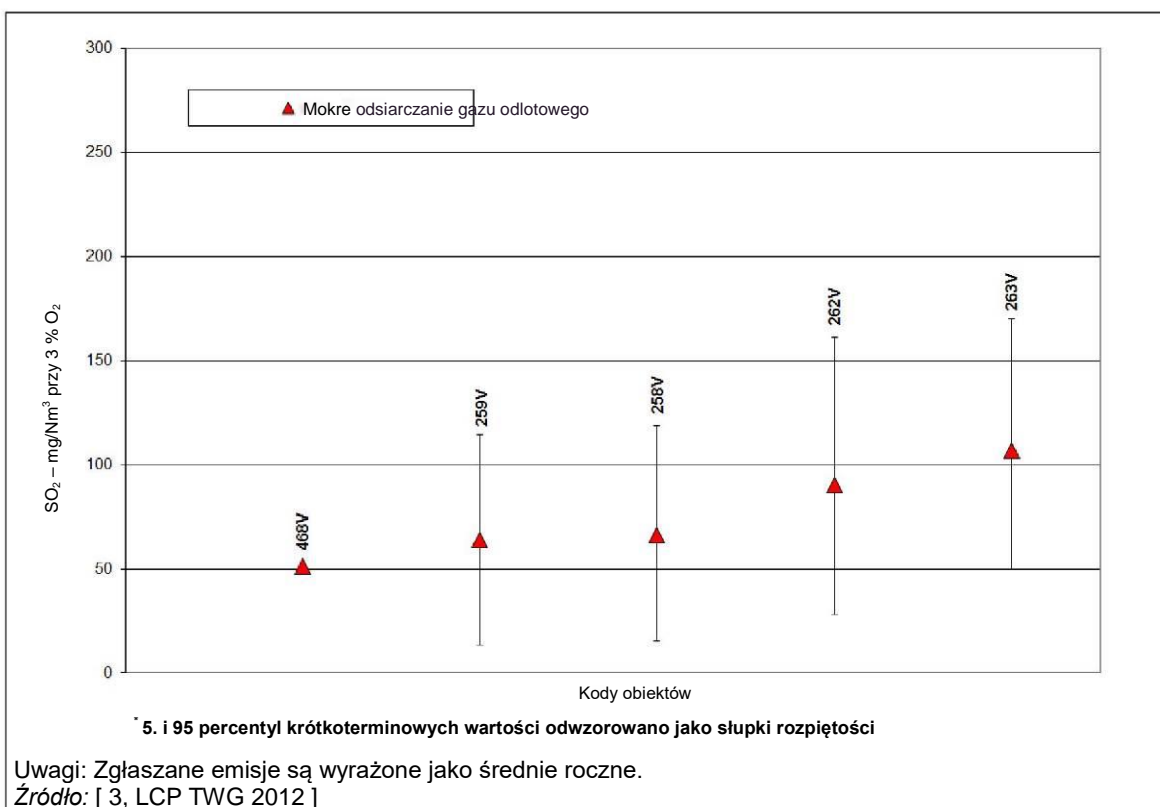
Technika	Opis techniczny	Osiągane korzyści dla środowiska	Charakterystyka obciążenia środowiska i dane eksploatacyjne	Efekty krzyżowe mediów	Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowalności		Opłacalność	Przykładowe obiekty
					Nowe obiekty	Istniejące obiekty		
Wybór paliwa	Technika główna dla zapobiegania emisjom siarki Zobacz również Dział 3.1.1.4.	Ograniczenie emisji SO _x u źródła	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	N/D	Ma zastosowanie w obrębie ograniczeń skojarzonych z dostępnością różnych typów paliwa, na co może oddziaływać polityka paliwowa krajów członkowskich.		Zależy od typu i jakości oleju opałowego. Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	Obiekty 83, 454
Mokre odsiarczanie gazów odlotowych; (mokre FGD)	Zobacz Dział 3.2.2.21 Istniejące mokre płuczki mogą być ulepszone przez optymalizowanie wzoru przepływu w absorberze	Ograniczenie emisji SO _x i pyłu	Sprawność ograniczania emisji SO _x > 90 % w modernizacji	W zależności od źródła wapnia, emisje As, Cd, Pb i Zn do powietrza mogą być nieco wyższe. Emisje do wody. Powstawanie pióropusza na wylocie komina, jeżeli gazy odlotowe nie są przegrzewane.	Mogą występować ograniczenia techniczne i ekonomiczne dla stosowania tej techniki do obiektów energetycznego spalania o mocach < 300 MW _t .	Mogą występować ograniczenia techniczne i ekonomiczne dla stosowania tej techniki do obiektów energetycznego spalania o mocach < 300 MW _t . Mogą występować techniczne i ekonomiczne ograniczenia dla modernizowania obiektów, eksploatowanych przez 500 h/rok do 1500 h/rok.	Z powodu wysokich kosztów procesu mokrego płukania, technika ta jest ekonomicznym rozwiązaniem dla większych obiektów, w zależności od reżimu eksploatacji i zawartości siarki w paliwie. Niewykonalne dla obiektów eksploatowanych < 500 h/rok	Obiekty 258, 259
Odsiarczanie gazów odlotowych wodą morską	Zastosowanie płuczki z wodą morską silnie zależy od określonej sytuacji, z powodu oddziaływania zanieczyszczenia na środowisko morskie. Zobacz również Dział 3.2.2.2.2	Ograniczenie emisji SO _x i pyłu	N/D	Tendencja do doprowadzania do ograniczonych poziomów pH w sąsiedztwie wypływu wody i emisji metali i pozostałe popiołu do środowiska morskiego.	Zobacz rozważania techniczne dotyczące stosowalności mokrego odsiarczania gazów odlotowych.		Właściwe dla obiektu. Niewykonalne dla obiektów eksploatowanych < 500 h/rok	N/D

Sucha płuczka lub absorber natryskowy (SDA)	Zobacz Dział 3.2.2.2.6. Natryskowe suche płuczki najpierw produkują pył, a ograniczają one emisje pyłu tylko w połączeniu ze skutecznymi systemami usuwania cząstek stałych (filtry workowe, elektrofiltry).	Ograniczenie emisji SO _x	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	Pozostałości, które muszą być kierowane na składowiska.	Zastosowanie ogólne	Właściwe dla obiektu	N/D
Wstrzykiwanie sorbentu do przewodu (DSI)	Wstrzykiwanie i dyspergowanie suchego sproszkowanego sorbentu w strumieniu gazów odlotowych. Sorbent (np. wodorowęglan sodu, uwodnione wapno) reaguje z kwaśnymi gazami (np. gazowymi gatunkami siarki, HCl) by tworzyć substancję stałą, która jest usuwana przez filtrowanie (filtr workowy lub odpylanie elektrostatyczne). Zobacz również Dział 3.2.2.2.8		N/D	N/D	Zastosowanie ogólne	N/D	Obiekt 70
Skrapacz gazu odlotowego	Zobacz Dział 3.2.3.15.		Zastosowanie ogólne	Obiekt 454			
Uwagi: N/D: Brak dostępnych specjalnych informacji.							

Rys. 6.4 przedstawia roczne stężenia emisji SO_2 z dobrze działających obiektów opalanych ciężkim olejem opałowym i/lub olejem napędowym o mocy $< 300 \text{ MW}_t$, które wszystkie wykorzystują wybór paliwa jako technikę, w jednym przypadku połączony ze skraplaczem gazów odlotowych; zauważa się jako odniesienie, że zastosowanie paliwa o zawartości siarki 0,1% daje emisje SO_2 wynoszące 175 mg/Nm^3 . Rys. 6.5 przedstawia roczne stężenia emisji SO_2 z dobrze działających obiektów opalanych ciężkim olejem opałowym i/lub olejem napędowym o mocy $\geq 300 \text{ MW}_t$, które wszystkie wykorzystują technikę mokrego odsiarczania gazów odlotowych. Obiekty pokazane na rys. 6.4 (całkowita znamionowa doprowadzana moc cieplna w przedziale od 35 MW do 84 MW) okresowo nadzorują stężenia emisji SO_2 , a obiekty pokazane na rys. 6.5 (całkowita znamionowa doprowadzana moc cieplna w przedziale od 417 MW do 800 MW) monitorują w sposób ciągły stężenia emisji SO_2 . Brak jest dowodów korelacji pomiędzy stężeniami emisji SO_2 wykreślonymi na rys. 6.4 a wiekiem obiektu (lata włączenia do ruchu pomiędzy 1964 i 2004), obciążeniem (równoważny współczynnik pełnego obciążenia zmieniający się pomiędzy 28% i 80%) lub godzinami eksploatacji (godziny eksploatacji ogółem z przedziału od 30 do 219). Brak jest wyraźnej korelacji pomiędzy stężeniami emisji SO_2 wykreślonymi na rys. 6.5, a obciążeniem (równoważny współczynnik pełnego obciążenia zmieniający się pomiędzy 60 % i 74 %) lub godzinami eksploatacji na rok (godziny eksploatacji ogółem z przedziału od 630 do 5580).



Rysunek 6.4: Emisje SO₂ z dobrze działających kotłów opalanych ciężkim olejem opałowym i/lub olejem napędowym o mocach < 300 MW_t



Rysunek 6.5: Emisje SO₂ z dobrze działających kotłów opalanych ciężkim olejem opałowym i/lub olejem napędowym o mocach ≥ 300 MW_t

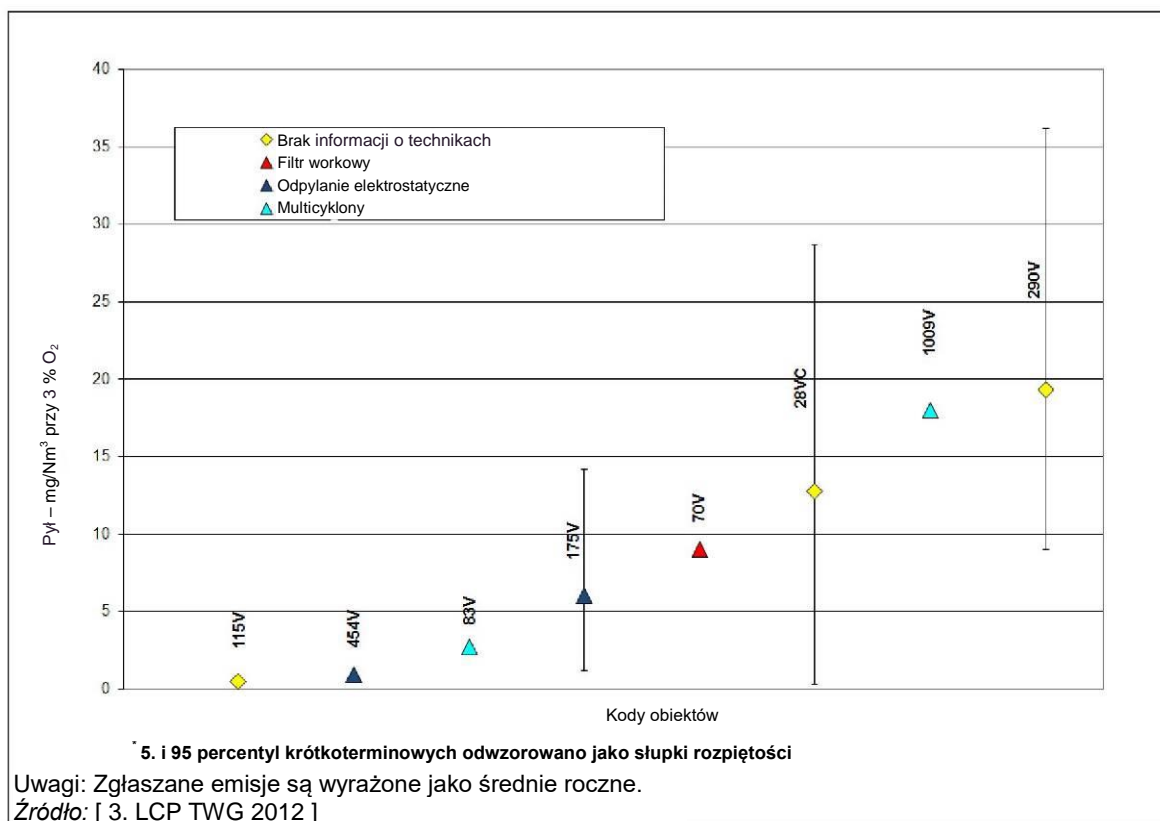
6.3.2.5 Techniki zapobiegania emisjom pyłu i metali zawartych w pyle oraz ich ograniczania

Informacje o ogólnych technikach dla zapobiegania i kontrolowania emisji pyłów i metali zawartych w pyłach podano w Dziale 3.2.2.1. Tabela 6.10 podaje dodatkowe informacje na ten sam temat właściwe dla opalania ciężkim olejem opałowym i/lub olejem napędowym w kotłach, np. o charakterystykach obciążenia środowiska i przykładowych instalacjach. Dalsze szczegóły o powiązanej charakterystyce obciążania środowiska i danych eksploatacyjnych są podane za tabelą.

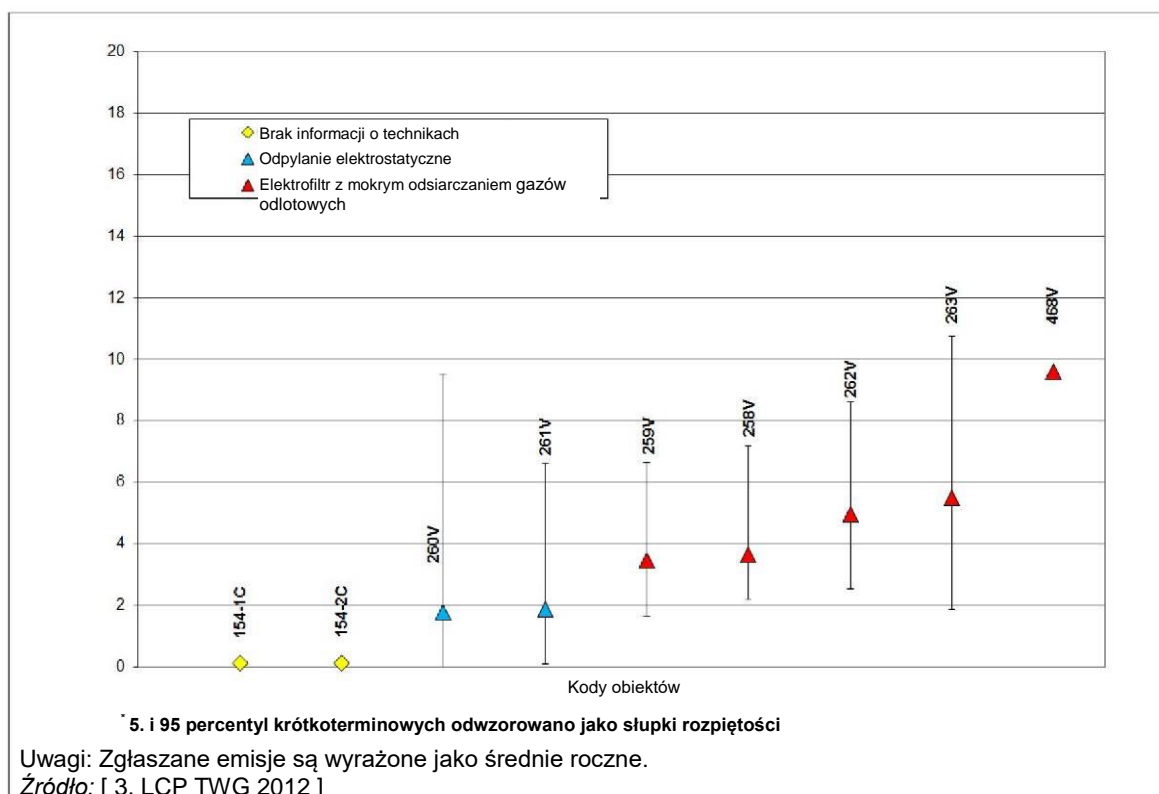
Tabela 6.10: Techniki zapobiegania i kontroli emisji pyłu i metali zawartych w pyle z kotłów opalanych ciężkim olejem opałowym i/lub olejem napędowym

Technika	Opis techniczny	Osiągane korzyści dla środowiska	Charakterystyka obciążenia środowiska i dane eksploatacyjne	Efekty krzyżowe mediów	Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowalności		Przykładowe obiekty
					Nowe obiekty	Istniejące obiekty	
Wybór paliwa	Zobacz Dział 3.1.1.4.	Ograniczanie emisji pyłu	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	Brak	Ma zastosowanie w obrębie ograniczeń skojarzonych ze stosowalnością różnych typów paliwa, na co może oddziaływać polityka paliwowa krajów członkowskich.		N/D
Odpylacz elektrostatyczny (ESP)	Zobacz Dział 3.2.2.1.1 Elektrofiltry są szeroko stosowane do kotłów.	Ograniczanie emisji pyłu i metali zawartych w pyłach.			Zastosowanie ogólne		Obiekt 260
Filtr workowy	Zobacz Dział 3.2.2.1.2 Sorbent [np. $\text{Ca}(\text{OH})_2$ lub NaHCO_3] może być wstrzykiwany po stronie dolotowej filtra, by rozcieńczać potencjalnie lepki popiół/sadzę, która może w przeciwnym razie powodować wysoki spadek ciśnienia na workach	Ograniczanie emisji pyłu, w tym drobnego pyłu (PM_{25} i PM_{10}) i metali ciężkich zawartych w pyłach	Wysokie straty ciśnienia w porównaniu do ESP > 97 % sprawność usuwania pyłu. Wysokie doświadczenie eksploatacyjne.	Podwyższone ryzyko pożaru; ryzyko to może być ograniczone, jeżeli filtr workowy jest stosowany w połączeniu z mokrym odsiarczaniem gazów odlotowych.	Zastosowanie ogólne		Obiekt 70
Multicyklon	Stosowany jako pierwszy stopień, po którym następują inne, bardziej skuteczne techniki. Zobacz również Dział 3.2.2.1.3	Ograniczanie emisji pyłu	N/D	N/D	Zastosowanie ogólne		Obiekt 83
Techniki odsiarczania	Zobacz Dział 3.2.2.2. Techniki te są głównie stosowane do kontrolowania emisji SO_x	Ograniczanie emisji SO_x z dodatkowym efektem ograniczania emisji pyłów			Zobacz Tabela 6.9		Obiekt 259
Uwagi: N/D: Brak dostępnych specjalnych informacji.							

Rys. 6.6 przedstawia roczne stężenia emisji pyłów z dobrze działających obiektów opalanych ciężkim olejem opałowym i/lub olejem napędowym o mocach < 300 MW_t. Obiekt 290V spalający ciężki olej opałowy o zawartości popiołu 0,018% wag., zgłasza roczne emisje pyłów poniżej 20 mg/Nm³. przedstawia roczne stężenia emisji pyłu z dobrze działających, opalanych ciężkim olejem opałowym obiektów o mocach ≥ 300 MW_t, które wszystkie wykorzystują elektrofiltry lub bez mokrego odsiarczania gazów odlotowych. Obiekty 154-1 i 154-2 spalają olej napędowy. Kilka spośród obiektów pokazanych na Rys. 6.6 i wszystkie spośród obiektów pokazanych na Rys. 6.7 w sposób ciągły monitorują stężenia emisji pyłów. Brak jest dowodów korelacji pomiędzy stężeniami emisji pyłów wykreślonymi na Rys. 6.6 i obciążeniem obiektu (równoważny współczynnik pełnego obciążenia z przedziału pomiędzy 16% do 80%) lub godzinami eksploatacji na rok (godziny eksploatacji ogółem z przedziału pomiędzy 200 do 7740), ani pomiędzy stężeniami emisji pyłów wykreślonymi na rys. 6.7 i obciążeniem obiektu (równoważny współczynnik pełnego obciążenia zmieniający się w przedziale pomiędzy 21% i 74%) lub godzinami eksploatacji na rok (godziny eksploatacji ogółem zmieniające się pomiędzy 630 do 5580).



Rysunek 6.6: Emisje pyłu z dobrze działających obiektów opalanych ciężkim olejem opałowym i/lub olejem napędowym o mocach < 300 MW_t



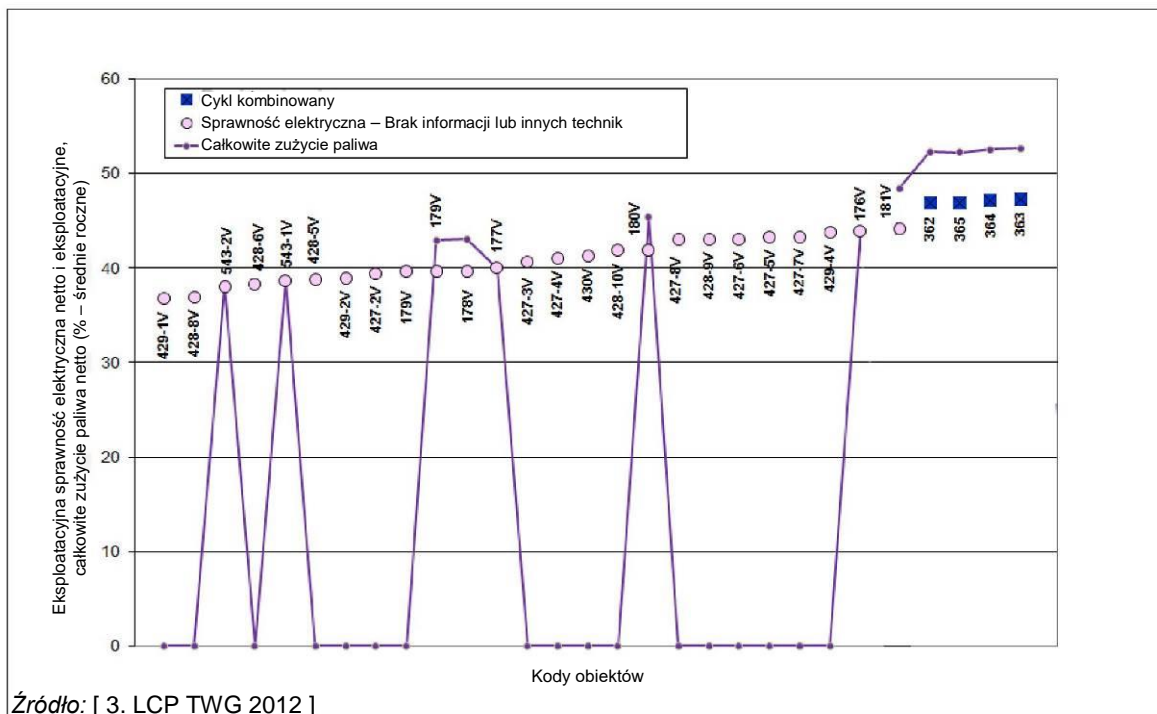
Rysunek 6.7: Emisje pyłu z dobrze działających kocioł opalanych ciężkim olejem opałowym i/lub olejem napędowym o mocach $\geq 300 \text{ MW}_t$

6.3.3 Techniki do rozważenia przy ustalaniu BAT dla spalania ciężkiego oleju opałowego i/lub oleju napędowego w silnikach

6.3.3.1 Techniki zwiększania efektywności energetycznej

Informacje o ogólnych technikach zwiększania sprawności energetycznej obiektów energetycznego spalania podano w Dziale 3.2.3, podczas gdy rys. 6.10 podaje dodatkowe informacje o sprawności energetycznej właściwej dla spalania ciężkiego oleju opałowego i/lub oleju napędowego w silnikach, np. o charakterystyce obciążenia środowiska i przykładowych obiektach.

Rys. 6.8 przedstawia eksploatacyjne sprawności elektryczne i całkowite zużycie paliwa dla niektórych europejskich silników spalających ciężki olej opałowy i/lub olej napędowy, włączonych do ruchu pomiędzy rokiem 1984 i 2012, eksploatowanych pomiędzy 277 h/rok i 8500 h/rok, z równoważnikiem współczynnika obciążenia paliwem pomiędzy 54 % i 97%.



Rysunek 6.8: Eksploatacyjna sprawność energetyczna europejskich silników zasilanych ciężkim olejem opałowym i/lub olejem napędowym

Projektowa sprawność elektryczna pojedynczo-cyklowego, dwusuwowego bloku silnika 181 wynosi 44,5 %. Blok 176 jest również silnikiem dwusuwowym. Duże dwusuwowe silniki wysokoprężne są sprawniejsze, niż duże czterosuwowe silniki, które mogą mieć projektowe sprawności elektryczne netto do 41,5%.

Cztery obiekty, z dwoma silnikami każdy i wspólną turbiną parową, włączone do ruchu po 2010 r. zgłosiły projektowe sprawności elektryczne netto powyżej 48%. Obiekty te są wyposażone w przepływowy układ chłodzenia; może występować oddziaływanie na sprawność energetyczną, w przypadku stosowania układu zamkniętego w suchych, gorących warunkach,

[66, TWG Task Force on Energy Efficiency 2014]

Tabela 6.11: Techniki zwiększania sprawności energetycznej silników zasilanych ciężkim olejem opałowym i/lub olejem napędowym

Technika	Opis techniczny	Osiągane korzyści dla środowiska	Charakterystyka obciążania środowiska i dane eksploatacyjne	Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowalności		Przykładowe obiekty	Literatura referencyjna
				Nowe obiekty	Istniejące		
Odzyskiwanie ciepła w elektrociepłowniach	Zobacz Dział 3.2.3.2.	Zwiększona sprawność		Zastosowanie ogólne	Bardzo ograniczona stosowalność		[136, EUROMOT 2001]
Cykl kombinowany	Po stopniach oczyszczania, spaliny silnikowego, które nadal zawierają znaczną ilość energii są przepuszczane przez kotły odzyskiwania ciepła odpadowego. Część energii w spalinach jest przekazywana do cyklu parowego. Zobacz również Dział 3.2.3.11.	Zwiększona sprawność obiektów silnikowych	Może być wytwarzana dodatkowa energia elektryczna, sprawność netto obiektu może być zwiększona do 48% (zwiększając sprawność elektryczną o więcej niż 5%) poprzez zmniejszenie temperatury spalin do 170 °C gdy obiekt jest eksploatowany powyżej 50% równoważnego pełnego obciążenia. Wysoka sprawność daje niższe zużycie paliwa na kWh generowanej energii (około 0,19 g paliwa na kWh).	Zastosowanie ogólne. W przypadku wytwarzania pary z odzyskiwaniem ciepła z turbinami parowymi, stosowalność jest bardzo ograniczona dla istniejących obiektów z powodu ograniczeń przestrzeni.		Obiekty 362, 363, 364, 365	N/D
Wymiana łopatek turbin	Łopatki turbin parowych mogą być wymieniane na łopatki trójwymiarowe w trakcie okresów regularnych konserwacji.	Zwiększona sprawność	N/D	Ogólna stosowalność do silników wyposażonych w wytwarzanie pary z odzyskiwaniem ciepła w trybie cyklu kombinowanego, gdzie energia spalania jest przekazywana do cyklu parowego. Ma zastosowanie tam, gdzie łopatki turbiny są dostępne dla pary turbiny pod ciśnieniem.		N/D	
Nowoczesny system sterowania	Zobacz również Dział 3.2.3.8.	Zwiększona sprawność.	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	Zastosowanie ogólne			
Akumulacja ciepła (magazynowanie ciepła)	Zobacz Dział 3.2.3.9.	Zwiększona sprawność	N/D	Zastosowanie ogólne			
Uwagi: N/D: Brak dostępnych specjalnych informacji.							

6.3.3.2 Techniki zapobiegania emisjom NO_x i CO i/lub ich ograniczania

Informacje o ogólnych technikach poprawiania charakterystyki zapobiegania emisjom NO_x i CO podano w Dziale 3.2.2.3, podczas gdy na rys. 6.11 podano dodatkowe informacje o konkretnym przypadku spalania ciężkiego oleju opałowego i/lub oleju napędowego w silnikach, np. o charakterystykach obciążania środowiska i przykładowych obiektach. Dalsze szczegóły o powiązanej charakterystyce obciążania środowiska i danych eksploatacyjnych są podane za tabelą.

Tabela 6.12: Techniki zapobiegania i kontroli emisji NO_x i CO z silników spalających ciężki olej opałowy i/lub olej napędowy

Technika	Opis techniczny	Osiągane korzyści środowiskowe	Charakterystyka obciążania środowiska i dane eksploatacyjne	Efekty krzyżowe mediów	Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowalności		Opłacalność	Przykładowe obiekty	Literatura referencyjna
					Nowe obiekty	Istniejące			
Recykulacja spalin	Zobacz Dział 3.2.2.3.3	Ograniczenie emisji NO _x	N/D	N/D	Nie ma zastosowania do silników czterosuwowych		Właściwe dla obiektu	N/D	N/D
Dodatek wody/pary	Zobacz Dział 3.2.2.3.10 Można to zrealizować poprzez bezpośredni wtrysk, za pomocą emulsji paliwa i wody lub poprzez mieszaninę powietrza spalania i pary (wilgotne powietrze).		Przedział emisji NO _x : < 1 300 mg/Nm ³ do 1 600 mg/Nm ³	Zwiększone zużycie paliwa silnikowego	Ma zastosowanie w obrębie ograniczeń dostępności wody. Stosowalność może być ograniczona w przypadku silników, do których pakiet modernizacyjny nie jest dostępny.		N/D		
Koncepcja niskiej emisji NO _x ze spalania w silnikach wysokoprężnych	Zobacz Dział 3.2.2.3.8. Obejmuje możliwość wczesnego zamykania zaworów dolotowych powietrza, co zmniejsza temperaturę w cylindrze, ograniczając w ten sposób tworzenie NO _x		Dzięki stosowaniu koncepcji spalania z niską emisją NO _x emisje NO _x w nowoczesnych silnikach są nawet do 40% niższe, niż występujące w podobnych typach silników z początku lat 1990, przy utrzymaniu tej samej sprawności.	Potrzebne są wyższe stosunki ciśnień, w przeciwnym razie wzrasta zużycie paliwa, a moc oddawana przez silnik może się zmniejszać.	Zastosowanie ogólne		N/D	Obiekt 427–6V	

Selektywna redukcja katalityczna (SCR)	Może być użyta w modernizacji zarówno w konfiguracjach wysoko- jak i niskopyłowych. Zobacz Dział 3.2.2.3.11	Ograniczenie emisji NO _x	Trzy warstwy są zazwyczaj wystarczające do osiągnięcia ograniczenia emisji NO _x o 90-92 % . Regeneracja katalizatora SCR wymagana jest co pięć lat. Może być potrzebny system sterowania w celu zapewnienia prawidłowego działania selektywnej redukcji katalitycznej.	Poślizg amoniakalny.	Zastosowania ogólne	Mogą występować techniczne i ekonomiczne ograniczenia dla modernizowania obiektów, eksploatowanych przez 500 h/rok do 1500 h/rok. Modernizowanie istniejących obiektów może być ograniczane poprzez dostępność wystarczającej przestrzeni.	Zobacz informacje o kosztach selektywnej redukcji katalitycznej poniżej tej tabeli. Niewykonalne dla obiektów eksploatowanych h < 500 h/rok	Obiekty 364, 691	[95, UNECE 2012] [164, Rigby et al.] [165, EUROMOT 2002] [166, Ceramics GmbH 2002] [136, EUROMOT 2001]
Uwagi: N/D: Brak dostępnych specjalnych informacji.									

Informacje dodatkowe o zagadnieniach technicznych dotyczących stosowalności selektywnej redukcji katalitycznej

Przy rozważaniu selektywnej redukcji katalitycznej (SCR), ważne są następujące kwestie:

- Ważna jest temperatura gazów odlotowych, by unikać tworzenia soli na elementach katalizatora. Musi być utrzymywana pewna minimalna temperatura gazów odlotowych, która zależy od zawartości siarki w paliwie. W paliwie mogą występować niektóre metale śladowe, które mogą zatruwać katalizator, stąd też zawartość popiołu w paliwie, które ma być zastosowane może wymagać przeanalizowania, jeżeli wykorzystywany jest niskiej klasy ciężki olej opałowy. Większość obiektów z silnikami wysokoprężnymi i selektywną redukcją katalityczną pracuje na olejach o niskiej zawartości siarki lub gazie ziemnym. Doświadczenie pokazuje, że przy eksploatacji na ciężkim oleju opałowym lub innych paliwach resztkowych, w reaktorze selektywnej redukcji katalitycznej konieczne jest zamontowanie systemu przedmuchiwanie sadzy, aby utrzymać elementy w czystości i unikać zwiększania spadku ciśnienia na SCR.
- Stosowanie mocznika może minimalizować ryzyko transportowania i magazynowania skojarzone z amoniakiem. Dostarczanie odczynnika wymaga prawidłowej infrastruktury przemysłowej.
- Technika selektywnej redukcji katalitycznej cechuje się wysokimi kosztami kapitałowymi i eksploatacyjnymi. Z przyczyn technicznych, dotyczących zapewnienia elastyczności przy niskich obciążeniach, w modułowych elektrowniach każdy silnik jest ogólnie wyposażony we własny zespół selektywnej redukcji katalitycznej. Jednostka selektywnej redukcji katalitycznej nie może dobrze pracować w trakcie rozruchów i wyłączeń, co wpływa na ograniczenie emisji NO_x [96, Malta 2013]. Koszty eksploatacyjne zależą od ilości potrzebnego odczynnika i częstotliwości, z jaką muszą być wymieniane lub nowo dodawane elementy katalityczne, by utrzymać projektową sprawność SCR (po kilku latach eksploatacji). Zużyte elementy katalityczne są regenerowane lub muszą być prawidłowo utylizowane, gdy regeneracja nie jest możliwa.
- W niektórych przypadkach montowanie silnika z selektywną redukcją katalityczną pozwala na zwiększenie sprawności energetycznej obiektu nawet do 5 punktów procentowych, poprzez optymalizowanie silnika dla maksymalnej mocy elektrycznej. Takie dostrajanie będzie normalnie prowadzić do zwiększenia tworzenia NO_x ale ten efekt można zbagatelizować, gdy stosowana jest selektywna redukcja katalityczna. [97, Jacobsen 2011] [r 26, Jacobsen 2011]. Będzie to jednak mieć również wpływ na zużycie odczynnika SCR i związane z tym koszty. Dla nowoczesnych silników, eksploatowanych już przy ich maksymalnej mocy z cylindra, przyrost sprawności energetycznej wynikający z wyposażenia obiektu w selektywną redukcję katalityczną będzie znacznie bardziej ograniczony. [98, EUROMOT 2013]
- System selektywnej redukcji katalitycznej wymaga regularnej planowanej konserwacji lub przeglądów, np. corocznie, aby zapobiegać poślizgowi amoniakalnemu. Na przykład, przy wysokim poślizgu amoniakalnym, na wewnętrznych powierzchniach podzespołów osadzonych za reaktorem mogą występować szkodliwe osady soli, na przykład na wytwornicy pary z odzyskiem ciepła w przypadku obiektu pracującego w cyklu kombinowanym.
- W 2014 r. było ponad 50 silników we francuskim SIS, pracujących z selektywną redukcją katalityczną (np. obiekt 691, dane zebrane w 2012r.) Te urządzenia selektywnej redukcji katalitycznej wymagają optymalizacji (np. w Vazzio, stosowalność była skomplikowana a skutek ograniczeń dostępności przestrzeni). [99, FRANCE 2013] [100, FRANCE 2014]

Ekonomika selektywnej redukcji katalitycznej

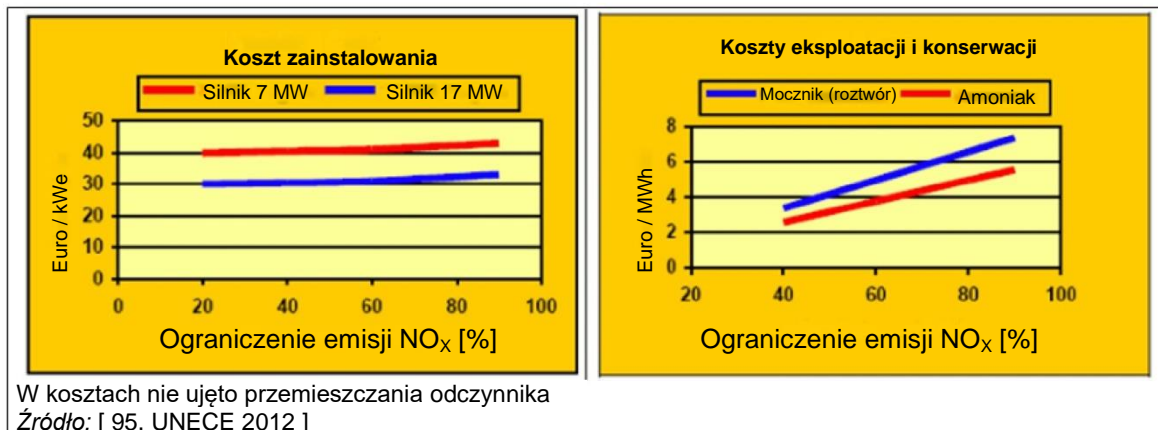
W 2014 r. typowy koszt usuwania NO_x z zastosowaniem selektywnej redukcji katalitycznej w silnikach wysokoprężnych spalających ciężki olej opałowy, zlokalizowanych na odizolowanych wyspach szacowano na 1450 euro/tonę ograniczonej emisji NO_x (dodatkowy koszt elektryczności wytwarzanej 17,4 euro/MW; jest to wzrost kosztu o około 24,8%). W silnikach wysokoprężnych spalających ciężki olej opałowy, zlokalizowanych stałym lądzie typowy koszt szacowano na 675 euro/tonę ograniczonej emisji NO_x (dodatkowy koszt elektryczności wytwarzanej 8,1 euro/MW; jest to wzrost kosztu o około 11,5%).

[101, Eurelectric 2014]

Typowe koszty selektywnej redukcji katalitycznej jako funkcję ograniczenia emisji NO_x pokazano na rys. 6.9, gdzie stosowana jest następująca struktura kosztów: 40% roztwór mocznika: 200 euro/t; granulata mocznika: 400 euro/t; wodny 25 % roztwór amoniaku: 225 euro/t. Koszt i dostępność odczynników może zmieniać się od lokalizacji do lokalizacji; według najnowszych informacji, bieżące (2014 r.) ceny mocznika do zastosowań na lądzie wynoszą około 450 euro/tonę.

Według operatorów greckich, w kontrakcie z 2009 r. na siedem agregatów wysokoprężnych średniej prędkości spalających ciężki olej opałowy (każdy 16,5 MW_e) do zbudowania w jednym MIS, koszt zamontowania selektywnej redukcji katalitycznej (nie obejmujący

systemu obsługi mocznika) wynosił około 91 euro/kWe. Na podstawie tych założeń, koszt usuwania NO_x z zastosowaniem selektywnej redukcji katalitycznej w agregatach wysokoprężnych spalających ciężki olej opałowy na odizolowanych wyspach szacowano na 2000 euro/to ograniczonej emisji NO_x [101, Eurelectric 2014]

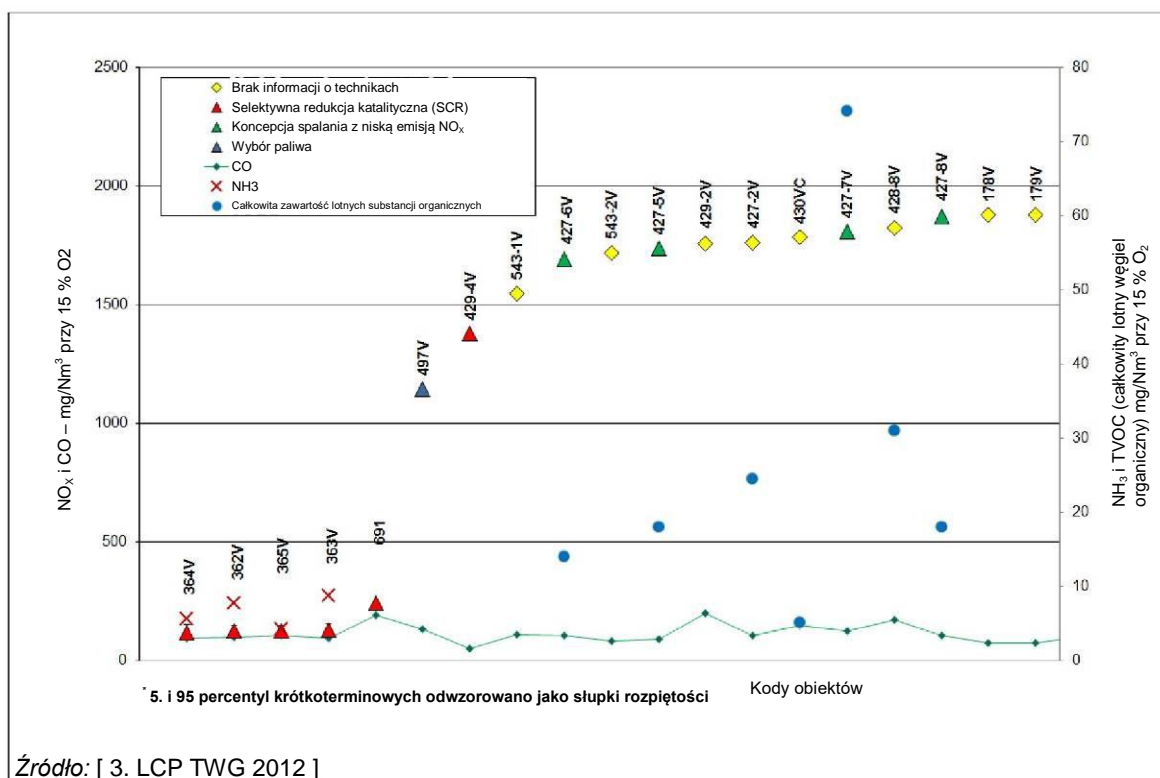


Rysunek 6.9: Typowy koszt selektywnej redukcji katalitycznej jako funkcja stopnia ograniczenia emisji NO_x w elektrowni napędzanej średnioobrotowymi silnikami wysokoprężnymi, spalającymi ciężki olej opałowy

Charakterystyka obciążania środowiska i dane eksploatacyjne

Rys 6.10 przedstawia stężenia emisji NO_x z obiektów silnikowych eksploatowanych w przedziale od 64 do 7500 godzin rocznie, przy równoważnym współczynniku pełnego obciążenia pomiędzy 53 % a 115 %. Większość z nich monitoruje w sposób ciągły stężenia emisji NO_x . Nie obserwuje się występowania korelacji pomiędzy wykreślonymi stężeniami emisji NO_x i wielkością obiektu (całkowita znamionowa doprowadzana moc cieplna pokrywa zakres 15–515 MW, jako że obiekty silnikowe są zazwyczaj modułowe), ani wiekiem obiektu (lata włączenia o ruchu pomiędzy 1987 i 2012). Wszystkie poza jednym z wykreślonych obiektów zgłaszały średnie roczne stężenia emisji CO poniżej 175 mg/Nm^3 . Średnie roczne stężenia emisji NH_3 dla wykreślonych obiektów są niższe od 9 mg/Nm^3 .

Obiekty 364V, 362V, 365V o 363V zgłaszały średnie roczne i krótkoterminowe średnie emisje NO_x poniżej 225 mg/Nm^3 wykorzystując mocznik jako odczynnik; Obiekt 691 zgłaszał średnie roczne emisje nieco powyżej tego poziomu, a na emisje zgłaszane przez obiekt 492-4 oddziałują okresy testowania i awarii. Wszystkie te obiekty są wyposażone w układy selektywnej redukcji katalitycznej. Dla innych obiektów wyposażonych tylko w techniki główne lub nie stosujące żadnych technik, z poziomami emisji NO_x sięgającymi nawet 2 500 mg/Nm^3 , zastosowanie selektywnej redukcji katalitycznej powinno zapewnić ograniczenie emisji NO_x o co najmniej 75%.



Rysunek 6.10: Roczne emisje NO_x , NH_3 , TVOC (całkowitego lotnego węgla organicznego) i CO z silników spalających ciężki olej opałowy i/lub olej napędowy, wyposażonych w selektywną redukcję katalityczną i/lub techniki główne

6.3.3.3 Techniki zapobiegania emisjom SO_x i/lub ich ograniczania

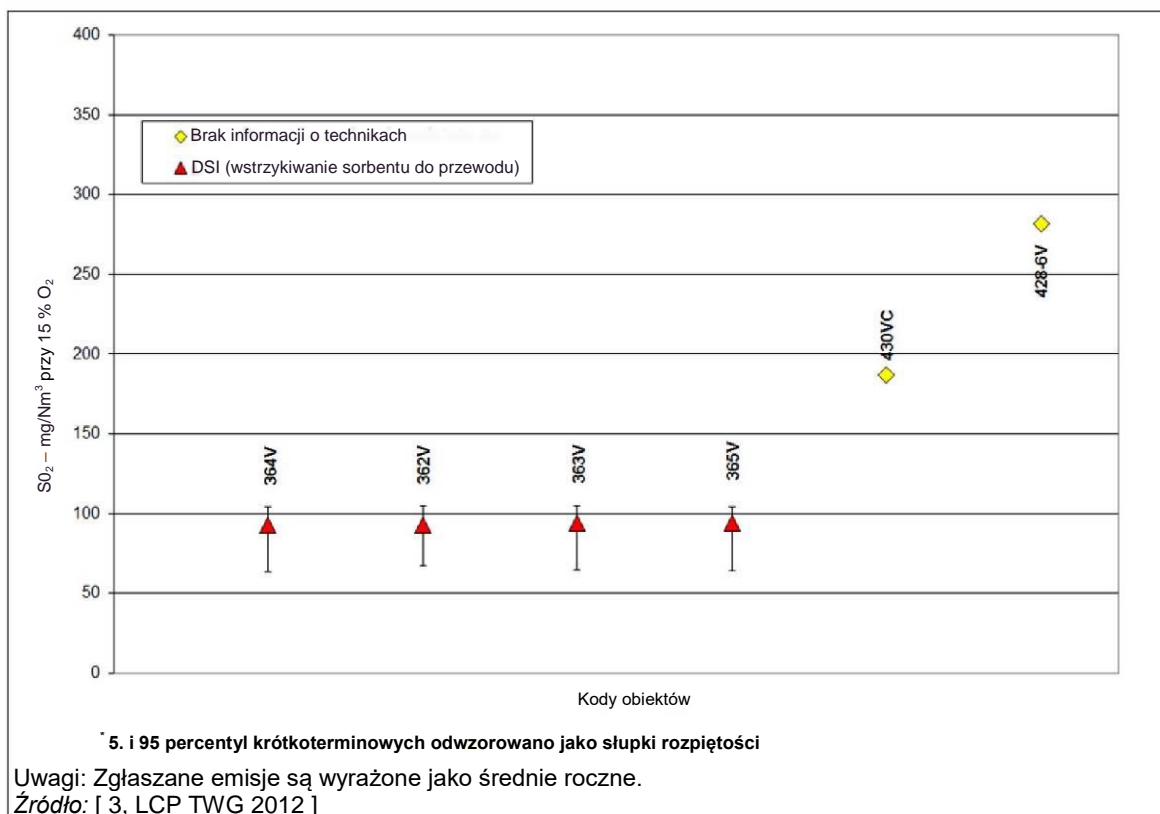
Informacje o ogólnych technikach dla zapobiegania i kontrolowania emisji SO_x podano w Dziale 3.2.2.2. Tabela 6.13 podaje dodatkowe informacje na temat technik właściwych dla spalania ciężkiego oleju opałowego i/lub oleju napędowego w silnikach, np. o charakterystykach obciążenia środowiska i przykładowych instalacjach. Dalsze szczegóły o powiązanej charakterystyce obciążania środowiska i danych eksploatacyjnych są podane za tabelą.

Tabela 6.13: Techniki zapobiegania i kontroli emisji SO_x z silników spalających ciężki olej opałowy i/lub olej napędowy

Technika	Opis techniczny	Osiągane korzyści dla środowiska	Efekty krzyżowe mediów	Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowalności		Opłacalność	Przykładowe objekty
				Nowe objekty	Istniejące objekty		
Wybór paliwa	Zobacz Dział 3.1.1.4.	Ograniczenie emisji SO _x u źródła	N/D	Ma zastosowanie w obrębie ograniczeń skojarzonych z dostępnością różnych typów paliwa, na co może oddziaływać polityka paliwowa krajów członkowskich.		N/D	N/D
Odsiarczanie gazów odlotowych wodą morską	Zastosowanie płuczki z wodą morską silnie zależy od określonej sytuacji, z powodu oddziaływania zanieczyszczenia na środowisko morskie. Zobacz również Dział 3.2.2.2.2	Ograniczenie emisji SO _x	Tendencja do doprowadzania do ograniczonych poziomów pH w sąsiedztwie wypływu wody i emisji metali i pozostałe popiołu do środowiska morskiego.	Zobacz rozważania techniczne dotyczące stosowalności mokrego odsiarczania gazów odlotowych.		Właściwe dla obiektu	N/D
Mokre odsiarczanie gazów odlotowych; (mokre FGD)	Zobacz Dział 3.2.2.2.1	Ograniczenie emisji SO _x	N/D	Mogą występować ograniczenia techniczne i ekonomiczne dla stosowanie tej techniki do obiektów energetycznego spalania o mocach < 300 MW*. Nie ma zastosowania dla obiektów energetycznego spalania eksploatowanych < 500 h/rok		Niewykonalne dla obiektów energetycznego spalania eksploatowanych < 500 h/rok	SANKO Holding, Gaziantep, Turcja
					Mogą występować techniczne i ekonomiczne ograniczenia dla modernizowania istniejących obiektów energetycznego spalania, eksploatowanych przez 500 h/rok do 1500 h/rok.		
Sucha płuczka lub absorber natryskowy (SDA)	Zobacz Dział 3.2.2.2.6 Natryskowe płuczki suche początkowo wytwarzają pył. Ograniczają one emisję pyłów tylko w połączeniu ze skutecznymi systemami usuwania cząstek stałych (filtr workowy, elektrofiltr).	Ograniczenie emisji SO _x	Pozostałości, które muszą być kierowane na składowiska odpadów lub do recyklingu, gdzie to możliwe.	Nie ma zastosowania dla obiektów energetycznego spalania eksploatowanych < 500 h/rok		N/D	N/D

Wstrzykiwanie sorbentu do przewodu (DSI)	Wstrzykiwanie i dyspergowanie suchego sproszkowanego sorbentu w strumieniu gazów odlotowych. Sorbent (np. wodorowęglan sodu, uwodnione wapno) reaguje z kwaśnymi gazami (np. gazowymi gatunkami siarki, HCl) by tworzyć substancję stałą, która jest usuwana przez filtrowanie (filtr workowy lub odpylanie elektrostatyczne). Zobacz również Dział 3.2.2.2.8	Ograniczenie emisji SO _x	N/D	Nie ma zastosowania dla obiektów energetycznego spalania eksploatowanych < 500 h/rok		N/D	Obiekty 362, 363
					Mogą występować ograniczenia techniczne w przypadku istniejących obiektów energetycznego spalania.		
Uwagi: N/D: Brak dostępnych specjalnych informacji.							

Rys. 6.11 przedstawia stężenia emisji SO_2 z dobrze działających obiektów silnikowych. Obiekty silnikowe wykorzystujące DSI (wstrzykiwanie sorbentu do przewodu) na rys. 6.11 monitorują w sposób ciągły stężenia emisji SO_x (SO_2 jest mierzone w sposób ciągły, SO_3 jest mierzone okresowo, np. w trakcie kalibracji, a stosunek SO_2 do SO_3 jest okresowo regulowany). Obiekt 428-6V włączono do ruchu 1997 i zgłaszano równoważny współczynnik pełnego obciążenia 69% oraz 5800 godzin eksploatacji w 2010 r. Nadzoruje on emisje SO_2 w sposób ciągły. Obiekt 430 (trzy silniki po 24 MW_t każdy) włączono do ruchu w 2000r. i zgłaszano równoważny współczynnik pełnego obciążenia 74 % oraz 8700 godzin eksploatacji w 2010 r. Monitoruje on emisje SO_2 okresowo (cztery razy do roku). Obiekty 362 do 365 włączono do ruchu w 2012r. (dwa silniki po 38,5 MW_t w każdym obiekcie) i zgłaszają podobne obciążenie i godziny eksploatacji rocznie, 93% i około 6000 godzin. Referencyjnie, jeżeli nie jest stosowana pomocnicza technika ograniczania emisji, zawartość siarki w paliwie wynosząca 0,5% odpowiada emisjom SO_2 równym 280 mg/Nm^3 .



Rysunek 6.11: Zgłaszane emisje SO_2 z silników spalających ciężki olej opałowy i/lub olej napędowy mają poziom poniżej 280 mg/Nm^3

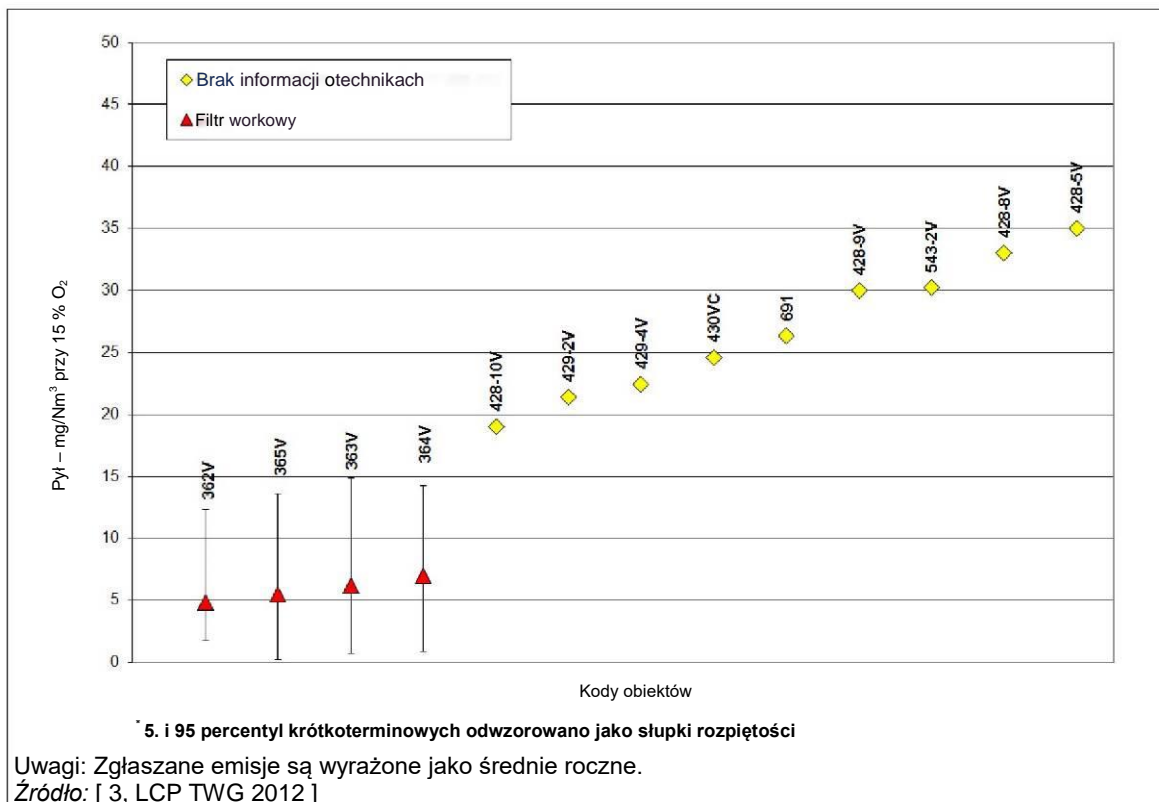
6.3.3.4 Techniki zapobiegania emisjom pyłu i metali zawartych w pyłe oraz ich ograniczania

Informacje o ogólnych technikach dla zapobiegania i kontrolowania emisji pyłów i metali zawartych w pyłach podano w Dziale 3.2.2.1. Tabela 6.14 podaje dodatkowe informacje na ten sam temat właściwe dla spalania ciężkiego oleju opałowego i/lub oleju napędowego w silnikach, np. o charakterystykach obciążenia środowiska i przykładowych instalacjach. Dalsze szczegóły o powiązanej charakterystyce obciążenia środowiska i danych eksploatacyjnych są podane za tabelą.

Tabela 6.14: Techniki zapobiegania i kontroli emisji pyłu i metali zawartych w pyłe z silników spalających ciężki olej opałowy i/lub olej napędowy

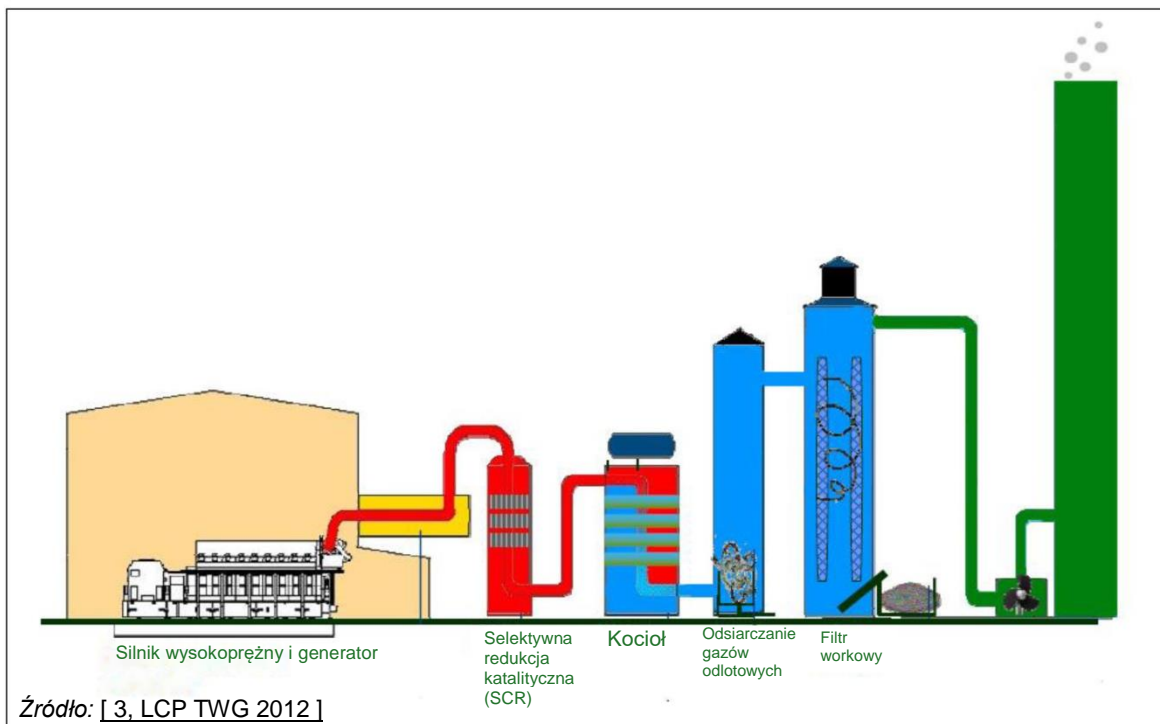
Technika	Opis techniczny	Osiągane korzyści dla środowiska	Charakterystyka obciążenia środowiska i dane eksploatacyjne	Efekty krzyżowe mediów	Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowalności		Przykładowe obiekty
					Nowe obiekty	Istniejące obiekty	
Wybór paliwa	Zobacz Dział 3.1.1.4.	Ograniczanie emisji pyłu	N/D	Brak	Ma zastosowanie w obrębie ograniczeń skojarzonych ze stosowalnością różnych typów paliwa, na co może oddziaływać polityka paliwowa krajów członkowskich.		N/D
Odpylacz elektrostatyczny (ESP)	Zobacz Dział 3.2.2.1.1	Ograniczanie emisji pyłu i metali zawartych w pyłach.	Przedstawiono bardzo mało przykładów zastosowań.	Brak			N/D
Filtr workowy	Zobacz Dział 3.2.2.1.2	Ograniczanie emisji pyłów, zwłaszcza drobnego pyłu (PM _{2,5} i PM ₁₀) i metali ciężkich zawartych w pyłach	Wysokie straty ciśnienia w porównaniu do ESP (odpylania elektrostatycznego) . > 97 % sprawność usuwania pyłu uzyskana poprzez zastosowanie	Podwyższone ryzyko pożaru; ryzyko to może być ograniczone, jeżeli filtr workowy jest stosowany w	Nie ma zastosowania dla obiektów energetycznego spalania eksploatowanych < 500 h/rok		Obiekty 362, 363
Uwagi: N/D: Brak dostępnych specjalnych informacji.							

Rys 6.12 przedstawia stężenia emisji pyłów z dobrze działających obiektów silnikowych eksploatowanych w przedziale od 277 do 8700 godzin rocznie, przy równoważnym współczynniku pełnego obciążenia pomiędzy 58 % a 115 %. Większość z nich monitoruje w sposób ciągły stężenia emisji pyłów. Nie obserwuje się występowania korelacji pomiędzy wykreślonymi stężeniami emisji pyłów i wielkością obiektu (całkowita znamionowa doprowadzana moc cieplna pokrywa zakres 15–515 MW, jako że obiekty silnikowe są zazwyczaj modułowe), ani wiekiem obiektu (lata włączenia o ruchu pomiędzy 1992 i 2012). Obiekty stosujące filtry workowe do ograniczenia zapylenia są również wyposażone w DSI (wstrzykiwanie sorbentu do przewodu), aby ograniczać emisje SO₂. Obiekt 543–2 stosuje 60 procent oleju napędowego i 40% ciężkiego oleju opałowego.



Rysunek 6.12: Emisje pyłu z dobrze działających silników spalających ciężki olej opałowy i/lub olej napędowy

Konfiguracja technik ograniczania dla obiektów 362, 365, 364 i 365 wykorzystujących filtry workowe do odpylania, DSI (wstrzykiwanie sorbentu do przewodu) dla ograniczania emisji SO₂ i SCR (selektywną redukcję katalityczną) dla ograniczania emisji NO_x jest pokazana w Tabeli 6.14



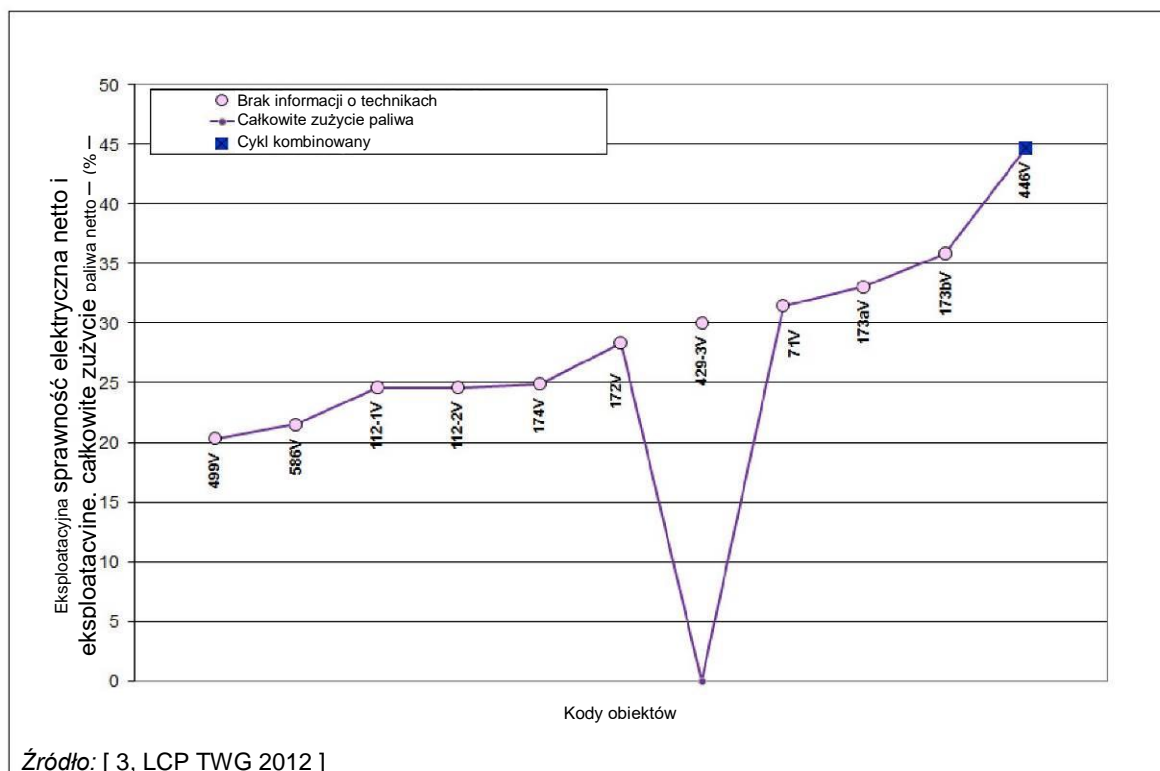
Rysunek 6.13: Konfiguracja silnikowego obiektu energetycznego spalania wyposażonego w selektywną redukcję katalityczną, kocioł odzysknicowy, wstrzykiwanie sorbentu do przewodu i filtr workowy

6.3.4 Techniki do rozważenia przy ustalaniu BAT dla spalania oleju napędowego in turbinach gazowych

6.3.4.1 Techniki zwiększania efektywności energetycznej

Informacje o ogólnych technikach zwiększania sprawności energetycznej obiektów energetycznego spalania podane w Dziale 3.2.3, przedstawiają dodatkowe informacje o sprawności energetycznej właściwej dla spalania oleju napędowego w turbinach gazowych, np. o charakterystyce obciążania środowiska i przykładowych obiektach.

Rys. 6.14 przedstawia eksploatacyjne sprawności elektryczne i całkowite zużycie paliwa dla przykładowych europejskich turbin gazowych spalających olej napędowy, włączonych do ruchu pomiędzy rokiem 1974 i 2008, eksploatowanych pomiędzy 5 h/rok i 8200 h/rok, z równoważnikiem współczynnika obciążenia paliwem pomiędzy 61 % i 97%.



Rysunek 6.14: Eksploatacyjne sprawności energetyczne europejskich turbin gazowych zasilanych olejem napędowym

Projektowe sprawności elektryczne netto zgłaszane dla trzech, pracujących w cyklu otwartym turbin gazowych, włączonych do ruchu przed 2010 r. sięgają 35,7%. Projektowa wartość sprawności elektrycznej netto zgłaszana dla jednej, pracującej w cyklu zamkniętym turbiny gazowej, włączonej do ruchu przed 2010 r. wynosi 44 %.

[66, TWG Task Force on Energy Efficiency 2014]

Tabela 6.15: Techniki dla zwiększania sprawności energetycznego turbin gazowych opalanych olejem napędowym

Technika	Opis techniczny	Osiągane korzyści dla środowiska	Efekty krzyżowe mediów efekty	Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowalności		Przykładowe obiekty
				Nowe obiekty	Istniejące obiekty	
Kogeneracja ciepła i energii elektrycznej (CHP)	Zobacz Dział 3.2.3.2.	Zwiększona sprawność energetyczna	N/D	Zastosowanie ogólne	Bardzo ograniczona stosowalność	N/D
Nowoczesny system sterowania	Zobacz Dział 3.2.3.8.		Brak	Zastosowanie ogólne		
Cykl kombinowany	Zobacz Dział 3.2.3.11.		N/D	Ogólnie ma zastosowanie do nowych bloków energetycznych o spalania, eksploatowanych > 1 500 h/rok	Ma zastosowanie do istniejących turbin w ramach ograniczeń skojarzonych z projektem cyklu parowego i dostępnością przestrzeni. Nie ma zastosowania dla istniejących turbin eksploatowanych < 1500 h/rok	Obiekt 446
Uwagi: N/D: Brak dostępnych specjalnych informacji.						

6.3.4.2 Techniki zapobiegania emisjom NO_x i CO i/lub ich ograniczania

Informacje o ogólnych technikach dla zapobiegania i kontrolowania emisji NO_x i CO podano w Dziale 3.2.2.3. Tabela 6.16 podaje dodatkowe informacje dla konkretnego przypadku spalania oleju napędowego w turbinach gazowych, np. o charakterystykach obciążenia środowiska i przykładowych instalacjach.

Tabela 6.16: Techniki zapobiegania i kontroli emisji NO_x i CO z turbin spalających olej napędowy

Technika	Opis techniczny	Osiągnięte korzyści dla środowiska	Charakterystyka obciążenia środowiska i dane eksploatacyjne	Efekty krzyżowe mediów	Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowności		Przykładowe obiekty	Literatura referencyjna
					Nowe obiekty	Istniejące obiekty		
Techniki główne								
Dodatek wody/pary	Zobacz Dział 3.2.2.3.10	Ograniczenie emisji NO _x	Ta technika jest precyzyjnie dostrajana w niektórych obiektach w Hiszpanii by osiągnąć poziomy emisji NO _x poniżej 90 mg/Nm ³ (dane przy 15 % O ₂). Ponadto dwupaliwowe turbiny gazowe są w stanie osiągnąć podobne poziomy przy zasilaniu olejem napędowym.	Wysokie zużycie wody demineralizowanej. Zmniejszenie sprawności elektrycznej	Ma zastosowanie w obrębie ograniczeń dostępności wody		Obiekty 446, 174	N/D
Palnik o niskiej emisji NO _x (LNB) w turbinie gazowej spalającej olej napędowy	Paliwo jest wtryskiwane przez lancę paliwową do pola spalania palnika. Bezpośrednio po stronie dolotowej turbiny lancy paliwa, ciepłe paliwo jest mieszane z demineralizowaną wodą by utrzymać niską dynamikę spalania i ograniczać emisje zanieczyszczeń.			W próbnej i komercyjnej eksploatacji osiągnięto poziomy emisji NO _x poniżej 90 mg/Nm ³ (dane przy 15 % O ₂)	N/D	Ma zastosowanie tylko do modeli turbin, dla których dostępne są na rynku palniki o niskiej emisji NO _x		Alstom, Berlin – Mitte
Techniki pomocnicze								
Selektywna redukcja katalityczna (SCR)	Zobacz Dział 3.2.2.3.11 W niektórych obiektach z turbinami gazowymi cyklu kombinowanego w Europie, zwłaszcza w Austrii, Francji, Niemczech, Włoszech i w Holandii, również zastosowano SCR do ograniczania emisji NO _x . Jako paliwo rezerwowe, olej napędowy jest stosowany przez ograniczony okres czasu w dwupaliwowych turbinach gazowych. W USA SCR jest	Ograniczenie emisji NO _x	N/D	Poślizg amoniakalny Niewielka strata sprawności energetycznej na skutek spadku ciśnienia	Katalizatory mogą być dezaktywowane przy niskich temperaturach na skutek wysokiej zawartości siarki i popiołu, w zależności od jakości oleju opałowego.		Obiekt Shoreham w Nowym Jorku, 46 MW, [103, NY Env2010]	[185, UK 2013] [164, Riabv et al. 2001] [167, Austriackie Ministerstwo Środowiska 2000]
Uwagi: N/D: Brak dostępnych specjalnych informacji.								

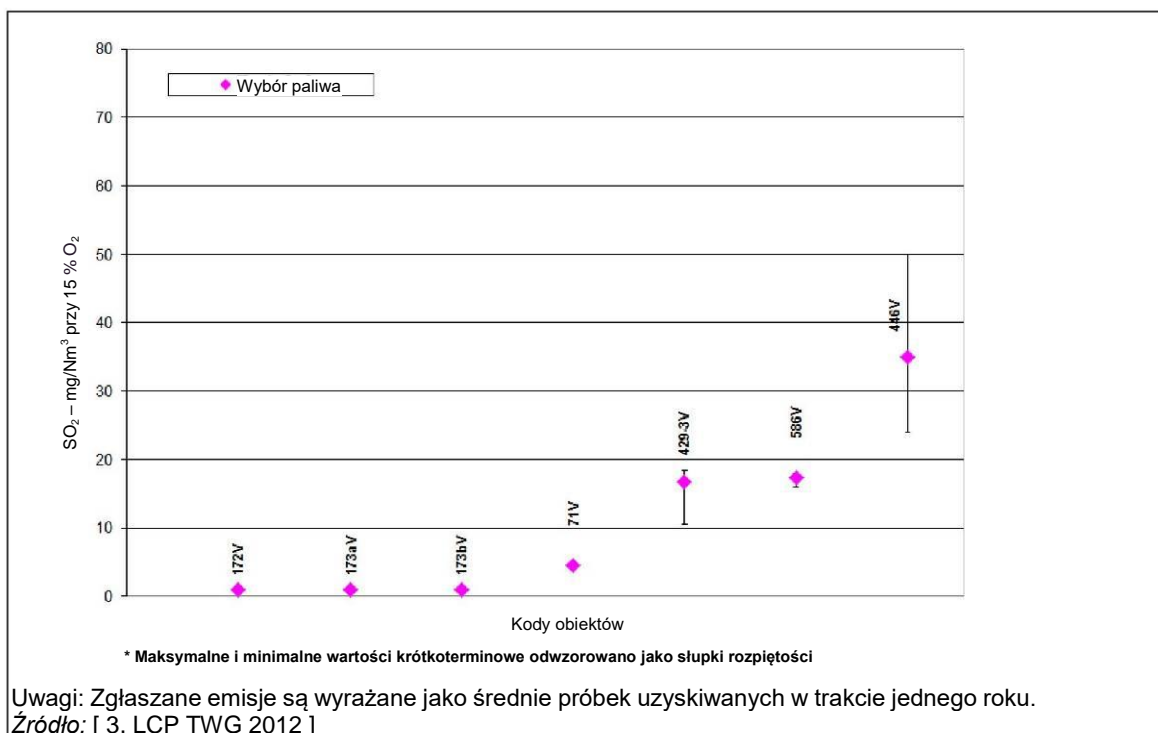
6.3.4.3 Techniki zapobiegania emisjom SO_x i/lub ich ograniczania

Informacje o ogólnych technikach dla zapobiegania i kontrolowania emisji SO_x podano w Dziale 3.2.2.2. Tabela 6.17 podaje dodatkowe informacje na temat technik właściwych dla spalania oleju napędowego w turbinach gazowych, np. o przykładowych instalacjach.

Tabela 6.17: Techniki zapobiegania i kontroli emisji SO_x z turbin gazowych spalających olej napędowy

Technika	Opis techniczny	Osiągane korzyści dla środowiska	Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowalności		Opłacalność	Przykładowe obiekty
			Nowe obiekty	Istniejące obiekty		
Wybór paliwa	Zobacz Dział 3.1.1.4.	Ograniczenie emisji SO _x u źródła	Ma zastosowanie w obrębie ograniczeń skojarzonych z dostępnością różnych typów paliwa, na co może oddziaływać polityka paliwowa krajów członkowskich.		Koszt techniki zależy od typu i jakości oleju napędowego.	Obiekty 172, 173a

Rys. 6.15 przedstawia dobrze działające obiekty z turbinami gazowymi. Monitorują one okresowo stężenia emisji SO_x (tylko obiekt 446V w sposób ciągły monitoruje SO₂). Nie jest widoczna korelacja pomiędzy wykreślonymi stężeniami emisji SO₂ i wielkością obiektu (całkowita znamionowa doprowadzana moc cieplna w przedziale 40–545 MW), wiekiem obiektu (lata włączenia do ruchu pomiędzy 1974 i 2008), obciążeniem (równoważny współczynnik pełnego obciążenia pomiędzy 62% i 88%) ani godzinami eksploatacji na rok (godziny eksploatacji ogółem z w przedziale od 100 do 8000). Istnieje jednak bezpośrednia korelacja z ilością siarki zawartą w stosowanym paliwie, jako że nie są stosowane techniki ograniczania. Obiekty 172, 173a i 173b spalają olej napędowy o zawartości siarki 0,001% wag., a Obiekt 446V zgłasza emisję o wielkości 35 mg/Nm³ przy spalaniu oleju napędowego o zawartości siarki wynoszącej około 0,08% wag. Zastosowanie oleju napędowego o wyższej zawartości siarki (0,1% wag.) oznaczałoby emisje SO₂ sięgające 60 mg/Nm³.



Rysunek 6.15: Emisje SO₂ z dobrze działających turbin gazowych opalanych olejem napędowym

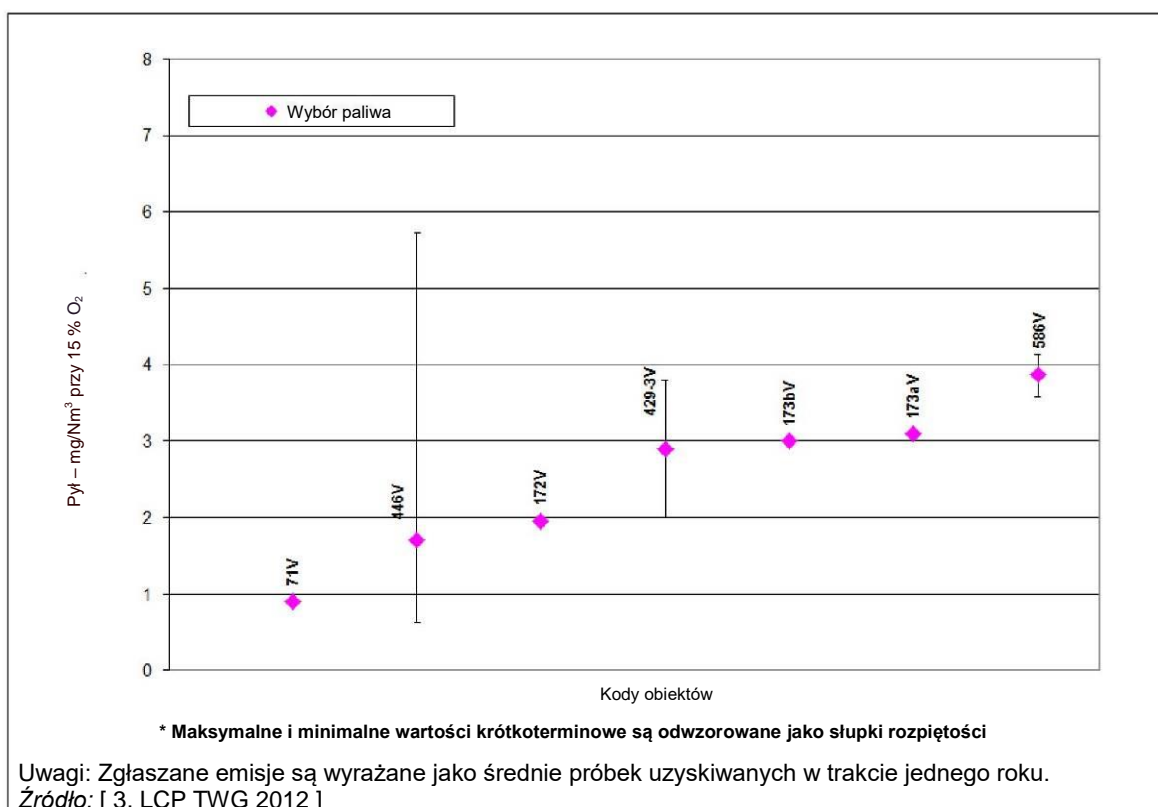
6.3.4.4 Techniki zapobiegania emisjom pyłu i metali zawartych w pyłe i/lub ich ograniczania

Informacje o ogólnych technikach dla zapobiegania i kontrolowania emisji pyłów i metali zawartych w pyłach podano w Dziale 3.2.2.1. Tabela 6.18 podaje dodatkowe informacje właściwe dla spalania oleju napędowego w turbinach gazowych, np. o przykładowych instalacjach.

Tabela 6.18: Techniki zapobiegania i kontroli emisji pyłu i metali zawartych w pyłe z turbin gazowych spalających olej napędowy

Technika (Opis)	Opis techniczny	Osiągane korzyści dla środowiska	Efekty krzyżowe mediów	Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowalności		Przykładowe obiekty
				Nowe obiekty	Istniejące obiekty	
Wybór paliwa	Zobacz Dział 3.1.1.4.	Ograniczanie emisji pyłu	Brak	Ma zastosowanie w obrębie ograniczeń skojarzonych ze stosowalnością różnych typów paliwa, na co może oddziaływać polityka paliwowa krajów członkowskich.		Obiekty 71, 446

Rys. 6.16 przedstawia dobrze działające obiekty z turbinami gazowymi. Monitorują one okresowo stężenia emisji pyłów (tylko obiekt 446V w sposób ciągły monitoruje pyły). Nie jest widoczna korelacja pomiędzy wykreślonymi stężeniami emisji pyłów i wielkością obiektu (całkowita znamionowa doprowadzana moc cieplna w przedziale 40-600 MW), wiekiem obiektu (lata włączenia do ruchu pomiędzy 1974 i 2008), obciążeniem (równoważny współczynnik pełnego obciążenia pomiędzy 62% i 88%) ani godzinami eksploatacji na rok (godziny eksploatacji ogółem z w przedziale od 100 do 8000).



Rysunek 6.16: Emisje pyłów z dobrze działających turbin gazowych opalanych olejem napędowym

7 SPALANIE PALIW GAZOWYCH

W rozdziale tym podejmuje się zagadnienia spalania gazu ziemnego, biogazu, gazów z przeróbki żelaza i stali i surowego gazu ziemnego z platform morskich.

7.1 Spalanie gazu ziemnego

W tym dziale krótko opisano procesy spalania stosowane dla gazu ziemnego i techniki stosowane do zapobiegania i/lub ograniczania zużycia paliwa i emisji zanieczyszczeń z takich procesów. Następnie przedstawiono typowe poziomy zużycia i emisji w obiektach opalanych gazem ziemnym, przed bardziej szczegółowym opisaniem kandydatów dla najlepszych dostępnych technik. Informacje mające zastosowanie do kilku procesów spalania i typów spalania paliwa można znaleźć w Rozdziałach 2 i 3. Na przykład, informacje ogólne o rozładunku, magazynowaniu i przemieszczaniu gazu ziemnego można znaleźć w Dziale 2.8. Informacje właściwe dla obiektów energetycznego spalania spalających surowy gaz ziemny z platform morskich podano w Dziale 7.4.

7.1.1 Stosowane procesy i techniki

Ten dział opisuje specjalne właściwości spalania gazu ziemnego. Działy 2.2.2, 2.3.2 i 2.3.3 przedstawiają informacje ogólne o procesach spalania spalających paliwa gazowe, takich jak turbiny gazowe, silniki gazowe i kotły gazowe. Dział 3.1 przedstawia informacje o ogólnie stosowanych technikach w obiektach energetycznego spalania. Dział 3.2. opisuje kandydackie BAT mające zastosowanie do więcej niż jednego typu procesu lub typu spalania paliwa.

Turbiny gazowe

Zobacz opis w Dziale 2.3.3. W uzupełnieniu do turbin gazowych opisanych w tym dziale, rozdział ten podejmuje również temat dwupaliwowych turbin gazowych. Wymaganie eksploatacji w trybie dwupaliwowym jeszcze bardziej komplikuje budowę palnika i jego modyfikację. Tam, gdzie paliwa ciekłe są spalane w maszynach DLN (z palnikami suchymi o niskiej emisji NO_x), paliwo jest w efekcie natryskiwane do zespołu komory spalania i płonie w płomieniu dyfuzyjnym. Następnie dla ograniczania emisji NO_x typowo stosowane jest wstrzykiwanie pary lub wody. W przypadku nowych, nowoczesnych układów dwupaliwowych, sprawność przy spalaniu gazu ziemnego jest zasadniczo porównywalna do sprawności systemu spalającego tylko gaz ziemny.

Kotły opalane gazem

Aby sprawnie przekształcać energię z pary na elektryczność, nowoczesne kotły opalane gazem wykorzystują parę nadkrytyczną (ciśnienie powyżej 220,6 bar i temperatura powyżej 374 °C). Sprawności elektryczne obiektu sięgające 48% w trybie kondensacyjnym i wykorzystanie paliwa do 95% w połączonej produkcji ciepła i energii elektrycznej może być osiągnięte przy stosowaniu podwójnego przegrzewu i zwiększaniu parametrów pary nadkrytycznej do 290 bar i 580 °C w elektrowniach.

Kotły opalane gazem są powszechnie stosowane w branżach przetwórczych i w systemach ciepłowniczych. Większość z nich ma doprowadzaną moc cieplną w przedziale pomiędzy 50 MW i 300 MW. Dla obiektów energetycznego spalania w tym przedziale wielkości, wzrastające ograniczenia dla emisji SO_2 i NO_x przedstawiają zachętę w kierunku większego wykorzystywania gazu ziemnego. Wiele spośród tych kotłów może być również zasilanych paliwem ciekłym w sytuacjach awaryjnych i są eksploatowane w trybie opalania wieloma paliwami. Eksploatowane są również większe kotły (> 300 MW_t) opalane gazem, generujące tylko energię elektryczną. Te opalane gazem elektrownie są zazwyczaj eksploatowane przez mniej niż 1500 h/rok, a niektóre spośród nich są eksploatowane w połączeniu z turbiną gazową, gdzie gazy odlotowe z turbiny gazowej są wykorzystywane przez wytwornicę pary jako powietrze do spalania (zobacz również Dział 2.4.5, dotyczący „obektów kombi”).

Palniki kotłów są ogólnie ułożone na kilku poziomach w ścianach (opalenie przednie lub opalenie przeciwległe) lub są umieszczone stycznie na kilku poziomach w czterech narożnikach kotła. Mogą one być również montowane w podłodze. Systemy opalania dla kotłów opalanych gazem są podobne do kotłów opalanych węglem lub olejem.

Paliwa gazowe są również stosowane jako paliwo pomocnicze lub rozruchowe dla kotłów opalanych węglem, lignitem, biomasą i olejem.

Silniki spalinowe spalające gaz

(Zobacz opis w Dziale 2.3.2 i koncepcję ubożego spalania w Dziale 3.2.2.3.9).

Niskociśnieniowe silniki gazowe na podwójne paliwo (typ DF) i silniki gazowe o zapłonie iskrowym (czystym) (typ SG) są różnymi typami silników, stąd też charakterystyki ich emisji zanieczyszczeń są różne. Czoło płomienia jest mniej rozwinięte w silnikach typu SG (bez wttrysku pilotowego) w porównaniu do silników typu DF (wttrysk ciekłego paliwa pilotowego). Stacjonarne silniki wysokoprężne mogą również pracować przy zasilaniu gazem ziemnym; są to wysokociśnieniowe silniki gazowe (typu GD).

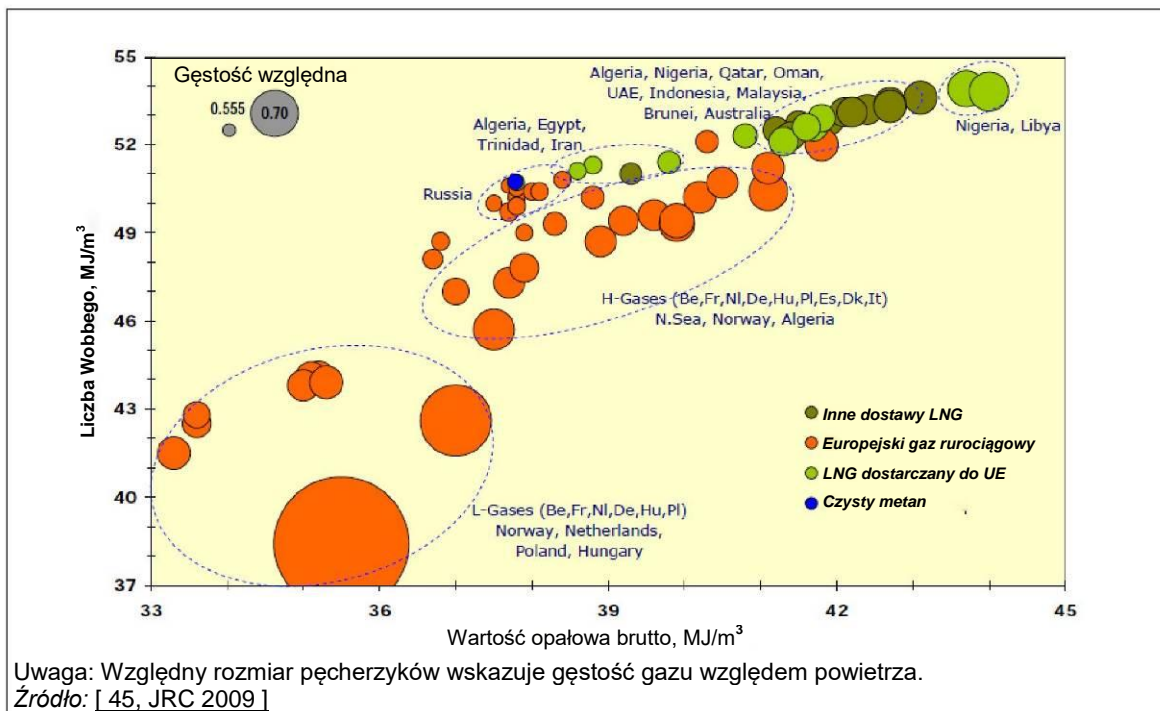
7.1.1.1 Charakterystyka paliwa

Tabela 7.1 i rys. 7.1 przedstawiają ogólne informacje o odnośnych właściwościach gazu ziemnego spalanego w dużych obiektach energetycznego spalania w Europie i kilku krajach na całym świecie.

Tabela 7.1: Typowe charakterystyki gazu ziemnego spalanego w dużych obiektach energetycznego spalania w Europie

Stężenie w gazie ziemnym (mol %)	Substancja						
	N ₂	CO ₂	CH ₄ – C ₄ H ₁₀	CO	H ₂	Siarka (H ₂ S)	Pył
	0-14	0-3	80-99	0	< 0,1	< 0,0007	0–1 ⁽¹⁾

⁽¹⁾ Wyrażone jako mg/Nm³
 Źródło: [123, Eurelectric 2001] [159, Marcoqaz 2012] [3, LCP TWG 2012]



Rysunek 7.1: Właściwości fizyczne europejskiego i ogólnoswiatowego gazu rurociągowego i skroplonego gazu ziemnego (LNG)

Trwający proces tworzenia rynku wewnętrznego dla gazu ziemnego w UE ma na celu harmonizację norm gazu w UE, ograniczając w ten sposób bariery techniczne dla importu gazu

z krajów trzecich. Dane techniczne gazu mogą w przyszłości doświadczać zmienności, co może wpływać na charakterystykę (emisje, sprawność, itp.) obiektów energetycznego spalania w porównaniu do przedstawionych w tym dokumencie.

7.1.1.2 Ograniczanie emisji do powietrza

Emisjami ze spalania gazu ziemnego są zasadniczo NO_x i CO , z pomijalnie małymi emisjami SO_x i pyłu. Emisje CO_2 ze spalania gazu ziemnego są również wewnętrznie zasadniczo niższe, niż z innych paliw kopalnych.

Emisje pyłu

Pył z paliwa zawarty w gazie ziemnym jest wymywany w razie potrzeby na miejscu produkcji. Emisje pyłu lub cząstek zawieszonych z obiektów energetycznego spalania, spalających gaz ziemny nie stanowią problemu dla środowiska w normalnych warunkach eksploatacji i w kontrolowanych warunkach spalania.

Emisje SO_x

Siarka z paliwa zawarta w gazie ziemnym w postaci H_2S jest wymywana na miejscu produkcji. Stąd też emisje SO_x z obiektów energetycznego spalania, spalających gaz ziemny nie stanowią problemu dla środowiska w normalnych warunkach eksploatacji i w kontrolowanych warunkach spalania. Jednak podczas gdy emisje SO_2 nie są istotne ze środowiskowego punktu widzenia, to mała część SO_2 może utleniać się do SO_3 , a reakcja zachodzi chętniej w obecności katalizatora, powodując zatrucie i korozję powierzchni po stronie odpływowej.

7.1.1.2.1 Ograniczanie emisji NO_x z kotłów do powietrza

Kotły i układy spalania są ogólnie projektowane do spalania z niską emisją NO_x . Zasadniczo istnieją trzy główne sposoby ograniczania termicznych emisji NO_x :

- Stosowanie palników o niskiej emisji NO_x . Warunkami dla niskich emisji NO_x są niska temperatura w głównej strefie spalania i wystarczająco długi czas przebywania gazów odlotowych w palenisku, dla zupełnego wypalenia. Ogranicza to temperaturę płomienia.
- Recykulacja gazów odlotowych. Ogranicza zarówno temperaturę płomienia, jak i stężenie tlenu.
- Spalanie dwustopniowe. Ogranicza reakcję pomiędzy tlenem i azotem w powietrzu w trakcie procesu spalania. Zasadniczo niższe emisje NO_x można osiągnąć przez dostarczanie powietrza w trzech etapach wokół poszczególnych palników i uzupełnianie powietrza ponad poszczególnymi palnikami, razem z precyzyjnym dozowaniem tych strumieni powietrza.

Dodatkowo techniki usuwania tlenków azotu na końcu linii, takie jak selektywna redukcja niekatalityczna (SNCR) i selektywna redukcja katalityczna (SCR) mogą być również stosowane, jeżeli budowa kotła nie zezwala na wystarczające obniżenie emisji NO_x w wystarczającym stopniu technikami głównymi, albo gdy muszą być spełnione bardzo surowe wymagania dla poziomów emisji.

7.1.1.2.2 Ograniczanie emisji NO_x do powietrza z silników

Najważniejszym parametrem rządzącym szybkością tworzenia NO_x w silnikach spalinowych jest temperatura spalania; im wyższa jest temperatura, tym wyższa zawartość NO_x w spalinach. Jednym ze sposobów ograniczania temperatury spalania jest obniżanie stosunku ilości powietrza do paliwa. Ta sama ilość ciepła właściwego uwalniana przez spalanie paliwa jest następnie wykorzystywana do ogrzewania większej masy spalin, powodują niższą maksymalną temperaturę spalania. Ta technika główna, nosząca nazwę koncepcji ubożego spalania w silnikach spalinowych zasilanych gazem, jest analogiczna do suchych zespołów komór spalania o niskiej emisji NO_x w turbinach gazowych.

Temperatura spalania może być również kontrolowana w pewnym stopniu w silnikach spalinowych zasilanych gazem przez jedną lub więcej spośród następujących technik (wiele spośród nich nie jest jeszcze dostępnych komercyjnie,

będąc na etapie opracowywania z trwającymi badaniami laboratoryjnymi; wspomniane są również niektóre z głównych trudności, napotkanych w opracowywaniu tych technik):

- Opóźnione spalanie poprzez opóźnianie zapłonu lub wtrysku paliwa, ale przy niższej sprawności silnika, jako efektu krzyżowego mediów.
- Rozcieńczanie mieszaniny paliwo–powietrze poprzez recyrkulację spalin (EGR), które zastępują pewną ilość powietrza i zawierając parę wodną, która ma względnie wysoką pojemność cieplną i absorbuje pewną ilość ciepła spalania. Zastosowanie tej techniki może jednak powodować problemy z zatykaniem.
- Ograniczanie temperatury powietrza dolotowego za pomocą wymiennika ciepła za turbosprężarką lub poprzez nawilżanie powietrza dolotowego.
- Modyfikowanie rozrzędu zaworowego, stopnia sprężania, turbodoładowania i konfiguracji komory spalania, gdzie jest to głównie opcja zwiększania sprawności i mocy oddawanej silnika gazowego.
- Wdrażanie systemu sterowania procesem.

W niektórych zastosowaniach (np. większe obiekty we wrażliwych obszarach w USA), silniki gazowe zostały wyposażone w selektywną redukcję katalityczną dla dodatkowego ograniczania emisji NO_x . W Holandii emisje NO_x z setek średnich elektrowni napędzanych silnikami gazowymi (takich jak produkcja ciepła i energii elektrycznej i nawożenie CO_2 w ciepłarniach, z różnymi modelami biznesowymi i profilami ekonomicznymi w porównaniu do generowania energii elektrycznej) o mocy ponad 2.5 MW_t są ograniczane z użyciem selektywnej redukcji katalitycznej (SCR).

W przypadku SCR, roztwór mocznika jest ogólnie wybieranym czynnikiem redukcyjnym dla systemów SCR stosowanych do silników. Do zastosowań ze zmiennymi obciążeniami, emisje z silników są mierzone przy różnych poziomach obciążenia w trakcie badań odbiorowych. Zmierzone wartości emisji są następnie wprowadzane do systemu sterowania, który zapewnia, że czynnik redukcyjny jest wtryskiwany do strumienia spalin w prawidłowych ilościach dla zmieniających się poziomów NO_x . Typ katalizatora i rozmiar reaktora SCR są dostosowane do ograniczeń spadku ciśnienia dla każdego, konkretnego zastosowania, toteż nie oddziałuje to na sprawność silnika [164, Rigby et al. 2001]. Regulacja/sterowanie ze sprzężeniem zwrotnym są często stosowane w połączeniu z SCR do sterowania wstrzykiwaniem NH_3 lub mocznika.

Ograniczanie emisji innych zanieczyszczeń

Silniki SG i DF ze spalaniem ubogim w trybie zasilania gazem są często wyposażone w katalizator utleniający, głównie do usuwania CO. Jednak w przypadku silników dwupaliwowych, eksploatowanych na paliwach ciekłych, katalizator utleniania podlega zatruceniu i może stać się nieskuteczny w dłuższym okresie eksploatacji. Emisje niemetanowych związków organicznych (NMVOC) z silników SG i silników DF pracujących w trybie gazowym zależą od składu gazu ziemnego. W zależności od obowiązującego prawodawstwa i składu gazu ziemnego, w niektórych przypadkach mogą być potrzebne pomocnicze techniki ograniczania emisji NMVOC. W tych przypadkach są stosowane katalizatory utleniające dla jednoczesnego ograniczania emisji CO i NMVOC. Sprawność ograniczania emisji przez katalizator utleniający dla NMVOC jest silnie zależna od składu węglowodorów w gazach odlotowych, przy czym szczególnie trudnymi do usuwania są etan i propan. Wysokociśnieniowe silniki gazowe typu GD mają wyższe emisje NO_x niż silniki typu SG/DF w trybie gazowym, ale niższe emisje CO i innych niespalonych substancji gazowych.

7.1.1.2.3 Ograniczanie emisji NO_x z turbin do powietrza

Do zapobiegania lub ograniczania emisji NO_x do powietrza stosowane są trzy główne techniki.

Wstrzykiwanie wody/pary

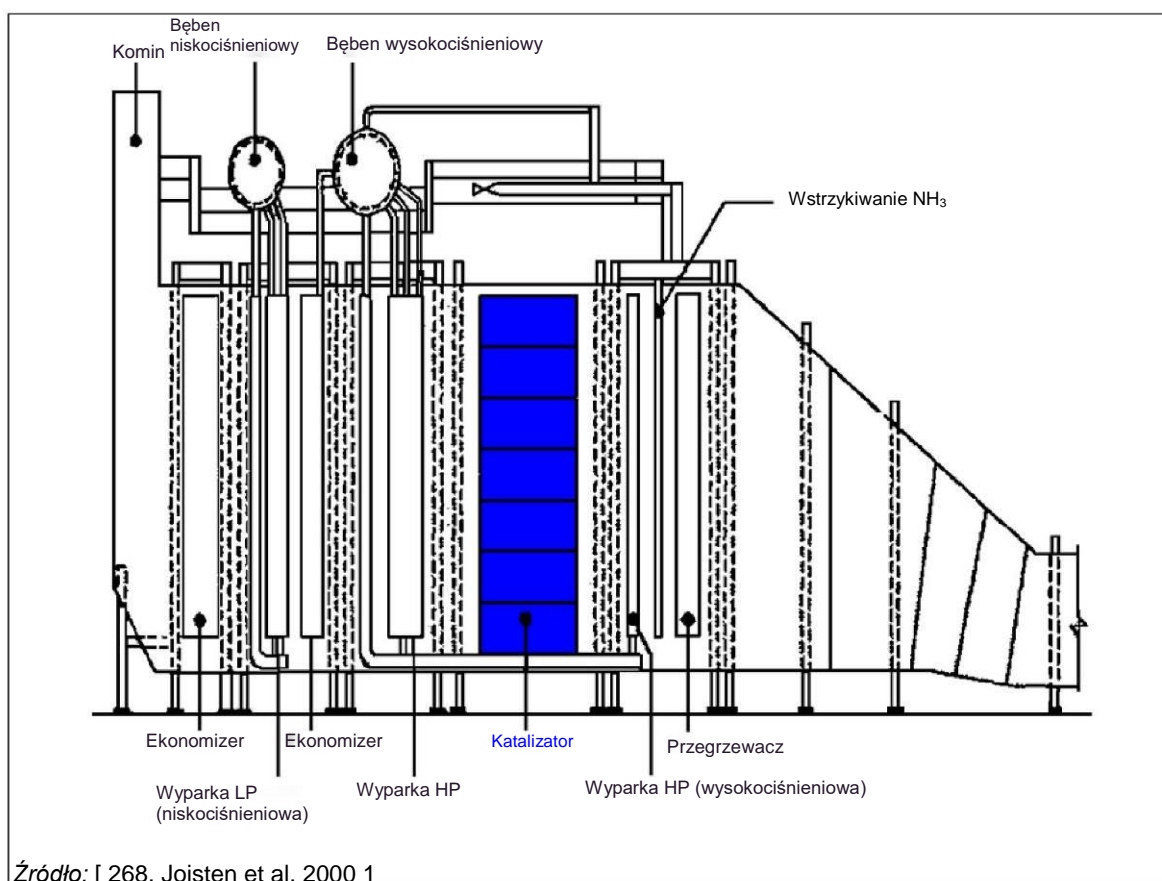
Dla istniejących instalacji, wstrzykiwanie wody lub pary długo było najłatwiejszą do zastosowania techniką, okazjonalnie w połączeniu z innymi technikami ograniczania emisji NO_x . Jednak współcześnie najpowszechniej stosowanym rozwiązaniem dla nowych lub modernizowanych turbin gazowych spalających gaz ziemny, jest montowanie suchy palników o niskiej emisji NO_x .

Suche palniki o niskiej emisji NO_x (DLN)

Suche palniki o niskiej emisji NO_x są obecnie szeroko stosowane do wszystkich typów turbin gazowych, w tym niektórych turbin gazowych używanych w strefie morskiej. Ogólny opis tej techniki jest podany w Dziale 3.2.2.3.7.

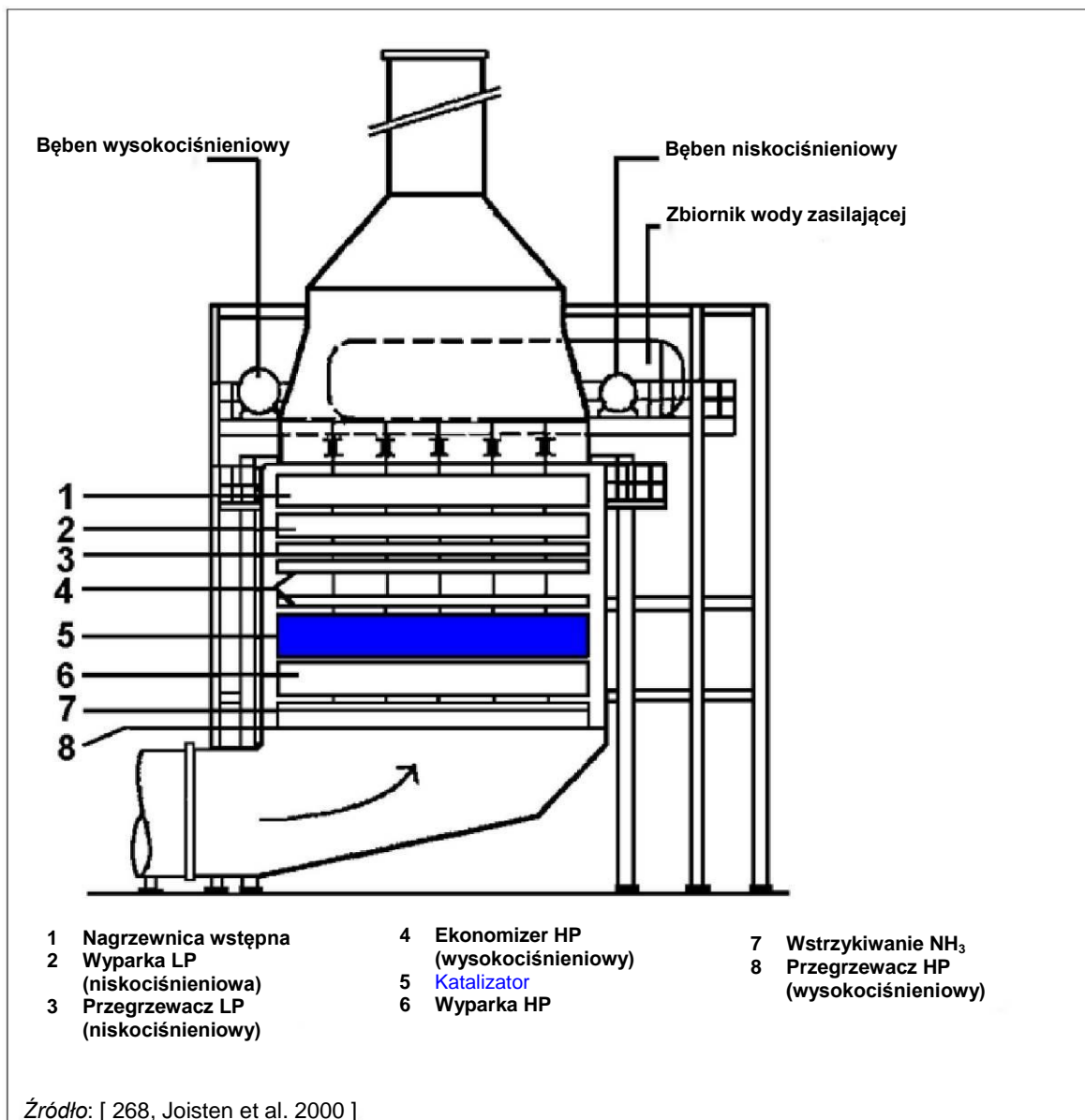
Rozwiązania katalityczne

W wielu turbinach gazowych obecnie stosuje się tylko główne techniki do ograniczania emisji NO_x, ale w niektórych obiektach turbin gazowych w Austrii, Japonii, we Włoszech, w Holandii i w USA (zwłaszcza w Kalifornii) zamontowane techniki pomocniczego, takie jak systemy selektywnej redukcji katalitycznej (SCR). Szacuje się, że kilkaset turbin gazowych na całym świecie wyposażonych jest w systemy SCR. W Europie selektywną redukcję katalityczną stosuje się głównie w większych turbinach gazowych, ale nie była ona jeszcze zastosowana do turbin gazowych napędów mechanicznych. Rys. 7.2 i rys. 7.3 przedstawiają, jak używany jest katalizator SCR w obrębie koncepcji CCGT (bloku gazowo - parowego z turbiną gazową), poziomej wytwornicy pary z odzyskiem ciepła i po drugie, w instalacji z układem o przepływie pionowym [268, Joisten et al. 2000]. Podczas gdy te rysunki są ideowe, to pokazują one istotną przestrzeń wymaganą w istniejących wytwornicach pary z odzyskiem ciepła, by zmodernizować turbinę gazową układem katalitycznym, która nie zawsze może być dostępna.



Źródło: [268, Joisten et al. 2000 1

Rysunek 7.2: Budowa wytwornicy pary z odzyskiem ciepła i instalacji selektywnej redukcji katalitycznej



Rysunek 7.3: Instalacja selektywnej redukcji katalitycznej z przepływem pionowym

Gdy w gęsto zaludnionych obszarach wymagane są jeszcze niższe poziomy emisji NO_x , lub gdy stosowane są bardzo surowe ograniczenia na emisję NH_3 , dalszą opcją jest technologia $\text{SCONO}_x^{\text{TM}}$, którą zamontowano w kilku małych turbinach gazowych w USA. Jednak technologia $\text{SCONO}_x^{\text{TM}}$ nie uzyskała szerszego rozpowszechnienia, zwłaszcza poza Ameryką Północną. Cykl regeneracji wymagany przez tę technikę zwiększa koszty i stopień skomplikowania, zazwyczaj sprawiając, że preferowany jest prostszy układ DLN (palników suchych z niską emisją NO_x).

7.1.1.3 Oczyszczanie wody i ścieków

Dla turbiny gazowej i systemów HRSG (wytwornic pary z odzyskiem ciepła), woda demineralizowana jest wymagana dla następujących celów:

- Do kompensowania strat wody zrzutowej z bębnow dla HRSG. Jeżeli stosowane jest wstrzykiwanie pary lub wody, utrata wody musi być uzupełniona przez wodę uzupełniającą. Jakość musi spełniać wymagania producenta, dlatego też wymagane jest uzdatnianie wody. Demineralizacja jest zazwyczaj wystarczająca by spełnić te wymagania.
- Do przemywania sprężarki turbiny gazowej, głównie w przypadku obiektów elektrowni lub elektrociepłowni. Kondensat z cyklu woda/para jest niekiedy wykorzystywany do przemywania w linii, ale zazwyczaj

dostarczana jest woda demineralizowana do oddzielnego bloku przemywania wodą. Do przemywania poza linią, do wody demineralizowanej dodawany jest detergent, by poprawić efekt przemywania.

Ścieki z turbiny gazowej i HRSG (wytwornicy pary z odzyskiem ciepła) obejmują następujące strumienie:

- Woda zrzutowa z układu obiegowego kotła wykorzystywana do utrzymania jakości wody kotłowej. By chronić kocioł przed korozją, woda kotłowa zazwyczaj zawiera dodatki takie, jak amoniak, wodorowęglan sodu i/lub fosfaty. W praktyce ta woda zrzutowa jest ochładzana i wyładowywana do systemów ściekowych lub w razie potrzeby do oczyszczalni ścieków.
- Ścieki z procesu przemywania turbiny gazowej wodą, które mogą być wyładowywane lub muszą być traktowane jako odpad chemiczny, w zależności od detergentów stosowanych do przemywania i od materiałów do utylizacji ze sprężarki.
- Każda woda, która jest zanieczyszczona olejem lub płynami zawierającymi olej. Jest zazwyczaj gromadzona w układzie zbierania i wyładowywana oddzielnie do instalacji oczyszczania.
- Pozostające ścieki z instalacji, takie jak woda z płuczki, która jest normalnie odprowadzana do oczyszczalni ścieków na miejscu lub do systemu kanalizacji komunalnej.

Może być konieczne dalsze oczyszczanie ścieków z turbiny gazowej (i/lub HRSG, jeżeli jest stosowana), przed wyładowaniem ścieków.

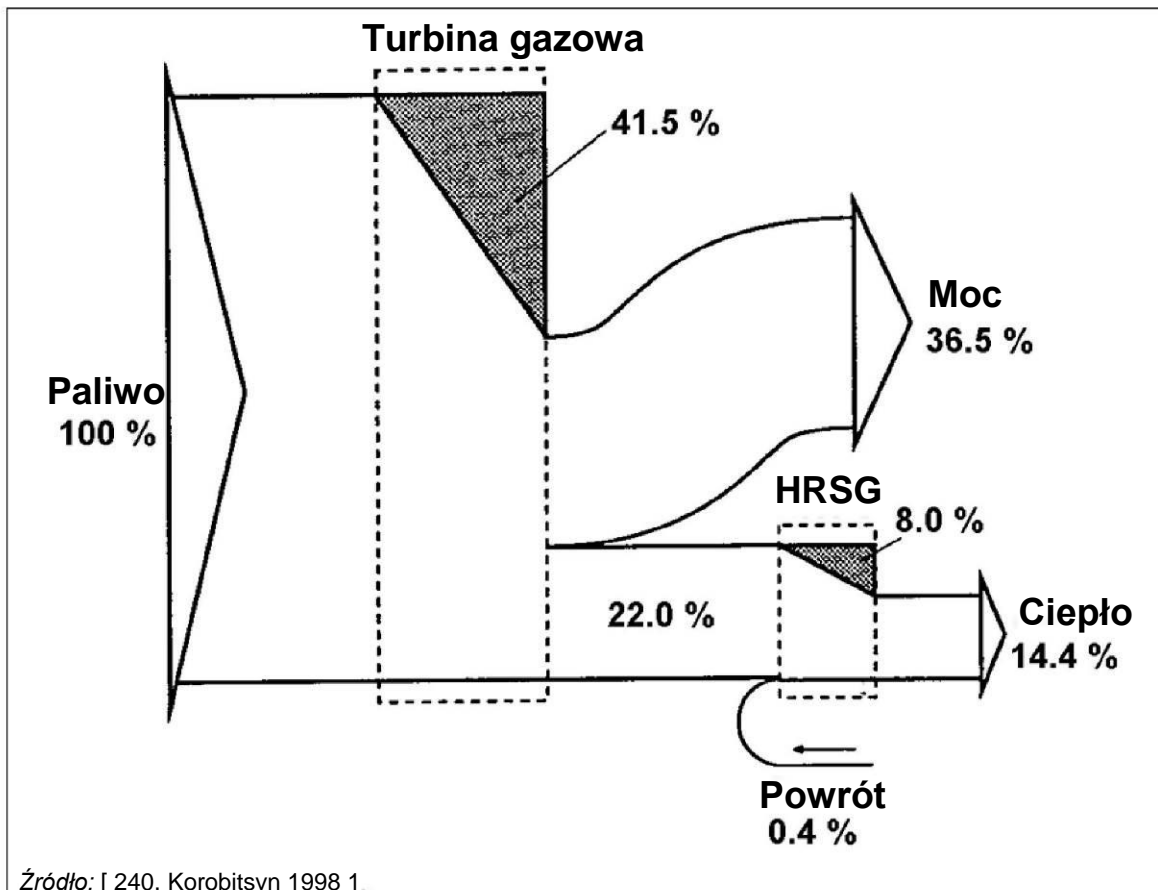
7.1.2 Dotychczasowe poziomy emisji i zużycia

W tym dziale przedstawia się obserwowane obecnie poziomy emisji zanieczyszczeń i zużycia paliwa w obiektach opalanych gazem ziemnym w Europie i na całym świecie. Dane zbierano na poziomie europejskim dla roku 2010 do przeglądu tego dokumentu.

7.1.2.1 Efektywność energetyczna obiektów energetycznego spalania gazu ziemnego

Operatorzy i dostawcy stale zmierzają do zwiększania sprawności energetycznej obiektów energetycznego spalania, np. przez optymalizowanie procesu i przez nowe opracowania w technikach materiałowych i chłodzenia, co umożliwia wyższe temperatury wlotowe na turbinie gazowej. W cyklu kombinowanym, zastosowanie większej liczby stopni ciśnienia i wzrost dopuszczalnych temperatur wlotowych pary (umożliwiany przez opracowanie materiału odpornych na wysokie temperatury) również umożliwia wzrost sprawności cyklu parowego.

Schemat Grassmanna na rys. 7.4 przedstawia przepływ energii przez turbinę gazową cyklu kombinowanego bez uzupełniającego opalania. Obszary zacieniowane szarym kolorem reprezentują wewnętrzne straty energii w turbinie gazowej i wytwornicy pary z odzyskiem ciepła (HRSG).



Rysunek 7.4: Schemat Grassmanna turbiny gazowej z HRSG

Tabela 7.2 podaje informacje ogólne o sprawnościach energetycznych bloków energetycznych opalanych gazem, zaprojektowanych do wytwarzania energii elektrycznej jako podstawowego obciążenia. Zgłaszane wartości sprawności energetycznej mają zastosowanie do ostatnio zamontowanych turbin gazowych przy pełnym obciążeniu, w warunkach ISO i ze skraplaczami chłodzonymi przelotowo.

Tabela 7.2: Informacje ogólne o typowych sprawnościach bloków energetycznego spalania opalanych gazem ziemnym

	Maksymalna wielkość bloku (MW _e)	Sprawności elektryczne netto w warunkach ISO (%)
Kocioł	800	38-43
Turbina gazowa w cyklu prostym	340	30-41
Silnik z zapłonem iskrowym (SG) lub dwupaliwowy (DF) w cyklu prostym	N/D	30-44
Cykl kombinowany z wytwornicą pary z odzyskiem ciepła (HRSG)	500	46-60
Cykl dopełniania z gorącą skrzynią dmuchową	N/D	50

Uwaga:
N/D: Niedostępne.
Źródło: [241, Eurelectnc2012]

Dla innych warunków eksploatacji, wartości te mogą być niższe, jako że sprawność zależy od warunków otoczenia i typu układu chłodzenia, jak również od trybu eksploatacji.

Tabela 7.3 przedstawia informacje ogólne o eksploatacyjnych sprawnościach elektrycznych netto i eksploatacyjnych stosunkach całkowitego zużycia paliwa netto dla istniejących bloków energetycznych opalanych gazem, eksploatowanych w Europie w 2010 r.

Tabela 7.3: Informacje ogólne o eksploatacyjnych sprawnościach energetycznych (średnie roczne) europejskich bloków energetycznego spalania–opalaných gazem ziemnym

	Znamionowa doprowadzana moc cieplna obiektu energetycznego spalania (MW _t)	Rok włączenia do ruchu	Eksploatacyjna sprawność elektryczna netto (%)	Eksploatacyjne całkowite zużycie paliwa netto (%)
Kocioł gazowy – nie elektrociepłownia	180-800	1 959–1 992	16-34	16-34
Kocioł gazowy – elektrociepłownia	36-427	1 970–2 001	0-38	26-95
Turbina gazowa w cyklu prostym	140-430	1 987–2 008	20-39,5	20-39,5
Silnik z zapłonem iskrowym (SG) lub dwupaliwowy (DF) w cyklu prostym – elektrociepłownia	15-42	1 995–2 010	39-45	56-95
Turbina gazowa w cyklu kombinowanym – nie elektrociepłownia	235–2 030	1 992–2 011	33,2-57,8	33,2-57,8
Turbina gazowa w cyklu kombinowanym – elektrociepłownia (50–600 MW _t)	57-500	1 992–2 009	22,8-46	44-94,5
Turbina gazowa w cyklu kombinowanym – elektrociepłownia (> 600 MW _t)	670-991	1 998–2 011	22,8-46	44-94,5

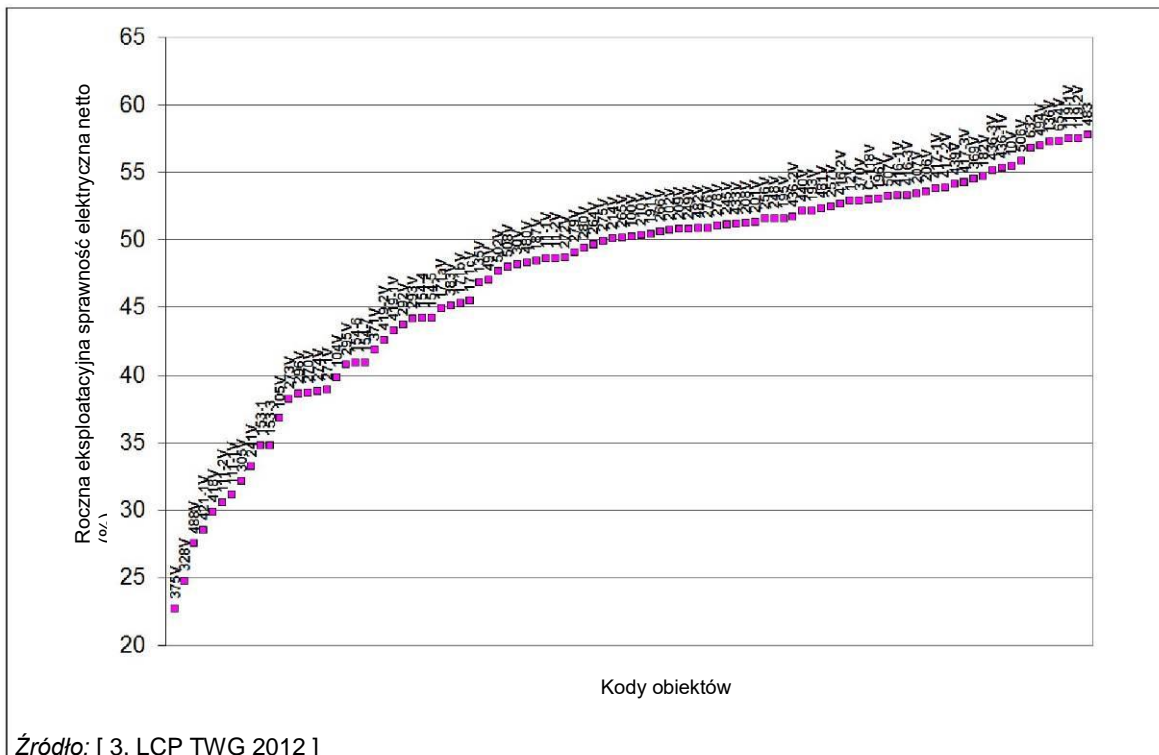
Źródło: [3. LCP TWG 2012]

Sprawność energetyczna bloku może być zwiększona poprzez zwiększenie temperatury opalania turbiny gazowej. Nie może to prowadzić do zwiększonej temperatury spalin turbiny gazowej. W nowych konstrukcjach turbiny gazowej może być podejmowana optymalizacja warunków wylotowych by optymalizować ogólne osiągi cyklu kombinowanego. Jeżeli temperatura spalin jest dostatecznie wysoka, to system przegrzewania pary może być atrakcyjny ekonomicznie.

Można stosować różne modyfikacje procesu, by poprawić sprawność energetyczną turbin gazowych. Na przykład, regeneracja może poprawiać sprawność poprzez przekazywanie ciepła odpadowego do powietrza wylotowego sprężarki, zmniejszając w ten sposób zużycie paliwa, chociaż może to również powodować pewne ograniczenie mocy. W kogeneracji energia uwalniania w procesie spalania jest wykorzystywana do wytwarzania zarówno elektryczności, jak i ciepła użytkowego (zobacz Dział 3.2.3.2). Kogeneracja w rzeczywistości ogranicza sprawność elektryczną obiektu, ale wzrost całkowitego wykorzystania paliwa może kompensować ten spadek, jeżeli zapotrzebowanie na ciepło kogeneracji jest stabilne i w przewidzianym punkcie projektowym. Do obiektów cyklu kombinowanego stosowane są paliwa wysokiej jakości z wytwornicami pary z odzyskiem ciepła, aby unikać problemów z korozją/erozją.

Niektóre efekty mogą pomniejszać sprawność elektryczną w rzeczywistych cyklach roboczych, takich jak nieefektywność w sprężaniu i rozprężaniu, strata ciśnienia w trakcie dodawania i odrzucania ciepła, zmienność ciepła właściwego płynu roboczego z temperaturą, niepełne spalanie, itp. [157, Molero de Blas 1995]

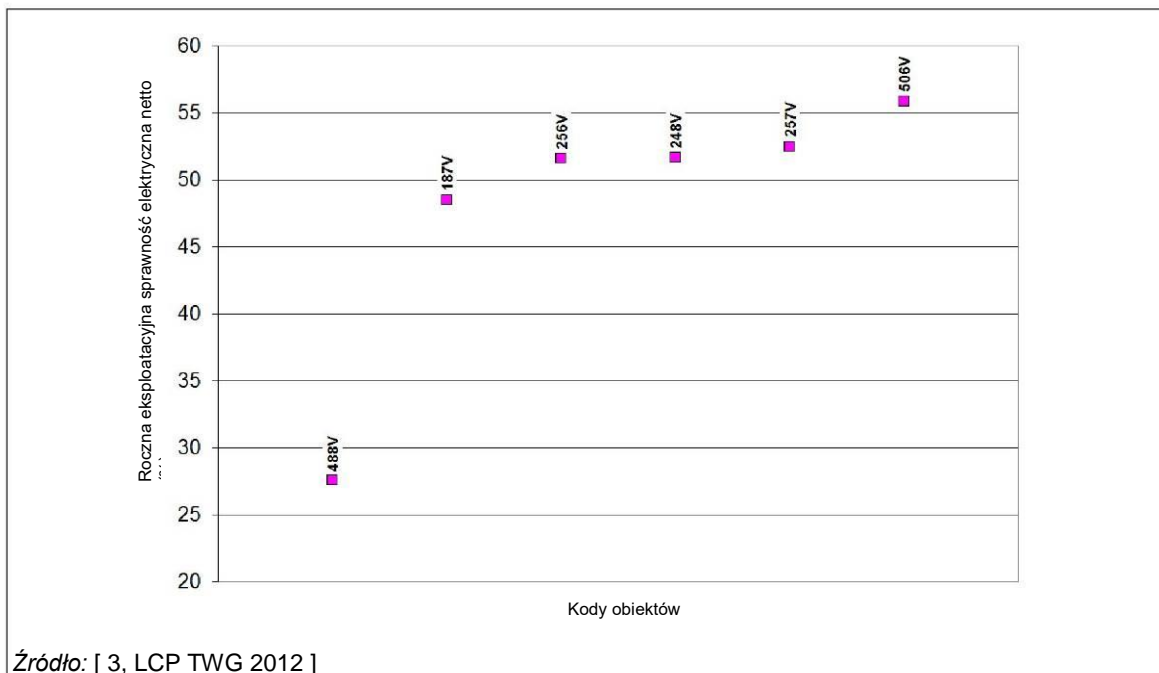
Rys. 7.5 przedstawia informacje ogólne o eksploatacyjnych sprawnościach elektrycznych europejskich bloków gazowo - parowych z turbiną gazową, zaprojektowanych do różnych celów, od wytwarzania energii elektrycznej do do kombinowanego generowania ciepła i elektryczności w obiektach przemysłowych. Te sprawności eksploatacyjne są średnimi rocznymi i obejmują pełen zakres różnych sytuacji, które mogą wpływać na sprawność, np. różne tryby i współczynniki obciążenia, różne układy chłodzenia, różny wiek lub warunki klimatyczne (temperatura, wilgotność).



Źródło: [3, LCP TWG 2012]

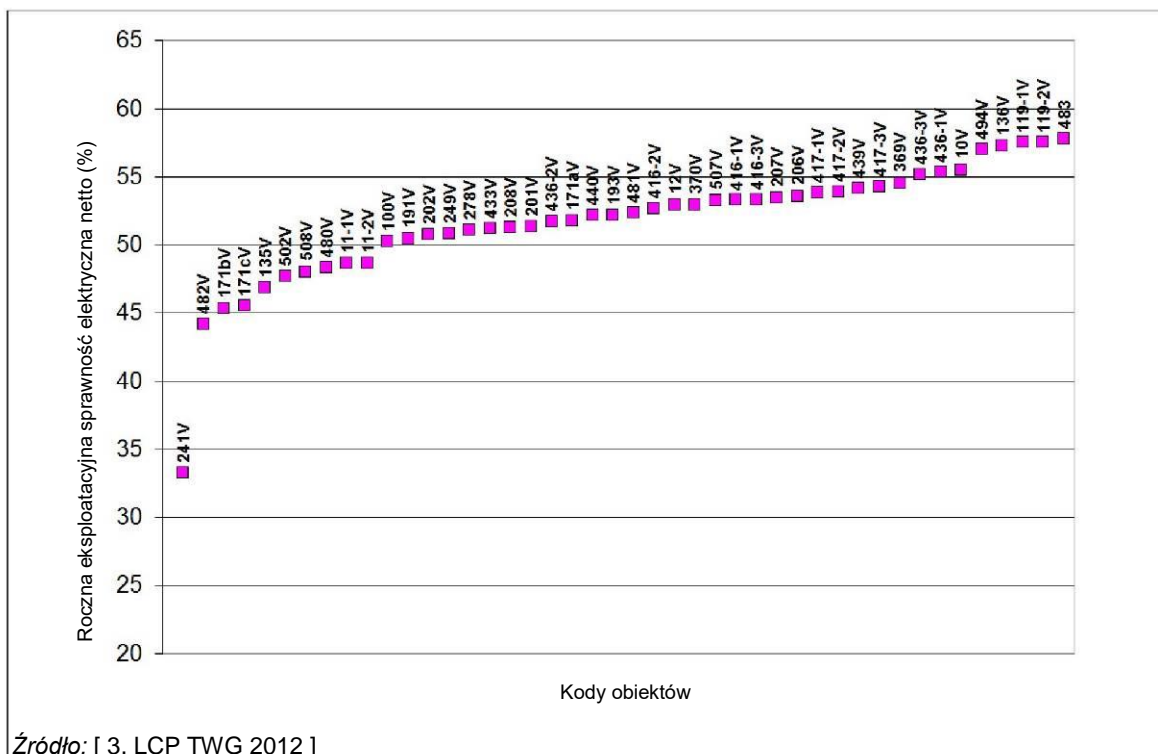
Rysunek 7.5: Eksploatacyjne sprawności elektryczne netto bloków gazowo - parowych z turbiną gazową w Europie w 2010 r.

Rys. 7.6 i rys. 7.7 ilustrują nieobecność rzeczywistej, globalnej różnicy w eksploatacyjnych sprawnościach elektrycznych pomiędzy blokami gazowo - parowymi z turbiną gazową i bez opalania uzupełniającego. W tym dokumencie nie dokonano dalszego rozróżnienia pomiędzy tymi dwoma typami obiektów, dotyczącego sprawności energetycznej. Jedna, na poziomie indywidualnego obiektu, instalowanie uzupełniającego opalania może zwiększać sprawność energetyczną. Zależy to od budowy wytwornicy pary z odzyskiem ciepła i zastosowanego układu opalania uzupełniającego. W szczególności sprawność energetyczna może być zwiększona jedynie wtedy, jeżeli temperatura i ciśnienie pary zostaną podwyższone, a nie jeżeli zostanie tylko zwiększona ilość pary.



Źródło: [3, LCP TWG 2012]

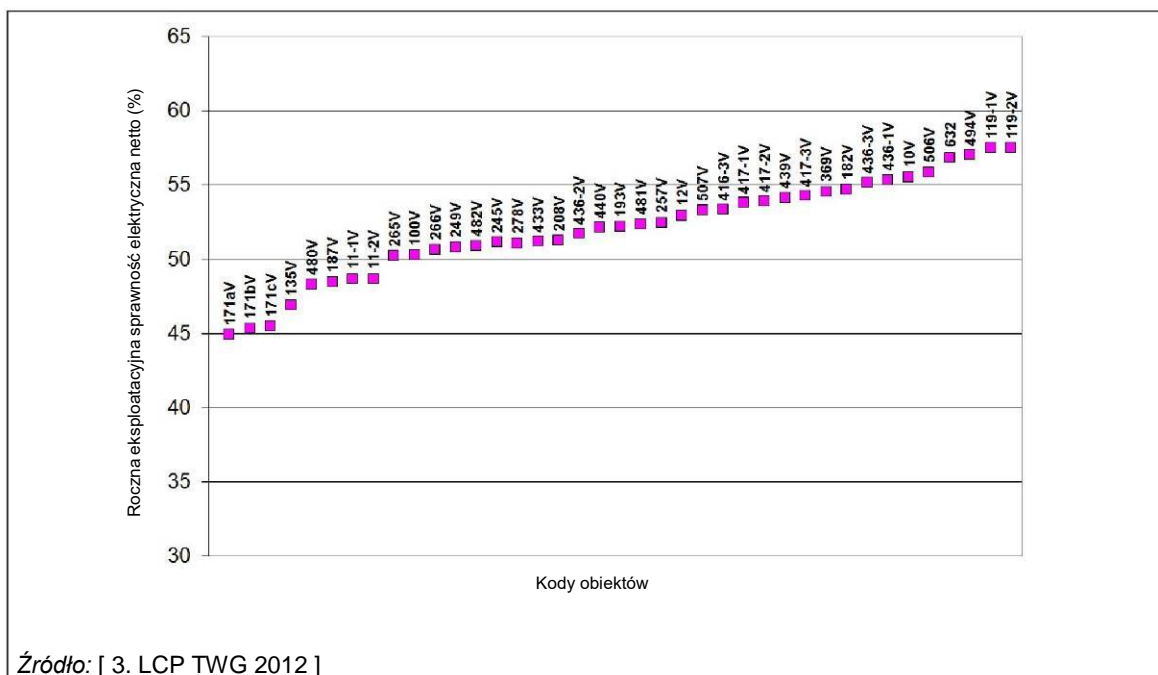
Rysunek 7.6: Eksploatacyjne sprawności elektryczne netto bloków gazowo - parowych z turbiną gazową z uzupełniającym opalaniem w 2010 r.



Źródło: [3. LCP TWG 2012]

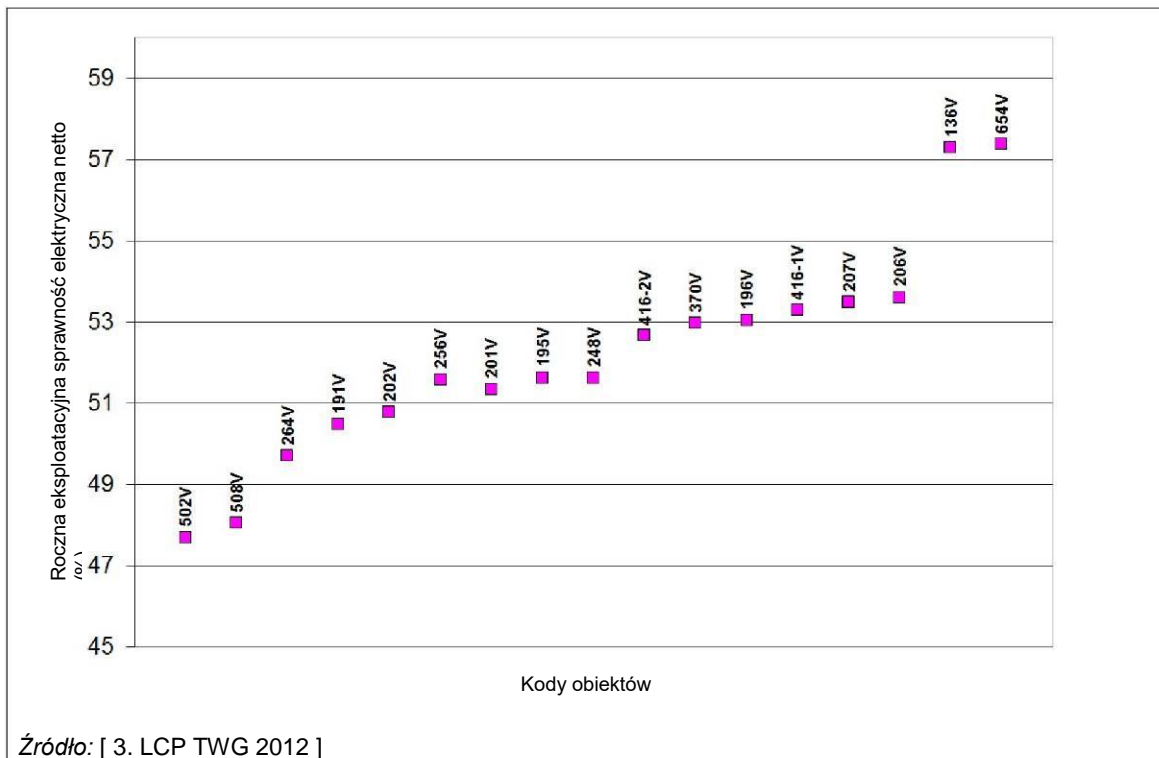
Rysunek 7.7: Eksploatacyjne sprawności elektryczne netto bloków gazowo - parowych z turbiną gazową bez uzupełniającego opalania w 2010 r.

Na rys. 7.6 i rys. 7.7, porównano eksploatacyjne sprawności elektryczne bloków gazowo - parowych z turbiną gazową (CCGT), eksploatowanych $\geq 4\ 000$ h/rok i bloków CCGT eksploatowanych w przedziale pomiędzy 1 000 h/rok i 4 000 h/rok. Jako że te dwie kategorie obiektów mają ten sam przedział sprawności, liczba godzin eksploatacji na rok nie była dalej rozważana jako parametr rozróżniający dla sprawności energetycznej, chyba że obiekty były eksploatowane przez niewielką liczbę godzin (< 500 h/rok), w którym to przypadku może nie być ekonomicznie uzasadnione modernizowanie istniejących bloków kosztownymi, ulepszonymi technikami.



Źródło: [3. LCP TWG 2012]

Rysunek 7.8: Eksploatacyjne sprawności elektryczne netto bloków CCGT wytwarzających tylko energię elektryczną, eksploatowanych $\geq 4\ 000$ godzin w 2010r.

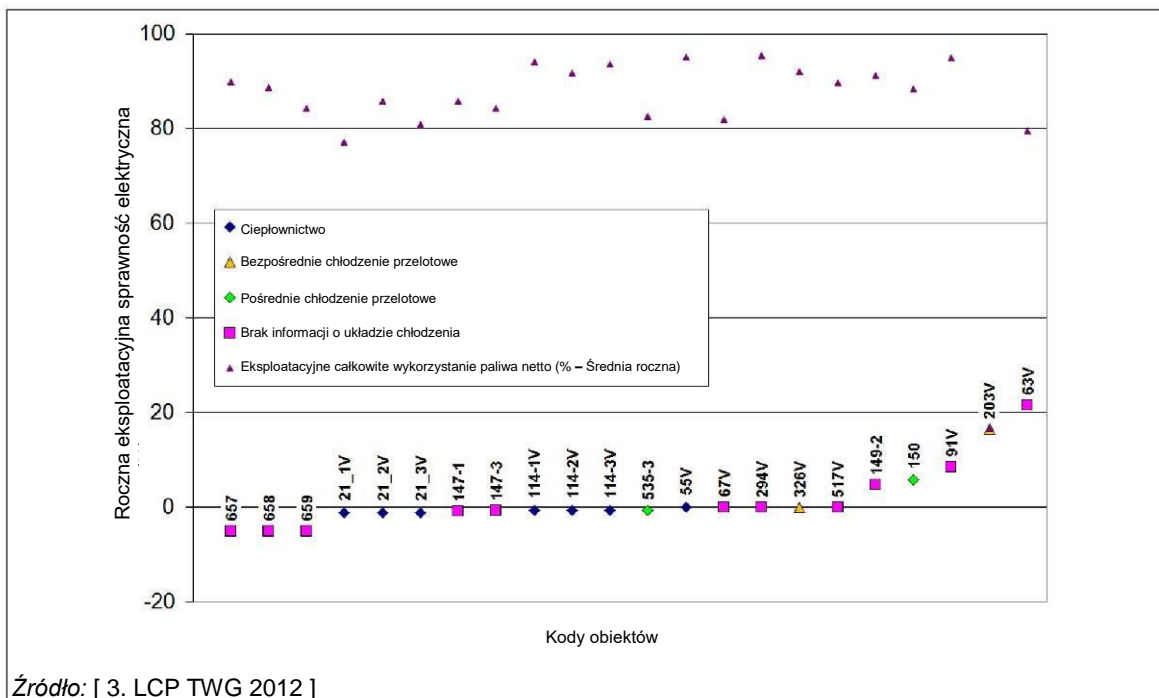


Źródło: [3. LCP TWG 2012]

Rysunek 7.9: Eksploatacyjne sprawności elektryczne netto bloków CCGT wytwarzających tylko energię elektryczną, eksploatowanych < 4 000 godzin w 2010r.

Kotły opalane gazem ziemny są stosowane w Europie do wytwarzania gorącej wody lub pary dla ciepłownictwa lub do specjalnych zastosowań przemysłowych, takich jak chemikalia lub rafinacja ropy naftowej. Dlatego też ich sprawność elektryczna jest bardzo niska, albo nawet ujemna, gdy importują one swoją elektryczność z sieci, ale mają one wysokie poziomy wykorzystania paliwa.

Rys. 7.10 przedstawia wysokie wykorzystanie paliwa przez kotły opalane gazem ziemnym, pomimo ich niskich sprawności elektrycznych.



Źródło: [3. LCP TWG 2012]

Rysunek 7.10: Eksploatacyjne sprawności elektryczne netto i całkowite wykorzystanie paliwa w 2010 r dla kotłów–opalaných gazem ziemnym

7.1.2.2 Emisje do powietrza

W obiektach energetycznego spalania opalanych gazem, generowanie emisji NO_x zachodzi głównie na skutek tworzenia cieplnych NO_x . Wpływają na to następujące parametry [132, Rentz et al. 1999]:

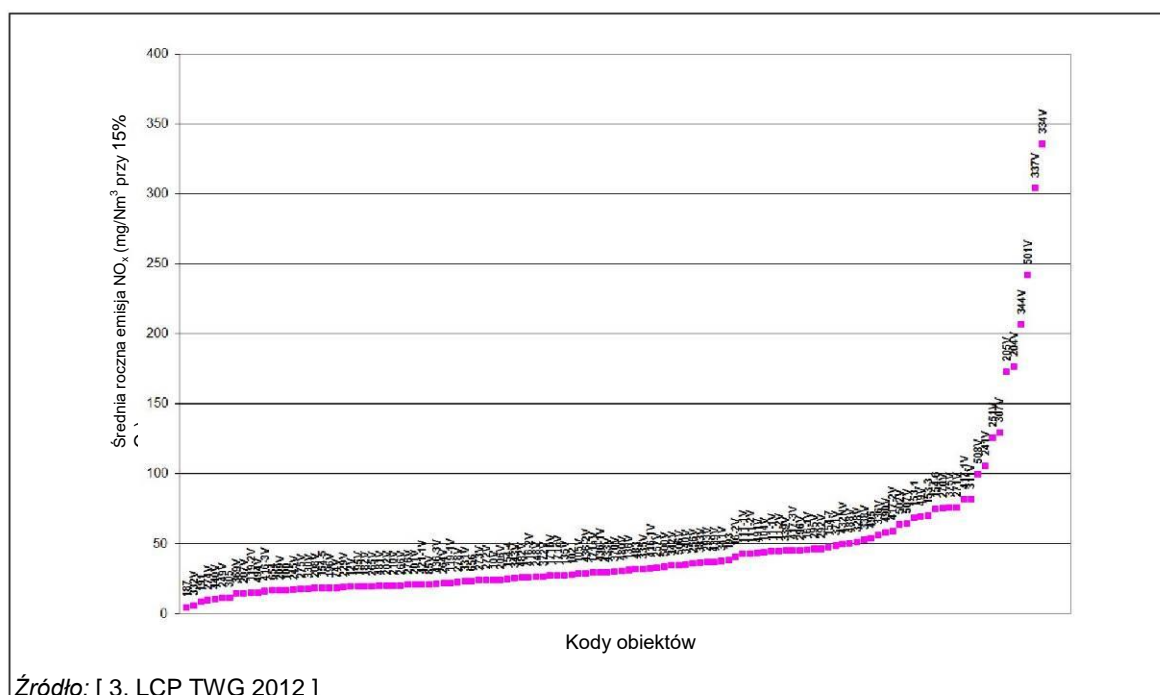
- **Skład paliwa:** W miarę wzrostu zawartości wodoru w paliwie, emisje NO_x rosną. Wyższa zawartość alkanów w gazie ziemnym również ma tendencję do zwiększania emisji NO_x . Wyższa zawartość nieobojętna względem N ogranicza emisję NO_x .
- **Temperatura płomienia:** Gdy paliwo i powietrze są spalane w stosunku stechiometrycznym, osiągana jest najwyższa temperatura płomienia, powodująca najwyższą emisję NO_x .
- **Czas przebywania mieszaniny paliwo-powietrze w strefie spalania:** Czas przebywania może być ograniczony poprzez stosowanie zwiększonej liczby palników i stałego przepływu paliwa i powietrza. Jest to sposób na ograniczanie tworzenia NO_x i został zastosowany na wczesnym etapie w rozwoju turbiny gazowej.
- **Warunki atmosferyczne:** Wzrost wilgotności powietrza spalania również pomaga ograniczać tworzenie NO_x . Ten efekt powoduje ograniczenie temperatury płomienia, podobny do wstrzykiwania emulsji paliwowo/wodnej do komory spalania turbiny gazowej.

Zmienność obciążenia obiektu energetycznego spalania w reakcji na zmiany zapotrzebowania na energię może wpływać na poziom emisji NO_x na podstawie ewolucji wspomnianych wcześniej parametrów fizycznych. Odnośnie do dalszych szczegółów, patrz Dział 3.1.15.

W przypadku obiektów energetycznego spalania opalanych gazem ziemnym, emisje pyłów i SO_2 są bardzo niskie: normalnie niższe od 5 mg/Nm^3 dla pyłu i znacznie niższe od 10 mg/Nm^3 dla SO_2 (15 % O_2), bez stosowania żadnych technik na poziomie obiektu. A zatem ciągłe monitorowanie emisji SO_x i pyłu w przypadku obiektów energetycznego spalania opalanych gazem ziemnym normalnie nie jest wykonywane.

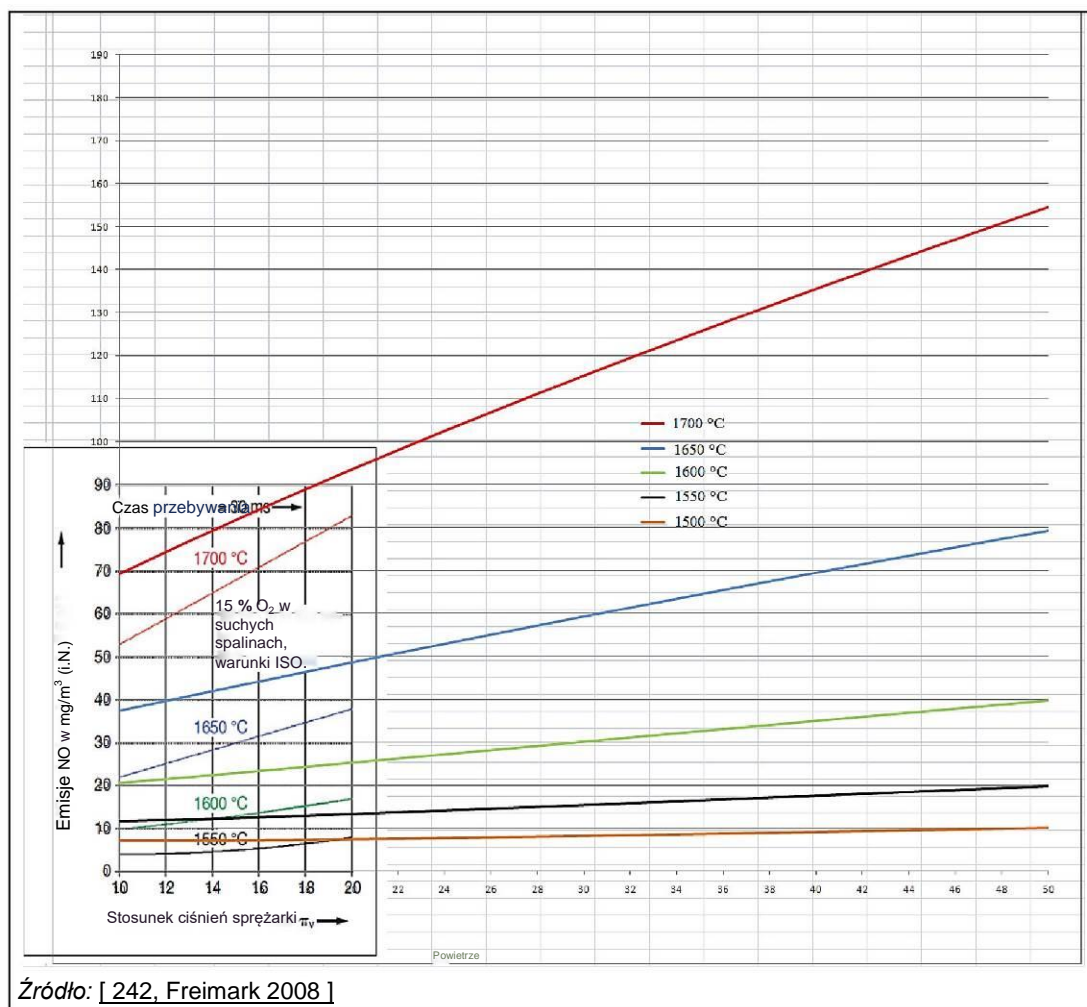
Turbiny gazowe

Rys. 7.11 przedstawia informacje ogólne o poziomach emisji NO_x ze zbiorów danych przykładowych obiektów europejskich, niezależnie od wdrożonych technik lub sposobu prowadzenia eksploatacji obiektów.



Rysunek 7.11: Emisje NO_x z europejskich turbin opalanych gazem ziemnym w 2010 r.

Poziomy emisji NO_x zależą od typu turbiny gazowej i mogą podlegać oddziaływaniu przy próbie zwiększenia sprawności energetycznej, jako że prowadzi to do wyższych temperatur opalania w turbinie gazowej. Wraz ze wzrostem temperatury, poziomy emisji NO_x mają tendencję do wzrastania, znacznie szybciej niż sprawność generowania energii elektrycznej. Przy temperaturach spalania wykraczających poza $1450\text{ }^\circ\text{C}$, generowanie NO_x wzrasta wykładniczo z temperaturą. Wpływ temperatury i ciśnienia na generowanie NO (związek większościowy w emitowanych NO_x) jest przedstawiony na rys.7.12. Pokazuje to, że dla wysokich temperatur spalania wzrost temperatury spalania o $50\text{ }^\circ\text{C}$ w przybliżeniu podwaja emisje NO . Dlatego też opracowania techniczne zmierzające do wyższych sprawności mogą również implikować wyższe poziomy emisji NO_x w mg/Nm^3 .



Źródło: [242, Freimark 2008]

Rysunek 7.12: Emisje NO jako funkcja ciśnienia przy różnych temperaturach spalania i czasie przebywania w strefie reakcji 30 ms

Aby przyjąć zintegrowany pogląd na charakterystykę środowiskową turbiny gazowej, tj. łącznie z emisjami i sprawnością elektryczną, jedną z możliwości jest rozważenie właściwych emisji NO_x na każdą MWh_e wytwarzaną lub wprowadzenie elastycznego współczynnika, charakteryzującego równowagę pomiędzy emisjami NO_x i sprawnością energetyczną obiektu. Ta zasada współczynnika korekcyjnego [algorytm Eta] jest zilustrowana w Tabeli 7.4, gdzie przedstawiono trzy turbiny gazowe o mocach 100 MW_e o różnych sprawnościach elektrycznych i jednorodnych poziomach emisji NO_x/Nm^3 . Według tej tabeli, obiekty o mniejszej sprawności uwalniają wyższy ładunek NO_x niż obiekty o większej sprawności, podczas gdy oba osiągają takie same poziomy emisji NO_x wyrażone w stężeniach (przypadek 1), lub obiekty uwalniające taki sam ładunek zanieczyszczeń, ale mające większą sprawność mogą korzystać z wyższych poziomów emisji wyrażonych w stężeniu (przypadek 2).

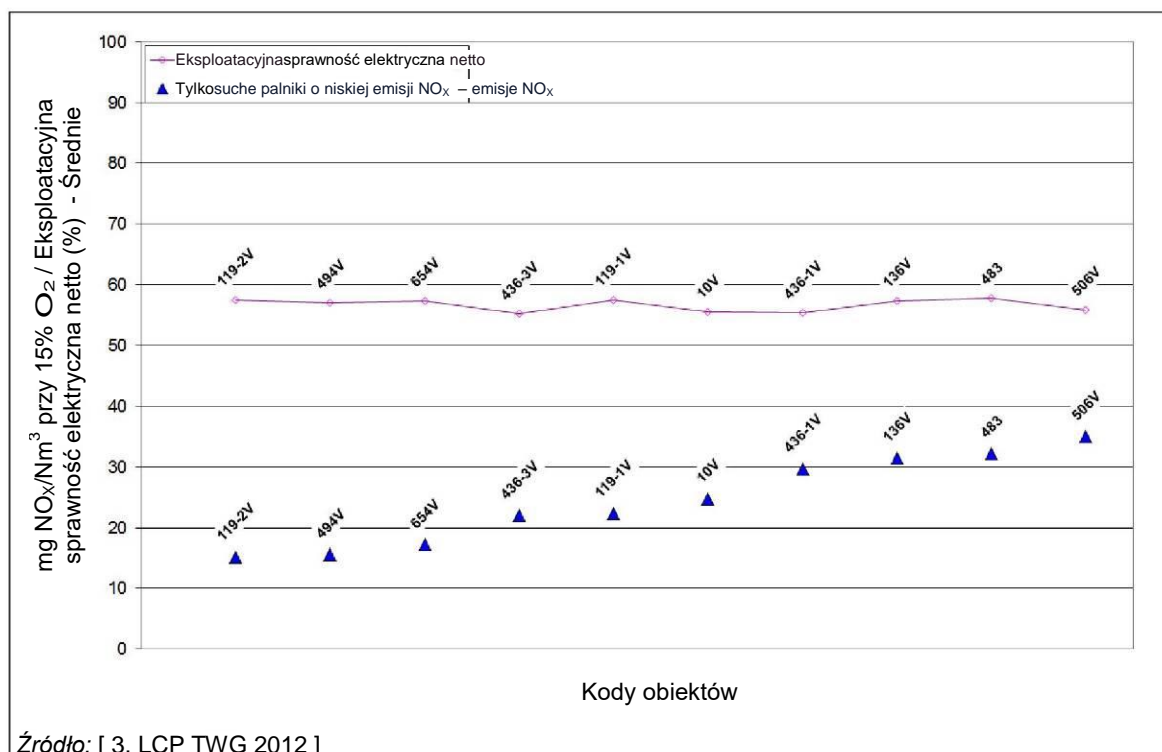
Tabela 7.4: Obliczone emisje właściwe NO_x o poziomach emisji 50 mg/Nm³

Moc elektryczna (MWe)	Sprawność elektryczna, procent	Moc cieplna (MW _t)	Poziomy emisji NO _x (mg/Nm ³) przypadek 1	Emisje właściwe NO _x (g/MWhe) przypadek 1	Poziomy emisji NO _x (mg/Nm ³) przypadek 2	Emisje właściwe NO _x (g/MWhe) przypadek 2
100	35 %	286	50	433	50	433
100	38,5 %	260	50	394	55	433
100	42 %	238	50	360	60	433

Źródło: [242, Freimark et al. 2008]

Nowoczesne elektrociepłownie z palnikami o niskiej emisji NO_x przewyższają ten problem kompromisu i osiągają poziomy emisji NO_x rzędu 15-35 mg/Nm³, bez stosowania technik końcowego usuwania NO_x, jednocześnie osiągając wysokie eksploatacyjne sprawności elektryczne powyżej 55% średnio na rok). W przypadku obiektów pracujących w cyklu otwartym, odpowiadająca sprawność elektryczna wynosi 39% (np. eksploatacyjna sprawność elektryczna netto osiągnięta przez Obiekt 16-1V i 16-2V).

Rysunek 7.13 przedstawia dane o przykładowych blokach gazowo-parowych z turbiną gazową, włączonych do ruchu pomiędzy 2007 i 2010, eksploatowanych pomiędzy 1600 h/rok i ponad 8000 h/rok, z równoważnym współczynnikiem pełnego obciążenia powyżej 74% i eksploatacyjnymi sprawnościami elektrycznymi powyżej 55%. Stosunek średniorocznego stężenia NO_x do eksploatacyjnej sprawności elektrycznej zmienia się od 0,25 to 0,6 mg/Nm³ MWe.

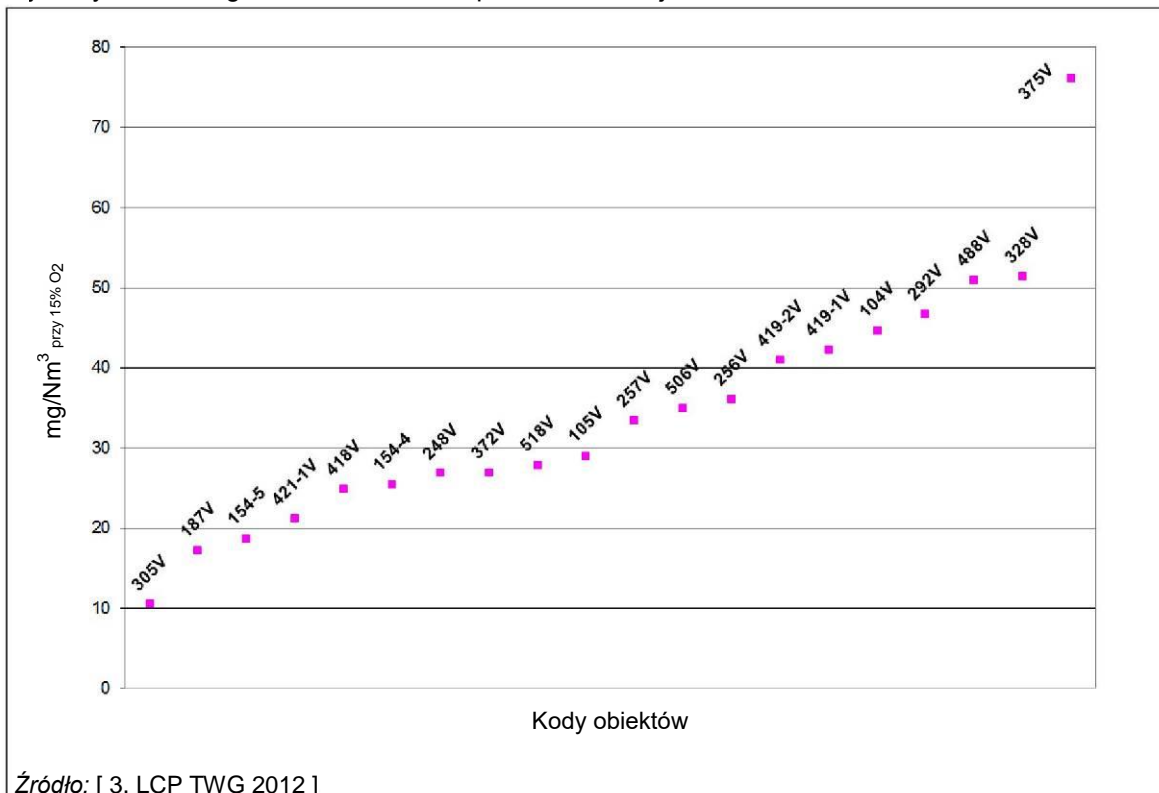


Rysunek 7.13: Przykład bloku gazowo-parowego z turbiną gazową osiągającego niskie emisje NO_x z wysokimi eksploatacyjnymi sprawnościami elektrycznymi

Emisje NO_x ze starszych obiektów mogą zmieniać się w przedziale od 50 mg/Nm³ do 75 mg/Nm³, lub nawet więcej (bardzo stare turbiny gazowe, włączone do ruchu przed 1990 r. mogą osiągać poziomy sięgające nawet 350 mg/Nm³). Obecnie dostępne są pakiety modernizacyjne palników suchych z niskimi poziomami emisji NO_x, poniżej 50 mg/Nm³. Jednak niższe poziomy emisji NO_x mogą prowadzić do wyższych emisji CO dla tych obiektów.

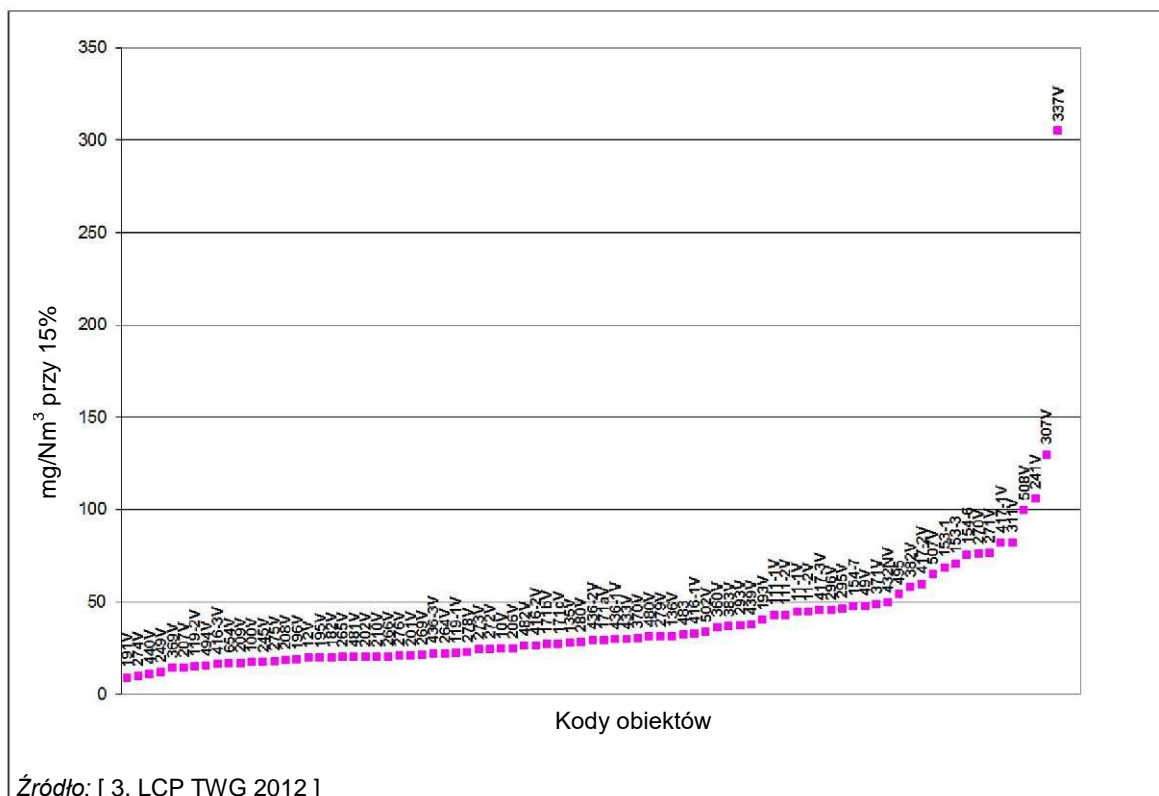
Jako że nie obserwuje się poważnych problemów technicznych w przypadku kotłów na ciepło odpadowe (cykl złożony/kogeneracja) w przypadku turbin gazowych, wyposażonych w technologię SCR (selektywnej redukcji katalitycznej), technologia SCR może być uznawana za sprawdzoną technikę do ograniczania emisji NO_x z instalacji opalanych gazem. Wady technologii selektywnej redukcji katalitycznej obejmują straty ciśnienia i wynikający stąd spadek sprawności (wzrost emisji CO₂), jak również możliwe emisje amoniaku, co należy wziąć pod uwagę w zintegrowanym podejściu do zapobiegania zanieczyszczeniom. Według [132, Rentz et al. 1999]. Na obiekcie w Kalifornii, wykorzystującym selektywną redukcję katalityczną, osiągnęto emisje 20 mg/Nm³ i mniejsze. Na tym obiekcie wartości poziomów emisji NO_x muszą być mniejsze od 20 mg/Nm³ z uwagi na problemy z jakością powietrza przez większą część roku, w tym ekstremalnie wysokie stężenia ozonu lub ciągłe okresy smogu w lecie. W Japonii i w Europie powszechnie osiągnęto niskie poziomy emisji zanieczyszczeń tak niskie, jak 10-50 mg/Nm³ (15 % O₂) dla dużych turbin gazowych (> 100 MW_t) w przypadku opalania gazem ziemnym, głównie poprzez zastosowanie tylko układów z suchymi palnikami o niskich poziomach emisji NO_x. W niektórych przypadkach w Austrii, Holandii lub we Włoszech, Zastosowano również selektywną redukcję katalityczną, osiągając średnie roczne stężenia NO_x pomiędzy 14 mg/Nm³ i 23 mg/Nm³.

Jak pokazano na rys. 7.14 i rys. 7.15 nie występują wyższe poziomy emisji NO_x z bloku gazowo-parowego z turbiną gazową, wyposażonego w uzupełniające opalanie na poziomie wytwornic pary z odzyskiem ciepła, niż z tych, które nie są w nie wyposażone, jak podkreślono również w dokumencie [186. UK 2013]. Dlatego też w tym dokumencie nie dokonuje się dalszego rozróżnienia pomiędzy blokami gazowo-parowymi z turbiną gazową z opalaniem uzupełniającym, jak i tymi bez niego, w odniesieniu do poziomów emisji NO_x.



Źródło: [3. LCP TWG 2012]

Rysunek 7.14: Emisje NO_x (średnie roczne) z bloków parowo - gazowych z turbinami gazowymi, wyposażonych w uzupełniające opalanie na poziomie wytwornic pary z odzyskiem ciepła



Źródło: [3, LCP TWG 2012]

Rysunek 7.15: Emisje NO_x (średnie roczne) z bloków parowo - gazowych z turbinami gazowymi, bez uzupełniającego opalania na poziomie wytwornicy pary z odzyskiem ciepła

Tabela 7.5 podaje informacje ogólne o różnych poziomach emisji zanieczyszczeń z europejskich turbin opalanych gazem ziemnym w 2010 r.

Tabela 7.5: Przykłady emisji do powietrza z europejskich turbin opalanych gazem ziemnym w 2010 r.

Technika spalania	Znamionowa doprowadza na moc cieplna obiektu	Emisje do powietrza (mg/Nm ³ - średnia roczna uśrednień godzinowych przy 15 % O ₂)			
		O ₂	Pył	CO	SO _x
Turbina gazowa opalana pojedynczym	13-690	6-335	0.1-2	2,4-225	0,04-3
Turbina gazowa opalana dwoma	150-300	40-180	N/D	6-80	N/D
Turbina gazowa opalana pojedynczym paliwem.	18-770	10,5-305	0,007-7,7	0,15-80	0,05-2,9
Turbina gazowa opalana podwójnym paliwem	207-1815	9-82	0,06-1,2	0,4-52	0,2-7,8

Uwagi:
N/D: Niedostępne.
Źródło: [Zbiór danych LCP TWG 2012]

Rozdział 7

Silniki gazowe

W Tabeli 7.6 i Tabeli 7.7 przedstawiono poziomy emisji z niektórych przykładowych obiektów silnikowych.

Tabela 7.6: Przykłady emisji NO_x dla pełnego obciążenia silnika w stanie ustalonym (15 % O₂)

Instalacja	Stosowane paliwo	NO _x (jako NO ₂) ⁽¹⁾ (mg/Nm ³)	Średnie zapylenie (ISO 9096 metoda równoważna) (mg/Nm ³)	Uwagi
Wysokoprężny silnik gazowy (GD) w trybie gazowym	Paliwo główne: gaz ziemny; paliwo pilotowe: ciężki olej opałowy (2,9 % wag. S, 0,05% wag. popiołu, 9% wag. pozostałości mikrowęglowej).	1584-1612	10-13	Elektrownia 120 MW _e w Azji
Silnik gazowy o zapłonie iskrowym (SG)	N/D	161-190	N/D	Elektrownia 5 MW _e w Europie Północnej
	N/D	100-280	N/D	Silnik dwusuwowy o mocy 22 MW, wykorzystywany a napędzie mechanicznym w Europie [Obiekt 166]
Silnik gazowy o zapłonie iskrowym (SG) (dostrojony do niskiego poziomu emisji NO _x)	N/D	71-83	N/D	Obiekt 40 MW _e w Ameryce. Zużycie paliwa około 3 % wyższe w porównaniu do silnika gazowego o zapłonie iskrowym o „normalnych” parametrach znamionowych
	N/D	95-190 ⁽²⁾	N/D	Silnik ze świecami iskrowymi w trybie spalanie ubogiej mieszanki [23, Finlandia 2012]
	N/D	165	N/D	Średnia roczna emisja NO _x . Koncepcja spalania ubogiej mieszanki paliwowej. Obiekt węgierski 54 MW _i
	N/D	109	N/D	Koncepcja spalania ubogiej mieszanki paliwowej. Obiekt estoński 15 MW _i
	N/D	150-175	N/D	Koncepcja spalania ubogiej mieszanki paliwowej. Obiekt węgierski 18 MW _i
Silnik gazowy o zapłonie iskrowym (SG)	N/D	5-13	N/D	Selektywna redukcja katalityczna (SCR) W stanie świeżym
	N/D	27-28	N/D	Średnia roczna emisja NO _x . Koncepcja spalania ubogiej mieszanki paliwowej + selektywna redukcja katalityczna.
Silnik na dwa paliwa - tryb gazowy - tryb oleju napędowego	< 0,05% wag. S, < 0.01% wag. popiołu	147-177 1531-1751	N/D 6-27	Elektrownia 5 MW _e w Europie Północnej
Silnik na dwa paliwa w trybie gazowym	N/D	190-380 ⁽²⁾	N/D	[23, Finlandia 2012]

⁽¹⁾ Emisja NO_x podana przy 0 °C, 101,3 kPa, suchego gazu.

⁽²⁾ Silniki o zapłonie iskrowym (SG), wykorzystujące podstawowe środki ograniczania emisji NO_x osiągają poziomy około 190 mg/Nm³ przy optymalnym jednostkowym zużyciu ciepła, a 100 mg/Nm³ jeżeli silnik SG jest dostrojony do niskiej emisji NO_x kosztem zwiększonego zużycia paliwa. Silniki typu DF w trybie gazowym, wykorzystujące tylko podstawowe techniki ograniczania emisji NO_x mogą, przy jakości gazu ziemnego o liczbie metanowej (MN) wyższej niż 80, być dostrajane do osiągnięcia emisji nie przekraczającej poziomu 190 mg/Nm³. Silnik typu DF dostrojony do osiągnięcia wysokiej sprawności (optymalne jednostkowe zużycie ciepła), osiąga poziomy emisji NO_x wynoszące około 380 mg/Nm³.

Uwagi:

N/D: Niedostępne.

Źródło: [169. TWG 2006 dokument ref. BAT Duże obiekty energetycznego spalania 2003] [23. Finlandia 2012] [3. Duże obiekty energetycznego spalania, TWG 2012] [243. EUROMOT 2016]

Tabela 7.7: Przykładowe emisje NMVOC (niemetanowych, lotnych związków organicznych), CO i CH₄ podawane dla europejskich silników opalanych gazem ziemnym (15 % O₂)

Numer obiektu	Poziomy emisji (mg/Nm ³)		
	CH ₄ ⁽¹⁾	CO	NMVOC
40	N/D	44	4,4 ⁽⁴⁾
166V	N/D	85-90	N/D
186-1V	212 ⁽²⁾	100	N/D
353 V ⁽³⁾	280	37	44
354V ⁽³⁾	471	39	25

⁽¹⁾ Wyrażone jako C przy pełnym obciążeniu.
⁽²⁾ Okresowe monitorowanie raz na rok.
⁽³⁾ Dwusuwowy typ silnika.
⁽⁴⁾ Ten poziom emisji jest kwestionowany przez Euromot na podstawie oszacowania podanego przez dostawcę silnika.
 Uwagi:
 N/D: Niedostępne.
 Źródło: [3, Duże obiekty energetycznego spalania, TWG 2012]

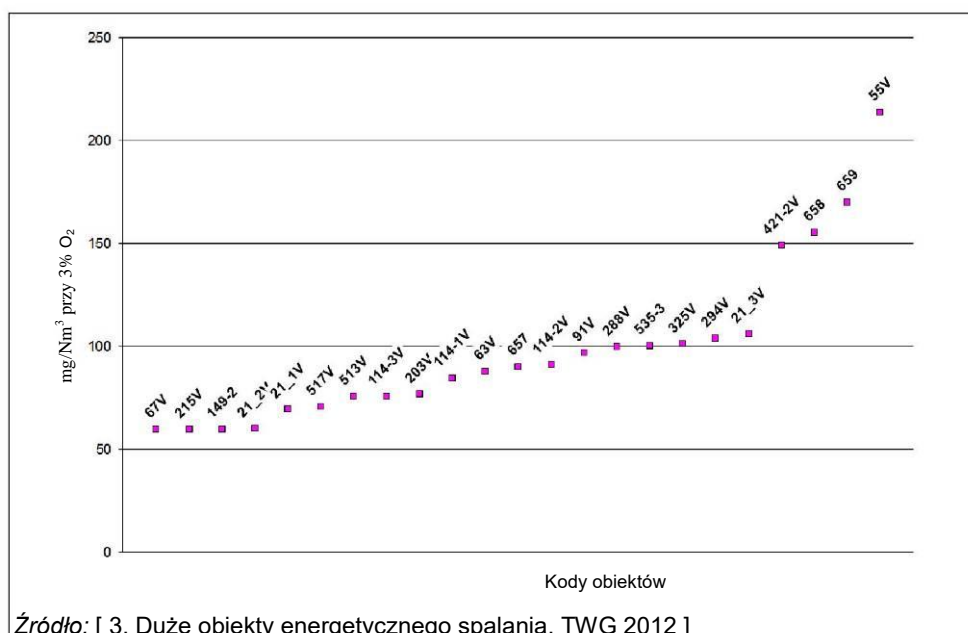
Dalsze informacje o emisjach niespalonego węgla są podane w Dziale 7.1.3.2.5.

Sprawne spalanie paliw gazowy nie generuje cząstek stałych. Jednak efekty lokalne wpływają na poziomy cząstek stałych na wlocie i mogą wpływać na działanie/poziomy emisji turbiny gazowej. [269, GE 2002]

Kotły opalane gazem

Kotły opalane gazem ziemnym są wykorzystywane do różnych celów w przemyśle energetycznym, albo do dostarczania ciepła/pary w dedykowanych branżach, takich jak chemiczna, przemysł żywności i napojów, oraz przemysł wytwarzania masy włóknistej i papieru. Najpowszechniej stosowanymi technikami są zasadniczo techniki takie, jak stopniowanie powietrza/paliwa, recyrkulacja gazów odlotowych i palniki o niskim poziomie emisji NO_x, w tym palniki o ultra-niskim poziomie emisji NO_x (ULNB) (patrz Dział 3.2.2.3). Kotły opalane gazem mogą być dość stare, ale nadal ogólnie możliwe do modernizacji z zastosowaniem podstawowych technik, by zapobiegać generowaniu emisji NO_x, lub z zastosowaniem technik pomocniczych, takich jak selektywna redukcja niekatalityczna (SNCR) lub selektywna redukcja katalityczna (SCR) do ograniczania generowanych emisji NO_x.

Rys. 7.16 podaje przegląd emisji NO_x europejskich kotłów opalanych gazem ziemnym dla roku 2010.



Rysunek 7.16: Emisje NO_x (średnie roczne) z europejskich kotłów opalanych gazem ziemnym w 2010 r.

Rys. 7.16 podaje informacje ogólne o różnych poziomach emisji zanieczyszczeń z europejskich kotłów opalanych gazem ziemnym w 2010 r.

Tabela 7.8: Przykłady emisji do powietrza z europejskich kotłów opalanych gazem ziemnym w 2010 r.

Technika spalania	Znamionowa doprowadzana moc cieplna obiektu energetycznego spalania (MW _t)	Emisje do powietrza (mg/Nm ³ - średnia roczna uśrednień godzinowych przy 3 % O ₂)			
		NO _x	Pył	CO	SO ₂
Kocioł opalany gazem	18-800	60-215	0,04-6,4	0,2-375	0,14-5,1

Źródło: [3, LCP TWG 2012]

7.1.2.3 Emisje do wód

Eksploatacja obiektów opalanych gazem prowadzi do powstawania następujących ścieków:

- Przemywanie, wycieki i woda do splukiwania: woda z przemywania, wycieków i splukiwania jest odprowadzana do kanalizacji poprzez oddzielnik oleju. Ilość normalnie wynosi około 0,1 m³/h i może być zanieczyszczona olejem. Piki ilości ścieków mogą występować, jeżeli zachodzi konieczność przepłukania rurociągów. W tym przypadku obecność oleju nie jest oczekiwana, a zanieczyszczenia zawierają głównie osady. Sprężarki turbin gazowych muszą być okresowo czyszczone wodą i detergentem. Częstotliwość przemywania łopatek w ruchu/poza ruchem zależy od typu technologii filtrów wlotowych powietrza i od środowiska, w którym eksploatowana jest turbina gazowa. Jeżeli wykorzystywany detergent jest biologicznie degradowalny, to jest odprowadzany do wód powierzchniowych. Jeżeli występują metale ciężkie, woda jest gromadzona i utylizowana poza obiektem przez autoryzowanego wykonawcę.
- Zrzucanie wody kotłowej:** Woda kotłowa, która jest spuszczana z kotła celem przeprowadzenia konserwacji, jest gromadzona i może być uzdatniana w basenie do zubożniania. Po zubożnieniu, woda jest wyładowywana do wód powierzchniowych. Woda kotłowa jest wodą demineralizowaną z dodatkowymi chemikaliami. Kocioł jest opróżniany zgodnie ze schematami konserwacji i zależy od wyników analizy chemizmu wody. Może to również zależeć od trybu pracy, w przypadku obiektów eksploatowanych < 4 000 h/rok opróżnianie może zachodzić częściej. Zawartość soli w układzie woda/para musi mieścić się w granicach specyfikacji, by zapobiegać powstawaniu osadów z odparowania i przegrzewania rur i by zapobiegać przyspieszonej korozji. By utrzymać poziom soli w określonym przedziale, woda kotłowa jest regularnie (jeżeli to konieczne) zrzucana z bębna do układu wody chłodzącej. W konsekwencji woda zrzutowa zawiera niskie stężenia soli. Może być ona również zwracana z powrotem do chłodni kominowej, by oszczędzać wodę uzupełniającą.
- Zrzuty z instalacji demineralizacji:** odcieki z instalacji uzdatniania wody są gromadzone i neutralizowane przed ich wyładowaniem do wód powierzchniowych. Niektóre części odpadów zubożniania z instalacji demineralizacji (np. wodą płuczącą) mogą być wykorzystane ponownie jako woda zasilająca do instalacji.

Jeżeli te strumienie zawierają zanieczyszczenia (np. metale), to mogą one wymagać dalszej obróbki przed wyładowaniem.

7.1.2.4 Pozostałości po spalaniu i inne pozostałości

Eksploatacja obiektów opalanych gazem prowadzi do powstawania następujących, określonych pozostałości ze spalania i innych:

- **Pozostałości stałe i ciekłe:** Niewielkie ilości stałych i ciekłych pozostałości mogą być wytwarzane poprzez eksploatację obiektów opalanych gazem. Większość z tych pozostałości jest produktami działalności pomocniczej, takiej jak konserwacja i uzdatnianie wody. Substancje odpadowe, skojarzone z tymi działaniami pomocniczymi, mogą obejmować złom metalowy, zużyty olej, materiały opakowaniowe, ciecze stosowane do przemywania sprężarek/turbin gazowych, wymienniczy jonowych i węgla aktywowanego.
- **Zużyty olej:** Normalnie olej sterowania i olej smarowy gazowej turbiny/silnika są wymieniane raz na dziesięć lat, albo w zależności od wyników analizy. Ilość oleju wchodząca w grę przy każdej okazji wynosi około 25000 - 40000 litrów na blok 400 MW_e w przypadku turbiny gazowej i zależy od określonych konfiguracji (oddzielne układy oleju uszczelniającego i hydraulicznego, liczba i typ łożysk, itp.).
- **Ciecze czyszczące:** Ciecze stosowane do mycia sprężarek i turbin gazowych są syntetycznymi detergentami, rozpuszczonymi w wodzie. Ciecze to są stosowane okresowo do usuwania osadów brudu i tłuszczu z łopatek; czyszczenie zachodzi w trakcie okresów wyłączenia. Powstające brudne ciecze są przesyłane do upoważnionej firmy przetwarzającej.
- **Chemikalia wody demineralizowanej:** Instalacje wody demineralizowanej wytwarzają odpadowe chemikalia i żywice. Jeżeli stosowana jest instalacja wymiany jonowej, to wykorzystywanymi chemikaliami są kwas solny (lub kwas siarkowy) i soda żrąca. Te sole po zubożeniu są normalnie wyładowywane do wód powierzchniowych. Żywice są wymieniane raz na każde trzy do pięciu lat. Ilość zużytych chemikaliów i odpadowych żywic zależy od typu instalacji, jakości wody surowej i ilości wytwarzanej wody demineralizowanej.
- **Stosowany katalizator:** Jeżeli na obiektach stosowany jest katalizator CO i/lub system selektywnej redukcji katalitycznej,

7.1.3 Techniki do rozważenia przy ustalaniu BAT dla spalania gazu ziemnego w kotłach / silnikach / turbinach gazowych

W tym dziale opisano techniki (lub ich połączenia) i skojarzone monitorowanie, uznawane za mające potencjał osiągnięcia wysokiego poziomu ochrony środowiska w działalności objętej zakresem tego dokumentu. Opisane techniki obejmują zarówno stosowaną technologię, jak i sposób w jaki instalacje są projektowane, budowane, konserwowane, eksploatowane i wyłączane z ruchu.

Obejmuje on techniki zintegrowane w procesie, jak i techniki na wyjściu z instalacji. Zapobieganie powstawaniu odpadów i gospodarowanie nimi, w tym procedury minimalizowania i recyklingu odpadów, są również uwzględnione. Ponadto omówiono techniki ograniczania zużycia surowców, wody i energii.

Aneks III do dyrektywy emisji przemysłowych wymienia pewną liczbę kryteriów dla określania BAT, a informacje podane w tym rozdziale podejmują te zagadnienia. Na tyle, na ile to możliwe, standardowa struktura Tabeli 3.4 wykorzystywana jest do nakreślenia informacji o każdej technice, by umożliwić porównanie technik i ocenę względem definicji BAT podanej w dyrektywie emisji przemysłowych.

Ten dział niekoniecznie podaje wyczerpującą listę technik, które mogą być zastosowane w tym sektorze. Mogą istnieć lub mogą być opracowane inne techniki, które mogą być wzięte pod uwagę przy określaniu BAT dla poszczególnych instalacji.

W tym dziale, techniki do rozważenia opisuje się w pełni tylko wtedy, gdy są one właściwe dla rozważanego, spalanego paliwa lub stosowanego procesu spalania (spalanie gazu ziemnego). W istocie, dla większości tych technik, ogólne opisy zostały już przedstawione w Rozdziale 3. Dlatego też, by uniknąć powtarzania, dla tych ogólnych technik opisanych już w Rozdziale 3, przedstawia się tutaj w tabelach syntetycznych jedynie dodatkowe informacje, które są właściwe dla spalania gazu ziemnego.

7.1.3.1 Techniki zwiększania efektywności energetycznej obiektów opalanych gazem ziemnym

Sprawność energetyczna jest normalnie najwyższy, gdy obiekt jest eksploatowany przy parametrach projektowych. Sprawność energetyczna zazwyczaj zmienia się w ciągu okresu eksploatacji instalacji i mogą na nią wpływać zmiany, na przykład obciążenia w trakcie eksploatacji, jakości paliwa, itp. Sprawność energetyczna zależy również od układu chłodzenia elektrowni i od zużycia energii przez układ oczyszczania gazów odlotowych. Stosowanie układów turbin gazowych o wysokiej sprawności może generować efekty uboczne, takie jak drgania i krótkotrwałe emisje NO_x .

7.1.3.1.1 Ogólne techniki zwiększania efektywności energetycznej jednostek opalanych gazem ziemnym

Informacje o ogólnych technikach zwiększania sprawności energetycznej bloków energetycznego spalania podano w Dziale 3.2.3. W Tabeli 7.9 podano dodatkowe informacje, właściwe dla spalania gazu ziemnego. Dalsze informacje o efektach krzyżowych mediów, charakterystyce oddziaływania na środowisko naturalne i dany eksploatacyjnych, podana za tabelą.

Tabela 7.9: Ogólne techniki zwiększania sprawności energetycznej kotłów, turbin gazowych i silników opalanych gazem ziemnym

Technika	Opis	Osiągane korzyści dla środowiska	Charakterystyka obciążenia środowiska i dane eksploatacyjne	Efekty krzyżowe mediów	Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowalności		Siła napędowa dla wdrożenia
					Nowe bloki	Istniejące bloki	
Cykl spalania (kocioł)							
Kogeneracja ciepła i energii elektrycznej (CHP)	Kogeneracja ciepła i energii elektrycznej (CHP) - patrz Dział 3.2.3.2.	Zwiększona sprawność energetyczna (wykorzystanie paliwa)	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	Brak	Ma ogólne zastosowanie w ramach ograniczeń skojarzonych z lokalnym zapotrzebowaniem na energię elektryczną i ciepło, z wyjątkiem czasu eksploatacji < 1 500 h/rok	Ograniczone zastosowanie (głównie zależne od zapotrzebowania na ciepło)	Europejska dyrektywa sprawności energetycznej - Artykuł 14
					Odpowiedniość stosowania gazowej turbiny / silnika w obiekcie kogeneracyjnym częściowo wiąże się ze względnie niskimi kosztami inwestycyjnymi i wysoką sprawnością cyklu, jaką oferuje. Koszt związany z przygotowaniem nowobudowanej elektrowni do pracy jako elektrociepłownia może być jednak znaczny. Stosowalność może być ograniczona w przypadku turbin gazowych do napędu mechanicznego, o nieprzewidywalnym eksploatacyjnym profilu cieplnym.		
Stosowanie nowoczesnych materiałów	Stosowanie nowoczesnych materiałów dla osiągnięcia wysokich temperatur eksploatacyjnych, a zatem zwiększonych sprawności turbiny parowej - patrz również Dział 3.2.3.5.	Zwiększona sprawność energetyczna	Praktycznie wykorzystywane w nowych obiektach	Brak	Zastosowanie ogólne	Nie ma zastosowania	N/D
Podwójny przegrzew	Zobacz Dział 3.2.3.6.	Zwiększona sprawność energetyczna	Praktycznie wykorzystywane głównie w nowych obiektach	Brak	Zastosowanie ogólne	Nie ma zastosowania	N/D
Wstępne podgrzewanie wody zasilającej z wykorzystaniem odzyskiwanego ciepła	Zobacz Dział 3.2.3.7.	Zwiększona sprawność energetyczna	N/D	Brak	Zastosowanie ogólne	Stosowalność ocenia się dla każdego przypadku z osobna, w powiązaniu z konfiguracją obiektu i ilością ciepła możliwego do odzyskiwania	N/D
					Ma zastosowanie tylko układów parowych, ale nie do kotłów gorącej wody.		

Nowoczesny system sterowania	Nowoczesne, skomputeryzowane sterowanie warunków spalania dla ograniczenia emisji i charakterystyki oddziaływania jednostki energetycznego spalania na środowisko - zobacz również dział 3.2.3.8.	Zwiększona sprawność energetyczna	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	Brak	Zastosowanie ogólne	N/D	
Akumulowanie ciepła (magazynowanie ciepła) w trybie CHP	Zobacz Dział 3.2.3.9.	N/D	N/D	N/D	Stosowalność może być ograniczona w przypadku niskiego zapotrzebowania na obciążenie cieplne		N/D
Turbiny gazowe							
Wstępne podgrzewanie powietrza	Wstępne podgrzewanie powietrza przed spalaniem, po sprężaniu - zobacz Dział 3.2.3.4.	Zwiększona sprawność energetyczna	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	Emisje NO _x mają tendencję do wzrastania	Ogólnie stosowalne w ramach ograniczeń wiążących się z potrzebą kontrolowania emisji NO _x		N/D
Nowoczesny system sterowania	Nowoczesne, skomputeryzowane sterowanie turbiną gazową i kolejnymi kotłami odzysknicowymi	Zwiększona sprawność energetyczna	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	Brak	Zastosowanie ogólne	N/D	N/D
Stosowanie nowoczesnych materiałów	Wzrost temperatury wlotowej i ciśnienia sprężarki turbiny gazowej jest możliwy poprzez zastosowanie nowoczesnych materiałów turbiny, skutecznych technologii chłodzenia i powłok barier cieplnych - patrz także Dział 3.2.3.5.	Zwiększona sprawność energetyczna	N/D	Brak	Zastosowanie ogólne	Nie ma zastosowania	N/D

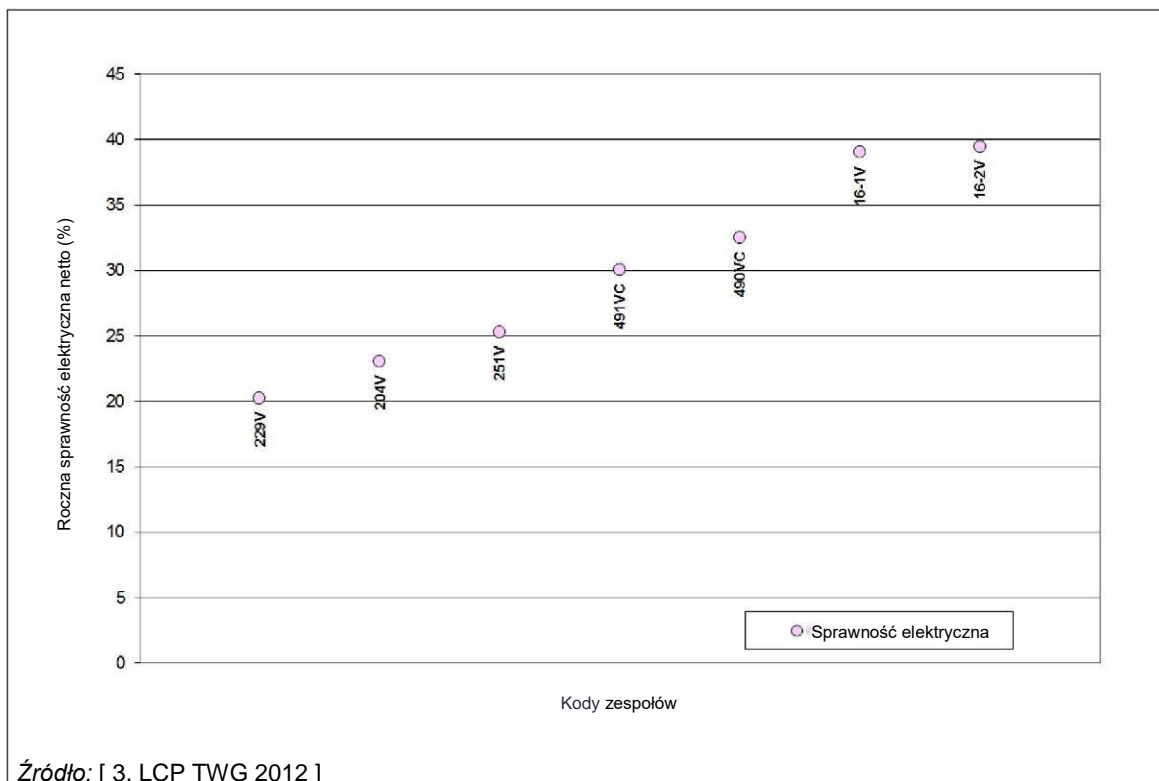
Turbiny i silniki gazowe							
Cykl kombinowany	Zobacz Dział 3.2.3.11.	Zwiększona sprawność energetyczna	N/D	N/D	Ogólnie ma zastosowanie, z wyjątkiem eksploatowanych < 1 500 h/rok	Ma zastosowanie w ramach ograniczeń skojarzonych z projektem cyklu parowego i dostępnością przestrzeni. Nie ma zastosowania do turbin gazowych i silników eksploatowanych < 1 500 h/rok. Nie ma zastosowania do turbin gazowych napędów mechanicznych eksploatowanych w trybie nieciągłym, z rozszerzoną zmiennością	N/D
Wstępne przygotowanie paliwa							
Wstępne podgrzewanie paliwa	Wstępne podgrzewanie gazu opałowego poprzez odzyskiwanie energii zawartej w gazach odlotowych - patrz również Dział 3.2.3.18.	Wyższa sprawność	N/D	Emisje NO _x mają tendencję do wzrastania	N/D	N/D	N/D
					Ogólnie stosowane w ramach ograniczeń wiążących się z konstrukcją kotła potrzebą kontrolowania emisji NO _x		
Uwagi: N/D: Brak dostępnych specjalnych informacji.							

Krzyżowe efekty mediów dla bloków gazowo - parowych z turbiną gazową

Dla bloków gazowo - parowych z turbiną gazową, proponowane techniki mogą jedynie zapewniać marginalne usprawnienie całkowitej sprawności. Należy również zauważyć, że poprawy w sprawności turbiny gazowej mogą również skutkować spadkiem sprawności w cyklu parowym. Dlatego też ogólna poprawa sprawności energetycznej cyklu ogółem może być mniejsza, niż poprawa w sprawności samej tylko turbiny gazowej.

Charakterystyka obciążenia środowiska i dane eksploatacyjne

Rys. 7.17 przedstawia eksploatacyjne sprawności elektryczne niektórych, przykładowych europejskich turbin gazowych cyklu otwartego, spalających gaz ziemny. Te europejskie turbiny gazowe mają wielkość 150 MW_t i są eksploatowane pomiędzy 100 h/rok, a 1100 h/rok, z równoważnym współczynnikiem pełnego obciążenia ponad 66%. Mają one średnie roczne stężenia emisji do powietrza 50 mg/Nm^3 dla NO_x i poniżej 80 mg/Nm^3 dla CO. Zostały one włączone do ruchu pomiędzy 1987 r. (Obiekt 204) i 2008 (Obiekty 16-1 i 16-2).



Źródło: [3, LCP TWG 2012]

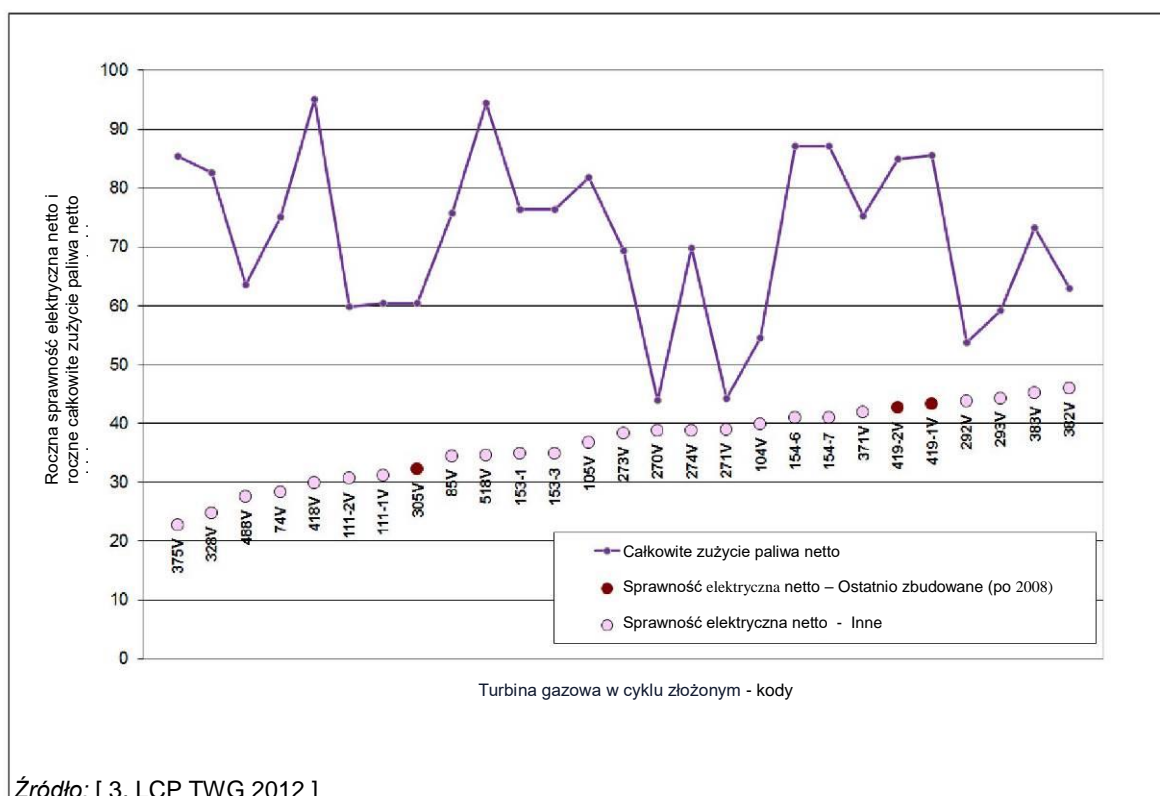
Rysunek 7.17: Typowe eksploatacyjne sprawności elektryczne netto w 2010 r. europejskich turbin gazowych cyklu otwartego, opalanych gazem

Rys. 7.18 i rys. 7.19 przedstawia eksploatacyjne sprawności elektryczne niektórych europejskich turbin gazowych cyklu otwartego, spalających gaz ziemny i dostarczających ciepło i energię elektryczną. Te zespoły zostały zaprojektowane przede wszystkim do produkowania przemysłowych lub domowych płynów grzewczych. Dlatego też ich sprawność elektryczna jest niższa, niż dla bloków gazowo - parowych wytwarzających tylko energię elektryczną. Ponadto można dokonać rozróżnienia pomiędzy dwiema grupami wielkości obiektów: pomiędzy 50 MW_t i 600 MW_t , i powyżej 600 MW_t . Ogólne zużycie paliwa zależy od zapotrzebowania ciepła i typu działalności.

Rys. 7.18 przedstawia eksploatacyjną sprawność energetyczną elektrociepłowni z zespołami bloków gazowo - parowych turbiny gazowej o mocach od 50 MW_t do 600 MW_t , które są eksploatowane przez więcej niż 4000 h/rok, z równoważnym współczynnikiem pełnego obciążenia pomiędzy 55% i 93%. Osiągają one roczne stężenia emisji do powietrza 75 mg/Nm^3 dla NO_x i ogólnie poniżej 30 mg/Nm^3 dla CO. Obiekty te zostały włączone do ruchu połową lat 1990, a 2011 i pracują w różnych sektorach, takich jak przemysł masy włóknistej i papierniczy, spożywczy i napojów oraz chemiczny, albo do generowania energii dla dostarczania prądu elektrycznego i ciepłownictwa.

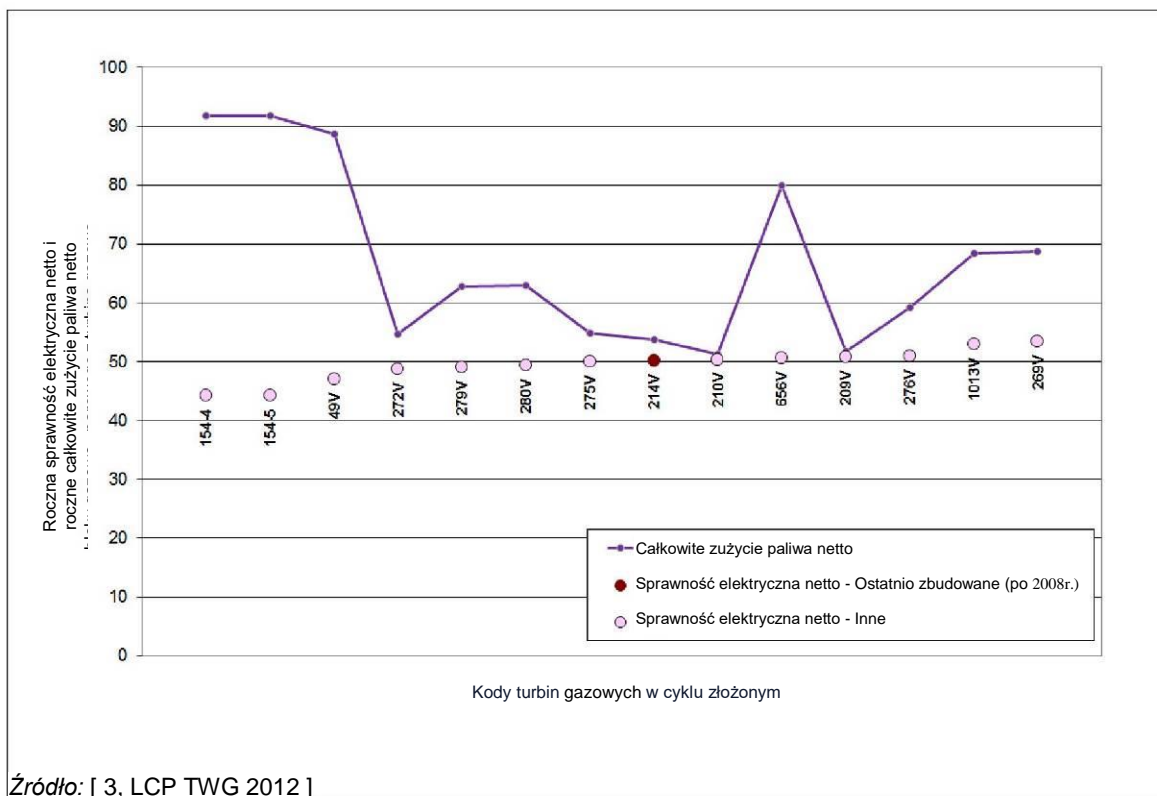
Jako że sprawności elektryczne podobnych obiektów o większym rozmiarze wydają się być nieco inne, są one przedstawione oddzielnie. Obiekt 74 podlegał modyfikacjom w częściach budowy turbiny gazowej (montaż uszczelnień szczotek wewnętrznych), umożliwiającym poprawę energii cieplnej o 2 punkty procentowe.

przedstawia eksploatacyjną sprawność energetyczną zespołów elektrociepłowni z blokami gazowo - parowymi o mocach ponad 600 MW_t, które są eksploatowane przez więcej niż 4000 h/rok, z równoważnym współczynnikiem pełnego obciążenia ponad 70%, osiągając roczne stężenia emisji do powietrza ogólnie niższe niż 32 mg/Nm³ dla NO_x i poniżej 5 mg/Nm³ dla CO. Obiekty te zostały włączone do eksploatacji pomiędzy rokiem 2000 i 2011 i pracują jako elektrociepłownie w sektorach przemysłowych, takich jak przemysł chemiczny lub do wytwarzania energii elektrycznej i ciepłowniczej. Jako że sprawności elektryczne podobnych obiektów o mniejszym rozmiarze wydają się być nieco inne, są one przedstawione oddzielnie.



Źródło: [3, LCP TWG 2012]

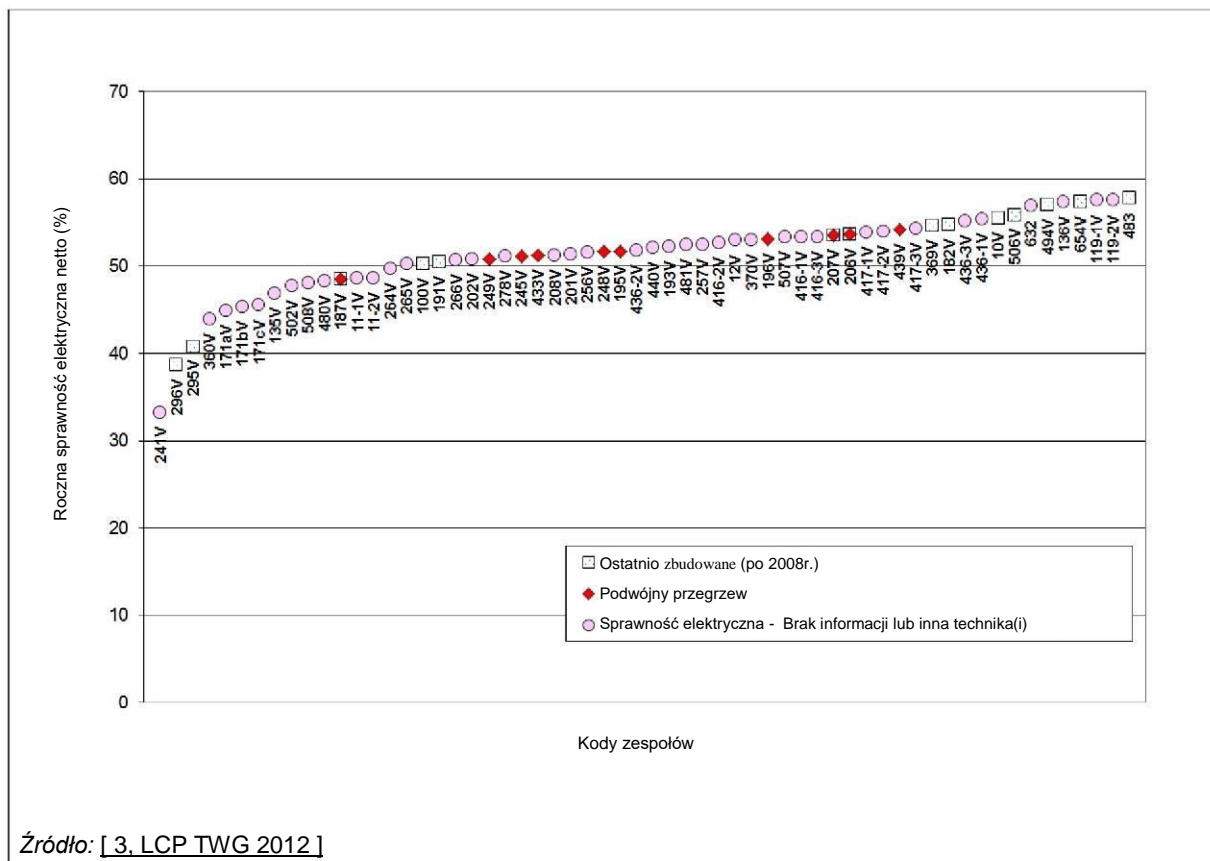
Rysunek 7.18: Typowe sprawności eksploatacyjne netto w 2010 r dla europejskich turbin gazowych opalanych gazem ziemnym w cyklu złożonym, wytwarzającym ciepło i energię elektryczną (obiekty od 50 MW_t do 600 MW_t)



Źródło: [3. LCP TWG 2012]

Rysunek 7.19: Typowe sprawności eksploatacyjne netto w 2010 r dla europejskich turbin gazowych opalanych gazem ziemnym w cyklu złożonym, wytwarzającym ciepło i energię elektryczną (obiekty > 600 MW_t)

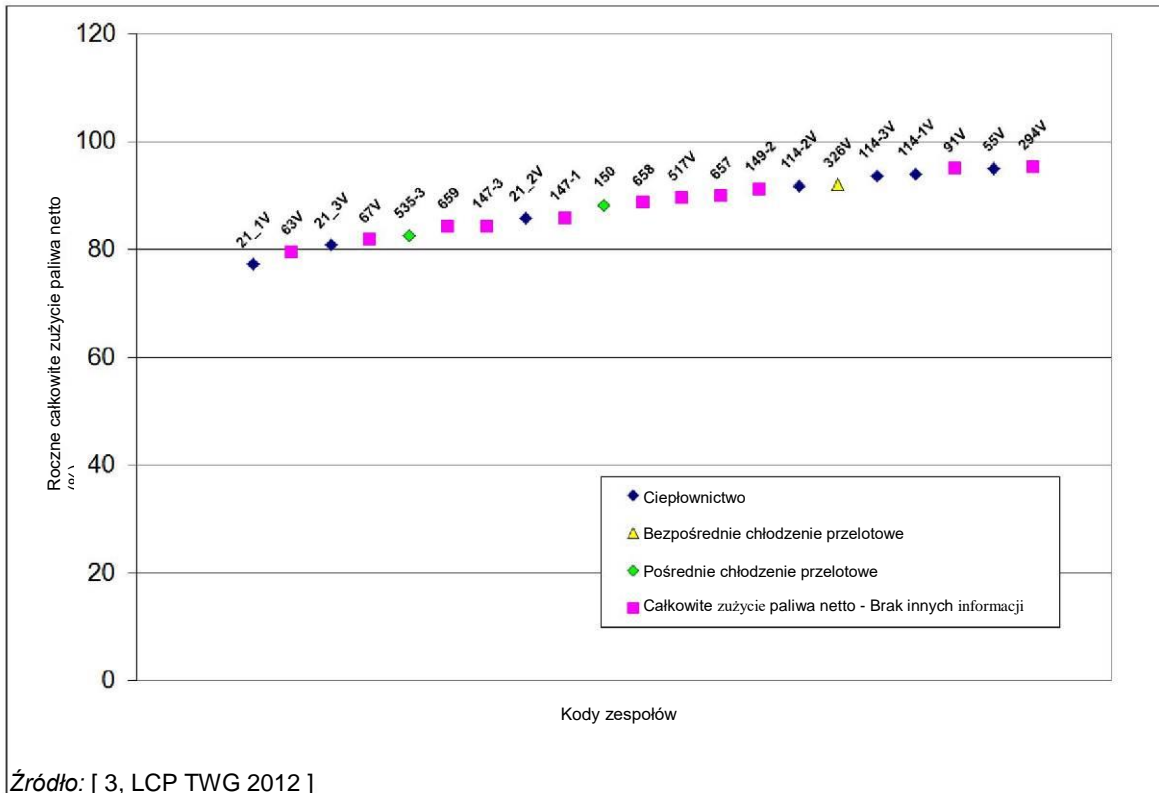
Jak wspomniano poprzednio, obiekty produkujące tylko elektryczność mają eksploatacyjną sprawność elektryczną netto ogólnie wyższą, niż elektrociepłownie. Rys. 7.20 przedstawia roczne eksploatacyjne sprawności elektryczne netto w europejskich blokach gazowo - parowych z turbiną gazową, dla ostatnio zbudowanych obiektów (stąd też z oczekiwaną poprawą jak chodzi o materiały zastosowane w konstrukcji toru przepływu) i dla tych, które wyposażono w układ podwójnego przegrzewu pary w celu poprawienia parametrów pary. Obiekty te mają znamionową doprowadzaną moc cieplną powyżej 350 MW_t, z wyjątkiem obiektów 295-296 (235 MW_t). Są one eksploatowane w trybach zmiennego obciążenia pomiędzy 1100 h/rok, a > 8 000 h/rok, przy równoważnym współczynniku pełnego obciążenia pomiędzy 29% i 99%. Osiągają one ogólnie roczne stężenia emisji do powietrza 55 mg/Nm³ dla NO_x i poniżej 5 mg/Nm³ dla CO. Zostały włączone do ruchu pomiędzy wczesnymi latami 1990 i 2011 i są ogólnie wykorzystywane do dostarczania energii do sieci elektrycznej (jeden obiekt dostarcza energię do zakładu chemicznego). Należy zauważyć, że obiekty 295-296 są eksploatowane przez mniej niż 2000 h/rok i mają liczne okresy uruchamiania i wyłączania (250 h/rok), oraz że obiekt 241 jest obiektem obciążenia szczytowego, eksploatowanym tylko przez 121 h/rok. Obiekty te mają również wyższe poziomy emisji CO (aż do 50 mg/Nm³) niż inne.



Źródło: [3. LCP TWG 2012]

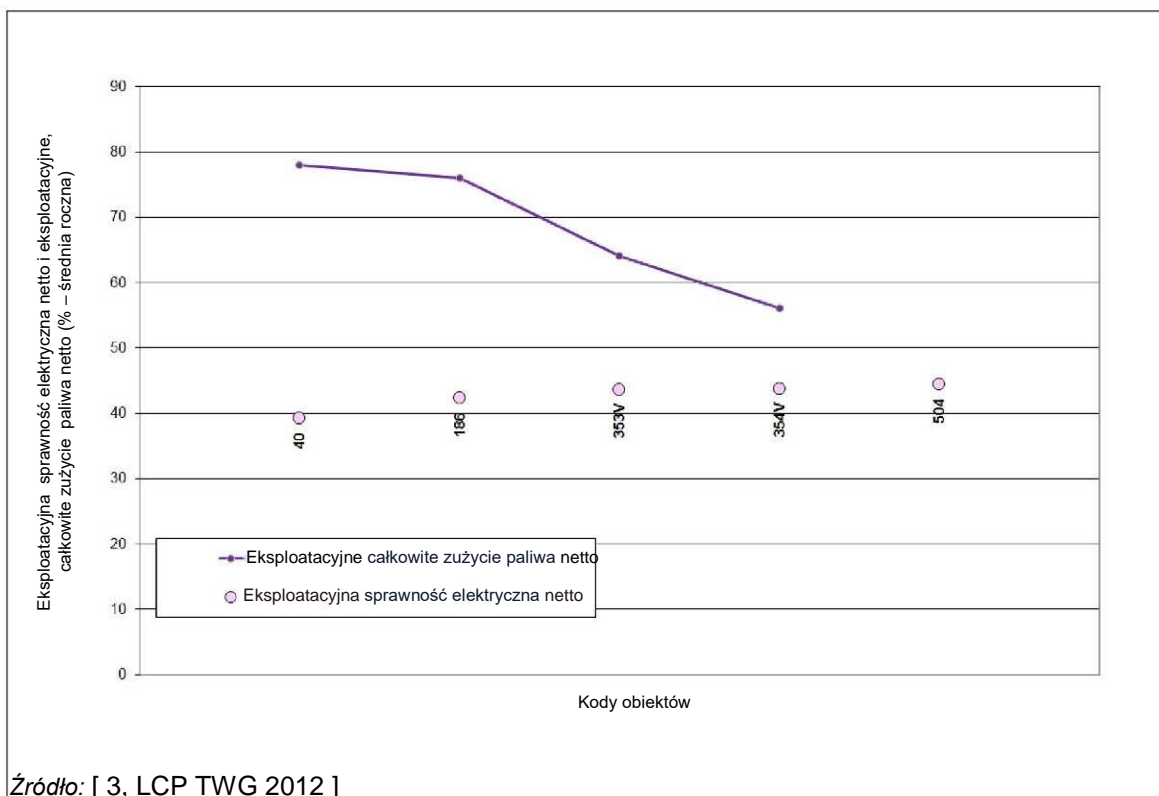
Rysunek 7.20: Typowe eksploatacyjne sprawności elektryczne netto w 2010 r. europejskich turbin gazowych cyklu złożonego, opalanych gazem, produkujących wyłącznie energię elektryczną

Dla kotłów gazowych bardziej odpowiednie jest ocenianie całkowitego zużycia paliwa netto zamiast sprawności elektrycznej netto, jako że większość z nich to kotły energetyczne. Rys. 7.21 przedstawia wartości referencyjne dla obiektów europejskich o wielkościach pomiędzy 20 MW_t i 450 MW_t, eksploatowanych pomiędzy 70 h/rok i > 8 000 h/rok, przy równoważnym współczynniku pełnego obciążenia pomiędzy 12% i 92%. Zostały one włączone do ruchu pomiędzy 1996r. a 2008 r.



Źródło: [3, LCP TWG 2012]

Rysunek 7.21: Typowe eksploatacyjne całkowite zużycia paliwa netto w 2010 r. dla kotłów-opalanych gazem ziemnym



Źródło: [3, LCP TWG 2012]

Rysunek 7.22: Typowa eksploatacyjna sprawność energetyczna netto w 2010 r. dla europejskich silników zasilanych gazem ziemnym

W uzupełnieniu do tych poziomów eksploatacyjnych, przedłożono informacje o projektowych poziomach sprawności energetycznej netto:

- W przypadku zastosowań do napędów mechanicznych, spośród zbioru 19 obiektów zgłaszano projektowe sprawności mechaniczne netto z przedziału 25% do 41%. Z wyjątkiem dwóch obiektów o poziomach sprawności 25% i 29%, wszystkie pozostałe miały poziomy sprawności powyżej 33,5%. Przykładowe obiekty, włączone ostatnio do ruchu, są w stanie osiągać poziomy wyższe, niż 36,5% (np. obiekty 335, 336, 341).
- W przypadku turbin gazowych w cyklu otwartym, dwa obiekty zgłaszały projektowe sprawności elektryczne netto pomiędzy 33% i 41,5%.
- W przypadku bloków gazowo - parowych z turbinami gazowymi, wytwarzających wyłącznie energię elektryczną, projektowe sprawności elektryczne netto o wartościach 47% i 59,7% były zgłaszane z 39 starszych obiektów, a pomiędzy 57% i 60,5% z trzech obiektów włączonych do ruchu po 2010 r.
- W przypadku elektrociepłowni z blokami gazowo - parowymi z turbinami gazowymi, projektowe całkowite zużycie paliwa netto z przedziału pomiędzy 67% i 89% było zgłaszane z 12 starszych obiektów, a 81% z jednego obiektu, włączonego do ruchu po 2010 r. W tym przypadku należy zauważyć, że:
 - sprawności eksploatacyjne zgłaszane na poprzednich rysunkach są niekiedy bardziej wszechstronne niż ten zbiór danych;
 - w przypadku obiektów zorientowanych bardziej na produkcję energii elektrycznej, oczekiwane są takie same projektowe sprawności elektryczne netto, jak dla obiektów produkujących tylko energię elektryczną;
 - może się zdarzyć, że potencjalne lokalne zapotrzebowanie na ciepło będzie zbyt niskie, by osiągnąć wysokie poziomy projektowego całkowitego zużycia paliwa netto.
- Bloki gazowo - parowe z turbinami gazowymi o mocach z przedziału 50 MW_t i 600 MW_t mają sprawności nieco niższe, niż te o mocach większych od 600 MW_t.
- Dla czterech kotłów zgłaszano projektowe, całkowite zużycie paliwa netto z przedziału od 87% do 95%.
- Obiekt silnikowy 186-1 zgłosił projektowe, całkowite zużycie paliwa netto wynoszące 84,5%.

[66, TWG Task Force on Energy Efficiency 2014]

7.1.3.1.2 Specjalne techniki zwiększania efektywności energetycznej działań związanych z dostawami paliwa i gospodarką paliwem

7.1.3.1.2.1 7.1.3.1.2.1 Wykorzystanie turbiny ekspansyjnej

Opis

Zastosowanie turbiny rozprężnej (turbo-ekspandera) do odzyskiwania energii z paliwa dostarczanego pod ciśnieniem.

Opis techniczny

Turbina rozprężna jest montowana na przewodzie doprowadzającym gaz ziemny (zamiast klasycznego zaworu dławiącego), by odzyskiwać energię z rozprężania gazu ziemnego pod wysokim ciśnieniem do ciśnienia zasilania turbiny gazowej lub instalacji silnika gazowego. Zawór dławiący jest utrzymywany jako rezerwowany, w przypadku gdyby turbina rozprężna nie była dostępna.

Osiągana korzyść dla środowiska

Poprawa ogólnej sprawności energetycznej obiektu, poprzez odzyskiwanie energii, która byłaby tracona w przypadku zastosowania klasycznego zaworu dławiącego.

Charakterystyka obciążania środowiska i dane eksploatacyjne

Wysokie doświadczenie eksploatacyjne

Następujące dane eksploatacyjne dotyczące turbiny ekspansyjnej są zgłoszone z obiektu o mocy 460 MW_t w Belgii:

- Znamionowy przepływ gazu: 86 000 Nm³/h.
- Wytwarzana energia: 2580 kW.
- Dane techniczne:
 - Część wysokociśnieniowa:
 - Prędkość obrotowa: 14 350 obr./min;
 - Ciśnienie na wlocie: 74,5 bar;
 - Temperatura na wlocie: 72 °C;
 - Ciśnienie wylotowe: 38,5 bar;
 - Temperatura na wylocie: 30,1 °C;
 - Część niskociśnieniowa:
 - Prędkość obrotowa: 14 350 obr./min;
 - Ciśnienie na wlocie: 38,3 bar;
 - Temperatura na wlocie: 54 °C;
 - Ciśnienie wylotowe: 18,5 bar;
 - Temperatura na wylocie: 15,1 °C;

Efekty krzyżowe mediów

Należy rozważyć zagadnienia dotyczące bezpieczeństwa.

Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowalności

Temperatura gazu na wlocie turbiny musi być wyższa niż w klasycznym zaworze dławiącym, ponieważ w turbinie ekspansyjnej spadek temperatury jest większy (sprawność zależy od spadku ciśnienia), a ryzyka kondensacji w turbinie ekspansyjnej należy unikać. Z tej przyczyny gaz przed rozprężaniem musi być wstępnie podgrzewany.

Opłacalność

Czas zwrotu nakładów około pięć lat.

Siła napędowa dla wdrożenia

Optymalna sprawność elektrowni.

Przykładowy obiekt

Obiekty energetycznego spalania 11-1 i 11-2. [3, LCP TWG 2012]

Literatura referencyjna

Nie dostarczono informacji.

7.1.3.1.3 Specjalne techniki zwiększania efektywności energetycznej turbin opalanych gazem ziemnym

7.1.3.1.3.1 Gotowość CHP

Opis

Elastyczność w projekcie obiektu energetycznego spalania może pozwalać na łatwe wprowadzanie dalszych modyfikacji, na przykład dla implementowania systemu generowania ciepła w obiekcie produkującym tylko energię elektryczną.

Opis techniczny

Nowe bloki gazowo - parowe z turbiną gazową, produkujące tylko energię elektryczną (tj. te, które nie są początkowo budowane jako elektrociepłownie z uwagi na brak istniejących sieci ciepłowniczych) mogą obejmować w swoim projekcie elastyczność wystarczającą, by umożliwić dostosowanie do dostarczania ciepła na późniejszym etapie. Obiekty budowane według tej zasady określa się jako 'CHP-ready' (CHPR), a unika się trybu 'CHP-lockout' (gdzie projekt wyklucza późniejsze uzyskiwanie ciepła).

Osiągane korzyści dla środowiska

Poprawiona ogólna sprawność cieplna w okresie średnim do długiego.

Stopień, w jakim nowa elektrownia z blokiem gazowo - parowym z turbiną gazową może być typu CHPR (gotowa do pracy elektrociepłowniczej), będzie zależny od lokalizacji, na podstawie bieżących i potencjalnych przyszłych możliwości dostarczania ciepła w tym konkretnym obszarze.

Charakterystyka obciążania środowiska i dane eksploatacyjne

Patrz technika CHP (elektrociepłownicza) (Dział 3.2.3.2).

Efekty krzyżowe mediów

Brak.

Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowalności

Ma zastosowanie do nowych bloków gazowo - parowych z turbiną gazową.

Dokładny sposób upustu pary zależy w znacznym stopniu od projektu turbin(y) parowych obiektu. We wszystkich przypadkach istnieją ograniczenia dla ilości pary niskociśnieniowej, która może być upuszczana, zanim będą wymagane dalsze modyfikacje: na przykład, dla skompensowania niższych przepływów może być konieczne przelotkowanie niskociśnieniowej części turbiny parowej (ST) i/lub mogą być potrzebne nowe osłony ST by umożliwić upust pary z samej turbiny.

Należy ocenić wymagania techniczne i dotyczące przestrzeni, obejmujące następujące zagadnienia:

- Należy zidentyfikować punkty upustu pary i zapewnić wystarczającą przestrzeń dla dostępu i ciągów rurowych. Te punkty nie muszą koniecznie być od początku wyposażone w wymagane kołnierze, zawory i rury, ale musi być możliwe zamontowanie ich na potencjalnym, późniejszym etapie.
- Układy obiektu oraz układy sterowania i oprzyrządowania powinny nadawać się do późniejszych modernizacji, by przyjmować dodatkowe potrzeby instalacji skojarzone z dostarczaniem ciepła.
- Instalacji uzdatniania i demineralizacji wody może wymagać zwiększenia rozmiaru, jeżeli para ma być odprowadzana rurami z obiektu bez powrotu kondensatu.
- Jeżeli modernizacja z użyciem turbiny przeciwprężnej jest identyfikowana jako część wymagań dla dostarczania ciepła, wówczas należy poświęcić należytą uwagę rozważeniu jak będzie ona scalona elektrycznie i jak będzie zwracany do obiegu kondensat.
- Przestrzeń niezbędna dla wymiennika ciepła lub dla dodatkowego stopnia demineralizacji wody, jeżeli para ma być odprowadzana poza obiekt bez powrotu kondensatu.
- Przestrzeń potrzebna dla kotłów rezerwowych, dla dostarczania ciepła w przypadku, gdy blok gazowo - parowy z turbiną gazową nie będzie pracował w linii. Może być również potrzebna przestrzeń do zarezerwowania do zamontowania na późniejszym etapie turbiny przeciwprężnej, o ile to zasadne.

Opłacalność

Sprawność układu elektrociepłowni (CHP) powinna być wystarczająca do osiągnięcia co najmniej 10% ograniczenia zużycia energii pierwotnej, w porównaniu do oddzielnego generowania produkowanego ciepła i energii elektrycznej, by mogła być uznana za wysokosprawną zgodnie z dyrektywą 2012/27/WE. Dla potrzeb takiego porównania, oszczędności energii pierwotnej (PES) można obliczać według następującego równania, przedstawionego w dyrektywie o sprawności energetycznej 2012/27/WE

$$PES = \left[-1 - \frac{1}{\frac{CHPH_{\eta}}{Ref H_{\eta}} + \frac{CHPE_{\eta}}{Ref E_{\eta}}} \right] \times 100$$

gdzie:

CHP H_{η} jest sprawnością cieplną,

CHP E_{η} jest sprawnością elektryczną,

Ref H_{η} jest referencyjną sprawnością cieplną,

Ref E_{η} jest referencyjną sprawnością elektryczną.

Koszt związany z przygotowaniem nowobudowanej elektrowni do pracy jako elektrociepłownia może być znaczny. Byłaby to funkcja wielu czynników, w tym wydatków eksploatacyjnych, takich jak koszty paliwa skojarzone z suboptymalną sprawnością cieplną przed podłączeniem obciążenia cieplnego, jak również początkowe koszty kapitałowe, skojarzone z zakupami raczej zamawianego specjalnie wyposażenia, a nie bardziej znormalizowanych konstrukcji dostawców obiektu. Jednak wszelkie prognozowanie potencjalnych przyszłych możliwości dostarczania ciepła niesie niepewności i należy zachować staranność by uniknąć przeszacowania lub niedoszacowania tego potencjału. W każdym przypadku pozostaje ryzyko, że mogłoby to a) wyzwolić nieefektywność obiektu poprzez zapewnienie opcji elektrociepłowni, której potencjalny przyszły rynek prawdopodobnie nie będzie w stanie wykorzystać w części lub w całości, i b) ponoszenie w całym okresie trwałości użytkowej strat gospodarczych z powodu braku uzysku materialnego lub środowiskowego.

Siła napędowa dla wdrożenia

Dyrektywa sprawności energetycznej

Przykładowe obiekty

Nie dostarczono informacji.

Literatura referencyjna

[9, LCP TWG 2012]

7.1.3.1.3.2 Optymalizacja przepływu

Opis

Aerodynamiczna optymalizacja całej ścieżki przepływu układu turbiny gazowej (tj. pomiędzy wlotem powietrza i wylotem gazów odlotowych).

Opis techniczny

Dla istniejących obiektów, mogą być montowane wewnętrzne uszczelnienia szczotkowe. Są one złożone z pakietu drobnych drutów metalowych, utrzymywanych w ramie. Są one zamontowane w różnych częściach maszyny, by ograniczać wyciek do powietrza i ścieżkę gorących gazów. Uszczelnienie szczotkowe może z łatwością dostosowywać się do błędów współosiowości, normalnie nietolerowanych przez konstrukcje labiryntowe.

W modernizacji obiektu 74, dokonano następujących modyfikacji:

- Etap 1 Bandaże wiążące (element dystansowy wirnika pierwszego stopnia): Pierwotny materiał wymieniono, by poprawić wytrzymałość materiału i umożliwić bardziej korzystny czas przebywania w odpowiedniej temperaturze. Konstrukcję części i uszczelnień pomiędzy częściami zmieniono, by znacznie ograniczyć przecieki powietrza wylotowego sprężarki do toru gorącego gazu, przynosząc poprawę osiągnięć turbiny gazowej.
- Osłony drugiego i trzeciego stopnia: Nowa konstrukcja z użyciem materiału typu plaster miodu. Ta ścieralna powłoka ogranicza prześwit pomiędzy łopatkami i osłonami. Osłony o strukturze plastra miodu również ograniczają pogorszenie osiągnięć, poprzez utrzymywanie ciaśniejszych prześwitów w okresie trwałości użytkowej części.
- Dysza 1. stopnia (ruchome łopatki): Główną zmianą konstrukcyjną wcieloną do ulepszonej dyszy stopnia 1 chłodzenia, było dodatnie bardziej skutecznego układu chłodzenia ociekowego. Konstrukcję uszczelnienia zmodyfikowano (usprawnienia uszczelnienia wielowypustowego i zawiasu cięciwowego) by zmniejszyć wyciek do ścieżki gorącego gazu.
- Dysza 2. stopnia: Nowa dysza drugiego stopnia została powleczona aluminitową powłoką, by zapewnić poprawioną odporność na utlenianie w wysokiej temperaturze. Inne modyfikacje obejmowały

zmiany wewnętrznej zaślepki dyszy drugiego stopnia. Modyfikacje zaślepki umożliwiają sprawniejsze rozprowadzanie powietrza chłodzącego i ograniczone wymagania dla chłodzenia dyszy. Na tych częściach zamontowano kilka uszczelnień szczotkowych, ograniczając w ten sposób przecieki.

- Czasze stopnia 2. i 3. (łopatki stałe): Konstrukcja tych łopatek wciela kilka ulepszeń konstrukcyjnych, by umożliwić pracę przy wyższej temperaturze spalania, zwłaszcza nowy materiał i nowe otwory chłodzące. Na szczycie łopatek dodano także kilka zębów tnących. Umożliwiło to cięcie materiału ściernego osłon.

Osiągane korzyści dla środowiska

Zwiększona sprawność cieplna i oddawana moc.

Charakterystyka obciążania środowiska i dane eksploatacyjne

Wdrożenie wewnętrznych uszczelnień szczotkowych może poprawić moc oddawaną o 2,75 punktów procentowych, a sprawność o 2 punkty procentowe.

Efekty krzyżowe mediów

Brak.

Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowalności

Ogólnie ma zastosowanie do nowych i istniejących obiektów.

Opłacalność

- Niski koszt, w przypadku uwzględnienia na etapie projektowania dla nowych obiektów.
- Zgłoszony koszt dla Obiektu 74: 3,9 miliona euro.

Siła napędowa dla wdrożenia

Nie dostarczono informacji.

Przykładowe obiekty

Obiekt energetycznego spalania 74 (turbina gazowa w cyklu otwartym).

Literatura referencyjna

Nie dostarczono informacji.

7.1.3.1.3.3 7.1.3.1.3.3 Chłodzenie powietrza do spalania na wlocie

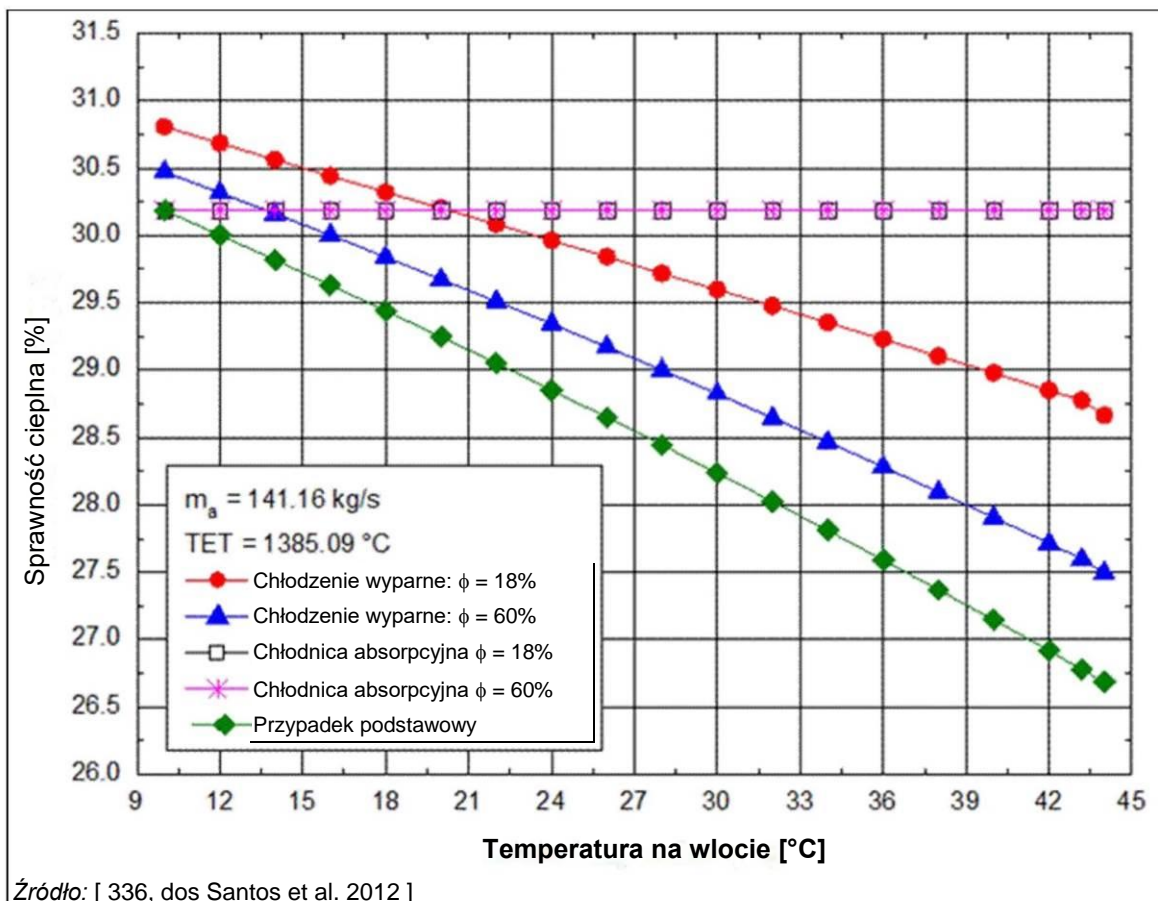
Opis

Chłodzenie powietrza wlotowego turbiny gazowej może zwiększyć moc oddawaną i sprawność energetyczną turbiny gazowej poprzez przekształcanie powietrza na gęściejsze, dające turbinie gazowej wyższe natężenie przepływu masowego i zmniejszające energię potrzebną do jego sprężania przez sprężarkę.

Opis techniczny

Istnieją obecnie dwa podstawowe systemy, dostępne dla chłodzenia wlotu: chłodzenie wyparne (najbardziej opłacalne, ale ograniczone przez temperaturę mokrego termometru) poprzez odparowanie wody zawartej w powietrzu wlotowym, i wymianę ciepła lub ochładzanie przez wymienniki ciepła w kanale wlotowym powietrza spalania. Przy wybieraniu systemu chłodzenia do wdrożenia, należy również wziąć pod uwagę ograniczenie zużycia powietrza chłodzącego poprzez zastosowanie skutecznych technologii chłodzenia, np. chłodzenie konwekcyjne/metoda uderzeniowa, chłodzenie ociekowe i chłodzenie transpiracyjne.

przedstawia zachowanie się symulowanej turbiny gazowej pracującej w cyklu otwartym, gdzie badane jest wdrażanie dwóch systemów chłodzenia. Na tym wykresie, ϕ jest względną wilgotnością otoczenia, a podstawowy przypadek reprezentuje turbinę gazową bez żadnego układu chłodzenia powietrza wlotowego. Wykres ten pokazuje, że sposób chłodzenia zapewnia wyższą sprawność cieplną przy wyższych temperaturach otoczenia i że wyparna metoda chłodzenia zapewnia wyższą sprawność cieplną, gdy temperatura otoczenia na wlocie jest niższa od 20 °C.



Źródło: [336, dos Santos et al. 2012]

Rysunek 7.23: Wpływ temperatury otoczenia na wlocie na sprawność cieplną turbiny gazowej wykorzystującej chłodziła wyparną i absorpcyjną

Osiągane korzyści dla środowiska

Zwiększona sprawność cieplna

Charakterystyka obciążania środowiska i dane eksploatacyjne

Wysokie doświadczenie eksploatacyjne

Chłodzenie powietrza na wlocie może umożliwiać wzrost sprawności elektrycznej o około 0,1 punktu procentowego na stopień Celsjusza w warunkach wysokich temperatur.

Efekty krzyżowe mediów Brak.

Względy techniczne istotne dla stosowalności Ogólnie możliwe do zastosowania w nowych obiektach.

Opłacalność

- Niskie nakłady inwestycyjne.
- W zależności od wdrożonej technologii: względne koszty zmieniają się od współczynnika 1 (chłodziła wyparna) do 10 (dwustopniowa, litowo - bromkowa chłodziła absorpcyjna).

Siła napędowa dla wdrożenia

Wzrost mocy dla regionów, gdzie w trakcie gorących miesięcy roku występuje znaczny wzrost zapotrzebowania mocy i najwyższe ceny elektryczności.

Przykładowy obiekt

Obiekt energetycznego spalania 292.

Literatura referencyjna

[46, dos SANTOS et al. 2012] [47, Donaldson Company 2005]

7.1.3.1.3.4 Rekuperacyjny obieg turbiny gazowej

Opis

Odzysk ciepła gazów odlotowych w celu wstępnego podgrzewania powietrza do spalania w turbinach gazowych pracujących w cyklu prostym.

Opis techniczny

Sprawność cyklu turbiny gazowej może być poprawiona poprzez modyfikowanie cyklu prostego w celu odzyskiwania ciepła z wydechu turbiny gazowej, poprzez dodatek regeneratora (wymienika ciepła), w którym przepływ spalin podgrzewa wstępnie powietrze wylotowe ze sprężarki przed spalaniem.

Istnieje kilka możliwości angażujących recyrkulację ciepła dla poprawy sprawności energetyczne turbin gazowych: lokalizacja rekuperatora ciepła pomiędzy turbinami wysokiego ciśnienia (HP) i niskiego ciśnienia (LP), znana jako ARC (przemienny cykl rekuperacji) lub na kanale gazów odlotowych, znana jako CRC (konwencjonalny rekuperacyjny cykl gazowy).

Osiągane korzyści dla środowiska

Zwiększona sprawność cieplna

Charakterystyka obciążania środowiska i dane eksploatacyjne

Istnieje przykład turbiny gazowej 4,6 MW_t, Solar Mercury 50, osiągającej sprawność elektryczną 38,5%. Takie bloki mogą w zastosowaniach elektrociepłowniczych osiągać 70% wykorzystanie paliwa bez uzupełniającego opalania i 90% wykorzystanie paliwa z uzupełniającym opalaniem.

Wdrożenie starej turbiny gazowej 60 MW_t w Iranie, o niskiej sprawności elektrycznej (26%), umożliwiło wzrost sprawności elektrycznej o 1,7 punktu procentowego.

Efekty krzyżowe mediów

Nie dostarczono informacji.

Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowalności

Wiele spośród nowych, sprawnych turbin gazowych na wysoki stosunek ciśnień, dający wysoką temperaturę wylotową sprężarki i niską temperaturę gazów odlotowych turbiny gazowej. Dlatego też ogólnie w nowoczesnych turbinach gazowych nie jest możliwa wymiana ciepła z gazów odlotowych do wylotowego przepływu powietrza ze sprężarki. Technika ta ma wówczas zastosowanie do turbin gazowych o niskim do umiarkowanego stosunku ciśnień.

Opłacalność

Właściwe dla obiektu.

Siła napędowa dla wdrożenia

Nie dostarczono informacji.

Przykładowe obiekty

Nie dostarczono informacji.

Literatura referencyjna

[48, Savvaadi et al. 2012]

7.1.3.2 Techniki zapobiegania emisjom NO_x i CO i/lub ich ograniczania

7.1.3.2.1 Ogólne techniki zapobiegania emisjom NO_x i CO z kotłów opalanych gazem ziemnym oraz ich ograniczania

Informacje o ogólnych technikach dla zapobiegania i kontrolowania emisji NO_x, CO i NH₃ podano w Dziale 3.2. Tabela 7.10 i Tabela 7.11 podają informacje właściwe dla kotłów opalanych gazem ziemnym, np. o charakterystykach oddziaływania na środowisko naturalne i przykładowych obiektach.

Tabela 7.10: Techniki zapobiegania i kontroli emisji NO_x i CO z kotłów opalanych gazem ziemnym

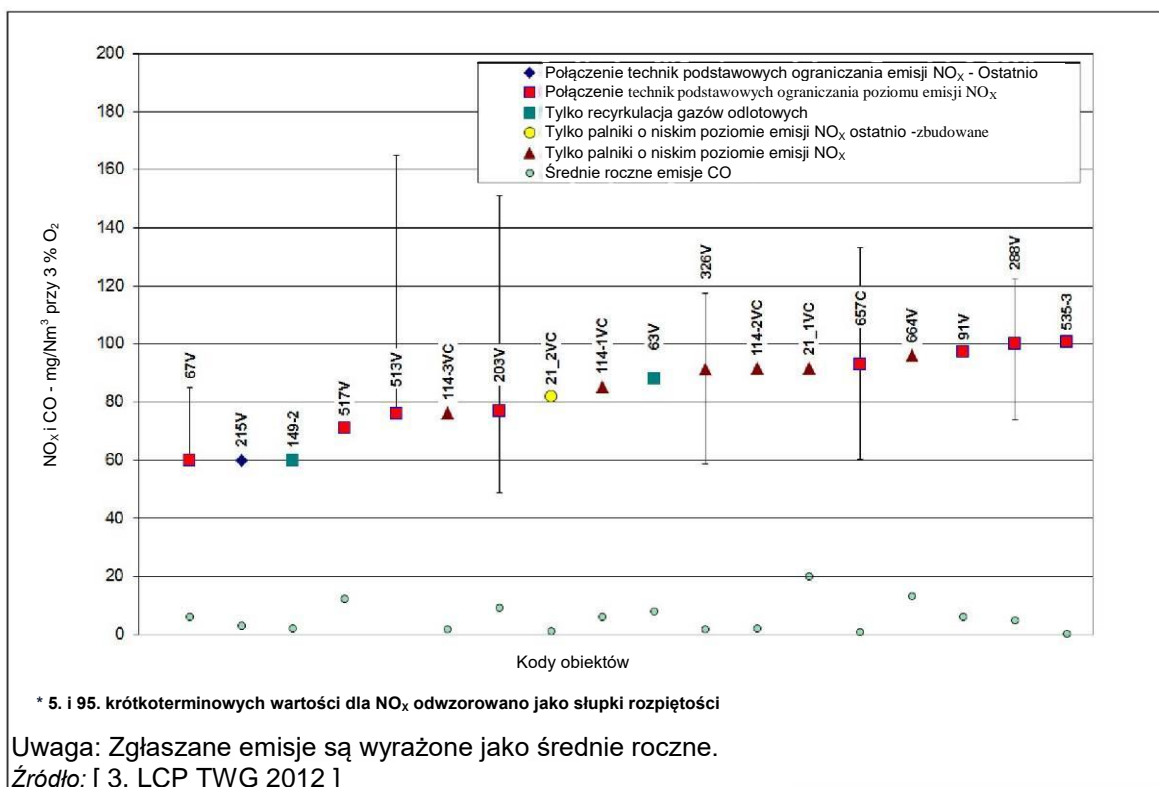
Technika	Opis techniczny	Osiągane korzyści dla środowiska	Charakterystyka obciążania środowiska i dane eksploatacyjne	Efekty krzyżowe mediów	Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowalności		Przykładowe objekty
					Nowe objekty	Istniejące objekty	
Mały nadmiar powietrza	Wprowadzanie powietrza do komory spalania w stosunku sub-stechiometrycznym - zobacz Dział 3.2.2.3.1	Ograniczenie emisji NO _x i zwiększona sprawność	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	N/D	Zastosowanie ogólne	Zastosowanie ogólne	N/D
Ograniczenie temperatury powietrza spalania	Zobacz Dział 3.2.2.3.4	Ograniczenie emisji NO _x	N/D	Zmniejszona sprawność energetyczna	Ma ogólne zastosowanie w obrębie ograniczeń skojarzonych z potrzebami procesowymi		N/D
Nowoczesny system sterowania	Ta technika jest często stosowana w połączeniu z innymi technikami lub może być stosowana samodzielnie do obiektów energetycznego spalania eksploatowanych < 500 h/rok - patrz również Dział 3.2.3.8.	Ograniczenie emisji NO _x	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	Brak	Zastosowanie ogólne	Stosowalność do starych bloków może być ograniczona potrzebą modernizacji systemu(-ów) spalania i/lub sterowania.	N/D
Recyrkulacja gazu odlotowego (FGR)	Zobacz Dział 3.2.2.3.3	Ograniczenie emisji NO _x	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	N/D	Zastosowanie ogólne	Zastosowanie ogólne	FGR (recyrkulację gazów odlotowych) wprowadzono w ramach modernizacji w wielu różnych sytuacjach. Przykładowe objekty, włączone do ruchu w latach 1980/90 w różnych branżach przemysłowych, a nawet jeden obiekt włączony do ruchu w 1959 r w sektorze rafineryjnym ropy naftowej (Obiekt 67), zgłaszają stosowanie recyrkulacji gazów odlotowych (np. Obiekty 67, 325), w tym objekty eksploatowane < 500 h/rok (np Obiekt 203).

Palniki o niskiej emisji NO _x (LNB)	Zobacz Dział 3.2.2.3.5 Ta technika obejmuje palniki o ultraniskim poziomie emisji NO _x (ULNB)	Ograniczenie emisji NO _x	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	N/D	Zastosowanie ogólne	Stosowalność może być ograniczona dla niektórych starszych obiektów, ogólnie < 50 MW _t , gdzie długość płomienia nowoczesnych palników o niskim poziomie emisji NO _x jest kompatybilna z konstrukcją kotła.	25 obiektów spośród 32 kotłów opalanych gazem, które przedłożyły informacje do przeglądu BREF, zgłasza stosowanie palników (U)LNB o ((ultra)niskim poziomie emisji NO _x . Te istniejące obiekty należą do bardzo różnych branż (rafinerie ropy naftowej, przemysł chemiczny, ciepłownictwo, przemysł żywności i napojów, przemysł masy włóknistej i papierniczy). Przykładowe średnie obiekty, aż do mocy 15 MW _t , były modernizowane z zastosowaniem palników o niskim poziomie emisji NO _x (LNB) (np. obiekt 65, po raz pierwszy włączony do ruchu w 1974 r.).
Stopniowanie powietrza	Zobacz Dział 3.2.2.3.2	Ograniczenie emisji NO _x	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	N/D	Zastosowanie ogólne	Stosowalność może być ograniczona dla bardzo starych, małych kotłów (< 50 MW _t) z uwagi na brak wysokości lub ograniczony czas przebywania dla zupełnego wypalania.	Obiekty 513, 288
Stopniowanie paliwa	Zobacz Dział 3.2.2.3.5	Ograniczenie emisji NO _x	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	N/D	Zastosowanie ogólne	Zastosowanie ogólne	Obiekty 215, 657
Dodatek pary/wody	Zobacz Dział 3.2.2.3.10	Ograniczenie emisji NO _x	N/D	N/D	Zastosowanie ogólne	Zastosowanie ogólne	N/D
Selektywna redukcja niekatalityczna (SNCR)	Zobacz Dział 3.2.2.3.5 Połączenie z techniką „poślizgu” selektywnej redukcji katalitycznej może wspomagać proces redukcji poziomu NO _x jeżeli czas przebywania jest wystarczająco długi.	Ograniczenie emisji NO _x	Przykładowy obiekt z redukcją NO _x pomiędzy 72 % i 91 % stosujący SNCR (selektywną redukcję niekatalityczną) + SCR (selektywną redukcję katalityczną) w przewodzie.	Ucieczka amoniaku - kwestia bezpieczeństwa, dotycząca przechowywania amoniaku (np. w obszarach mieszkalnych).	Zastosowanie ogólne	Zastosowanie ogólne	N/D
					Zastosowanie ogólne	Nie ma zastosowania do obiektów energetycznego spalania eksploatowanych < 500 h/rok z wysoko zmiennymi obciążeniami kotła. Stosowalność może być ograniczona w przypadku obiektów energetycznego spalania eksploatowanych w przedziale od 500 h/rok do 1500 h/rok ze znacznie zmieniającymi się obciążeniami kotła	

Selektywna redukcja katalityczna (SCR)	Zobacz Dział 3.2.2.3.11 Technika ta może być również stosowana w „ograniczone” postaci w połączeniu z selektywną redukcją niekatalityczną, przy koszcie globalnym niższym, niż w przypadku stosowania pełnego systemu selektywnej redukcji katalitycznej.	Ograniczenie emisji NO _x	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne Przykładowy obiekt z redukcją NO _x pomiędzy 72 % i 91 % stosujący SNCR (selektywną redukcję niekatalityczną) + SCR (selektywną redukcję katalityczną) w przewodzie.	Ucieczka amoniaku - kwestia bezpieczeństwa, dotycząca przechowywania amoniaku (np. w obszarach mieszkalnych), wzrost poziomu emisji CO ₂ , generowanie odpadów	Zastosowanie ogólne	Mogą występować techniczne i ekonomiczne ograniczenia dla modernizowania istniejących obiektów, eksploatowanych przez 500 h/rok do 1500 h/rok. Niewykonalne ekonomicznie dla obiektów eksploatowanych < 500 h/rok Ogólnie nie nadają się do obiektów energetycznego spalania o mocach < 100 MW _t	N/D
<p>Uwaga: N/D: Brak dostępnych specjalnych informacji. Źródło: [27, ICAC 2009]</p>							

Charakterystyka oddziaływania na środowiska i dane dla emisji NO_x z dobrze działających kotłów opalanych gazem ziemnym

Rys. 7.24 podaje informacje ogólne o emisjach NO_x z dobrze działających kotłów w Europie, przy stosowaniu wspomnianych technik. Zgłaszane kotły mają ogólnie wielkości pomiędzy 20 MW_t i 300 MW_t, z wyjątkiem obiektu 203V (800 MW_t). Są one eksploatowane w różnych trybach obciążenia, od < 500 h/rok (obiekty 21-1V i 21-2V) do ≥ 4 000 h/rok (obiekty 63V, 67V, 149-2, 513V, 517V i 657), z równoważnym współczynnikiem pełnego obciążenia (EFL) pomiędzy 9 % (obiekt 535-3) i większym niż 90 % (obiekt 21-2V). Roczne stężenia emisji CO do powietrza są ogólnie niższe niż 15 mg/Nm³. Te obiekty zostały włączone do ruchu pomiędzy rokiem 1966 (obiekt 535V) 2011 (obiekt 215V). Połączenie podstawowych technik ograniczania emisji NO_x na wykresie oznacza, że co najmniej dwie spośród następujących technik zostały wdrożone w każdym spośród tych zakładów: palniki o niskim poziomie emisji NO_x, recyrkulacja gazów odlotowych, stopniowanie powietrza lub stopniowanie paliwa. Obiekty te należą do różnych sektorów, a większość z nich w sposób ciągły monitoruje swoje emisje NO_x i CO. Krótkoterminowe średnie (od półgodzinowych do dwa razy na dzień) dostarczyły przedział od 45 mg/Nm³ do 165 mg/Nm³ w ciągu roku (percentyle roczne 5. do 95.). Obiekt 67V (88 MW_t) został zmodernizowany poprzez wprowadzenie palników o niskim poziomie emisji NO_x i zawiera recyrkulację gazów odlotowych. Poziom emisji przed modernizacją wynosi 480 mg/Nm³. Osiągnięta sprawność ograniczenia emisji NO_x wynosi 88,5 %. Przypadek obiektu 91V jest specyficzny, jako że jest on wyposażony we wstępne podgrzewania powietrza spalania. Ten obiekt wykorzystuje głównie palniki o niskim poziomie emisji NO_x



Rysunek 7.24: Emisje NO_x do powietrza w 2010 r. z dobrze działających kotłów w obiektach europejskich

Najnowsza generacja palników o ultra-niskich poziomach emisji NO_x umożliwia osiąganie poziomów emisji NO_x poniżej 30 mg/Nm³ przez setki obiektów w USA [244, COEN 2012] aż do 10 mg/Nm³ przy 3 % O₂ gdzie przepisy są bardziej surowe i mogą dlatego reprezentować skuteczne techniki zarówno dla nowych obiektów, jak i dla modernizacji istniejących obiektów.

7.1.3.2.2 Ogólne techniki zapobiegania emisjom NO_x i CO z turbin opalanych gazem ziemnym oraz ich ograniczania

Informacje o ogólnych technikach dla zapobiegania i kontrolowania emisji NO_x, CO i NH₃ podano w Dziale 3.2.2.3 Tabela 7.11 do Tabela 7.13 i Rys. 7.25 do rys. 7.30 podają informacje właściwe dla turbin opalanych gazem ziemnym, np. o charakterystykach obciążania środowiska, opłacalności i przykładowych obiektach.

Tabela 7.11: Techniki zapobiegania i kontroli emisji NO_x i CO z turbin opalanych gazem ziemnym

Technika	Opis techniczny	Osiągane korzyści dla środowiska	Charakterystyka obciążania środowiska i dane eksploatacyjne	Efekty krzyżowe mediów efekty	Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowności		Opłacalność	Przykładowe obiekty
					Nowe obiekty	Istniejące obiekty		
Bezpośredni wtrysk pary	Zobacz Dział 3.2.2.3.10	Ograniczenie emisji NO _x	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne. Charakterystyki tych technik są ograniczone przez stosunek woda/paliwo; palniki suche z niską emisją NO _x (DLN) umożliwiają osiągnięcie znacznie niższych poziomów emisji, niż wstrzykiwanie wody/pary.	Możliwy wzrost w	Nie ma zastosowania w oddalonych obszarach, bez dostępu do wody.	Ma zastosowanie tylko w elektrociepłowniach z blokami gazowo - parowymi z turbinami gazowymi, nie w prostych turbinach gazowych. Stosowność może być ograniczona na skutek dostępności wody.	N/D	N/D
Bezpośredni wtrysk wody		Ograniczenie emisji NO _x		naprężenie materiału Możliwy wzrost naprężenia materiału			N/D	N/D
Suche palniki o niskiej emisji NO _x .	Zobacz Dział 3.2.2.3.7	Ograniczenie emisji NO _x	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	N/D	Zastosowanie ogólne	Pakiety modernizacyjne są obecnie szeroko dostępne i jedynie bardzo starych turbin gazowych nie można modernizować. Modernizacja może być również ograniczona w przypadku zamontowanych układów wtryskowych	W przypadku gdy przebudowa starych turbin gazowych jest możliwa, koszty mogą być bardzo wysokie, nawet do 50% kosztów nowej turbiny gazowej.	N/D
Selektywna redukcja katalityczna (SCR)	Patrz Dział 3.2.2.3.11 Dostępne są rozwiązania katalityczne, łącznie z zastosowaniem do turbin gazowych cyklu otwartego o wysokich temperaturach gazów odlotowych. Dla prawidłowego działania tej techniki, istotnym parametrem jest okno temperatury. Różne rozwiązania mogą umożliwić obiektowi radzenie sobie z temperaturą, takie zastosowanie bocznikowania selektywnej redukcji katalitycznej, gdy temperatura jest zbyt niska, prawidłowa lokalizacji systemu selektywnej redukcji katalitycznej i/lub stosowanie specjalnych katalizatorów. [335, ICAC 2009]	Ograniczenie emisji NO _x	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	Ucieczka amoniaku - kwestia bezpieczeństwa, dotycząca przechowywania amoniaku (np. w obszarach mieszkalnych), wzrost poziomu emisji CO ₂ , generowanie odpadów	Zastosowanie ogólne	Stosowność może być ograniczona na skutek braku przestrzeni. Ogólnie nie ma zastosowania dla obiektów o mocach < 100 MW _t	Patrz Tabela 7.13 Ta technika może być kosztowna w przypadku obiektów eksploatowanych pomiędzy 500 h/rok i 1500 h/rok, a jeszcze bardziej dla obiektów eksploatowanych < 500 h/rok	N/D

Katalizator utleniania	Zobacz Dział 3.2.2.7.2	Redukcja (przekształcenie) CO do CO ₂ i niespalonego węgla.	Ograniczone doświadczenie eksploatacyjne dla turbin gazowych	Generowanie SO ₃ i NO; Wzrost emisji CO ₂ generowanie odpadów	Zastosowanie ogólne	Stosowalność może być ograniczona poprzez brak przestrzeni, wymagania obciążenia i zawartość siarki.	Wysokie koszty inwestycyjne Niskie koszty eksploatacyjne	Obiekty 162, 164
Cykl wstrzykiwania pary Chenga	Zobacz Dział 3.2.3.3.	Jednoczesne ograniczenie emisji NO _x i wzrost sprawności energetycznej	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Spalanie katalityczne	Zobacz Dział	Ograniczenie emisji NO _x Brak poślizgu amoniakalnego.	Technologia katalitycznej komory spalania została zidentyfikowana w BREF 2006 dla dużych obiektów energetycznego spalania jako bardzo obiecująca technologia, o bardzo niskich poziomach emisji NO _x nawet do 3 około 5-6 mg/Nm . Technika ta jak dotąd jest dostępna komercyjnie tylko dla niskosprawnych turbin gazowych [116, EUTurbines, 2013]	N/D	W trakcie opracowywania	N/D	Koszty inwestycji i utrzymania tego samego rzędu, jak dla selektywnej redukcji katalitycznej [116, EUTurbines 2013]	N/D
Nowoczesny system sterowania	Automatyczna regulacja głównych parametrów spalania (stosunek powietrze/paliwo w każdym rzędzie palnika, nadmiar powietrza, temperatura gazów odlotowych na wylocie z komory spalania, itp.) - patrz również Dział 3.2.3.8.	Ograniczenie emisji NO _x i CO oraz wzrost sprawności energetycznej	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	Brak	Zastosowanie ogólne	Stosowalność do starych obiektów energetycznego spalania może być ograniczona potrzebą modernizacji systemu(-ów) spalania i/lub sterowania.	N/D	N/D
Optymalizacja spalania	Zobacz Dział 3.2.2.7.1	Ograniczenie emisji NO _x i CO	N/D	N/D	Zastosowanie ogólne	N/D	N/D	N/D
Palniki o niskim poziomie emisji NO _x do uzupełniającego opalania:	Zobacz Dział 3.2.2.3.5	Ograniczenie emisji NO _x	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Uwagi: N/D: Brak dostępnych specjalnych informacji.								

Dodatkowe informacje o ekonomice do stosowania selektywnej redukcji katalitycznej do turbiny gazowej.

Tabela 7.12: Typowe składniki kosztów do stosowania selektywnej redukcji katalitycznej do turbiny gazowej.

Koszt	Udział procentowy w całkowitej inwestycji
Instalacja: <ul style="list-style-type: none"> • obudowa reaktora • zasilanie amoniakiem (systemy magazynowania, odparowywania i wstrzykiwania) • kanały odprowadzania gazu odlotowego • wyposażenie monitorujące i sterujące • instalacje elektro-techniczne • izolacja, lakierowanie, itp. 	30-40 %
Budowa i rozruch	20-30 %
Planowanie, licencjonowanie, nieprzewidziane	10 %
Pierwsze napełnienie katalizatorem	30 %

Tabela 7.13: Typowe wielkości kosztów do stosowania selektywnej redukcji katalitycznej do turbiny gazowej.

Objętość katalizatora (zakres roboczy 300-360 °C)	0,1 m ³ /MW _t
Cena katalizatora	10 000 euro/m ³
Źródło: [116, EUTurbines 2013]	

Powiązane koszty eksploatacyjne obejmują koszty zużycia amoniaku, zużycia pary, zużycia elektryczności, wymiany katalizatora, utrzymania i napraw, ubezpieczeń i podatków i potencjalnie koszty personelu, administracji i utylizacji katalizatora. Dla bloku gazowo - parowego z turbiną gazową o mocy 800 MW_t, koszty eksploatacyjne wynoszą około 300000 euro/rok dla 8000 godzin eksploatacji/rok, bez uwzględnienia kosztu wynikającego ze spadku ciśnienia. Dałoby to 0,2 miliona euro na 1 mbar na przestrzeni całego okresu trwałości użytkowej, tj. około 1 milion euro przy typowym spadku ciśnienia wynoszącym 5 mbar.

[116, EUTurbines 2013]

W Wlk. Brytanii oszacowanie kosztu modernizacji turbiny gazowej układem selektywnej redukcji katalitycznej przedstawiono w Tabeli 7.14. To studium przypadku odnosi się do obiektu o mocy 375 MW_e modernizowanego układem selektywnej redukcji katalitycznej w wytwornicy pary z odzyskiem ciepła lub w konfiguracji końcowej, eksploatowanej 6000 h/rok w 10-letnim okresie amortyzacji.

[186, UK 2013]

Tabela 7.14: Koszty modernizacji układem selektywnej redukcji katalitycznej dla turbiny gazowej pracującej w cyklu złożonym o mocy 375 MW_e

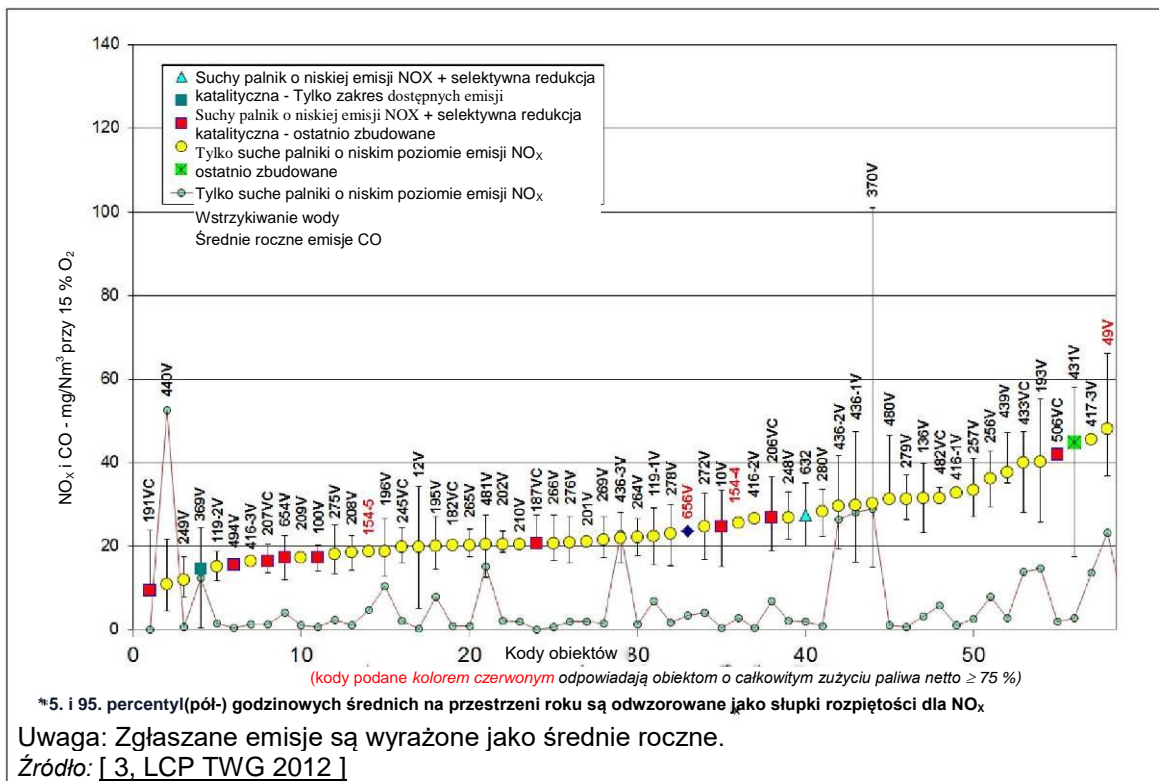
Technika	NO _x (mg/Nm ³)		Koszt kapitałowy Mln euro	Koszt rodzajowy		Założenia / Ryzyka
	Wlot	Wylot		EUR/ t NO _x	EUR / MWh	
SCR w konfiguracji końcowej	70	14	98	24 700	1,37	<ul style="list-style-type: none"> • Alternatywnie, tam, gdzie wytwornica pary z odzyskiem ciepła nie może przyjąć układu selektywnej redukcji katalitycznej, gaz pobierany z komina i przegrzewany przed dedykowanym reaktorem • Wartość dla węgla wyskalowana na przepływie z -20% dla ograniczenia Bilansu instalacji (BoP) i +50% dla kwestii końca instalacji (przegrzew, itp.). • 1 % zakładanych strat mocy zakładu • Nie obejmuje kosztu przegrzewu gazów odlotowych
Selektywna redukcja katalityczna w wytwornicy pary z odzyskiem ciepła (HRSG)	70	14	15,8– 47,3	4780– 12100	1,49– 3,77	<ul style="list-style-type: none"> • Koszty kapitałowe przeskalowano w górę wykorzystując dane od dostawcy, niepubliczne • 80% kosztów jest zakładaną wielkością dla modyfikacji kotła • Procentowe ograniczenie, osiągalne dla jednocyfrowej wielkości ppm • Brak w domenie publicznej danych dla selektywnej redukcji katalitycznej o tym charakterze • 0,5 % zakładanych strat mocy zakładu
Uwagi: Koszty podano w cenach z roku 2011.						

Charakterystyka oddziaływania na środowiska i dane dla emisji NO_x z dobrze działających turbin opalanych gazem ziemnym

Rys. 7.25 do rys. 7.30 podają przegląd emisji NO_x z dobrze działających, europejskich turbin gazowych, przy zastosowaniu technik wspomnianych w Tabeli 7.11. Obiekty te zostały sklasyfikowane w jednorodnej grupie, w zależności od stosowanego procesu spalania (obiekty o cyklu otwartym lub o cyklu złożonym), zadaniem obiektu (tylko produkcja energii elektrycznej, praca jako elektrociepłownia z poziomem całkowitego wykorzystania paliwa netto niższym lub większym niż 75%, napęd mechaniczny, itp.), warunków eksploatacji (od obiektów eksploatowanych $\geq 4\,000$ h/rok do obiektów eksploatowanych < 500 h/rok) lub wielkości obiektu. Różnice dostrzegane pomiędzy turbiną gazową cyklu otwartego, a blokiem gazowo - parowym z turbiną gazową wynikają głównie raczej z reżimów działania i typu turbiny gazowej, aniżeli jakiegokolwiek zasadniczej różnicy pomiędzy cyklem otwartym i złożonym. Niemal wszystkie bloki gazowo - parowe z turbiną gazową monitorują w sposób ciągły emisje CO i NO_x ogólnie przy obciążeniach od minimalnego stabilnego obciążenia w górę, a nie tylko powyżej 70% obciążenia. Minimalne stabilne obciążenie jest zależne od turbiny gazowej i może być znacznie niższe niż 70% w wyniku dokonanego ostatnio postępu w tej kwestii przez dostawców, by dostosować się do potrzeb sieci elektrycznych, zwłaszcza na skutek rosnącego wykorzystania źródeł odnawialnych o pracy nieciągłej (patrz Dział 7.1.3.2.4).

Rys. 7.25 przedstawia poziomy emisji z bloków gazowo - parowych z turbiną gazową o mocy ≥ 600 MW_t. Relacjonowane obiekty mają ogólnie moce pomiędzy 650 MW_t i 750 MW_t i 750 MW_t z pojedynczym wałem (jedna turbina gazowa i jedna turbina parowa z jednej wytwornicy pary z odzyskiem ciepła) lub konstrukcje modułowe (np. dwie turbiny gazowe na jedną turbinę parową z jednej wytwornicy pary z odzyskiem ciepła), zbudowane od wczesnych lat 1990 do 2011. Relacjonowane obiekty pracują pomiędzy 1000 h/rok i więcej niż 8000 h/rok, z równoważnym współczynnikiem pełnego obciążenia (EFL) ogólnie przekraczającym 70% (z wyjątkiem obiektów 369, 433, 439 i 49, które mają EFL nawet tak niski, jak 40%) i z emisjami CO poniżej 30 mg/Nm³. Jedynie nieliczne spośród tych obiektów są wyposażone w układy selektywnej redukcji katalitycznej, podczas gdy w innych wykorzystywane są suche palniki o niskiej emisji NO_x i osiągają takie same poziomy emisji NO_x. Jedyna zgłoszona wartość dla poślizgu NH₃ (obiekt 632) jest mniejsza niż 3 mg/Nm³, spójnie z osiąganymi, deklarowanymi przez dostawców układów selektywnej redukcji katalitycznej. Krótkoterminowe uśrednienia (od półgodzinowych do dobowych) przedstawiały zakres od < 5 mg/Nm³ do około 50 mg/Nm³, na przestrzeni roku na podstawie 5. do 95. percentyla krótkoterminowych wartości średnich, z wyjątkiem 95. percentyla osiągającego 100 mg/Nm³) przy stosowaniu samego tylko suchego palnika o niskiej emisji NO_x lub w połączeniu z selektywną redukcją katalityczną.

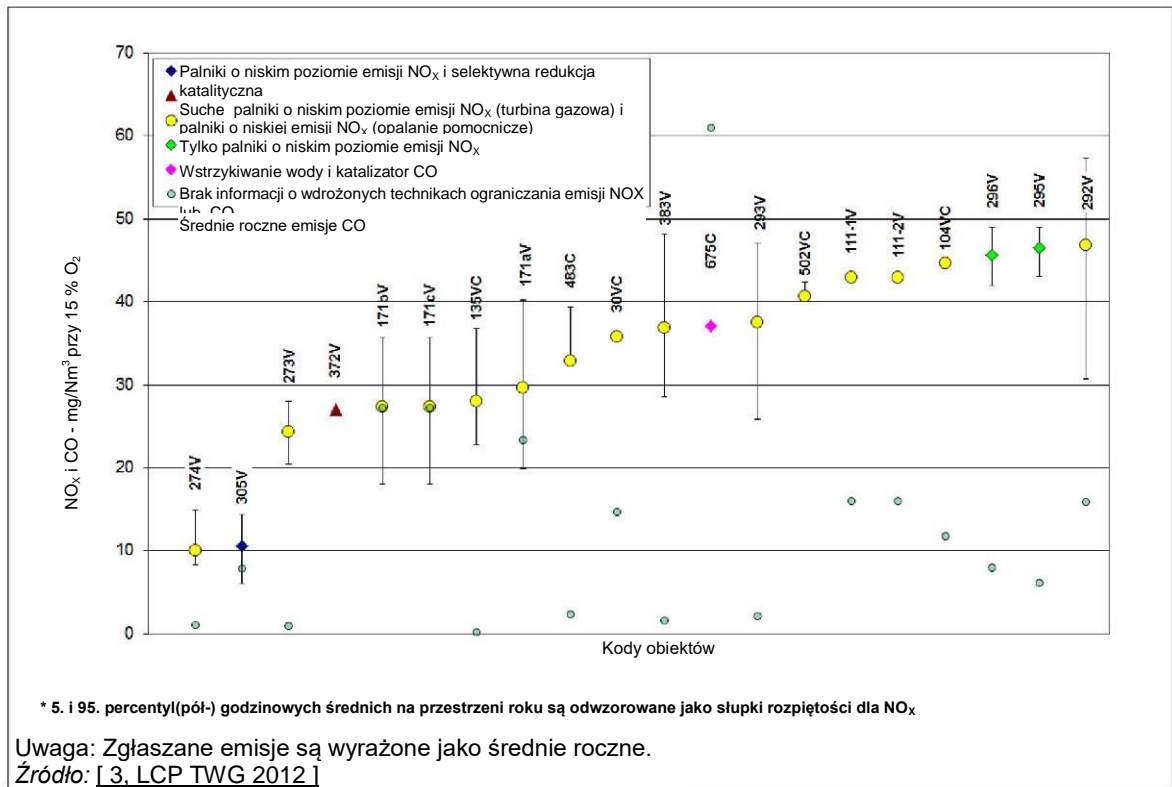
W dużych zbiorach obiektów, które relacjonowały informacje, bardzo niewiele obiektów o mocach > 600 MW_t ma całkowity zużycie paliwa netto powyżej 75%. Obiekty te, o wysokim poziomie dostarczania ciepła, mogą mieć wyższe emisje NO_x, jak pokazano poprzez przykładowy obiekt 49, który osiąga roczny średni poziom emisji NO_x wynoszący 48 mg/Nm³, zarazem mając eksploatacyjne zużycie paliwa netto wynoszące 88,7%.



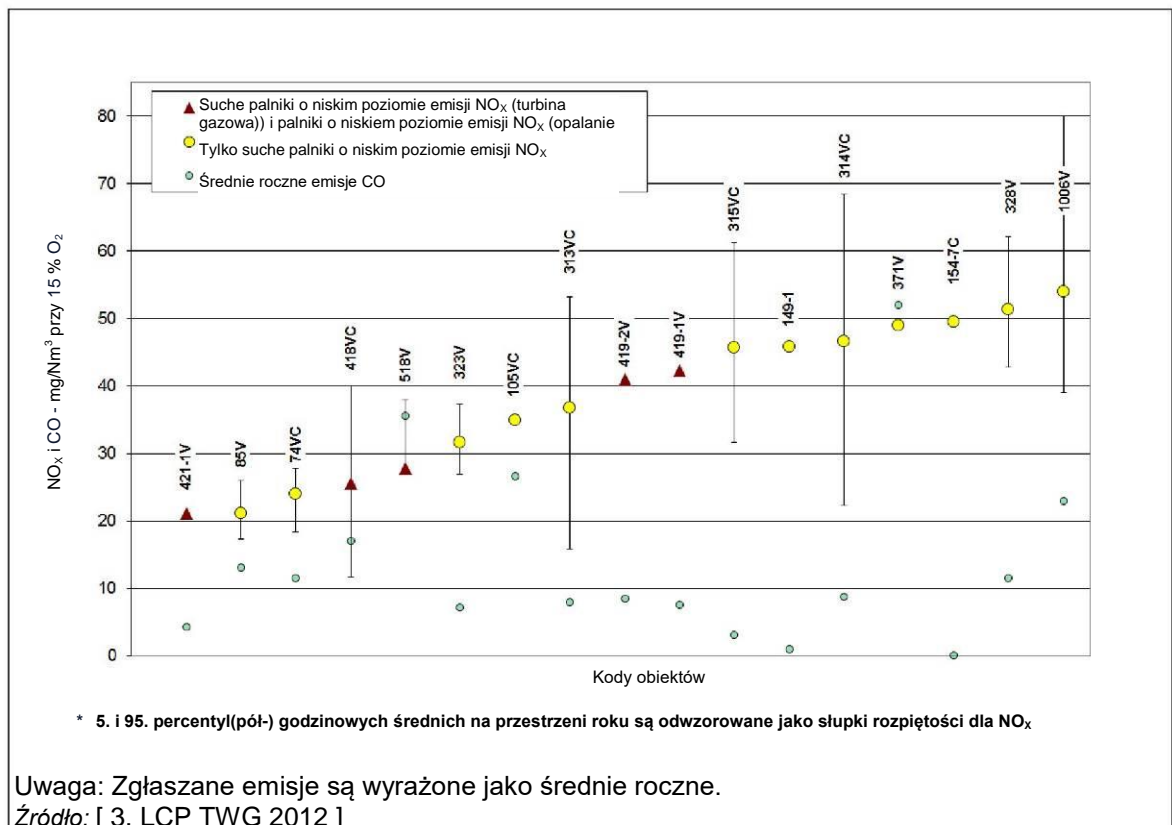
Rysunek 7.25: Emisje NO_x i CO do powietrza w 2010 r. z dobrze działających europejskich bloków gazowo - parowych z turbiną gazową ≥ 600 MW_t

Dla mniejszych bloków gazowo - parowych z turbiną gazową (50-600 MW_t), poziom emisji NO_x może być inny, gdy obiekty są dedykowane głównie produkcji ciepła, zamiast elektryczności, jak pokazano poniżej.

Rys. 7.26 i Rys. 7.27 przedstawiają poziomy emisji NO_x z dobrze działających europejskich turbin gazowych o wielkościach od 90 MW_t do około 500 MW_t, zbudowanych od wczesnych lat 1990 do 2011, i wyposażonych w suche palniki o niskiej emisji NO_x, wstrzykiwanie pary/wody, i/lub palniki o niskim poziomie emisji NO_x do uzupełniającego opalania na poziomie wytwornicy pary z odzyskiem ciepła. Relacjonowane obiekty działają pomiędzy 1000 h/rok i więcej niż 8000 h/rok, z równoważnym współczynnikiem pełnego obciążenia powyżej 45% i emisjami CO ogólnie niższymi od 30 mg/Nm³. Przedstawiono dwa oddzielne wykresy dla obiektów bardziej dedykowanych zastosowaniom elektrociepłowniczym (o całkowitym zużyciu paliwa netto powyżej 75% w trybie elektrociepłowni) i obiektów bardziej skupionych na generowaniu energii elektrycznej (o eksploatacyjnym całkowitym zużyciu paliwa netto poniżej 75%). Średnie godzinowe emisje NO_x od 5 mg/Nm³ do 58 mg/Nm³ w ciągu roku (5. do 95. roczne percentyle) dla obiektów o eksploatacyjnym całkowitym zużyciu paliwa netto poniżej 75% i od 12 mg/Nm³ do 100 mg/Nm³ dla obiektów o eksploatacyjnym całkowitym zużyciu paliwa netto powyżej tego poziomu.

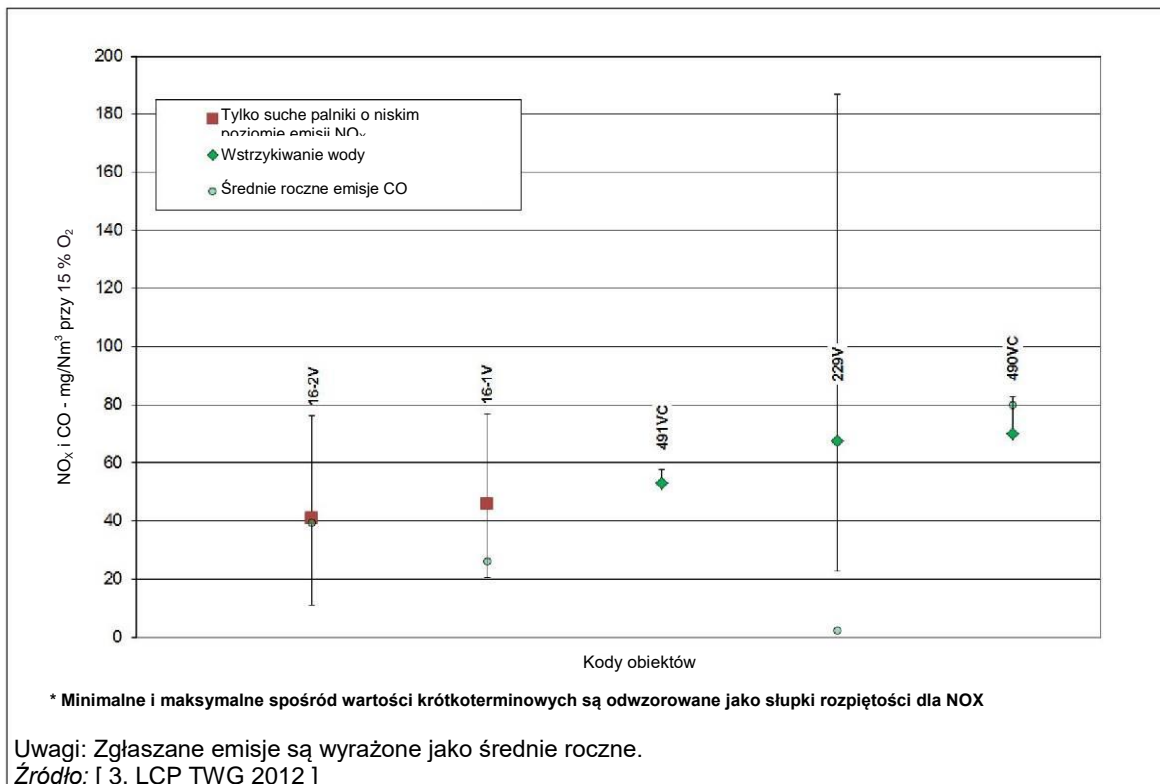


Rysunek 7.26: Emisje NO_x i CO do powietrza w 2010 r. z dobrze działających europejskich bloków gazowo - parowych z turbiną gazową o mocach 50–600 MW_t o całkowitym zużyciu paliwa netto < 75 %



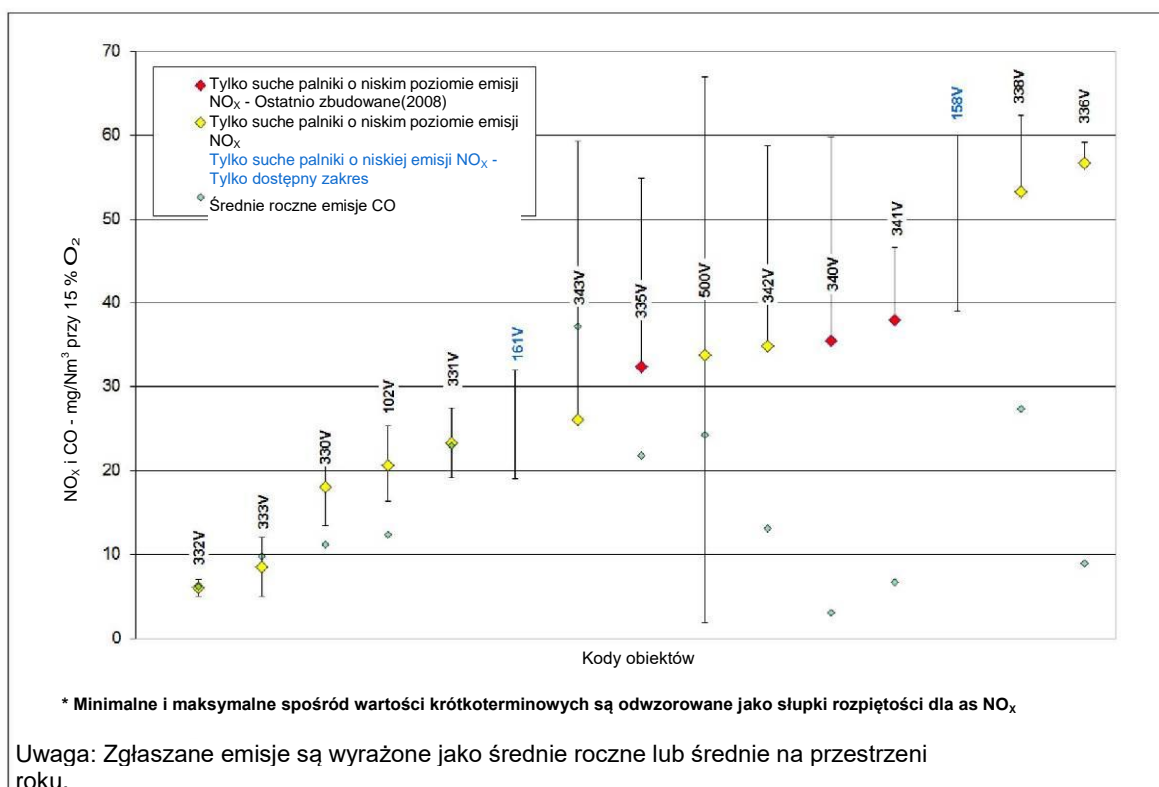
Rysunek 7.27: Emisje NO_x i CO do powietrza w 2010 r. z dobrze działających europejskich bloków gazowo - parowych z turbiną gazową o mocach 50–600 MW_t o całkowitym zużyciu paliwa netto < 75 %

Poziomy emisji osiągnęte przez dobrze działające turbiny gazowe cyklu otwartego, spalające gaz ziemny i wyposażone w suche palniki o niskim poziomie emisji NO_x są poniżej 50 mg/Nm^3 , jak zgłaszane to jest przez obiekty 16-1V i 16-2V (średnia roczna zgłaszana dla 2010 r. wynosi $41\text{-}46 \text{ mg/Nm}^3$) które są turbinami gazowymi cyklu otwartego o mocach około 150 MW_t włączonymi do ruchu w 2008 r. Ten rodzaj obiektów jest zazwyczaj stosowany do zapotrzebowań szczytowego obciążenia, jak jest to w przypadku obiektów 16-1V i 16-2V, które są eksploatowane pomiędzy 500 h/rok i 1000 h/rok z równoważnym współczynnikiem pełnego obciążenia powyżej 70% i emisjami CO poniżej 40 mg/Nm^3 . Monitorowanie emisji NO_x i CO jest realizowane poprzez pomiar ciągły. Krótkoterminowe średnie leżą w przedziale od 20 mg/Nm^3 do 60 mg/Nm^3 w ciągu roku (percentyle roczne 5. do 95.). Obiekty 490, 491 i 229, które zostały włączone do eksploatacji pomiędzy latami 1992 i 1997 i są wyposażone we wstrzykiwanie wody, są również zrelacjonowane, by zilustrować osiągalny poziom emisji NO_x dla obiektów tego typu, np. gdy nie można do modernizacji zastosować suchych palników o niskiej emisji NO_x , a obiekty są eksploatowane $< 1500 \text{ h/rok}$.



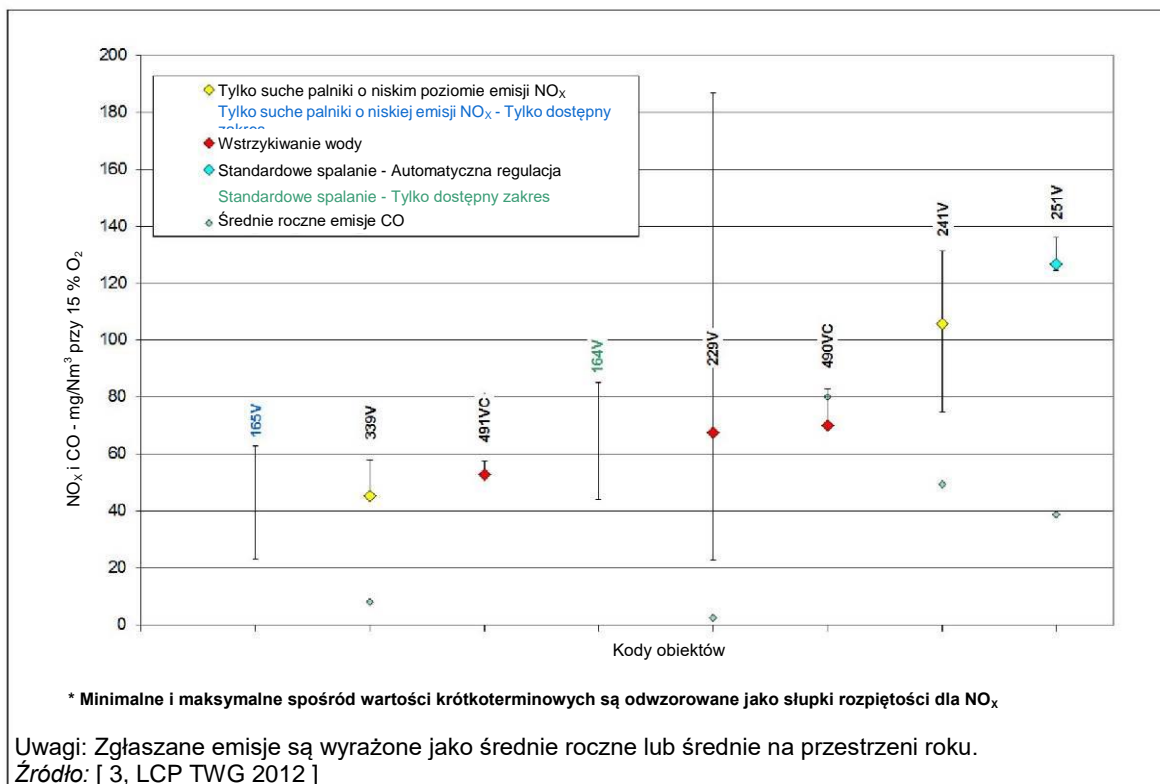
Rysunek 7.28: Emisje NO_x i CO do powietrza w 2010 r. z europejskich turbin gazowych cyklu otwartego, z wyjątkiem turbin pracujących w napędach mechanicznych

Turbiny wykorzystywane do napędu mechanicznego, głównie o transportowania gazu w europejskich rurociągach, są przypadkiem szczególnym gdzie emisje NO_x mogą podlegać nieznacznym oddziaływaniom na skutek zmienności zapotrzebowania na obciążenie. Rys. 7.29 przedstawia emisje z obiektów tego typu, o wielkościach mocy od 13 MW_t do 75 MW_t włączonych do ruchu pomiędzy 1997r i 2008 r., spośród których kilka było modernizowanych. Relacjonowane obiekty są eksploatowane pomiędzy 800 h/rok i 8200 h/rok , z równoważnym współczynnikiem pełnego obciążenia powyżej 70% , nawet jeżeli obciążenie może zmieniać się poniżej tego poziomu w różnych godzinach, w zależności od zapotrzebowania klientów na gaz, przy czym obiekt jest niekiedy eksploatowany w trybie dyfuzyjnym. Emisje CO według zgłoszeń mają wartości poniżej 40 mg/Nm^3 , przy czym obiekty te są wyposażane w suche palniki o niskiej emisji NO_x , w jednym z przypadków także w katalizator CO . Dla obiektów o mocach ponad 50 MW_t , monitoring jest głównie realizowane poprzez ciągły pomiar lub poprzez system predycyjnego monitorowania emisji. Mniejsze obiekty głównie wykonuje pomiary okresowe, a niekiedy pomiary ciągłe. W przypadku monitorowania okresowego, zgłaszane dane dotyczą obciążenia obiektu energetycznego spalania wyższego, niż 70% . W przypadku monitorowania ciągłego, zgłaszane dane dotyczą obciążenia obiektu energetycznego spalania równego lub wyższego, niż minimalne stabilne obciążenie. Krótkoterminowe średnie leżą w przedziale od 5 mg/Nm^3 do 67 mg/Nm^3 w ciągu roku (wartość maksymalna półgodzinowych, godzinowych lub dobowych średnich, albo próbek wykonanych w ciągu roku).



Rysunek 7.29: Emisje NO_x i CO do powietrza w 2010 r. z dobrze działających europejskich turbin gazowych cyklu otwartego eksploatowanych ≥ 500 h/rok, dla turbin pracujących w napędach mechanicznych

Gdy obiekty są eksploatowane przez bardzo niewiele godzin rocznie, na poziom emisji NO_x ma wpływ tak niski stopień eksploatacji obiektu, często z wieloma uruchomieniami i wyłączeniami lub okresami gotowości, które nie pozwalają na działanie technik w istniejących zakładach w warunkach projektowych. Rys. 7.30 przedstawia poziomy emisji osiągnięte dla turbin gazowych pracujących w cyklu otwartym lub złożonym, o wielkościach 35 MW_t i 800 MW_t, włączony do eksploatacji w latach 1974 i 2002 i wyposażonych w różne techniki: suche palniki o niskiej emisji NO_x, standardowe palniki z automatyczną regulacją spalania. Relacjonowane obiekty są eksploatowane przez mniej niż 500 h/rok i mają emisje zanieczyszczeń nieco wyższe, niż podobne obiekty eksploatowane w innych trybach. Mają one równoważny współczynnik pełnego obciążenia wyższy niż 60%, a emisje CO poniżej 80 mg/Nm³. Niemal wszystkie spośród tych obiektów o wielkościach ponad 50 MW_t monitorują w sposób ciągły swoje emisje zanieczyszczeń, podczas gdy mniejsze obiekty (15-50 MW_t) wykonują pomiary okresowe (od 4 do 30 pomiarów okresowych na godzinę przy obciążeniach obiektów > 70 %). Odpowiadające temu krótkoterminowe średnie (minimum i maksimum półgodzinowych do 48-godzinowych wartości średnich na przestrzeni roku) leżą w przedziale od 22 mg/Nm³ do 185 mg/Nm³.



Rysunek 7.30: Emisje NO_x i CO do powietrza w 2010 r. z dobrze działających europejskich turbin gazowych eksploatowanych < 500 h/rok

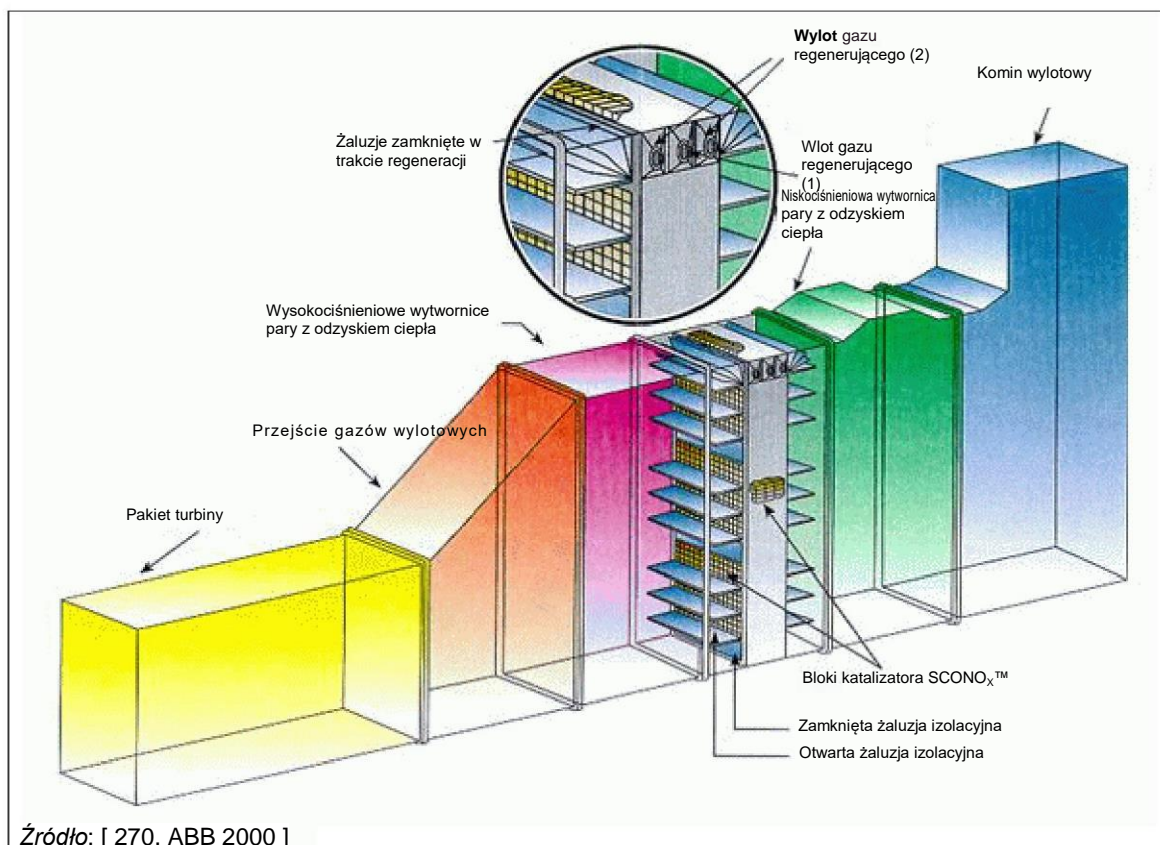
7.1.3.2.3 Specjalne techniki zapobiegania emisjom NO_x i CO z turbin opalanych gazem ziemnym oraz ich ograniczania - System katalitycznej kontroli zanieczyszczeń SCONO_xTM

Opis

Stosowanie pojedynczego katalizatora, który działa poprzez jednoczesne utlenianie CO do CO₂, NO do NO₂, a następnie pochłanianie NO₂ na swojej powierzchni poprzez zastosowanie absorpcyjnej powłoki węglanu potasu. Technika ta nie wymaga wstrzykiwania amoniaku.

Opis techniczny

Technika ta wykorzystuje pojedynczy katalizator, który działa w dwóch cyklach: utleniania/absorpcji i regeneracji. Katalizator działa poprzez jednoczesne utlenianie CO₂ i NO do NO₂, a następnie poprzez absorbowanie NO₂ na swojej powierzchni poprzez zastosowanie powłoki absorpcyjnej z węglanu potasu (K₂CO₃). Regeneracja katalizatora jest realizowana poprzez przepuszczanie kontrolowanej mieszaniny gazów regeneracyjnych poprzez powierzchnię katalizatora przy nieobecności tlenu. Gazami regeneracyjnymi są para, wodór i dwutlenek węgla. Nie wykorzystuje on amoniaku i może pracować skutecznie przy temperaturach z przedziału od 150 °C do 370 °C. System ten emituje do komina CO₂, H₂O, N₂ i śladowe poziomy SO₂. Z powodu maskowania i zatrucia katalizatora, wymaga on corocznego oczyszczania katalizatora roztworem wody demineralizowanej i K₂CO₃. Zużyte płyny czyszczące mogą być zubożniane i utylizowane poprzez układ kanalizacji i są nieszkodliwe dla wody i gleby. Przykład systemu SCONO_xTM pokazano na rys. 7.31.



Źródło: [270. ABB 2000]

Rysunek 7.31: Idealizacja systemu SCONOX™ do kontrolowania zanieczyszczenia katalizatora

Osiągana korzyść dla środowiska

Ograniczenie emisji NO_x, CO i niemetanowych lotnych związków organicznych.

W połączeniu z katalizatorem usuwania siarki, system ten może być również stosowany do ograniczania zawartości związków siarki w gazach odlotowych.

Charakterystyka obciążenia środowiska i dane eksploatacyjne

- Emisje NO_x poniżej 2 ppm (4 mg/Nm³ jako NO₂ w warunkach normalnych: 0 °C, 1013 mbar).
- Stopień przemiany CO do CO₂ wynosi 90 %.
- Niszczanie niemetanowych lotnych związków organicznych jest większe niż 90% przy 315 °C.
- Stopnie redukcji dla formaldehydu i aldehydu octowego mogą być odpowiednio mierzone na poziomie 97% i 94% przy

Efekty krzyżowe mediów

Katalizator SCONOX™ jest wrażliwy na zanieczyszczanie przez siarkę w gazach odlotowych. Oddziaływanie siarki może być minimalizowane przez absorbowanie siarki na katalizatorze SCOSOX rozmieszczonym po stronie dopływowej względem katalizatora SCONOX.

Można oczekiwać straty mocy wyjściowej o wielkości 0,3 punktu procentowego i straty w generowaniu energii elektrycznej na skutek zużycia pary w trakcie okresu przemywania.

Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowalności

Ma zastosowanie zarówno do aplikacji nowych jak i modernizacyjnych. System SCONOX™ może być instalowany na wyjściu kotła lub w wytwornicy pary z odzyskiem ciepła, w obrębie obwiedni zarezerwowanej dla systemu selektywnej redukcji katalitycznej.

Opłacalność

Oszacowane wielkości kosztów przedstawione poniżej dotyczą typowej, opalanej gazem elektrowni 400 MW_e. Opierają się one na 8000 godzin eksploatacji rocznie i ograniczeniu emisji NO_x od 25 ppm do 5 ppm (50 mg/Nm³ do 10 mg/Nm³ jako NO₂ w warunkach normalnych: 0 °C, 1013 mbar), co jest równoważne w przybliżeniu 666 tonom usuniętych rocznie NOX. W kalkulacji kosztów zawarte są koszty inwestycyjne, koszty eksploatacji i konserwacji oraz pośrednie koszty roczne; wszystkie koszty są szacowane w cenach z roku 2000.

Koszty inwestycji: 19,2 miliona euro.
Obejmują one:

- wyposażenie instalacji
- dostawę
- montaż
- odbiór ruchowy/rozruch.

Jest całkowity koszt ze strony dostawcy.

Koszty eksploatacji i konserwacji: 1,6 miliona euro rocznie
Obejmują one:

- ogólną konserwację
- zużycie pary i gazu ziemnego w cyklu regeneracji
- koszt energii powodowany spadkiem ciśnienia na bloku
- średni koszt na rok za wymianę katalizatora (okres trwałości użytkowej katalizatora wynosi siedem lat)
- utylizacja/zwrot kosztów katalizatora

Nie są ujęte pośrednie koszty roczne dla wykonawcy.

Ograniczenie emisji NO_x od 25 ppm do 2 ppm (50 mg/Nm³ do 4 mg/Nm³ jako NO₂ w warunkach normalnych: 0 °C, 1013 mbar) zwiększyłoby koszty inwestycyjne na skutek potrzeby zastosowania dodatkowego katalizatora i nieco zwiększyłoby koszty eksploatacji i konserwacji na skutek zwiększonego zużycia gazu ziemnego i pary oraz na skutek zwiększonego spadku ciśnienia.

Siła napędowa dla wdrożenia

Wymaganie dla osiągnięcia bardzo niskich emisji NO_x i dochowania zgodności z ustalonymi ograniczeniami z wykorzystaniem urządzeń kontroli zanieczyszczenia powietrza wykorzystujących amoniak, zwłaszcza dla obiektów zlokalizowanych w gęsto zaludnionych obszarach.

Przykładowe obiekty

- Turbina gazowa 45 MW_e w obiekcie komunalnym Redding Electric (Stany Zjednoczone).
- Elektrociepłownia federalna 32 MW_e Sunlaw (Stany Zjednoczone).
- Obiekt biofarmy 5 MW_e Wyet (Stany Zjednoczone)
- Elektrociepłownia 15 MW_e Uniwersytet Kalifornijski, San Diego, (Stany Zjednoczone)

Literatura referencyjna

[270, ABB 2000] [49, DeCicco et al. 2004]

7.1.3.2.4 Zapobieganie emisjom NO_x i CO z turbin opalanych gazem ziemnym przy niskim obciążeniu oraz ich ograniczania

7.1.3.2.4.1 Punkt eksploatacji przy niskim obciążeniu (LLOP)

Opis

Eksploatacja turbiny gazowej przy bardzo niskim obciążeniu z jednoczesnym zachowaniem emisji NO_x i CO na niskich poziomach. Jest to umożliwiane poprzez system podwójnego stopnia spalania, który może być odłączany, gdy zapotrzebowanie na moc jest niskie, umożliwiając uruchamianie tylko jednego rzędu palników ze skojarzonym układem łopatek turbiny gazowej.

Opis techniczny

Rynek elektryczności ogólnie charakteryzuje się znaczną zmiennością zapotrzebowania w godzinach dziennych i nocnych. Dla bloków gazowo - parowych z turbiną gazową, powoduje to potrzebę zwiększenia obciążenia w godzinach dziennych i zmniejszenie go w godzinach nocnych, lub nawet wyłączenia bloku. LLOP jest użyteczne w obu warunkach. Jeżeli wyłączenie nie jest konieczne, umożliwia to działanie bloku przy niższym obciążeniu, niż konwencjonalne minimalne obciążenie, kompatybilne z charakterystyką turbiny gazowej w trakcie eksploatacji komercyjnej, noszącym również nazwę Minimalnego obciążenia środowiskowego (MEL), przy jednoczesnym zachowaniu kontroli nad emisją zanieczyszczeń. W przypadku gdy wyłączeniu jest potrzebne tylko na kilka godzin, utrzymywanie turbin w punkcie pracy przy niskim obciążeniu zamiast wyłączenia jej, może skutkować niższymi emisjami zanieczyszczeń z obiektu i niższym wpływem na trwałość użytkową maszyny.

Punkt pracy przy niskim obciążeniu jest osiąganym z zastosowaniem niepowtarzalnej konfiguracji turbiny gazowej, która zawiera podwójny stopień spalania. Pierwszy rząd palników znajduje się pomiędzy sprężarką powietrza i pierwszym stopniem turbiny gazowej. Za pierwszym stopniem turbiny gazowej znajduje się drugi rząd palników, za którym następuje pozostała część układu łopatek turbiny gazowej.

W trakcie normalnej pracy oba rzędy palników działają, a gaz ziemny jest niemal równomiernie rozprowadzany pomiędzy oboma rządami. Punkt pracy przy niskim obciążeniu jest osiąganym przez wyłączenie drugiego rzędu palników i eksploatację maszyny z pracującym tylko pierwszym rzędem. W tym stanie sprawność obiektu jest nieco ograniczona, ale blok jest w stanie obsługiwać bardzo ograniczone obciążenie (około 17 % maksymalnego obciążenia).

W punkcie pracy przy niskim obciążeniu emisje są utrzymywane na niskim poziomie. Emisje są wyższe w trakcie przejścia od minimalnego obciążenia środowiskowego (MEL) do punktu pracy przy niskim obciążeniu (LLOP), ale czas potrzebny na to przejście jest bardzo krótki, co daje ograniczoną wielkość całkowitej emisji zanieczyszczeń. W porównaniu do tego, wyłączenia i rozruchu charakteryzują się wysokimi emisjami przez dłuższy okres czasu, co w przypadku krótkiego (kilkugodzinnego) okresu wyłączenia zazwyczaj powoduje wyższe całkowite emisje, niż poprzez utrzymywanie obiektu w punkcie pracy przy niskim obciążeniu w ciągu tego samego okresu czasu.

W punkcie pracy przy niskim obciążeniu temperatura gazów odlotowych jest niższa niż przy normalnej eksploatacji, powodując wytwarzanie pary o niższej temperaturze. Aby ograniczyć naprężenia termiczne działające na turbinę parową, konieczne jest stopniowe regulowanie temperatury pary schładzaczami w trakcie przejścia od MEL do LLOP i odwrotnie. Ogólnie emisje w trakcie przejścia od trybu MEL do LLOP są zatwierdzane jako emisje przejściowe.

Osiągana korzyść dla środowiska

W porównaniu do pracy w trybie minimalnego obciążenia środowiskowego (MEL), praca w punkcie pracy przy niskim obciążeniu umożliwia zarówno ograniczenie emisji zanieczyszczeń, jak i zużycia gazu ziemnego w trakcie okresów niskiego zapotrzebowania mocy lub jego braku.

Charakterystyka obciążania środowiska i dane eksploatacyjne

W porównaniu do cyklu wyłączenia i późniejszego rozruchu, eksploatacja w punkcie pracy przy niskim obciążeniu daje niższe emisje zanieczyszczeń, jeżeli żądany okres wyłączenia jest ograniczony tylko do kilku godzin.

Na przykład, w przypadku obiektu Gissi (Obiekt 195: Włochy, 720 MW_t), w trakcie cyklu wyłączenia i późniejszego rozruchu, emisje NO_x i CO mogą osiągać odpowiednio, 215 kg i 55 kg, podczas gdy w trakcie pracy w trybie punktu pracy przy niskim obciążeniu (LLOP), emisje NO_x i CO osiągają odpowiednio 95 kg i 25 kg.

W trakcie trybu LLOP, stężenia zanieczyszczeń dla NO_x i CO są niższe od 30 mg/Nm³. Dla tego przykładowego obiektu, gdyby w 2011 r. operator stosował tryb punktu pracy przy niskim obciążeniu zamiast cyklu wyłączenia i ponownego rozruchu, uniknięto by emisji o wielkości 990 kg CO i 3960 kg NO_x.

W kategoriach zużycia paliwa, w trakcie cyklu wyłączenia i następującego rozruchu, spalane jest 45 000 m³ gazu ziemnego, podczas gdy w trakcie czterech godzin pracy w punkcie pracy przy niskim obciążeniu, spalane jest 84 000 m³.

Efekty krzyżowe mediów

Większe zużycie gazu ziemnego w porównaniu z cyklami rozruchu/wyłączenia.

Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowalności

Zastosowanie tej techniki może być ograniczone przez dostępność odpowiedniego pakietu modernizacyjnego dla zamontowanej turbiny gazowej.

Opłacalność

Inwestycja konieczna do wdrożenia punktu pracy przy niskim obciążeniu dotyczy pewnych modyfikacji układów logicznych sterowania i zamontowania większych schładzaczy pary w kotle.

Na przykładzie obiektu Gissi, dodatkowe koszty kapitałowe dla wdrożenia możliwości punktu pracy przy niskim obciążeniu, w czasie gdy jeszcze trwała budowa obiektu, wyniosły 3,25 miliona euro dla bloku (720 MW_t). Technika ta wymaga pomijalnych dodatkowych kosztów eksploatacyjnych, ponieważ na obiekcie nie montuje się żadnych dodatkowych podzespołów. Jediną różnicą, w porównaniu do pierwotnego projektu, jest wielkość podzespołów (np. większy schładzacz pary), ale wymagania konserwacyjne pozostają takie same.

Siła napędowa dla wdrożenia

- Oszczędności na emisji zanieczyszczeń w trakcie okresów niskich cen elektryczności.
- Niskie oddziaływanie na okres trwałości użytkowej maszyny w porównaniu do stosowania cyklu wyłączeń rozruchów, co prowadzi do większych naprężeń w materiałach.

Przykładowy obiekt

Obiekt 195

7.1.3.2.4.2 Kontrola przepływu powietrza przy pomocy poprawionych łopatek wieńca kierownic (IGV)

Opis

Zastosowanie specjalnie zaprojektowanych wlotowych kierowanych łopatek (IGV), zlokalizowanych w torze spalania powietrza, dla lepszego sterowania zmiennościami obciążenia turbiny gazowej, a w ten sposób umożliwiające utrzymywanie takich samych poziomów emisji CO i NO_x przy niższych obciążeniach.

Opis techniczny

Ten system pozwala na zwiększenie możliwości regulacji przepływu powietrza, jednocześnie ograniczając emisje CO i NO_x w przedziale obciążenia turbiny gazowej, który jest rozszerzany w dół do 43-45 %. Głównymi modyfikacjami są nowe kierowane łopatki IGV i profil pierwszych dwu stopni łopatek i dysz sprężarki, jak również nowy, szybki hydrauliczny siłownik IGV.

W obiekcie 191, zastosowanie trzech stopni zmiennych kierowanych łopatek w sprężarce turbiny gazowej umożliwi dokładną regulację przepływu masowego przez turbinę gazową, w całym przedziale obciążenia eksploatacyjnego. Umożliwia to optymalizowanie warunków eksploatacji przy częściowym obciążeniu, tak że utrzymywane jest wysoka temperatura gazów odlotowych. To z kolei zapewnia znakomitą sprawność cieplną przy częściowym obciążeniu.

Osiągane korzyści dla środowiska

Technika ta umożliwia ograniczenie eksploatacyjnego obciążenia turbiny gazowej do 43-45%, ograniczając w ten sposób zużycie paliwa w trakcie godzin pozaszczytowych, zarazem nadal utrzymując pod kontrolą emisje NO_x i CO. Osiągalne minimalne obciążenie jest ograniczane przez tworzenie CO, na co wpływ ma staranne sterowanie dopływem powietrza.

Charakterystyka obciążania środowiska i dane eksploatacyjne

Godzinowe emisje NO_x o wielkości < 35 mg/Nm³ w pełnym zakresie obciążeń, z emisjami CO < 7 mg/Nm³.

Efekty krzyżowe mediów

Brak.

Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowalności

Ma zastosowanie do turbin gazowych z komorą spalania typu pierścieniowego. Sterowanie stosunkiem powietrze/paliwo jest problemem we wszystkich turbinach gazowych (o „pierścieniowym” i „rurkowym” typie komory spalania). W turbinach gazowych z pierścieniową komorą spalania, problem ten może być uwydatniony na skutek faktu, że jednostkowe zużycie paliwa nie może być regulowane oddzielnie dla każdej komory spalania, podczas gdy turbiny gazowe z rurkową komorą spalania umożliwiają sterowanie jednostkowym zużyciem paliwa. Jednak rurkowe komory spalania są bardziej skomplikowane.

Opłacalność

Nakłady kapitałowe na tę technikę wynoszą około 1,5 miliona euro na jedną turbinę gazową. Czas zwrotu nakładów może być krótki, w zależności od częstotliwości i czasu trwania warunków rynku energii, które uzasadniają eksploataowanie bloku przy minimalnym technicznym obciążeniu.

Siła napędowa dla wdrożenia

Lepsza sprawność i elastyczność reagowania na wahania rynku pomocniczych usług energetycznych.

Przykładowe obiekty

Obiekty 191, 276 i 278

7.1.3.2.4.3 Zarządzanie nadmiarem powietrza wlotowego w turbinie gazowej przez uwalnianie z zaworu upustu powietrza

Opis

Wykorzystywaną techniką jest stosowanie suchych palników o niskiej emisji NO_x wykorzystujących zarządzanie nadmiarem powietrza wlotowego, dla optymalizowania sterowania temperaturą powietrza.

Opis techniczny

Zarządzanie nadmiarem powietrza wlotowego jest osiągnięte poprzez wyładowywanie zaworem upustowym, odpowiednio do obciążenia, części powietrza sprężarki turbiny gazowej.

Osiągane korzyści dla środowiska

Znaczne ograniczenie emisji CO przy niskim obciążeniu, przy jednoczesnym utrzymywaniu niskich emisji NO_x . Charakterystyka obciążania środowiska i dane eksploatacyjne
Dla obiektu 102 (24 MWt, Francja), godzinowe średnie stężenia CO zmieniają się od 1 mg/Nm^3 do 195 mg/Nm^3 na przestrzeni roku, przy średniej rocznej wynoszącej 12 mg/Nm^3 .

Średnia godzinowa dla emisji NO_x do powietrza zmienia się pomiędzy 2 mg/Nm^3 a 37 mg/Nm^3 , ze średnią roczną wynoszącą 28 mg/Nm^3 .

Efekty krzyżowe mediów

Nie ma powiązanych z tym odpadów, a wpływ na sprawność energetyczną jest pomijalnie mały.

Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowalności

Technika ta nie ma jednakowej stosowalności dla wszystkich technologii suchych palników o niskiej emisji NO_x (DLN) lub konstrukcji/wielkości turbin gazowych. Stosowalność jest wyższa dla mniejszych turbin gazowych, a niższa dla aeropochodnych turbin gazowych przy niższych obciążeniach.

Opłacalność

Nie dostarczono informacji.

Siła napędowa

Nie dostarczono informacji.

Przykładowe obiekty

Obiekt 102

Literatura referencyjna

Nie dostarczono informacji.

7.1.3.2.5 **Ogólne techniki zapobiegania emisjom NO_x i niespalonego węgla z silników opalanych gazem ziemnym oraz ich ograniczania**

Informacje o ogólnych technikach dla zapobiegania i kontrolowania emisji NO_x, niespalonego węgla i NH₃ podano w Dziale 3.2.2.3W tabeli 7.15 podano informacje właściwe dla silników opalanych gazem ziemnym. Dalsze szczegółowe informacje o charakterystyce obciążania środowiska i dane eksploatacyjne, ekonomiczne, efektach krzyżowych mediów i siłach napędowych, są podane za tabelą.

Tabela 7.15: Ogólne techniki zapobiegania i kontroli emisji NO_x i niespalonego węgla z silników stacjonarnych opalanych gazem ziemnym

Technika	Opis techniczny	Osiągane korzyści dla środowiska	Charakterystyka obciążania środowiska i dane eksploatacyjne	Efekty krzyżowe mediów	Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowalności		Opłacalność	Przykładowe obiekty	Literatura referencyjna
					Nowe obiekty	Istniejące obiekty			
Koncepcja spalania ubogiej mieszanki	Zobacz Dział 3.2.2.3.9	Ograniczenie emisji NO _x	N/D	N/D	Zastosowanie ogólne	Nie ma zastosowania	N/D	N/D	N/D
Nowoczesny system sterowania	Zobacz Dział 3.2.3.8.	Ograniczenie emisji NO _x , CO, niemetanowych lotnych związków organicznych, poślizgu CH ₄	N/D	N/D	Zastosowanie ogólne	Stosowalność do starych obiektów energetycznego spalania może być ograniczona potrzebą modernizacji systemu(-ów) spalania i/lub sterowania.	N/D	N/D	N/D
Selektywna redukcja katalityczna (SCR)	Zobacz Dział 3.2.2.3.11	Ograniczenie emisji NO _x	N/D	Ucieczka amoniaku - kwestia bezpieczeństwa, dotycząca przechowywania amoniaku (np. w obszarach mieszkalnych).	Zastosowanie ogólne	Ma zastosowanie w obrębie ograniczeń związanych z dostępnością wody.	Właściwe dla obiektu - Patrz przykład Tabela 7.17 Ta technika może być kosztowna w przypadku obiektów eksploatowanych pomiędzy 500 h/rok i 1500 h/rok, a jeszcze bardziej dla obiektów eksploatowanych < 500 h/rok	Obiekty 353, 354	[250, Finkeldei 2000] [251, Krishnan 2002]

	N/D	N/D	N/D	N/D	<p>Obiekt, który pracuje przez bardzo małą liczbę godzin (np. mniej niż dwie godziny na zmianę roboczą) z wieloma rozruchami/wyłączeniami np. jednym do trzech na dobę) może doświadczać trudności w osiągnięciu optymalnej sprawności układu, jeżeli obciążenie znacznie się zmienia. Wymagałoby to specjalnej budowy katalizatora, która może nie być ekonomicznie opłacalna dla obiektów eksploatowanych przez < 1 500 h/rok.</p>		N/D	N/D	N/D
Katalizator utleniający	<p>Zobacz dział 3.2.2.z7.2. Sprawność ograniczania emisji przez katalizator utleniający dla NMVOC jest silnie zależna od składu węglowodorów w gazach odlotowych, przy czym szczególnie trudnymi do usuwania są etan i propan.</p>	<p>Ograniczenie emisji niemetanowych lotnych związków organicznych i przemiany CO na CO₂</p>	< 100 mg/Nm ³ dla emisji CO		<p>Ogólnie ma zastosowanie do silników o zapłonie iskrowym na ubogą mieszanke (SG) i silników dwupaliwowych (DF).</p>	<p>Ma zastosowanie do silników o zapłonie iskrowym na ubogą mieszanke (SG) i silników dwupaliwowych (DF) z ograniczeniami związanymi z dostępnością przestrzeni.</p>			Obiekt 186-1
<p>Uwagi: N/D: Brak dostępnych specjalnych informacji.</p>									

Charakterystyka oddziaływania na środowisko i dane eksploatacyjne dla emisji NO_x i niespalonego węgla z silników opalanych gazem ziemnym

Dobrze pracujące silniki typu SG i DF osiągają roczny poziomy emisji NO_x poniżej 100 mg/Nm³. Ostatnie przykłady, Obiekty 353V i 354V, włączone do ruchu w 2010r., eksploatowane pomiędzy 3 500 h/rok i 4 000 h/rok, i wyposażone w koncepcję spalania ubogiej mieszanki i selektywną redukcję katalityczną, osiągają roczne średnie emisje NO_x wynoszące 27-28 mg/Nm³ przy maksymalnych średnich godzinowych na przestrzeni roku do 105-110 mg/Nm³.

Tabela 7.16 podaje główne parametry charakterystyki w przypadku dwóch innych przypadku obiektów silnikowych opalanych gazem, wyposażonych w selektywną redukcję katalityczną.

Tabela 7.16: Poziomy emisji z dwóch elektrowni z silnikami opalonymi gazem, wyposażonych w selektywną redukcję katalityczną

Lokalizacja	Obiekt A	Obiekt B
	USA	USA
Rok włączenia do ruchu	2002	2001
Typ obiektu	Generowanie energii	Generowanie energii
Paliwo	Gaz ziemny	Gaz ziemny
Technika spalania	20 silników gazowych	5 silników gazowych
Wydajność	111 MW.	14 MW.
Technika pomocnicza	Selektywna redukcja katalityczna (SCR) (Reagent: wodny roztwór mocznika)	Selektywna redukcja katalityczna (SCR) (Reagent: wodny roztwór mocznika)
NO _x bez selektywnej redukcji katalitycznej (mg/Nm ³)	159	187
NO _x ze świeżym katalizatorem selektywnej redukcji katalitycznej* (mg/Nm ³) przy 15 vol-% O ₂	5-19	13
Stopień ograniczenia emisji NO _x przez	88-97 %	93 %
Ucieczka amoniaku (NH ₃) * (mg/Nm ³) przy 15% obj. O ₂	2-6	< 2
* Te wartości NO _x i NH ₃ są osiągnięte w optymalnych warunkach, przy stosowaniu nowego i świeżego katalizatora i nie oczekuje się ich stałego osiągnięcia w całym		

Silniki eksploatowane < 1 500 h/rok ogólnie osiągają równoważny poziom emisji NO_x w stosunku do silników eksploatowanych w innych trybach obciążenia. Gdyby zastosowanie selektywnej redukcji katalitycznej do obiektów eksploatowanych < 500 h/rok z wieloma rozruchami i wyłączeniami nie było możliwe, to oczekiwane byłyby wyższe poziomy emisji, jak pokazano dla Obiektu 186-1, który nie jest wyposażony w selektywną redukcję katalityczną i zgłasza poziomy emisji NO_x wynoszące około 175 mg/Nm³ jako maksimum z trzech próbek okresowych na przestrzeni roku

Kompetentne władze holenderskie przeprowadziły badanie pomiędzy 2007 r. (monitorowano 10 silników) i 2009 r. (monitorowano 30 silników) dotyczące małych silników (< 5 MWe odpowiadająca około 11 MW_t), uzupełnione w 2011 r. o dalszych 10 silników. Badanie relacjonuje emisje niespalonych węglowodorów (średnia z co najmniej trzech 30-minutowych pomiarów pod pełnym obciążeniem) pomiędzy 330 mg/Nm³ i 500 mg/Nm³ wyrażone jako C przy MCR (maksymalna ciągła moc znamionowa) i przy 15 % O₂. Kontrolę emisji niespalonych węglowodorów można poprawić poprzez działanie na główne parametry procesowe silników wpływające na warunki wewnątrz cylindrów istotne dla emisji węglowodorów, którymi są stosunek ilości paliwa do powietrza, rozrząd zapłonu i temperatura w kolektorze dolotowym. Innym ważnym parametrem, określającym poziom bazowy emisji niespalonych węglowodorów, jest wielkość szczelin w komorach spalania. [253, KEMA 2011].

W latach 2006-2007 zostało przeprowadzone badanie przez kompetentne władze duńskie, w celu uzyskania eksploatacyjnych informacji zwrotnych dotyczących sprawności ograniczania emisji formaldehydu poprzez stosowanie katalizatorów utleniania formaldehydu (monitorowano pięć silników testowych, o wielkościach z przedziału od 2 MW_e do 5,1 MW_e). Formaldehyd jest tworzony przez częściowe utlenianie gazu ziemnego i jest rakotwórczy. W zależności od typu stosowanego katalizatora, można osiągać sprawności redukcji 95% malejące do 85% po 10000 godzin eksploatacji dla jednego typu katalizatora i 60% malejące do 40 po tym samym okresie czasu eksploatacji

dla drugiego typu katalizatora. Jednak w testach obiektowych wykazano szybszy stopień degradacji katalizatora niż podany, w obiekcie eksploatowanym na złagodzonej rynku energii, o dużej liczbie uruchomień i zatrzymań. Końcowa ekstrapolacja wyników badań wskazała, że można oszacować poziomy emisji formaldehydu w przedziale 3,8 mg/Nm³ do 7,5 mg/Nm³ (15 % O₂) dla cykli eksploatacji pomiędzy 20000 godzin i 40000 godzin, z katalizatorem o jednej lub dwóch warstwach, w zależności od początkowego poziomu emisji danego przy referencyjnej sprawności elektrycznej silników 30%. Przekłada się to na poziomy emisji pomiędzy 6 mg/Nm³ i 11 mg/Nm³ (15 % O₂) dla sprawności elektrycznej silnika wynoszącej 44 %. W opracowaniu wnioskuje się, że większość duńskich silników gazowych byłaby w stanie emitować mniej niż 20 mg/Nm³ przy 15 % O₂ i 30 % sprawności, co odpowiada mniej niż 11 mg/Nm³ przy 15 % O₂ i 44% sprawności elektrycznej. Redukcja niespalonego węgla (głównie etanu i propanu) po 10000 godzinach eksploatacji może sięgać 6%, a redukcja poziomów emisji CO może sięgać 98%. W badaniu wnioskuje się ponadto o możliwości stosowanie technik alternatywnych (Spalanie i rekuperacyjny katalizator UHC), że pomimo wyższego kosztu, umożliwiłyby również redukcję niespalonego węgla w wyższym stopniu (> 98 %). [252, Kristensen 2007].

Efekty krzyżowe mediów

Optymalizacja silnika jest kompromisem pomiędzy emisjami NOX, sprawnością silnika (zużyciem paliwa, a zatem i emisją CO₂ i innymi emisjami (takimi jak CO i węglowodory (HC))). Redukcja emisji NOX poprzez techniki podstawowe zachodzi kosztem zwiększonych emisji CO₂ (zużycia paliwa) jak również emisji substancji niespalonych, takich jak CO i HC i może również ostatecznie prowadzić do przerw zapłonu, które mogą ostatecznie uszkadzać silnik. Gdy redukcji emisji NOX stosowana jest selektywna redukcja katalityczna, to można optymalizować stosunek powietrza do paliwa dla uzyskania oszczędności zużycia paliwa, a zatem można również ograniczać emisje niespalonych substancji. Nowoczesne silniki gazowe mają ograniczone stukanie i dlatego potencjał dla eksploatacji silników w trybie bogatszej mieszanki paliwowej dla poprawy sprawności (i wyższej emisji NOX) i niższej emisji CO oraz HC jest ograniczony, jako że muszą być przestrzegane warunki brzegowe, takie jak stukanie silnika.

Jako że silnik pracujący w trybie uboższej mieszanki pracuje przy zasilaniu uboższą mieszanką przy niższych poziomach emisji NOX i wyższym właściwym zużyciem paliwa, temperatura gazów odlotowych obniża się, a w konsekwencji maleje możliwość odzyskiwania ze spalin użytecznego ciepła (np. do wytwarzania pary w obiekcie elektrociepłowni).

W silnika wyposażonych w selektywną redukcję katalityczną, jako reagent stosowany jest głównie mocznik, co może powodować emitowanie do atmosfery pewnej ilości amoniaku. Katalizator musi być wymieniany w pewnych okresach czasu, by utrzymać sprawność selektywnej redukcji katalitycznej, a zużyty katalizator jest albo regenerowany, albo traktowany jako odpad. [23, Finlandia 2012]

Opłacalność

W Europie, ale w układach odizolowanych, silniki gazowe są zazwyczaj eksploatowane jedynie w ciągu części roku (np. w ciągu zimy, gdy istnieje zapotrzebowanie na ogrzewanie), typowo do 3500 - 4000 h/rok i/lub dla potrzeb utrzymania stabilności sieci, jak również dla wspierania wprowadzania energii odnawialnej. Klientami są zarówno przemysł, jak i przedsiębiorstwa mediów. W zastosowaniach elektrowni w warunkach zmieniającego się obciążenia, należy zachować ostrożność by unikać przegrzewania („krakowania”) katalizatora selektywnej redukcji katalitycznej. W krajach ECCA wiele silników gazowych jest również stosowanych w elektrociepłowniach.

Koszty podawane w Tabeli 7.17 zostały zdefiniowane dla silnika o mocy około 20 MW_t lub 8,7 MWe eksploatowanego przez 4 000 h/rok. Dla zachowania porównywalności z innymi sektorami, uwzględniane jest dyskontowanie przez 10 lat dla potrzeb obliczania rocznych kosztów, ze stopą odsetkową 4% (jednak należy pamiętać, że chociaż silnik tłokowy w oddalonych obszarach, np. na wyspach, może mieć 10-letni okres zwrotu nakładów, to małe obiekty na stałym lądzie są często prywatne, ze znacznie krótszym okresem zwrotu nakładów, tj. krótszym niż 5 lat).

Tabela 7.17 przedstawia szczegółowe koszty montowania przykładowej elektrowni silnikowej z selektywną redukcją katalityczną.

Tabela 7.17: Koszty zamontowania selektywnej redukcji katalitycznej dla silników gazowych eksploatowanych 4000 h/rok

NO _x (mg/Nm ³) przy 15 % O ₂	35
Wymagana sprawność selektywnej redukcji katalitycznej (%)	82
Inwestycja (euro)	356
Koszt reagentu (mocznik)	300
Całkowity roczny koszt euro/rok	84 070
Koszt usuniętych NO _x (EUR/t ograniczonych NO _x)	2 395
Dodatkowy koszt wytwarzanej elektryczności (EUR/MWhel)	2,42
Dodatkowy koszt wytwarzanej elektryczności (%)	3,45
Źródło: [254, Convention on Long-Range transboundary Air Pollution 2011]	

Siła napędowa dla selektywnej redukcji katalitycznej (SCR)

SCR stosowana jest głównie tam, gdzie lokalne standardy jakości powietrza wymagają znacznego ograniczenia emisji NO_x lub stężeń ozonu, np. przy eksploatacji w obszarach gęsto zaludnionych lub w obszarach z wieloma obiektami przemysłowymi lub źródłami mobilnymi.

7.1.3.3 Techniki zapobiegania emisjom do gleby

W tabeli 7.18 zestawiono ogólne techniki do rozważenia przy określaniu BAT dla zapobiegania emisjom do gleby.

Tabela 7.18: Techniki zapobiegania emisjom do gleby

Technika	Opis techniczny	Osiągane korzyści dla środowiska	Efekty krzyżowe mediów	Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowalności	Opłacalność
Ochrona gleby	Założenie hydroszczelnej nawierzchni (np. betonowej) z układami drenażu (zawierającymi oddzielacze oleju, by unikać zanieczyszczenia wody i gleby powodowanego przez oleje smarowe) w obszarach, gdzie wykonywane są operacje, które mogłyby skutkować zanieczyszczeniem gleby i przed obróbką np. w osadniku.	Zapobieganie zanieczyszczeniu gleby i wód gruntowych	Brak	Zastosowanie ogólne	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne Koszt oczyszczania ścieków

7.2 Spalanie biogazu

Biogaz jest najpowszechniej stosowany do spalania w silnikach SG (o zapłonie iskrowym). Jednak, w niektórych przypadkach, biogaz i gaz gnilny są wykorzystywane do uzupełniającego opalania w wytwornicach pary z odzyskiem ciepła turbin gazowych.

Charakterystyka paliwa i przygotowanie/wstępna obróbka

W przypadku stosowania utleniania (np. katalizatorów SCR) i przy spalaniu biogazu lub gazów składowiskowych, które mogą zawierać trucizny katalizatora takie jak NH_3 lub H_2S , może być konieczne oczyszczanie gazu opałowego.

[23, Finlandia 2012]

Sprawność energetyczna obiektów energetycznego spalania biogazu

W tabeli 7.19 podane przedział sprawności elektrycznych, osiąganych w małych turbinach gazowych opalanych biogazem.

Tabela 7.19: Przegląd sprawności turbin gazowych opalanych biogazem

Opalana biogazem turbina gazowa cyklu prostego	Maksymalna wielkość bloku (MWe)	Sprawność elektryczna (%)
		15

Uwagi: Dane te uzyskano w trakcie eksploatacji przy pełnym obciążeniu. Jeżeli maleje obciążenie eksploatacyjne, sprawności cieplne również znacznie spadają.
Źródło: [50, EUTurbines 2012]

Emisje do powietrza

Jako że biogaz zawiera siarkę, jego spalanie może generować wyższe emisje SO_x niż w przypadku spalania gazu ziemnego, a stosowania katalizatorów CO może być ograniczone, powodując wyższe emisje CO.

Ponadto zanieczyszczenia biogazu mogą prowadzić do tworzenia osadów na podzespołach wewnętrznych silnika SG (o zapłonie iskrowym), które mogą ograniczać osiągalny poziom emisji NO_x . Poziomy emisji NO_x dużo niższe niż 190 mg/Nm^3 przy 15 % O_2 są trudne do osiągnięcia w okresie trwałości eksploatacyjnej silnika, z powodu dryfu emisji powodowanego przez powstające efekty izolacji i zmiany w geometrii komory spalania. [23, Finlandia 2012]

Przykładowe obiekty

Żadne obiekty spalające głównie biogaz nie przedłożyły danych w akcji gromadzenia danych przeprowadzonej w 2012 r. do przeglądu w tym dokumencie referencyjnym BAT.

We Francji, zgodnie z dostępnymi informacjami, największe turbiny gazowe, opalane w 100% biogazem, mają moce w przedziale 15-30 MW_t. W 2013 r. nie przewidywano w najbliższej przyszłości żadnych nowych obiektów, opalanych w 100% biogazem i większych niż 50 MW_t. Tym niemniej, istnieją przypadki, gdzie biogaz jest spalany w połączeniu z innymi paliwami, jak gaz ziemny (Obiekty 56-1/2 i 421-3) z rocznym średnim udziałem biogazu w mieszance paliwowej pomiędzy 6% i 16% (na bazie ciepła doprowadzonego).

7.3 Spalanie gazów procesowych z przemysłu produkcji żelaza i stali

7.3.1. Stosowane procesy i techniki

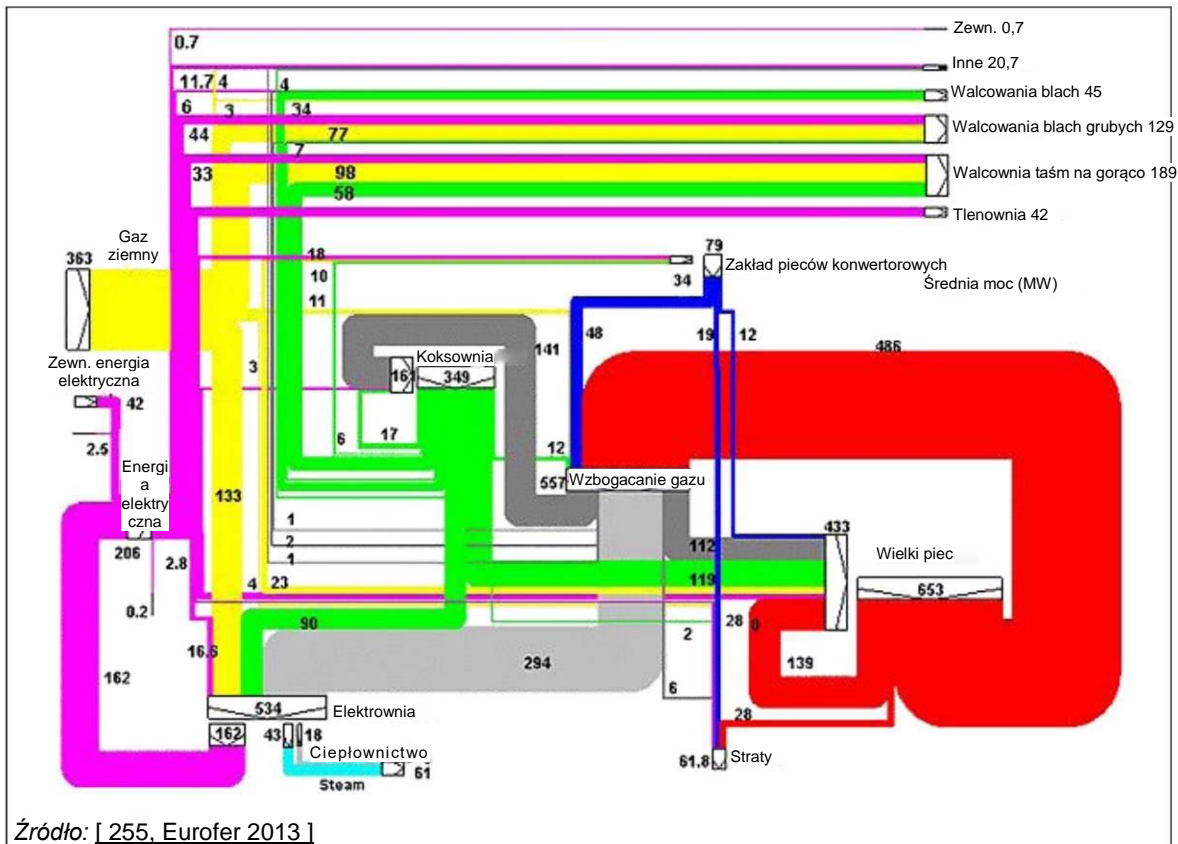
W Unii Europejskiej, ustalona droga dla zasadniczej produkcji stali wiedzie poprzez wielki piec (BF) i podstawowy konwerter tlenowy (BOF). Tlenki żelaza są redukowane w procesie wielkopieczowym z wykorzystaniem takich gazów, jak tlenek węgla (CO) i w mniejszym stopniu wodór (H₂) uzyskiwanych z koksu i innych środków redukujących, takich jak wstrzykiwany węgiel, olej, wilgoć, itp. CO jest generowany w wielkim piecu poprzez utlenianie koksu tlenem we wzbogaconym w tlen powietrzu dmuchu. W celu napędzania redukcji tlenków żelaza w komercyjnym stopniu, gazy opuszczające wielki piec muszą zawierać pewne resztkowe gazy redukujące, CO i H₂, wraz ze znacznymi poziomami N₂ i CO₂. Powstający gaz wielkopieczowy (gaz BF lub BFG) będzie zatem miał mały potencjał grzewczy przy pełnym utlenianiu. Surówka wytwarzana przez wielki piec zawiera zanieczyszczenia, zasadniczo węgiel, krzem i mangan, które należy usunąć. Jest to osiągane przez utlenianie w zasadowym konwerterze tlenowym BOF; krzem i mangan są usuwane w żużlu, podczas gdy węgiel jest usuwany w postaci gazowej. W trakcie utleniania węgla zawartego w żelazie w konwerterze tlenowym, gaz wylotowy będzie zawierał wystarczające ilości CO by umożliwić wykorzystanie go jako paliwa (gazu konwertorowego). Koks wykorzystywany w wielkim piecu jest często wytwarzany na miejscu, z wykorzystaniem odzysknicowych pieców koksowniczych, w których węgle są skutecznie destylowane w środowisku beztlenowym, by wytwarzać koks i gaz koksowniczy (COG). Gaz koksowniczy zawiera znaczne ilości metanu i wodoru, toteż po oczyszczeniu może być wykorzystywany jako gaz opałowy o wysokiej wartości opałowej.

W całym cyklu produkcji, od surowców aż do gotowej stali, węgiel odgrywa fundamentalną rolę w dostarczaniu reduktora i gazowego źródła energii dla większości procesów w zintegrowanych zakładach stalowniczych. Gazy procesowe są wytwarzane w konsekwencji operacji do wytwarzania koksu metalurgicznego (COG), do wytwarzania surówki (żelaza) w wielkim piecu (BFG) i do przetwarzania tej surówki na stal w zasadowym konwerterze tlenowym (gaz konwertorowy BOF).

Te trzy gazy procesowe, gaz koksowniczy (COG), gaz wielkopieczowy (gaz BF) i gaz konwertorowy (gaz BOF) mają istotnie różniące się składy i w konsekwencji wartości opałowe. Krótkoterminowo (od minut do godzin) i długoterminowo (od tygodni do lat), gazy procesowe mogą znacznie zmieniać objętość, dostępność i skład. Gazy te są wytwarzane w obiektach w różnych lokalizacjach w obrębie konkretnych zakładów stalowniczych, a w konsekwencji ich dystrybucja do użytkowników może być skomplikowana. W obrębie zintegrowanych zakładów stalowniczych, gazy te są wartościowym źródłem energii, ale planowana lub nagła utrata obiektu zużywającego gaz procesowy np. wyłączenie walcowni lub obiektu wytwarzającego gaz procesowy, np. utrata wielkiego pieca w obiekcie jedno- lub dwupieczowym musi być skutecznie zarządzana, by minimalizować spalanie w pochodni. W hutach żelaza kotły i turbiny gazowe są użytkownikami o najniższym priorytecie, przed spalaniem nadmiaru gazu w pochodni, a zatem są pierwszymi, które ucierpią od niedoboru zasilania, gdy potrzebny jest określony gaz do spełnienia wymagania procesowego w innym miejscu w zakładzie. W konsekwencji kotły i turbiny gazowe są projektowane, w największym możliwym stopniu tak, by były w stanie odpowiadać na te warunki i łagodzić oddziaływanie tych wahań na pozostałą część stalowni i huty żelaza, a poprzez minimalizowanie spalania gazów w pochodniach, na środowisko.

Procesy wykorzystywane w produkcji stali są istotnymi konsumentami energii, toteż wykorzystanie energii jest ściśle zarządzane. Oznacza to, że przepływy energii w zintegrowanych zakładach stalowniczych mogą być złożone, jak przedstawiono na rys. 7.32. Najwyższy priorytet zarządzania energią w hucie żelaza ma optymalizowanie ogólnej efektywności energetycznej poprzez maksymalizowanie wykorzystania gazów procesowych w obrębie samej huty żelaza. Różne procesy wymagają gazów o różnych wartościach opałowych dla akceptowalnych poziomów efektywności paliwowej, np. im wyższa jest temperatura w procesie, tym większa jest potrzebna ilość gazów o wysokiej kaloryczności. Gazy procesowe są często mieszane, by spełnić te zmieniające się wymagania, a do buforowania wahań w dostępności gazu procesowego na krótką metę (krócej niż godzinę) stosowane są układy do regulowania w pewnym stopniu jakości i ilości gazów opałowych. Nadmiarowe objętości gazów procesowych są wykorzystywane w elektrociepłowniach z podstawowym zadaniem wytwarzania pary do bezpośredniego lub pośredniego użycia w procesach produkcyjnych przemysłu stalowniczego i w celu pomocniczym generowania elektryczności, jeżeli dostępna jest wystarczająca ilość gazów procesowych.

Generowanie pary jest ważną operacją w stalowniach, jako że para jest potrzebna dla wielu celów. W zintegrowanych stalowniach, para może być często pozyskiwana poprzez układy odzyskiwania ciepła, np. w układach chłodzenia kołpaka zasadowego konwertora tlenowego lub piecach nagrzewczych walcowni gorącej. Aby uzyskać stabilne zasilanie parą, konieczne jest posiadanie układu rezerwowego do wytwarzania pary, by zaspokajać zapotrzebowanie na parę, gdy odnośnie bloki stalowni są wyłączane z ruchu, na przykład celem przeprowadzenia konserwacji.



Źródło: [255, Eurofer 2013]

Rysunek 7.32: Przykład przepływów energii w zintegrowanej stalowni

Do wypełniania tego zadania, a dodatkowo do kontrolowania ciśnienia w sieć pary, wykorzystywane są elektrociepłownie. Najważniejszymi odbiorcami pary w stalowni są operacje wielkopiecowe, instalacja koksownicza (na przykład turbina parowa do odprowadzania gazu) i o obróbka próżniowa w stalowni. Elektrownia w stalowni ma często za zadanie produkcję dmuchu wielkiego pieca, wykorzystując parę i turbo-dmuchawy. Jest to najwyższy priorytet dla elektrowni, jeżeli dmuchawy są uruchamiane parą. (Dmuchawy elektryczne pozwalają unikać stosowania pary i są uznawane za korzystniejsze niż turbo-dmuchawy). Wytwarzana para może być również stosowana do produkcji sprężonego powietrza, procesów czyszczenia w zakładach ocynkowania i wyżarzania, wstępnej obróbki w zakładach wytrawiania i do ogrzewania przestrzeni, jeżeli zachodzi taka potrzeba.

Wykorzystywane są systemy zarządzania do optymalizowania korzystnego wykorzystania wszystkich gazów procesowych. Celom tym nadawane są następujące priorytety:

1. wewnętrzne wykorzystanie potencjału grzewczego gazów w procesach produkcji stali;
2. minimalizacja wykorzystywania gazu ziemnego i innych paliw jako paliw pomocniczych we wzbogacaniu gazów procesowych i jako paliw spalanych samodzielnie;
3. rozsądne wykorzystanie gazów w produkcji pary i/lub elektryczności, tak by energia nie była marnowana poprzez spalanie w pochodni;
4. minimalizacja wykorzystania gazu opałowego poprzez techniki zintegrowane z procesem;
5. unikanie importowanej elektryczności.

Procesy wykorzystywane w przygotowaniu gazów procesowych żelaza i stali przed ich wykorzystaniem są opisane w dokumencie referencyjnym BAT, IS BREF (2012).

Dobre rozplanowanie zakładu może ułatwić skuteczne rozprowadzanie i wykorzystanie gazów procesowych i zakupionych paliw w zintegrowanej stalowni. Gaz koksowniczy, gaz wielkopiecowy i gaz konwertorowy stanowią podstawę systemu energetycznego w zintegrowanej stalowni. Większość zapotrzebowania na energię jest zaspokajane przez te gazy, podczas gdy pozostałe zapotrzebowanie jest równoważone kupowaną energią, normalnie energią elektryczną, wraz z paliwem pomocniczym (które może obejmować gaz ziemny, ropę, węgiel, itp) w zależności od lokalnej dostępności i warunków. Te aspekty są zilustrowane na rys. 7.32. Na przykład walcownia blach grubych pokrywa znaczną część swojego zapotrzebowania na energię z gazu koksowniczego, pewną część z „uzupełniającego” gazu ziemnego i niewielką ilość energii elektrycznej, która może być generowana wewnątrz lub czasem zewnątrz. Inne stalownie, nie mające dostępu do gazu ziemnego, mogą wykorzystywać alternatywne paliwa pomocnicze, takie jak ropa i węgiel.

7.3.1.1 Charakterystyka i przygotowanie/wstępna obróbka paliwa

Trzy główne gazy procesowe w przemyśle stali, gaz koksowniczy (COG), gaz wielkopiecowy (BFG) i gaz konwertorowy (BOF) mają zupełnie inne charakterystyki, są wytwarzane w różnych procesach i mogą być zużywane poprzez zakłady do wielu celów, w zależności od właściwości gazu i jego dostępności w kategoriach produkcji i lokalizacji w obrębie terenu.

Porównanie tych trzech gazów procesowych i uśrednionego gazu ziemnego, jest podane na rys. 7.33, gdzie część gazu obojętnego zawiera azot i dwutlenek węgla.



Rysunek 7.33: Porównanie gazów procesowych żelaza i stali oraz gazu ziemnego

Gaz koksowniczy (COG)

Gaz koksowniczy pochodzi z suchej destylacji (koksowania) określonych typów węgla, by wytwarzać koks klasy metalurgicznej, zasadniczy składnik wsadu i główny składnik redukcyjny w wielkim piecu do produkcji żelaza. Jedynie niektóre węgle mogą być przekształcane na koks, a kilka typów może być mieszanych, by osiągnąć pożądane właściwości koksu.

Te właściwości koksu są wymagane z przyczyn eksploatacyjnych wielkiego pieca, a w konsekwencji może to wpływać na wynikowy skład gazu koksowniczego. W małych ilościach mogą być również stosowane inne materiały, które zawierają węgiel. Olej lub pozostałości oleju są dodawane, by nadać węglowi lepszą zwięzłość.

Surowy gaz koksowniczy ma względnie dużą wartość opałową, z uwagi na obecność wodoru, metanu, tlenku węgla i węglowodorów. Surowy gaz koksowniczy zawiera również wartościowe produkty, takie jak smoła, lekki olej, siarka i amoniak. Gaz koksowniczy jest przerabiany w sposób opisany w dokumencie referencyjnym BAT (IS BREF) 2012 przed użyciem go jako paliwo. Oczyszczanie obejmuje usuwanie smoły, naftalenu, lekkiego oleju, związków, które zawierają siarkę i usuwanie lub krakowania (do wodoru) amoniaku.

Na podstawie danych zebranych do nowelizacji dokumentu referencyjnego BAT Duże obiekty energetycznego spalania (2012) i dodatkowe dane zebrane przez EUROFER, oczyszczony gaz koksowniczy wykorzystywany w obiektach energetycznego spalania ma przedziału składu podane w Tabeli 7.20

Tabela 7.20: Charakterystyki oczyszczonego gazu koksowniczego

Parametr	Jednostka	Maks.	Min.	Nie ⁽¹⁾
Wartość opałowa	MJ/Nm ³	19,65	16,2	16
Liczba Wobbego (dolna)	MJ/Nm ³	34,21	11,2	6
Analiza chemiczna				
H ₂ O	% obj.	3,0	1	3
CH ₄	% obj.	28,29	17	16
C ₂ H ₆	% obj.	3,4	0,39	12
C ₂ H ₄	% obj.	3,0	0,6	10
C ₃	% obj.	1,6	0,05	6
C ₄	% obj.	3,0	0 ⁽³⁾	9
H ₂	% obj.	70	50	16
CO	% obj.	10	4	16
Siarka całkowita	mg /Nm ³	350 do 780 ⁽²⁾		
NH ₃	mg/Nm ³	0 ^(2,3) - 48 ^(2,4)		
CO ₂	% obj.	2,69	0,8	15
N ₂	% obj.	7	1	16
Pył	mg/Nm ³	< 10		
Zawartość silksanu w pyle		Brak		
⁽¹⁾ Liczba punktów danych w analizie ⁽²⁾ Dodatkowe dane zebrane przez EUROFER. ⁽³⁾ Poziomy zerowe wskazują poniżej poziom wykrywania z zastosowaniem normalnych technik analizy. ⁽⁴⁾ Próbką punktowa. Źródło: [3, Duże obiekty energetycznego spalania, TWG 2012]				

Jako że gaz koksowniczy jest gazem o względnie wysokiej wartości opałowej, nadaje się do stosowania w aplikacjach wysokotemperaturowych w stalowniach i jako uzupełnienie do gazów o niższej wartości opałowej do wewnętrznego wykorzystania w zakładzie. Jednak oczyszczony gaz nadal może zawierać do 9% gazów obojętnych, N₂ i CO₂.

Zawartość H₂ w gazie koksowniczym jest ograniczana za pomocą odsiarczania poprzez system absorpcji lub poprzez mokre odsiarczanie utleniające. Jednak całkowite poziomy siarki w gazie koksowniczym są wyższe, z uwagi na obecność organicznych związków siarki, które mogą dodawać dalsze 200-300 mg S/Nm³. [279, COM 2013]

Zastosowania gazu koksowniczego w zintegrowanej stalowni są liczne i różnorodne. Chociaż szczegóły mogą się różnić pomiędzy poszczególnymi zakładami, to zastosowanie gazu koksowniczego w kotłach i turbinach gazowych jest zależne od jego dostępności po zaspokojeniu innych procesów, dając w efekcie priorytet dla wytwarzania pary i elektryczności tuż powyżej spalania w pochodni.

Pozycja pary i generowania energii elektrycznej w hierarchii zakładu ma konsekwencji dla obciążania kotłów i turbin gazowych, stąd też dla sprawności eksploatacyjnej.

Gaz wielkopiecowy (BF)

Wielki piec wytwarza około 1 200-2 000 Nm³ gazu wielkopiecowego na tonę surówki. Zawartość energetyczna w gazie wielkopiecowym typowo wynosi 2,7-4,0 MJ/Nm³, w zależności od występującego w nim stężenia tlenu węgla i zawartości wodoru, co stanowi tylko około 10% zawartości energetycznej gazu ziemnego. Tym niemniej, z uwagi na wielkie ilości generowanego gazu wielkopiecowego, całkowity potencjał energetyczny wyrażony w GJ jest jak dotąd największy ze wszystkich trzech spośród gazów procesowych, wytwarzanych w zintegrowanej stalowni.

Gaz wielkopiecowy składa się z gatunków palnych (CO: 20-28 %, H₂: 1-5 %), składniki obojętne (N₂: 50-55 %, CO₂: 17-25 %), razem z pyłem, związkami siarki, amoniakiem i węglowodorami. By można go było wykorzystać jako paliwo, gaz wielkopiecowy jest obrabiany tak, by spełniał specyfikacje jakościowe, a następnie jest często wykorzystywany do różnych procesów opalania, takich jak do generowania dmuchu piecowego lub do opalania pieców koksowniczych.

Obróbka gazu wielkopiecowego składa się z obróbki wstępnej dla usunięcia grubego pyłu, a następnie przemywania na mokro celem usunięcia drobnego pyłu i związków siarki. W niektórych obiektach stosowane jest strącanie elektrostatyczne. Po oczyszczeniu gaz wielkopiecowy zawiera mniej niż 10 mg/Nm³ suchego pyłu.

Analiza oczyszczonego gazu wielkopiecowego wykorzystywanego w obiektach energetycznego spalania jest przedstawiona w Tabeli 7.21

Tabela 7.21: Charakterystyka oczyszczonego gazu wielkopiecowego (dane

Parametr	Jednostka	Maks.	Min.	Nie ⁽¹⁾
Wartość opałowa	MJ/Nm ³	4,52	2,7	18
Liczba Wobbego (dolna)	MJ/Nm ³	3,67	2,69	4
Analiza chemiczna	(sucha podstawa)			
CH ₄	% obj.	8,08	1,00	5
C ₂ H ₆	% obj.	0,61	0,01	4
C ₂ H ₄	% obj.	0,03	0,03	1
H ₂	% obj.	14	1	18
CO	% obj.	29,70	19,38	18
Siarka całkowita*	mg/Nm ³	19 ^(2,3) - 110 ^(2,4)		
CO ₂	% obj.	26	12,70	18
N ₂	% obj.	58	38,70	18
Pył	mg/Nm ³	< 10		
⁽¹⁾ Liczba punktów danych w analizie ⁽²⁾ Dodatkowe dane zebrane przez EUROFEF. ⁽³⁾ Próbkę punktowa. ⁽⁴⁾ Średnia roczna oparta na średnich dobowych. Zródło: [3. LCP TWG 2012]				

Gaz wielkopiecowy jest gazem procesowym w przemyśle żelaza i stali o najniższej wartości opałowej i temperaturze płomienia. Dane zawarte w Tabeli 7.21 pokazują, że gaz wielkopiecowy jest gazem ubogim (o dolnej wartości cieplnej średnio tylko 3,4 MJ/Nm³), przy około 72% gazu jako obojętnej i 28% palnej. W ogólności konieczne jest uzupełnienie gazu wielkopiecowego paliwami o wyższej wartości cieplnej, by wspomagać stabilne spalanie. Potrzeba stosowania uzupełniającego paliwa zależy od zawartości wodoru w gazie wielkopiecowym. Gaz wielkopiecowy jest w większości wykorzystywany w procesach niskotemperaturowych, z pozostałym gazem wielkopiecowym wykorzystywanym w kotłach i turbinach gazowych do wytwarzania pary procesowej i energii elektrycznej; jest on niemal zawsze wykorzystywany w skojarzeniu z innym paliwem, przy czym większość obiektów wykorzystuje gaz koksowniczy i/lub gaz konwertorowy. Spośród 61 obiektów europejskich, które zgłaszały dane do przeglądu dokumentu referencyjnego BAT dużych obiektów energetycznego spalania, jedynie 2 pracowały bez żadnego gazu wielkopiecowego w roku sprawozdawczym.

Gaz konwertorowy (gaz BOF)

Surówka (żelazo) wytwarzana w wielkim piecu jest nasycona węglem i zawiera inne pierwiastki, takie jak krzem, mangan, siarka i fosfor. Siarka zawarta w surówce jest często usuwana przed etapem procesu zasadowego konwertora tlenowego, na stanowisku obróbki wstępnej surówki. Zasadniczo, niepożądane pierwiastki są usuwane w zasadowym konwerterze tlenowym poprzez utlenianie z wykorzystaniem nadmuchu tlenu o wysokiej czystości, a węgiel jest w większości usuwany w postaci gazowej (CO), podczas gdy krzem, mangan i fosfor są utleniane i usuwane jako żużel. Proces zasadowego konwertora tlenowego jest procesem wsadowym, a nadmuchiwanie tlenu trwa przez około 15 minut w całym cyklu o długości 30 do 40 minut, w zależności od warunków eksploatacji. Generowanie tlenku węgla jest ograniczone do tego okresu nadmuchiwania. Jednak tam, gdzie to możliwe, gaz konwertorowy jest odzyskiwany, oczyszczany i krótkoterminowo buforowany, do późniejszego wykorzystania jako paliwo. W niektórych przypadkach nie jest ekonomicznie wykonalne odzyskiwanie gazu konwertorowego do użycia jako paliwo w innym miejscu stalowni, a gaz konwertorowy jest następnie spalany na miejscu, generowaniem pary, gorącej wody lub ciepła.

Odzyskiwanie potencjału energii z gazu konwertorowego wiąże się z dokonywaniem efektywnego wykorzystywania zarówno wykrywalnego ciepła, jak i energii chemicznej w gazie BOF. W przeszłości większość energii chemicznej była rozpraszana poprzez spalanie w pochodni. Gaz konwertorowy, wytwarzany w trakcie nadmuchiwania tlenu opuszcza zasadowy konwerter tlenowy poprzez wylot konwertora i jest następnie wychwytywany przez główny układ wylotowy. Ten gaz ma temperaturę około 1 200 °C i natężenie przepływu około 50-100 Nm³/t stali. Zawiera on około 70-80% tlenku węgla (CO) w momencie opuszczania zasadowego konwertora tlenowego i ma wartość opałową 6-10 MJ/Nm³. Ogólnie można stosować dwa systemy do odzyskiwania energii z gazu konwertorowego, częściowe/pełne spalanie lub spalanie tłumione.

Czyszczenie odzyskiwanego gazu konwertorowego jest osiągane poprzez stosowanie następujących technik łącznie:

- stosowanie procesu tłumionego spalania:
- wstępne odpylanie celem usunięcia grubego pyłu za pomocą technik suchego oddzielania (np. deflektor, cyklon) lub oddzielaczy mokrych;
- redukcja pyłu za pomocą:
 - suchego odpylania (np. elektrofiltr) dla nowych i istniejących obiektów,
 - mokre odpylanie (np. mokry elektrofiltr lub płuczka) dla istniejących obiektów.

Skład gazu konwertorowego zmienia się wraz ze stosowanym procesem, sposobem odzyskiwania, a zwłaszcza objętością tlenu. Po obróbce gaz konwertorowy dostępny do użytkowania w obiektach energetycznego spalania ma charakterystykę podaną w Tabeli 7.22.

Tabela 7.22: Charakterystyka oczyszczonego gazu konwertorowego (dane średnioroczne)

Parametr	Jednostka	Maks.	Min.
Wartość opałowa	MJ/Nm ³	8,40	6,34
Liczba Wobbego (dolna)	MJ/Nm ³	8,5	7,98
Analiza chemiczna			
H ₂	% obj.	4,00	0,47
CO	% obj.	69,05	52,52
CO ₂	% obj.	20,20	15,14
N ₂	% obj.	26,90	13,92
Pył	mg/Nm ³	< 10	
Uwaga: Związki S w gazie konwertorowym są poniżej poziomu wykrywania z zastosowaniem normalnych technik analizy. Źródło: [3, LCP TWG 2012.]			

Gaz konwertorowy jest klasyfikowany jako gaz ubogi w kategoriach wartości opałowej, ze średnią wartością opałową $7,03 \text{ MJ/Nm}^3$ i średnią liczbą Wobbego $8,40 \text{ MJ/Nm}^3$, ale należy do grupy gazów bogatych w kategoriach jego właściwości spalania (a zwłaszcza jego temperatury spalania). Dodatkowo jest on uznawany za gaz względnie czysty, o zawartości pyłu $< 10 \text{ mg/Nm}^3$. Może on jednak zawierać 29-47% obj. gazów obojętnych N_2 i CO_2 i według dokumentu referencyjnego BAT I&S BREF [279, COM 2013] resztkowe stężenie pyłu po buforowaniu gazu konwertorowego może sięgać 50 mg/Nm^3 .

Zastosowanie gazu konwertorowego w połączeniu z gazem wielkopieczowym i koksowniczym przynosi zasadnicze zalety, jeżeli umożliwia zastąpienie znacznych ilości podstawowych zasobów energii, takich jak gaz ziemny lub inne paliwa pomocnicze. Spośród obiektów uwzględnianych w zbiorze danych 2012 przeglądu dokumentu referencyjnego BAT dużych obiektów energetycznego spalania, 10 wykorzystuje gaz konwertorowy jako gaz wzbogacający w celu poprawienia wartości opałowej gazu wielkopieczowego w stalowniach. Porównanie dolnej wartości opałowej i liczb Wobbego trzech głównych typów gazów procesowych dla obiektów objętych zadaniem zbierania danych jest podane w Tabeli 7.23

Tabela 7.23: Porównanie średniej dolnej wartości opałowej i liczby Wobbego dla gazu wielkopieczowego, gazu konwertorowego i mieszanego gazu wielkopieczowego + konwertorowy

	Jednostka	Gaz wielkopieczow	Gaz konwertorow	Gaz wielkopieczowy
Wartość opałowa	MJ/Nm^3	3,41	7,10	3,94
Liczba Wobbego (dolna)	MJ/Nm^3	3,25	8,4	4,05
Źródło: [3. LCP TWG 2012]				

Jednak nawet zastosowanie samego tylko gazu konwertorowego jest niewystarczające dla stosowania w wytwarzaniu pary lub generowaniu energii elektrycznej, stąd też we wszystkich 10 obiektach wykorzystywany jest gaz ziemny i gaz koksowniczy do dalszego poprawiania właściwości gazu.

Paliwa pomocnicze

Zastosowanie paliw pomocniczych jest normalną praktyką dla obiektów wykorzystujących gazy procesowe żelaza i stali. Mogą one być wymagane zwłaszcza do uruchamiania od stanu zimnego, gdzie dostępne gazy procesowe mają niewystarczającą wartość opałową, by doprowadzić kocioł do temperatury roboczej w racjonalnych ramach czasowych. Paliwa pomocnicze są również stosowane w trakcie okresów przerw w normalnym dostarczaniu gazów procesowych, dla utrzymania funkcji kotła o krytycznym znaczeniu (zwłaszcza pary procesowej). Okazjonalnie paliwa pomocnicze mogą również być stosowane w normalnej eksploatacji urządzenia kotłowego.

Paliwami stosowanymi przy rozruchu urządzenia, zużywane w bardzo małych ilościach, są typowo propan (LPG), gaz ziemny, olej napędowy lub ciężki olej opałowy. Wybór tych paliwa w znacznej mierze zależy od dostępności, np. olej jest wykorzystywany tam, gdzie nie jest dostępny gaz ziemny.

Paliwami stosowanymi jako paliwa pomocnicze są gaz ziemny, lekkie nieprzerobione ropy naftowe, ciężki olej opałowy, smoła i węgiel. Spośród wymienionych, najszerzej stosowany jest gaz ziemny.

Gaz ziemny

Gaz ziemny jest wykorzystywany w około 65% obiektów energetycznego spalania z tego działu. Dla niektórych obiektów jest zastosowanie nie jest możliwe z powodu braku infrastruktury. Gaz ziemny jest wykorzystywany jako paliwo rozruchowe, rezerwowe i pomocnicze przy rocznych poziomach od tak niskich, jak 0,1% aż do 88,4% na podstawie ilości doprowadzanego ciepła. Jakość gazu ziemnego stosowanego w obiektach energetycznego spalania w stalowniach zmienia się w szerokich granicach, jak można zobaczyć w Tabeli 7.24 poniżej.

Tabela 7.24: Skład gazu ziemnego używanego w obiektach energetycznego spalania, spalających paliwa procesowe żelaza i stali

Parametr	Jednostka	Maks.	Min.	Nie ⁽¹⁾
Wartość opałowa	MJ/Nm ³	37,9	31,8	30
Liczba Wobbego (dolna)	MJ/Nm ³	54,5	11,3	20
Analiza chemiczna				
CH ₄	% obj.	99	80	34
C ₂ H ₆	% obj.	7,42	0,90	32
C ₂ H ₄	% obj.	2,20	0,00	2
C ₃	% obj.	1,90	0,06	31
C ₄	% obj.	2,34	0,02	26
CO ₂	% obj.	2,76	0,19	32
N ₂	% obj.	11,81	0,60	33
⁽¹⁾ Liczba punktów danych w analizie Źródło: [3, LCP TWG 2012]				

Nawet przy względnie wysokich poziomach CO₂ i N₂, średni poziom gazu obojętnego jest niski w porównaniu z gazem wielkopieczowym i gazem konwertorowym i jest to poziom podobny, jak w gazie koksowniczym, jak zilustrowano na rys. 7.33.

Inne paliwa

Inne paliwa, obejmujące olej napędowy, smołę węglową i węgiel, są stosowane w bardzo szczególnych obiektach, w większości do utrzymania temperatury roboczego lub jako uzupełniające dla głównych gazów procesowych. Węgiel jest również wykorzystywany jako dodatkowe paliwo w jednym z obiektów uwzględnionych w tej sekcji, przy 4,7% z 95,3% gazu koksowniczego na podstawie doprowadzanej wartości cieplnej. Z drugiej strony, gazy procesowe żelaza i stali mogą być stosowane do zastępowania węgla w obiektach opalanych węglem, jak ma to miejsce w kilku obiektach w Europie, gdzie udział węgla wynosi pomiędzy 37% i 93% (patrz Dział 5.1 dotyczący spalania węgla i Rozdział 0 o spalaniu paliw ciekłych).

Użycie oleju ciężkiego zmienia się od 0,4% do 12,1%. Po stronie niskich wartości jest on wykorzystywany jako paliwo rozruchowe (0,4-1,2%), podczas gdy po stronie wysokich wartości jest on używany jako paliwo uzupełniające dla gazów procesowych, gdzie gaz ziemny nie jest łatwo dostępny. Smoła węglowa jest używana w podobnych okolicznościach.

We wszystkich przypadkach, zastosowanie tych innych paliw może mieć wpływ na emisje zanieczyszczeń z kotłów i turbin gazowych.

7.3.1.2 Ograniczanie emisji z kotłów do powietrza

Rolą kotłów w zintegrowanych stalowniach jest zużywanie nadmiaru gazów procesowych i dostarczanie niezbędnej pary i gorącej wody do wszystkich kluczowych procesów. Niektóre stalownie mogą również generować pewną ilość elektryczności, by waloryzować gazy procesowe. Jak opisano poprzednio, jako że paliwa procesowe (gaz wielkopieczowy, koksowniczy i konwertorowy) są również wykorzystywane w innych obszarach zintegrowanych zakładów, najbardziej zintegrowane stalownie muszą nabywać dodatkowe paliwa (np. olej, węgiel, gaz ziemny). Zapotrzebowanie na te dodatkowe paliwa może zmieniać się w krótkich okresach czasu, w zależności od eksploatacyjnej dostępności instalacji zużywających w stalowniach. Wytownice pary i elektrownie mogą wykorzystywać zarówno gazy o niskiej, jak i wysokiej wartości opałowej, a w zależności od sytuacji energetycznej obiektu, elektrownia może być ustawiona do produkowania energii elektrycznej, pary do wykorzystywania w różnych sytuacjach i/lub w ciepłownictwie. Elektrociepłownia może być często wykorzystywana do spełniania zapotrzebowania na parę, gdy dedykowane kotły są włączone z ruchu celem przeprowadzenia konserwacji i może być dodatkowo wykorzystywana do kontrolowania ciśnienia w sieci pary.

Ogólna sprawność energetyczna elektrowni zintegrowanej stalowni jest ogólnie niższa, niż w komercyjnych elektrowniach, a poziomy emisji, np. SO_x i pyłu, są inne. Eksploatacja elektrowni w zintegrowanych stalowniach, które są opalane gazem wielkopieczowym/konwertorowym, i/lub koksowniczym, jest zależna od produkcji całej huty i stalowni. Porównując je z komercyjnymi, wielkimi obiektami spalania energetycznego, konieczne jest uwzględnienie zmienności w ilościach i składach paliw, ich zawartości palnej i obojętnej, dostępności na czas tych paliw z procesów produkcji żelaza i stali, oraz zmienności jakościowej i ilościowej parametrów takich, jak wartość opałowa.

Głównymi zanieczyszczeniami powietrza, emitowanymi przez kotły opalane gazami procesowymi generowanymi przez stalownie, są NO_x , CO, SO_x i pył.

NO_x

Z powodu względnie niskiej temperatury płomienia przy spalaniu gazu wielkopieczowego, tworzenie się ciepłych NO_x jest niższe niż dla innych gazów procesowych i gazu ziemnego. Ilość generowanego paliwowego NO_x zależy od związków azotowych. Jako że ilości tych związków azotowych, głównie resztkowego amoniaku, pozostających w gazie koksowniczym, mogą być duże (choć dane zebrane przez EUROFER wskazują, że jest to $< 50 \text{ mg/Nm}^3$ w próbkowaniu losowym), ilość paliwowych NO_x generowanych z tego źródła może być znaczna (patrz Tabela 2.6 dokumentu referencyjnego BAT IS BREF (2012)). Tworzenie ciepłych NO_x wynikające ze spalania i łącznego opalania gazem koksowniczym z gazem ziemnym, może również być wysokie, na skutek wysokich temperatur spalania. Najczęściej do ograniczania tworzenia ciepłych NO_x są stosowane podstawowe techniki, a w pewnych warunkach lokalnych, stosowane są techniki pomocnicze do ograniczania emisji zarówno ciepłych, jak i paliwowych NO_x .

Tlenek węgla

CO stanowi ponad 50 % gazu konwertorowego i jest również głównym palnym składnikiem gazu wielkopieczowego, podczas gdy w gazie koksowniczym jest to składnik podrzędny. W elektrowniach wykorzystujących te gazy procesowe, celem jest spalanie zupełne, dające w efekcie niskie poziomy emisji w gazach odlotowych. Jednak kotły eksploatowane w stalowniach podlegają nagłym zmianom paliw wejściowych, co może ujemnie wpływać na sprawne spalanie gazów.

SO_x

Głównym źródłem SO_x w emisjach z obiektów, wykorzystujących gazy procesowe jest utlenianie resztkowych związków siarki zawartych w gazie koksowniczym i w gazie wielkopieczowym, głównie w postaci H_2S i organicznych związków siarki. W obiektach spalających głównie te gazy nie są stosowane żadne dalsze techniki.

Relacjonowane w gromadzonych danych roczne średnie poziomy wykazują poziomy H_2S w gazie koksowniczym pomiędzy 15 mg/Nm^3 i 300 mg/Nm^3 dla roku 2010 [3, LCP TWG 2012]. Całkowite obciążenie siarką w gazie koksowniczym normalnie mieści się w przedziale od 350 mg/Nm^3 do 780 mg/Nm^3 , ale może być wyższe na skutek występowania organicznych związków siarki. W niektórych obiektach relacjonowano wyższe poziomy siarki całkowitej w gazie koksowniczym. Poziomy dla siarki całkowitej w gazie wielkopieczowym są znacznie niższe i leżą w przedziale 40 mg/Nm^3 do 110 mg/Nm^3 . [255, Eurofer 2013]

Pył

Gaz wielkopieczowy i konwertorowy są odpylane przed ich użyciem w kotłach, podczas gdy gaz koksowniczy jest obrabiany w zakładzie produktu ubocznego, dając w efekcie ograniczenie zawartości pyłu w porównaniu z gazem surowym. Ograniczana jest również zawartość prekursorów dla pyłu, takich jak siarka. Przynosi to stosunkowo niską zawartość resztkową pyłu w gazach odlotowych po spalaniu. A zatem kontrola emisji pyłu do powietrza przy wykorzystywaniu gazów procesowych z przemysłu stalowniczego jest osiągnięta głównie poprzez usuwanie cząstek stałych przed spalaniem, jak opisano w dokumencie referencyjnym BAT, IS BREF. [279, COM 2013]

7.3.1.3 Ograniczanie emisji z turbin gazowych do powietrza

Turbiny gazowe opalane gazami procesowymi nie są powszechnie stosowane w Europie, z uwagi na niską wartość opałową gazów, ograniczoną zdolność do akceptowania zmienności wartości opałowej tych gazów w czasie i słaby współczynnik regulacyjności. Gaz ziemny jest paliwem wybieranym dla turbin gazowych.

W celu poprawienia sprawności energetycznej, turbiny gazowe są często sprzęgane z kotłem odzysknicowym, gdzie gazy procesowe mogą być wykorzystywane do dostarczania dodatkowego ciepła (patrz Dział 3.2.3.2 tego dokumentu i str. 29-30 dokumentu referencyjnego BAT, IS BREF (2012)). Jako że większość zintegrowanych obiektów stalowniczych ma nadwyżki ciepła, to wewnętrzne zapotrzebowanie jest małe lub nie występuje. Jeżeli nie ma dostępnych prywatnych lub komercyjnych odbiorców, do wykorzystania odprężonego ciepła, elektrownie są eksploatowane by spalać nadwyżkowe gazy, by maksymalizować ilość energii elektrycznej.

Spośród ośmiu europejskich obiektów z turbinami gazowymi lub bloków gazowo - parowych z turbinami gazowymi, które wykorzystują gazy procesowe żelaza i stali i które przedłożyły dane do przeglądu dokumentu referencyjnego BAT Dużych obiektów energetycznego spalania, trzy spośród nich wykorzystują wyłącznie gaz ziemny w eksploatacji turbin gazowych. Jedna autonomiczna turbina gazowa pracuje na mieszance 59,4% gazu ziemnego, 29,1% gazu wielkopiecowego i 11,5% gazu koksowniczego, ale może również pracować na 100% gazie ziemnym z wstrzykiwaniem pary, stosownie do potrzeb. Trzy bloki gazowo - parowe pracują na mieszance gazu ziemnego, gazu wielkopiecowego, gazu koksowniczego i gazu konwertorowego (obiekty te mogą być również eksploatowane przy zasilaniu 100% gazem ziemnym z wstrzykiwaniem pary). Ósma elektrownia ma autonomiczną turbinę, która pracuje na wysokim poziomie szczególnie czystego gazu wielkopiecowego (96,5% na podstawie doprowadzonego ciepła). Skład gazu wielkopiecowego w tym przypadku jest wyjątkowy, jako że wysoka zawartość H_2 i CO nadają wyższą dolną wartość opałową wynoszącą 4,4 MJ/Nm³, w porównaniu z wartością średnią, wynoszącą 3,4 MJ/Nm³. Na pozostałe 3,5% składają się 2,2% gazu konwertorowego, który jest domieszkowany do gazu wielkopiecowego i 1,3% gazu ziemnego.

Te obiekty kontrolują swoje emisje pyłu i SO_x poprzez takie same techniki wstępnej obróbki paliwa, jak te stosowane w przypadku gdy gazy procesowe są spalane w kotłach, a emisje NO_x kontrolują poprzez stosowanie suchych palników o niskiej emisji NO_x wstrzykiwanie pary gdy turbina gazowa spala gaz ziemny, palniki o niskiej emisji NO_x dla części kotłowej lub selektywną redukcję katalityczną. Jedna turbina gazowa jest również wyposażona we wstępne podgrzewanie paliwa. W jednej z operacji, gdzie gazy procesowe są wykorzystywane w turbinie gazowej bloku gazowo - parowego z turbiną gazową, gaz koksowniczy jest obrabiany w celu usunięcia śladów olejów i smoły.

7.3.1.4 Oczyszczanie wody i ścieków

Zużycie wody i oczyszczanie wszystkich ścieków z oczyszczania gazów procesowych żelaza i stali jest w pełni omówione w dokumencie referencyjnym BAT, IS BREF (2012).

Wiele spośród kotłów wykorzystujących oczyszczone gazy procesowe z przemysłu żelaza i stali zlokalizowanych jest blisko lub w granicach stalowni produkujących te gazy procesowe. W tych sytuacjach, zarządzanie użytkowaniem wody i utylizacją ścieków jest normalnie obsługiwane centralnie, wspólnym układem drenażu i wyładowywania do lokalnych cieków wodnych dla całej stalowni. Przepływy wody z dużych obiektów energetycznego spalania nie są znaczące w porównaniu z całkowitymi przepływami w punktach zrzutowych obiektu i często nie są ściśle monitorowane indywidualnie. Dlatego też ogólnie nie jest możliwe odizolowanie emisji do wody z poszczególnych dużych obiektów energetycznego spalania. W tych okolicznościach zastosowanie mają zgody obiektu na usuwanie, użytkowanie i wyładowywanie i stosowane jest stosowne monitorowanie.

Występują pewne okoliczności, gdy niewielkie ilości względnie czystej wody, takiej jak kondensat, zrzucane z małych kotłów lub wypływów pomp, nie wymagają żadnego oczyszczania ścieków i mogą być wyładowywane bezpośrednio do cieku wodnego. Te zrzuty często nie podlegają przepisom ani monitorowaniu. Istnieje jednak kilka instalacji, gdzie względnie czysta woda, która jest wyładowywana bezpośrednio do rzek, jest monitorowana pod względem przepływu, temperatury i azotu amonowego (NH_3-N), a wartości progowe i graniczne są stosowane poprzez system zezwoleń. Inne obiekty, wyładowujące bezpośrednio do rzeki, mają warunki zezwolenia dotyczące objętości, temperatury, pH, azotu amoniakalnego (NH_3-N), całkowitych cząstek zawieszonych (TSS), fosforu i całkowitego węgla organicznego (TOC). W niektórych lokalizacjach wód przybrzeżnych wymagane jest wykonywanie kontroli punktowych na zawartość określonych metali.

W kilku obiektach produkcja dejonizowanej wody skutkuje przepływem ścieków, który jest obsługiwany oddzielnie lub początkowo w w instalacji oczyszczania ścieków. Może na to składać się zubożnianie i sedymentowanie jako techniki oczyszczania, po czym woda może być wyładowana do środowiska naturalnego. W tej sytuacji stosowane są oddzielne warunki zrzucania w stosunku do przepływu, temperatury, pH, całkowitej zawiesiny ogólnej i adsorbowalnych halogenków organicznych (AOX).

7.3.2 Dotychczasowe poziomy emisji i zużycia

7.3.2.1 Gazy procesowe powstałe przy produkcji żelaza i stali używane w dużych obiektach energetycznego spalania

Aby lepiej zrozumieć wartości dla sprawności i poziomów emisji z obiektów do powietrza dla obiektów wykorzystujących gazy procesowe stalowni, zasadnicze znaczenie ma by zdać sobie sprawę ze skali wykorzystania tych gazów w kategoriach objętości, w przeciwieństwie do samej tylko doprowadzonej ilości ciepła. W Tabeli 7.25 można zauważyć, że te gazy procesowe są mniej efektywnymi paliwami niż gaz ziemny, w takim zakresie, że w kategoriach ogólnych doprowadzonej ilości ciepła, 1 objętości gazu ziemnego odpowiada około 2,6 objętości gazu koksowniczego, 6,5 objętości gazu konwertorowego i 13,5 objętości gazu wielkopiecowego [3, LCP TWG 2012]. Te współczynniki są zestawione w Tabeli 7.25 poniżej dla ponad 50 europejskich obiektów.

Tabela 7.25: Objętości gazu, dodatkowe tonaże paliwa i doprowadzane ciepło na 24 godziny dla obiektów energetycznego spalania, spalających gazy procesowe żelaza i stali

Gaz/dodatki paliwo	Całkowite ilości		Doprowadzone ciepło/24h (MW.)
Gaz wielkopiecowy	139 763 766	Nm ³ /24h	136 880
Gaz konwertorowy	2 379 432	Nm ³ /24h	5 125
Gaz koksowniczy	9 492 597	Nm ³ /24h	45 391
Gaz koksowniczy + wielkopiecowy	3 108 945	Nm ³ /24h	2 384
Gaz wielkopiecowy + konwertorowy	23 607 329	Nm ³ /24h	24 464
Gaz ziemny	4 505 974	Nm ³ /24h	45 983
Lekka nieprzerobiona ropa naftowa	890	t/24h	1 027
Ciężki olej opałowy	146	t/24h	1 778
Smoła koksownicza	39	t/24h	402
Węgiel	30	t/24h	275
Źródło: [3, Duże obiekty energetycznego spalania, TWG 2012.]			

Dane w Tabeli 7.25 pokazują ważność gazu wielkopiecowego, zarówno w kategoriach doprowadzanego ciepła, jak i stosowanych objętości. Objętości gazu koksowniczego, które są wykorzystywane, są znacznie niższe, ale wyższa wartość opałowa uzupełnia gaz wielkopiecowy, toteż oba gazy są często wykorzystywane zmieszane razem w różnych proporcjach, jak na przykład mieszanka gazu koksowniczego i gazu wielkopiecowego pokazana w Tabeli 7.25. W kategoriach objętości, ilość używanego gazu konwertorowego odzwierciedla właściwości procesu konwertorowego, oczyszczanie i magazynowanie/buforowanie wytwarzanego wsadowo gazu procesowego w wystarczających, korzystnych ilościach.

Wykorzystanie smoły jako paliwa pomocniczego w 2010 r. odzwierciedla jej dostępność w lokalizacji użytkownika, ale ta praktyka nie jest dalej kontynuowana. Komercyjne paliwa pomocnicze, takie jak gaz ziemny, węgiel, olej opałowy, dodają dalsze koszty do produkcji pary i energii elektrycznej i są stosowane uważnie przez producentów stali, by utrzymywać moce wyjściowe i/lub stabilizację płomienia, ale ogólni nie utrzymują obiektu pod pełnym obciążeniem.

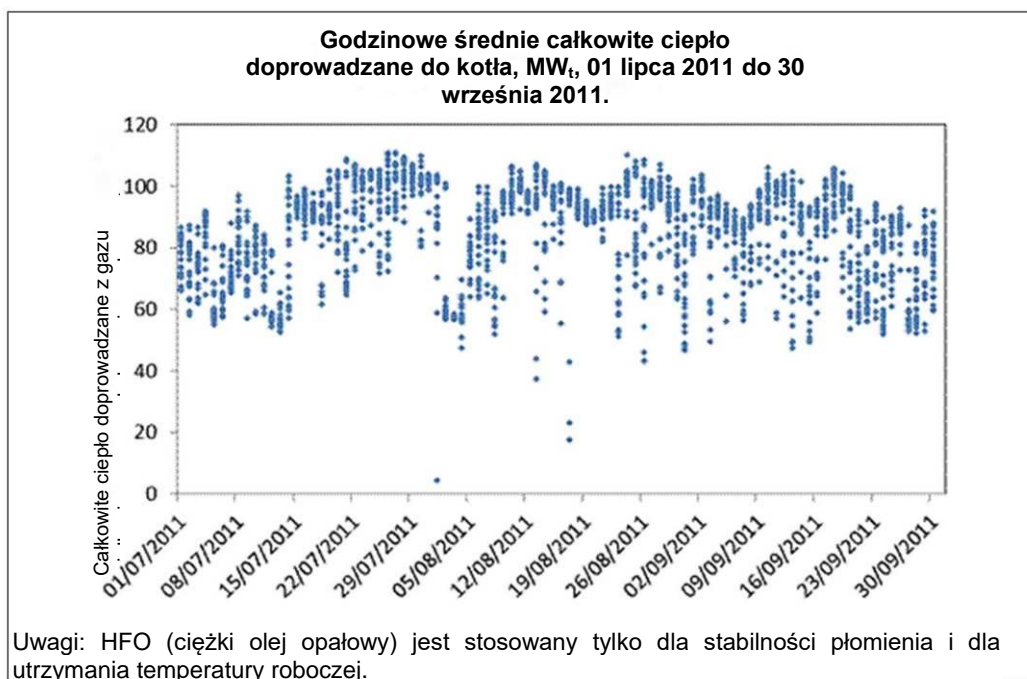
7.3.2.2 Efektywność energetyczna obiektów energetycznego spalania opalanych gazami procesowymi powstałymi przy produkcji żelaza i stali

Sprawność energetyczna zintegrowanego ze stalownią obiektu energetycznego spalania spalającego gazy procesowe jest niższa, niż sprawność energetyczna komercyjnej elektrowni. Eksploatacja takich obiektów jest zależna od produkcji całych zakładów i jest wykonywana w taki sposób, aby unikać spalania tych gazów w pochodni, co spowodowałoby marnowanie zawartości energetycznej i bezwartościowe uwalnianie emisji do powietrza. Wykorzystanie gazów procesowych w generowaniu pary i energii elektrycznej reprezentuje wielkie usprawnienie w porównaniu do spalania w pochodni, w kategoriach ogólnej sprawności. W istniejących kotłach i turbinach gazowych, poprawa sprawności obiektów w przetwarzaniu gazów na użyteczną parę, gorącą wodę lub elektryczność są efektem ulepszeń w technologii. Zastosowanie tych nowych technologii jest zależne od konfiguracji obiektu i analizy typu koszty - korzyści.

Komercyjne instalacje dużych obiektów energetycznego spalania są ogólnie optymalizowane pod kątem energii wyjściowej, podczas gdy te w zintegrowanych stalowniach lub z nimi skojarzone, są eksploatowane by wykorzystywać udostępniane gazy procesowe i muszą dostosowywać się do zmienności w ilościach i składach paliw, często z bardzo krótkim wyprzedzeniem (mniejszym niż minuta). Produkcja gazów procesowych z koksowni i z wielkiego pieca jest ciągła, a nagłe przerwy dostaw na skutek problemów w tych instalacjach są ogólnie rzadkie; zmienność objętości dostaw pochodzi głównie ze zmienności zapotrzebowania na gazy procesowe ze strony użytkowników o wyższym priorytecie w stalowni. Jest to szczególnie ważne dla gazu koksowniczego, z uwagi na wielkie objętości i wysoką wartość opałową.

Pomimo stosowania technik takich, jak różne palniki dla każdego gazu, projektu instalacji pozwalającego na dostosowywanie do różnych gazów o zmieniających się wartościach opałowych, a w wielu przypadkach, rozległych systemów sterowania, ciągłe zmiany gazów procesowych mogą nadal powodować mniejszą od optymalnej sprawność kotła. Sprawność kotłów wykorzystujących gazy procesowe żelaza i stali jest dalej ograniczana potrzebą utrzymania temperatur gazów odlotowych z nadmiarem ponad ich temperaturą rosy.

Niektóre z tych aspektów eksploatacji obiektu są pokazane na rys. 7.34, gdzie godzinowe średnie ciepło doprowadzane jest wykreślone na trzymiesięcznym okresie dla kotła o mocy 108 MW, przeznaczonego do wykorzystywania głównie gazu wielkopieczowego z dodatkiem gazu koksowniczego dla wspomaganie ogólnej dolnej wartości opałowej, plus ciężkiego oleju opałowego (HFO) do stabilizowania płomienia lub ochrony instalacji.



Rysunek 7.34: Średnie godzinowe dane dla ciepła doprowadzanego do kotła z wykorzystaniem gazu wielkopieczowego, koksowniczego i konwertorowego w okresie trzech miesięcy

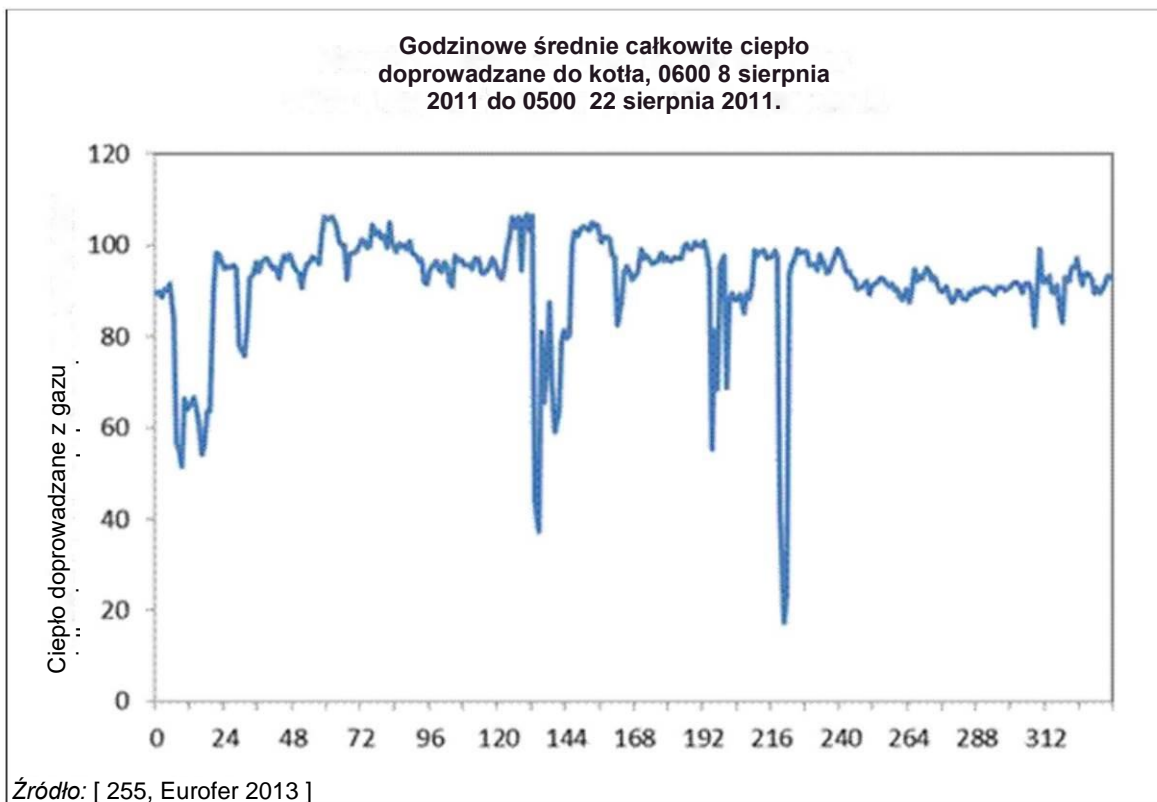
Większość obiektów pracujących na gazach procesowych hut i stalowni nie pracuje ściśle blisko ich całkowitego znamionowego ciepła doprowadzanego, znaczącego współczynnika oddziałującego na całkowitą sprawność.

Rys. 7.35 pokazuje, jak może zmieniać się gaz wielkopiecowy i koksowniczy z godziny na godzinę w obrębie okresu dwóch tygodni.



Rysunek 7.35: Godzinowe średnie ciepło doprowadzane do kotła z gazu wielkopiecowego i koksowniczego w okresie dwóch tygodni.

Pomimo dużych zmienności w dostępności gazów procesowych, ogólne ciepło doprowadzane do kotła (Rys. 7.36) jest utrzymywane na poziomie około 90 MW_t, gdy wielki piec jest eksploatowany w stabilny sposób. Dla 61 europejskich obiektów, które dostarczyły dane do przeglądu dokumentu referencyjnego BAT, Duże obiekty energetycznego spalania, zostało obliczone roczne oszacowanie całkowitego ciepła doprowadzanego. Analiza ta wykazała, że średnio obiekty mają równoważny współczynnik pełnego obciążenia 73,7% o zakresie pomiędzy 97,5% i 46,7%.



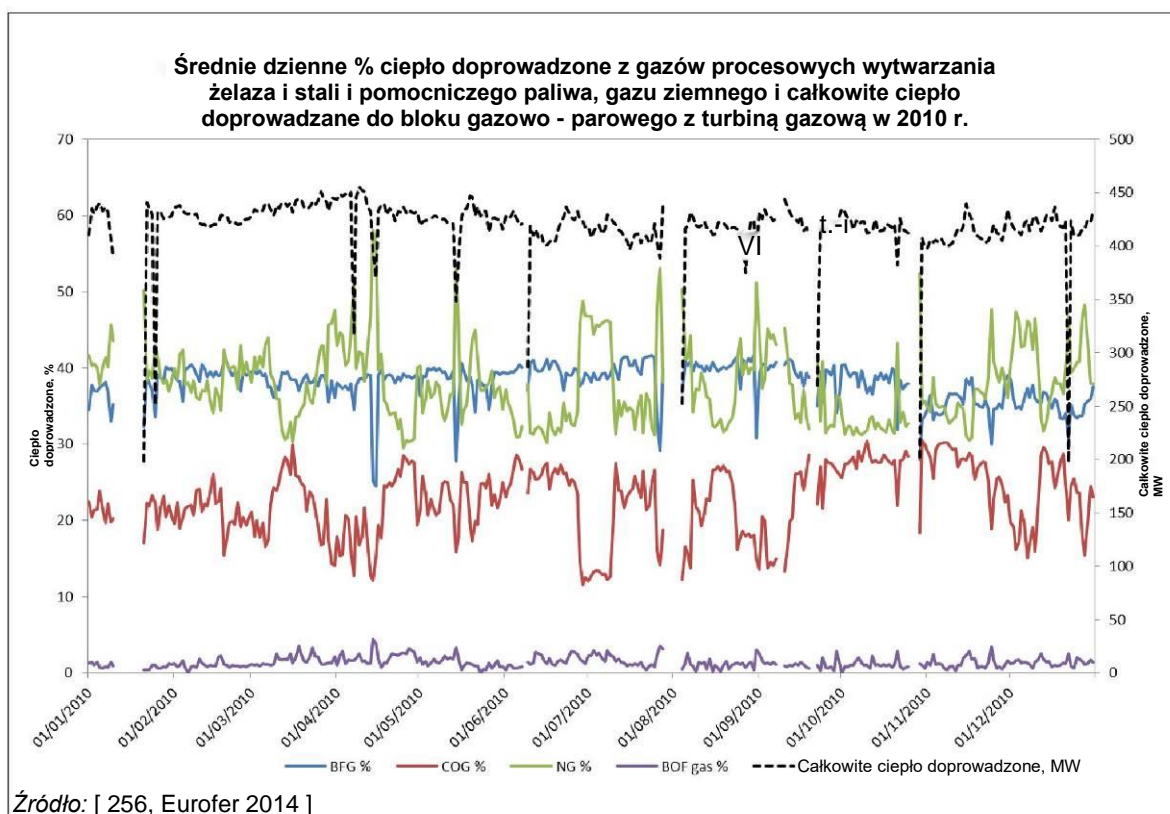
Rysunek 7.36: Godzinowe średnie ciepło doprowadzane do kotła z gazu wielkopiecowego, koksowniczego i konwertorowego w okresie dwóch tygodni.

Obiekty wyposażone w systemy DeNO_x lub inne zainstalowane systemy obróbki gazów odlotowych mają niższą sprawność energetyczną netto, z uwagi na zużycie energii przez te systemy końcowej obróbki (patrz Dział 2.7.10.1).

Dane zebrane przez [3, LCP TWG 2012] że średnie eksploatacyjne całkowite wykorzystanie paliwa netto wnosi 52,1%, z wartością mediany 46,0%, pomiędzy maksimum 83,6% i minimum 28,0%. Eksploatacyjne całkowite wykorzystanie paliwa netto jest silnie zależne od dostępności i typu gazów procesowych, która zależy od eksploatacji stalowni.

Bardziej ograniczone dane dla bloków gazowo - parowych z turbiną gazową wskazują, że te obiekty są eksploatowane inaczej niż kotły. Średnie eksploatacyjne wykorzystanie paliwa netto wynosi 52,6%, z wartością mediany 51,5%, pomiędzy maksimum 82,2% (głównie moc cieplna) i minimum 40,5% (całość moc elektryczna).

Średnie dane dzienne dla jednego bloku gazowo - parowego z turbiną gazową ilustrują różne podejście do operacji w porównaniu do kotłów. Rys. 7.37 przedstawia dzienne średnie całkowite ciepło doprowadzone do bloku gazowo - parowego z turbiną gazową, zestawione z przyczynków od gazu wielkopiecowego, koksowniczego i konwertorowego, razem z gazem ziemnym jako paliwem pomocniczym. W tym przypadku całkowite ciepło doprowadzone pochodzące od gazu koksowniczego i gazu ziemnego jest utrzymywane na względnie stałej wartości około 60% całkowitego ciepła doprowadzonego, tj. zwiększany jest udział gazu ziemnego by kompensować stratę w gazie koksowniczym, a ograniczany jest, gdy dostępność gazu koksowniczego rośnie.

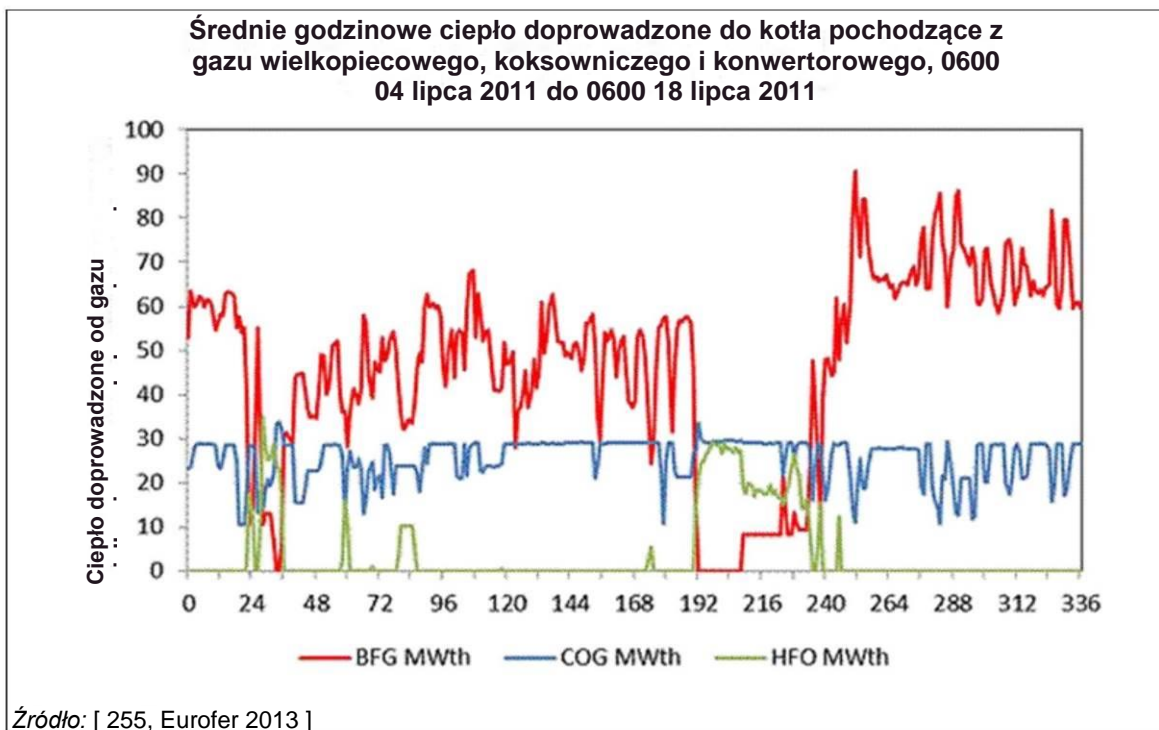


Rysunek 7.37: Średnie dzienne ciepła doprowadzane z gazu wielkopiecowego, koksowniczego i konwertorowego plus paliwa pomocniczego gazu ziemnego do bloku gazowo - parowego z turbiną gazową w 2010 r.

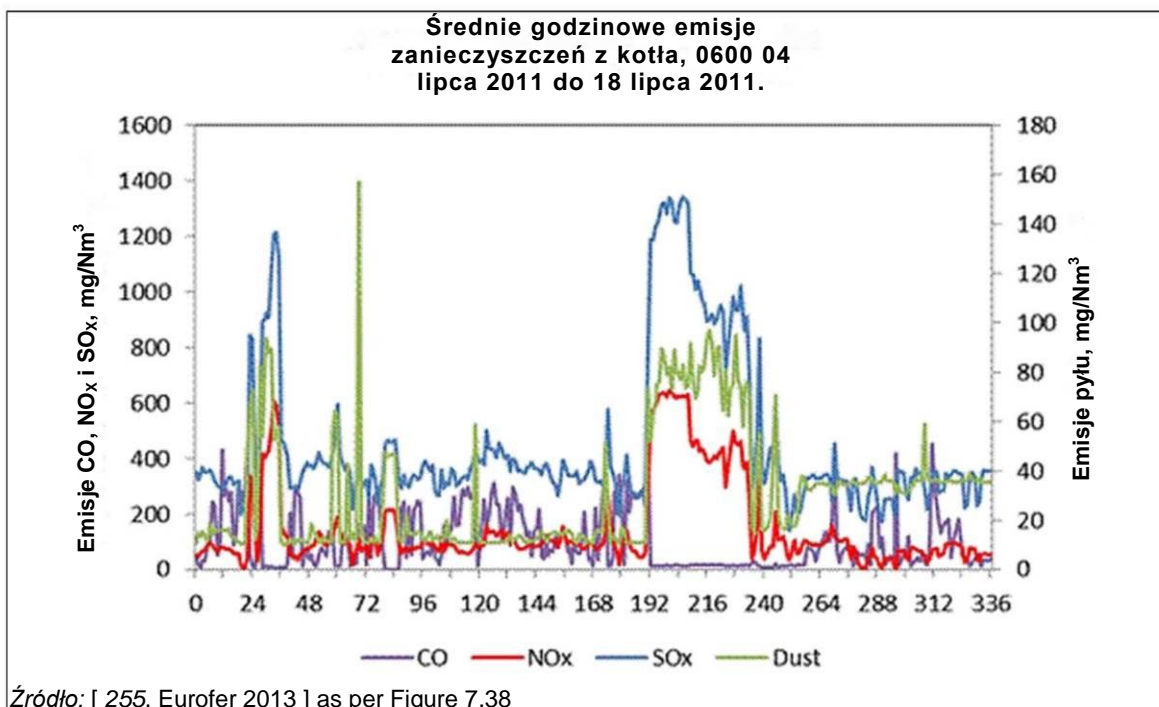
7.3.2.3 Emisje do powietrza

Bardzo szeroki zakres różnych kombinacji gazów procesowych, jakie mogą być stosowane, wpływa na emisje SO_x , NO_x i cząstek zawieszonych przez zintegrowane urządzenia kotłowe/elektrownię stalowni.

By zilustrować skutki, jakie różne gazy procesowe mają na emisje, przedstawiono szczegółowe wykresy ciepła doprowadzanego z gazu wielkopiecowego, koksowniczego i konwertorowego jako paliwa pomocniczego dla kotła przeznaczonego do eksploatacji z wysokim udziałem gazu wielkopiecowego, i oddziaływanie na emisje, na rys. 7.38 i odpowiednio na rys. 7.39. W porównaniu do przepływów gazów procesowych rozważanych wcześniej, ciepło doprowadzone z gazu koksowniczego jest zauważalnie stabilne, ale ciepło doprowadzone z gazu wielkopiecowego wykazuje wysoki stopień zmienności. Ciężki olej opałowy jest wykorzystywany, gdy wkład od gazu wielkopiecowego jest bardzo niski lub niedostępny, a także gdy połączone ciepło doprowadzone od gazu wielkopiecowego i koksowniczego jest niewystarczające do utrzymania minimalnego ciepła doprowadzonego.

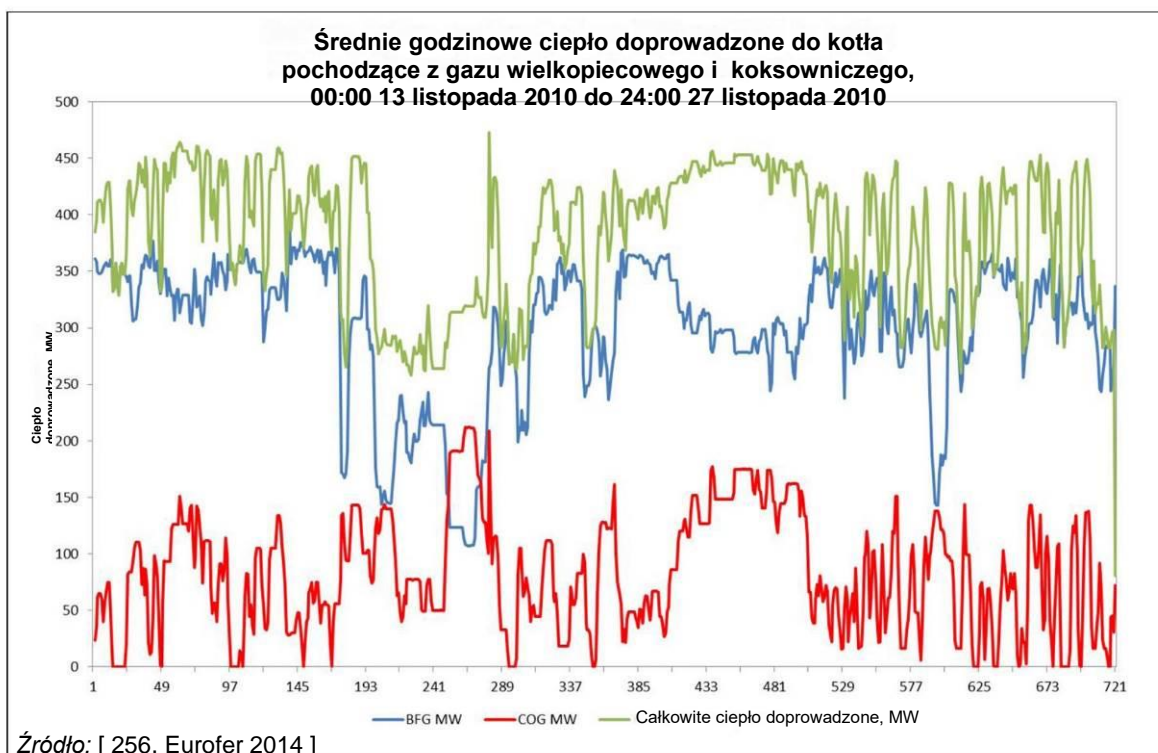


Rysunek 7.38: Godzinowe średnie ciepło doprowadzane do kotła z gazu wielkopieczowego, koksowniczego i konwertorowego w okresie dwóch tygodni.

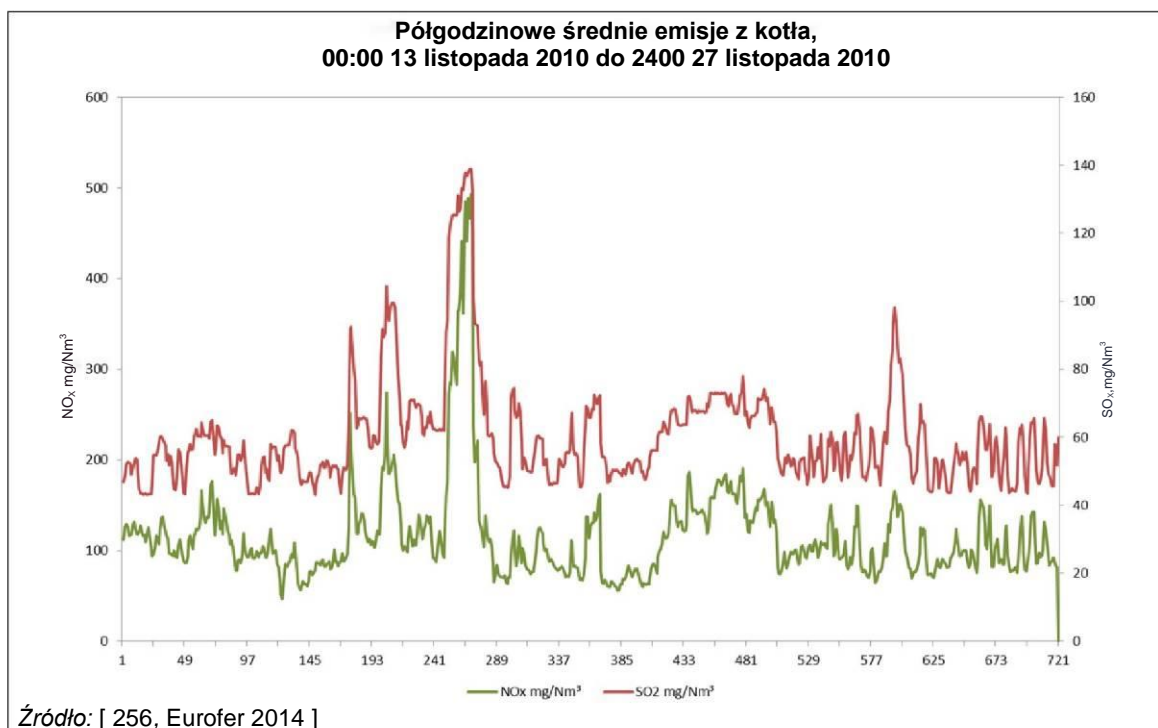


Rysunek 7.39: Średnie godzinowe emisje pyłu, NO_x, SO_x i CO (referencyjnie 3 % O₂) z kotła opalanego gazem wielkopieczowym i koksowniczym, z dodatkiem gazu konwertorowego stosownie do wymagań w okresie dwóch tygodni

Inny przykład jest podany na rys. 7.40 i rys. 7.41 gdzie dla 25-dniowego przedstawionego okresu, kocioł doświadcza znacznych, niezależnych zmian zarówno gazu koksowniczego, jak i wielkopieczowego, powodujących znaczną zmienność całkowitego ciepła doprowadzanego do kotła. Wielkości te ilustrują zależność pomiędzy względnymi proporcjami spalanych gazów procesowych i poziomem emisji NO_x i SO_x, które mogą być generowane przez kocioł.



Rysunek 7.40: Półgodzinowe średnie ciepło doprowadzone do kotła pochodzące od gazu wielkopiecowego i koksowniczego i całkowite ciepło doprowadzone w okresie 25 dni w listopadzie 2010 r.

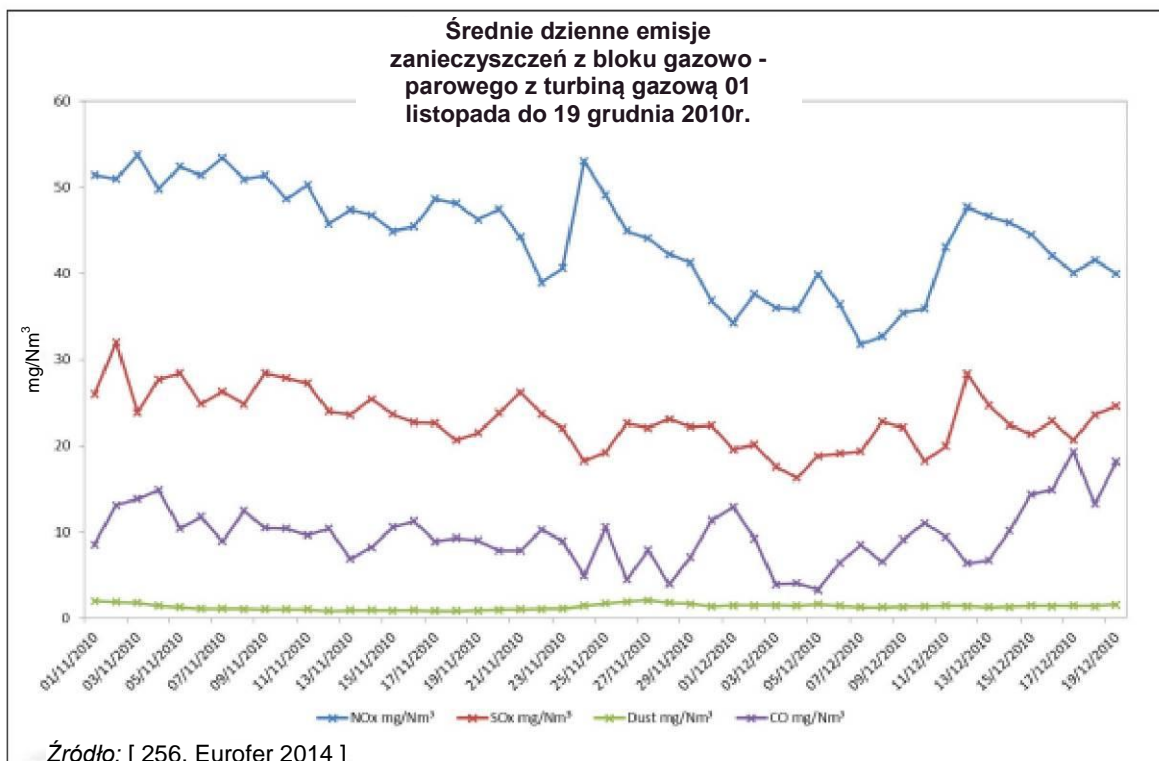


Rysunek 7.41: Półgodzinowe średnie emisje NO_x i SO₂ (referencyjnie 3 % O₂) z kotła opalanego gazem wielkopiecowym i koksowniczym, w okresie 25 dni w listopadzie 2010, wg rys. 7.40.

Przykład zależności pomiędzy spalanymi gazami procesowymi żelaza i stali i wynikowymi poziomami NO_x, CO, pyłu i SO_x generowanymi przez blok gazowo - parowy z turbiną gazową podano na rys. 7.42 i rys. 7.43. W tym przypadku korelacja jest mniej wyraźna, jako że zmienności gazów wejściowych doświadczane przez blok gazowo - parowy z turbiną gazową są bardziej ograniczone przez wymagania co do jakości paliwa dla turbin gazowych.



Rysunek 7.42: Średnie dzienne ciepło doprowadzone gazów procesowych żelaza i stali z gazem ziemnym i całkowite ciepło doprowadzone do bloku gazowo - parowego z turbiną gazową w okresie 50 dni



Rysunek 7.43: Średnie dzienne emisje zanieczyszczeń z bloku gazowo - parowego z turbiną gazową w okresie 50 dni, według rys. 7.42.

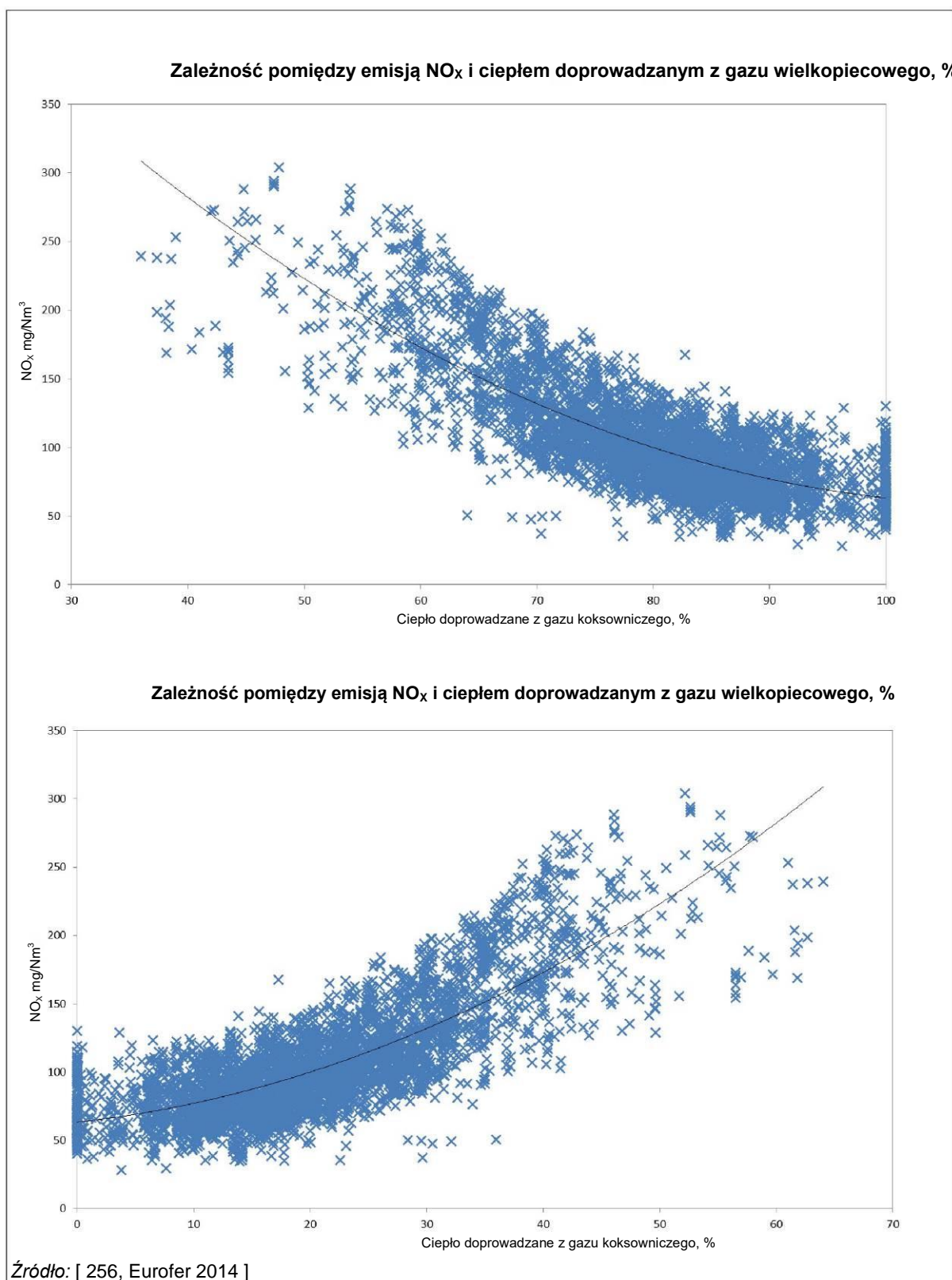
NO_x

Emisje NO_x są ogólnie monitorowane w sposób ciągły. W przypadku kotłów, 10 obiektów o najwyższej emisji NO_x ma średnie roczne emisje z przedziału od 130 mg/Nm³ do 294 mg/Nm³ (przy 3 % O₂) i wykorzystuje zauważalnie więcej paliwa pomocniczego (gaz ziemny, olej, węgiel) w roku, niż te, które emitują mniej.

Obiekty wykazujące najmniejsze emisje NOX mają średnie roczne emisje w przedziale od 20 mg/Nm³ do 49 mg/Nm³ (przy 3 % O₂) i charakteryzują się wysokimi poziomami wykorzystania gazu wielkopieczowego, średni 82,7% gazu wielkopieczowego na podstawie ciepła doprowadzonego. Najwyższą emisją godzinową jest 1174 mg/Nm³ (przy 3 % O₂).

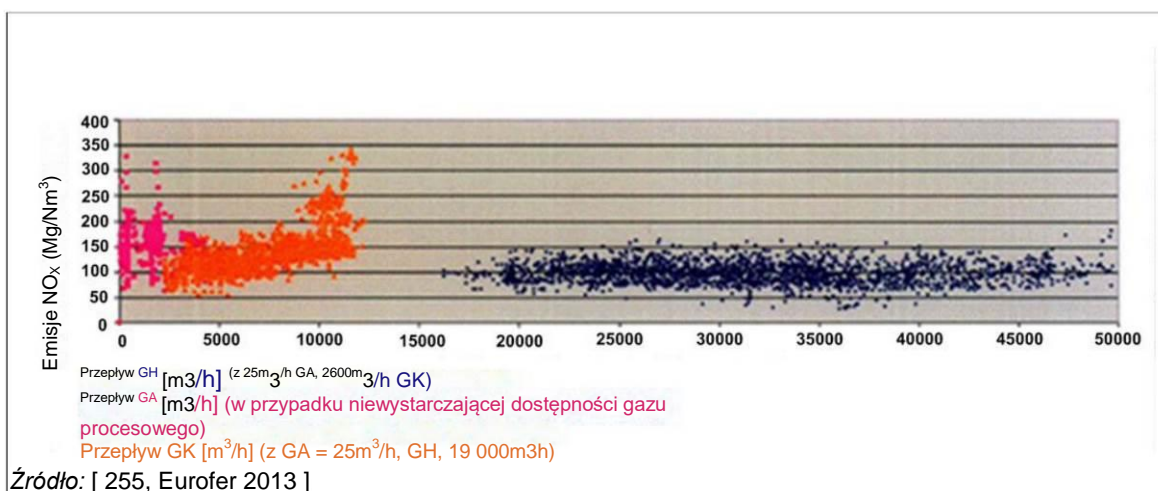
Obiekty eksploatowane z systemami selektywnej redukcji katalitycznej DeNOX mają średnie roczne emisje NOX w przedziale od 30 mg/Nm³ do 84 mg/Nm³ (przy 3 % O₂) i maksymalny poziom emisji 566 mg/Nm³ (przy 3 % O₂) na podstawie półgodzinowej średniej.

Zależność pomiędzy generowaniem NOX i względnymi ciepłami doprowadzonymi ze spalanego gazu wielkopieczowego i koksowniczego można zaobserwować na przykładzie podanym na rys. 7.44. Rysunek ten przedstawia wzrost emisji NOX gdy maleje dostępność gazu wielkopieczowego, co jest odzwierciedlone przez zwiększony udział procentowy wkładu gazu koksowniczego. Dalsze informacje o typowych poziomach emisji NOX ze spalania gazu koksowniczego bez żadnej techniki podstawowej, podano w Dziale 2.2.1.2.1.4 dokumentu referencyjnego BAT Żelazo i Stal.



Rysunek 7.44: Zależność pomiędzy emisjami NO_x i względnymi ciepłami doprowadzanymi do kotła z gazu wielkopiecowego i koksowniczego, z zastosowaniem danych średnich godzinowych w okresie trzymiesięcznym

Emisje NO_x z innego kotła pokazano na rys. 7.45, gdzie zmienności emisji NO_x są pokazane gdy kocioł jest eksploatowany na mieszankach gazowych o zmiennych proporcjach mieszanki podstawowej.



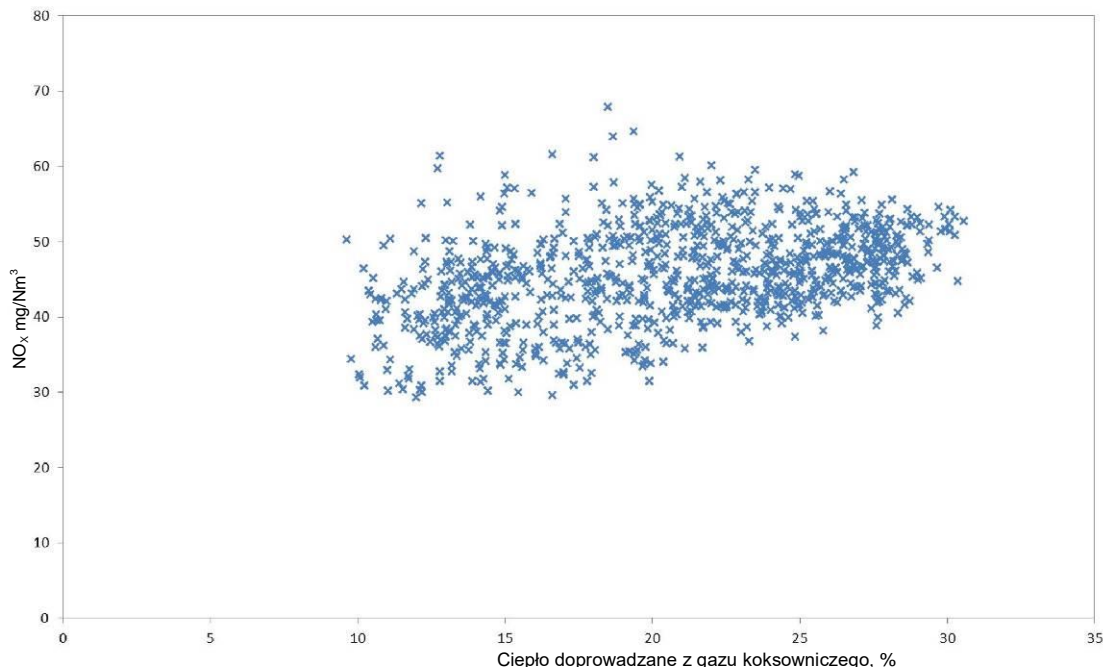
Rysunek 7.45: Emisje NO_x (mg/Nm³) w zależności od przepływów gazu (m³/h) dla kotła wykorzystującego trzy różne mieszanki gazu podstawowego

Na rys. 7.45, dane oznaczone różowymi punktami b przedstawiają sytuację, w której z powodu licznych przyczyn eksploatacyjnych w stalowni, gaz procesowy nie jest dostępny, a do utrzymania produkcji pary wykorzystywany jest gaz ziemny. Pomarańczowe punkty wskazują sytuację, w której mieszanka podstawowa zawiera 25 Nm³/h NG i 20 000 Nm³/h gazu wielkopiecowego i dużą ilość gazu koksowniczego (większą niż „standardowa ilość” wskazana niebieskimi punktami), co jest wersją zasadniczą. Niebieskie punkty wskazują sytuację, gdy podstawowa mieszanka zawiera minimalną ilość gazu ziemnego plus 2 500 Nm³/h gazu koksowniczego, a kocioł spala głównie gaz wielkopiecowy.

Kocioł ten został zaprojektowany do wykorzystywania głównie gazu wielkopiecowego, a w tej sytuacji (niebieskie punkty) emisja NO_x zawiera się w paśmie około 100 mg/Nm³. Palniki zostały zaprojektowane tak, by pracować najlepiej na tej mieszance gazowej, ale są one również w stanie spalać inne mieszanki gazów, stosownie do potrzeb. Prowadzi to do kompromisowej budowy, gdzie na emisje NO_x oddziałuje większe zużycie gazów o większej wartości opałowej, koksowniczego i ziemnego. Zwłaszcza zauważalny jest wzrost emisji NO_x ze wzrostem zużycia gazu koksowniczego (punkty pomarańczowe). Przy używaniu zarówno gazu koksowniczego, jak i ziemnego, wzrost temperatury płomienia tłumaczy wzrost emisji NO_x. W przypadku gazu koksowniczego duży udział procentowy wodoru jest główną przyczyną podwyższonych poziomów NO_x.

Dla ośmiu turbin gazowych, dla których przekazywano dane do przeglądu dokumentu referencyjnego BAT dużych obiektów energetycznego spalania, roczne średnie emisje NO_x zmieniają się w przedziale od 22 mg/Nm³ do 98 mg/Nm³ (przy 15 % O₂). Dwie spośród tych turbin gazowych są wyposażone w selektywną redukcję katalityczną i zgłaszane są dla nich emisje NO_x pomiędzy 22 mg/Nm³ i 55 mg/Nm³ (przy 15 % O₂). Ogólnie turbiny gazowe są eksploatowane na wyższych poziomach użycia gazu ziemnego (średni 44,9% na podstawie ciepła doprowadzanego), niż kotły (7,9% na podstawie ciepła doprowadzanego). Maksymalny poziom emisji NO_x na podstawie średnich godzinowych sięga nawet 277 mg/Nm³ (przy 15 % O₂). Turbiny gazowe wyposażone w system selektywnej redukcji katalitycznej mają poziom emisji NO_x 59 mg/Nm³ (przy 15 % O₂). Rys. 7.46 przedstawia dane dobowe, połączone dla trzech bloków gazowo - parowych z turbinami gazowymi, by zilustrować wpływ gazu koksowniczego na generowanie NO_x. W tym przypadku zmienności w mieszance gazowej są mniej uwydatnione, a tam, gdzie stosowana jest znaczna ilość gazu ziemnego do utrzymania ciepła doprowadzanego, korelacja z emisjami NO_x jest niejasna.

Dobowe emisje NO_x z bloków gazowo - parowych z turbiną gazową w zależności od ciepła doprowadzanego z gazu koksowniczego, %



Źródło: [256, Eurofer 2014]

Rysunek 7.46: Emisje NO_x i względne ciepło doprowadzane dla połączenia trzech bloków gazowo - parowych z turbiną gazową, spalających gaz koksowniczy, z wykorzystaniem dobowych danych średnich dla 2010 r.

CO

Kotły dzielą się na dwie grupy: te, które podlegały rozległym modernizacjom lub znacznym zmianom konstrukcji palnika po roku 2000 i te, które takim modernizacjom nie podlegały. Rozdzielenie tych dwóch grup pod względem rocznej średniej emisji CO może być zidentyfikowane na poziomie 65 mg/Nm³ (przy 3 % O₂). Średni poziom emisji CO z obiektów emitujących poniżej tego poziomu emisji wynosi 10,7 mg/Nm³, a dla tych powyżej, 170 mg/Nm³. Wartość mediany dla wszystkich danych wynosi 16,5 mg/Nm³. Na podstawie średnich godzinowych lub półgodzinowych, dwa obiekty wspólnie spalające niegazowe paliwa pomocnicze, mają maksymalną wartość emisji CO około 1500 mg/Nm³ (przy 3% O₂). Z wyłączeniem tych obiektów, maksimum lokuje się na 500 mg/Nm³ (przy 3 % O₂) na podstawie godzinowych lub półgodzinowych średnich. Obiekty, które były ostatnio modernizowane, mają maksymalne poziomy emisji sięgające 300 mg/Nm³ (przy 3 % O₂).

Dla turbin gazowych, roczne średnie poziomy emisji CO zmieniają się w przedziale od 0,59 mg/Nm³ do 20 mg/Nm³ (przy 15 % O₂), przy wartości maksymalnej 376 mg/Nm³ (przy 15 % O₂) na podstawie godzinowej lub półgodzinowej.

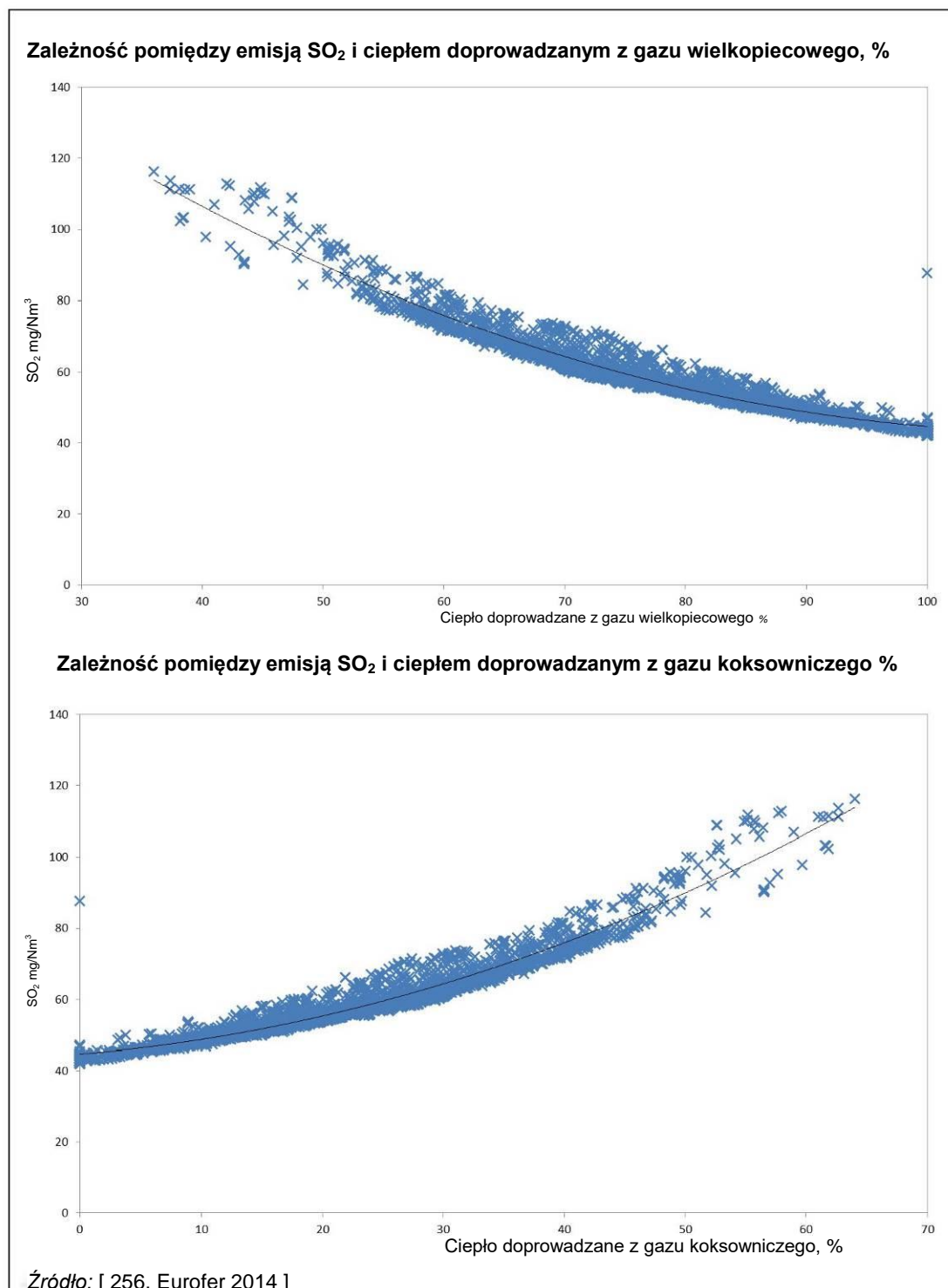
Wydaje się, że nie występuje korelacja pomiędzy poziomami generowania CO i typami stosowanego paliwa. Wyższe emisje CO mogą wynikać z wyższych niż normalnie ciśnień na zasilaniu gazem procesowym, powodujące przebijanie się gazu procesowego o wyższej zawartości CO do układu palnika i dalsze przemieszczanie się go w ten sposób z gazami odlotowymi.

SO_x

Podczas gdy poziom H₂S, który może być zawarty w gazie koksowniczym jest kontrolowany za pomocą technik opisanych w dokumencie referencyjnym BAT Żelazo i stal (IS) (2012), całkowity poziom S w gazie wielkopiecowym jest niski (patrz rys. 7.21) i ogólnie występuje tylko na bardzo niskich poziomach w gazie konwertorowym. Instalacje odsiarczania na piecach koksowniczych wymagają regularnej konserwacji, w trakcie której poziom S w gazie koksowniczym może być większy niż wtedy, gdy piece koksownicze pracują. Dodatkowo problemy na instalacji odsiarczania mogą powodować zakłócenia w emisji SO_x. Te sytuacje są rozpoznawane jako inne niż normalne warunki eksploatacji.

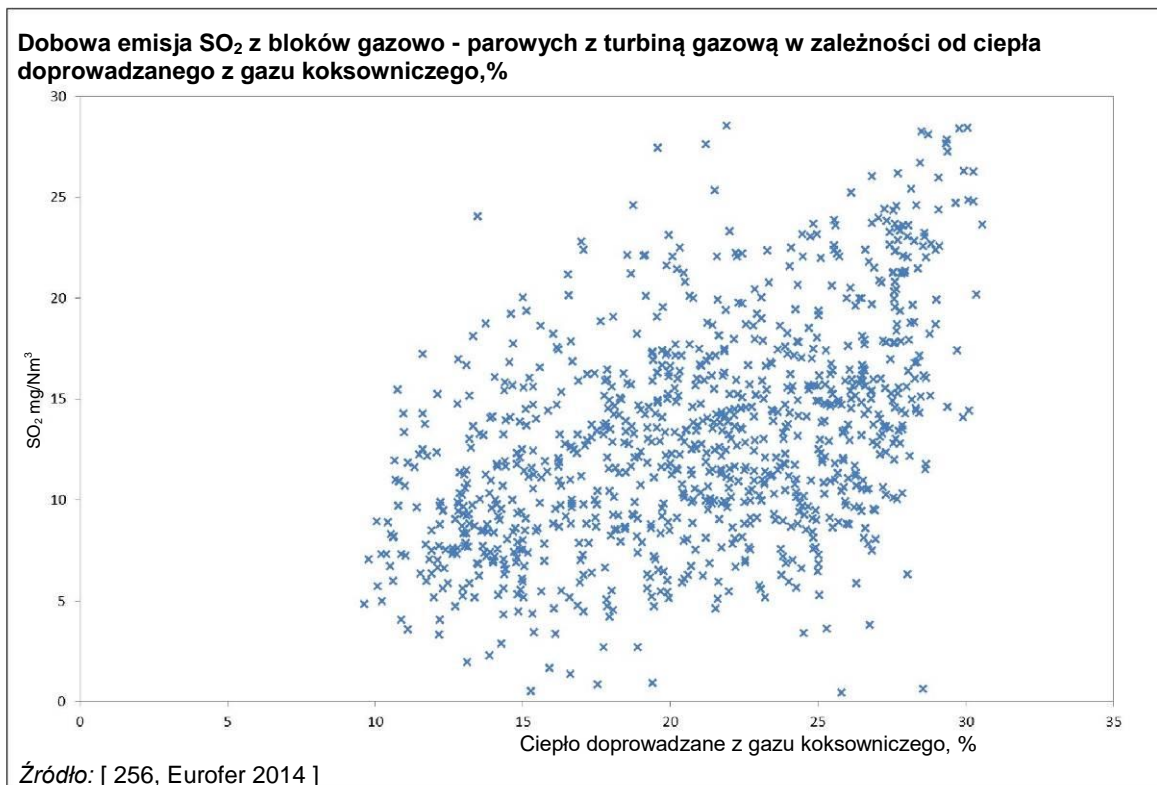
W bardzo ogólnych kategoriach, wyższe emisje SOX są skojarzone z obiektami, które pracują z wykorzystaniem paliw pomocniczych, takich jak węgiel, olej napędowy i/lub ciężki olej opałowy.

Zależność pomiędzy emisjami SO₂ i względnymi ciepłami doprowadzonymi ze spalanego gazu wielkopieczowego i koksowniczego można zaobserwować na przykładzie podanym na rys. 7.47. Rysunek ten przedstawia wzrost emisji SO₂ gdy maleje dostępność gazu wielkopieczowego, co jest odzwierciedlone przez zwiększony udział procentowy wkładu gazu koksowniczego.



Rysunek 7.47: Zależność pomiędzy emisjami SO₂ i względnymi ciepłami doprowadzonymi do kotła z gazu wielkopieczowego i koksowniczego, z zastosowaniem danych średnich godzinowych w okresie trzymiesięcznym

Rys. 7.48 przedstawia dane dobowe, połączone dla trzech bloków gazowo - parowych z turbinami gazowymi, by zilustrować wpływ gazu koksowniczego na generowanie SO_2 . W tym przypadku wyraźna korelacja pomiędzy ciepłem doprowadzanym z gazu koksowniczego i emisjami SO_2 nie jest obserwowana.



Rysunek 7.48: Zależność pomiędzy emisjami SO_2 i ciepłami doprowadzonymi do 3 bloków gazowo - parowych z turbinami gazowymi, z wykorzystaniem danych średnich dobowych dla 2010 r.

Pył

Poziomy pył zawarty w gazach procesowych żelaza i stali, wykorzystywanych w procesach spalania są kontrolowane tak, by nie przekraczały 10 mg/Nm^3 dla gazu wielkopieczowego i konwertorowego ($< 50 \text{ mg/Nm}^3$ w dokumencie referencyjnym BAT Żelazo i stal (2012)), a techniki stosowane do odzyskiwania wartościowych produktów w surowym gazie koksowniczym ogólnie zapewniają poziomy pyłu w gazie koksowniczym niższe niż 10 mg/Nm^3 . Emisje pyłu z kotłów spalających gazy procesowe żelaza i stali są w znacznej mierze definiowane poprzez te techniki. Należy jednak zauważyć, że zmienności w emisjach pyłu mogą odzwierciedlać problemy występujące w procesach produkcyjnych gazów procesowych, np. problem z wielkim piecem.

7.3.3 Techniki do rozważenia przy ustalaniu BAT dla spalania gazów procesowych powstałych przy produkcji żelaza i stali

W tym dziale opisano techniki (lub ich połączenia) i skojarzone monitorowanie, uznawane za mające potencjał osiągnięcia wysokiego poziomu ochrony środowiska w działalności objętej zakresem tego dokumentu. Opisane techniki obejmują zarówno stosowaną technologię, jak i sposób w jaki instalacje są projektowane, budowane, konserwowane, eksploatowane i wyłączane z ruchu.

Obejmuje on techniki zintegrowane w procesie, jak i techniki na wyjściu z instalacji. Zapobieganie powstawaniu odpadów i gospodarowanie nimi, w tym procedury minimalizowania i recyklingu odpadów, są również uwzględnione. Ponadto omówiono techniki ograniczania zużycia surowców, wody i energii.

Aneks III do dyrektywy emisji przemysłowych wymienia pewną liczbę kryteriów dla określania BAT, a informacje podane w tym rozdziale podejmują te zagadnienia. Na tyle, na ile to możliwe, standardowa struktura Tabeli 3.4 wykorzystywana jest do nakreślenia informacji o każdej technice, by umożliwić porównanie technik i ocenę względem definicji BAT podanej w dyrektywie emisji przemysłowych.

Ten dział niekoniecznie podaje wyczerpującą listę technik, które mogą być zastosowane w tym sektorze. Mogą istnieć lub mogą być opracowane inne techniki, które mogą być wzięte pod uwagę przy określaniu BAT dla poszczególnych instalacji.

W tym dziale techniki do rozważenia opisuje się w pełni, gdy są one właściwe dla rozważanego, spalane paliwa lub stosowanego procesu spalania (spalanie gazów procesowych żelaza i stali). W istocie, dla większości tych technik, ogólne opisy zostały już przedstawione w Rozdziale 3. Dlatego też, by uniknąć powtarzania, dla tych ogólnych technik opisanych już w Rozdziale 3, przedstawia się tutaj w tabelach syntetycznych jedynie dodatkowe informacje, które są właściwe dla spalania gazów procesowych żelaza i stali.

Bilans energetyczny zintegrowanej huty żelaza i stalowni jest złożony i to, wraz niepowtarzalnie różniącymi się rozplanowaniami obiektu, powoduje że każde zakłady mają swoje własne systemy optymalizowania zużycia energii, a stąd też i rozprowadzania gazu pomiędzy obiektami odbiorczymi. Celem jest maksymalizacja produktywnego wykorzystania gazów procesowych żelaza i stali, minimalizacja wykorzystania paliw pomocniczych i optymalizacja właściwego zużycia energii w obrębie nieodłącznych ograniczeń systemu. Aby osiągnąć ten cel, wprowadzany jest odpowiedni system do jednoczesnego ujęcia możliwości technicznych, kwestii ekonomiki i organizacyjnych.

Kotły spalające gazy procesowe żelaza i stali, które wykorzystano do zilustrowania charakterystyki technik do uwzględnienia w określaniu BAT, mają wielkości pomiędzy 50 MW_t i 1220 MW_t i były włączone do eksploatacji w większości pomiędzy rokiem 1953 i 1992, przy czym cztery dalsze włączono do ruchu pomiędzy 2002 a 2010 r. Są one eksploatowane ogólnie pomiędzy 4500 h/rok, a 8760 h/rok (dwoma wyjątkami są obiekt 009 i obiekt 630-1, które odpowiednio pracowały przez 1000 godzin i 3850 godzin w roku referencyjnym), z równoważnym współczynnikiem pełnego obciążenia pomiędzy 42% a 99%.

Bloki gazowo - parowe z turbinami gazowymi, wykorzystane do zilustrowania charakterystyki technik do rozważenia w określaniu BAT, mają wielkości pomiędzy 85 MW_t i 440 MW_t, i zostały włączone do ruchu pomiędzy rokiem 1989, a 2001. Są one ogólnie eksploatowane pomiędzy 6500 h/rok i 8200 h/rok (jednym wyjątkiem jest obiekt 008, który pracował przez 1400 godzin w roku referencyjnym), z równoważnym współczynnikiem pełnego obciążenia ogólnie powyżej 90% (jednym wyjątkiem jest obiekt 616, o równoważnym współczynniku pełnego obciążenia wynoszącym 65%).

7.3.3.1 Techniki zwiększania efektywności energetycznej

7.3.3.1.1 Ogólne techniki zwiększania efektywności energetycznej

Ogólne techniki do uwzględnienia w określaniu BAT dla zwiększenia sprawności energetycznej obiektów opalanych gazem ziemnym lub obiektów opalanych węglem (Tabela 7.9, Tabela 5.27 i Tabela 5.28) trzeba również wziąć pod uwagę w kontekście obiektów energetycznego spalania, spalających gazy procesowe żelaza i stali. Dalsze szczegóły dotyczące skojarzonej charakterystyki obciążania środowiska, danych eksploatacyjnych i stosowności lub ograniczeń ekonomicznych, są podane poniżej.

Charakterystyka obciążania środowiska i dane eksploatacyjne

Efektywność energetyczna dla obiektów spalających jedynie gazy procesowe żelaza i stali lub w połączeniu z innymi paliwami gazowymi i/lub ciekłymi

Techniki takie, jak wstępne podgrzewanie powietrza spalania i/lub gazów opałowanych są uznawane za skuteczną opcję zwiększania sprawności. Techniki te są właściwe dla każdego, nowobudowanego obiektu energetycznego spalania i gdy podejmowane są zasadnicze modernizacje. Istnieją różne sposoby wstępnego podgrzewania gazów procesowych. Mogą one obejmować wstępne podgrzewanie gazu przed spalaniem przez wymienniki wody zasilającej. Temperatura wody zasilającej jest zmniejszana w ekonomizerze kotła, co umożliwia niższą końcową temperaturę gazów odlotowych i wyższą sprawność. Wstępne podgrzewanie gazów procesowych może być również osiągnięte poprzez wykorzystywanie pary z niskociśnieniowego stopnia turbiny parowej i wykorzystanie gorących gazów odlotowych w nagrzewnicach wstępnych. Obiekty 595V-596V, 621, 623V do 630V, i 1V do 9V wprowadziły z powodzeniem tą technikę.

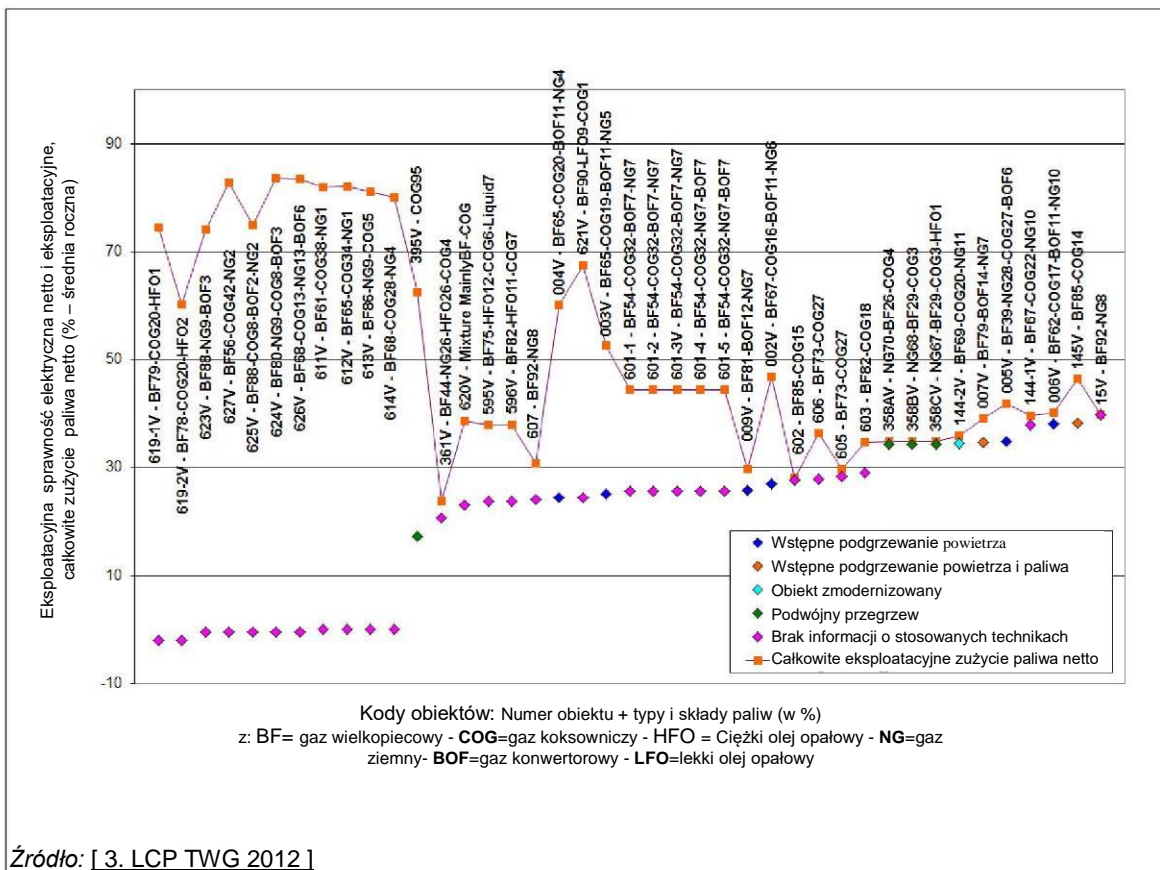
Relacjonowano również zyski energetyczne dzięki modyfikacjom turbiny parowej. W jednym z przykładów (Obiekt 607V) modernizacja wysokociśnieniowej-niskociśnieniowej turbiny parowej doprowadziła do wzrostu wydajności o ponad 13 MW (około 1,5% wzrost wydajności). Koszt w 2008 r. wynosił około 10 milionów euro, a korzyścią dla środowiska był mniejszy wkład gazu na jednostkę produkowanej energii. Dodatkowo wystąpiły dodatnie zachęty ekonomiczne.

Zamontowanie nowej turbiny rozprężnej przez obiekty 602V-606V w 2012 r. celem zastąpienia nadmiarowego, trzy-barowego zasilania parą, ułatwiło modernizację technologii sterowania turbiną, ze zmianą ze stałego ciśnienia na ciśnienie zmienne bezstopniowo, dając w efekcie bardziej ekonomiczny proces. Wprowadzenie nowej technologii sterowania z użyciem sondy lambda do regulowania paliwa-powietrza spalania dla wszystkich trzech gazów procesowych żelaza i stali również przyniosło wzrost sprawności energetycznej poprzez ograniczenie strat w gazach odlotowych.

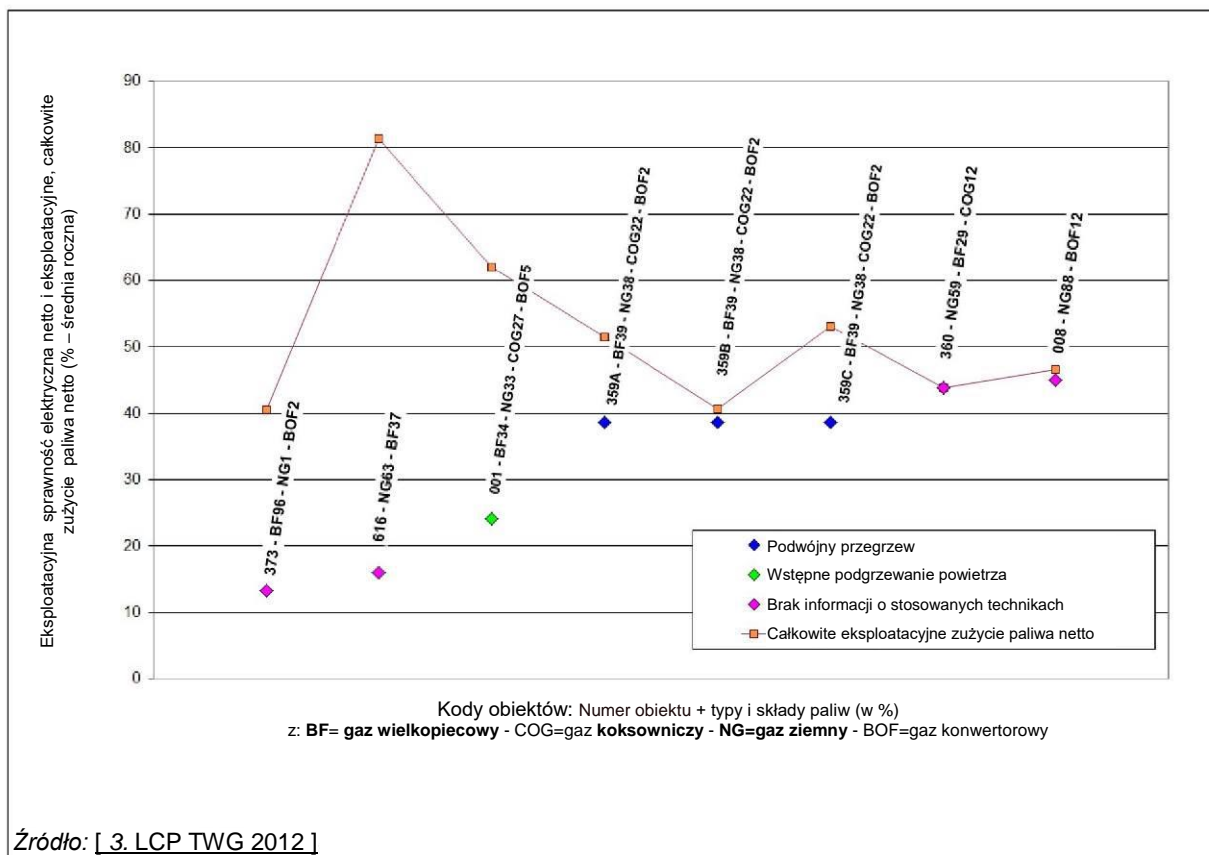
Dla nowych obiektów i do modernizacji istniejących, gdzie zamontowana turbina gazowa ma wystarczającą wydajność, zastosowanie cyklu złożonego (turbina gazowa z turbiną parową) może przynieść wzrost sprawności procesu i zapewnić oszczędności energii pierwotnej. Aby uzasadnić finansowo taką rozbudowę, musi występować zapotrzebowanie na dodatkowe ciepło, jak to ma miejsce w przypadku Obiektu 8 V.

Produkcja niskociśnieniowej pary dla ciepłownictwa ma zastosowanie dla dużych obiektów energetycznego spalania bliskich obszarów zurbanizowanych i gdzie istnieje zapotrzebowanie ze strony trzeciej. Poprzez stosowanie ekstrakcyjnej, niskociśnieniowej pary z turbiny parowej do produkcji gorącej wody, ogólna sprawność może być zwiększona, jako że para niskociśnieniowa w przeciwnym razie wytwarzałaby elektryczność tylko przy niskiej sprawności. W uzupełnieniu do większego wykorzystania energii paliwa, może być generowany dochód przez zasilanie sieci ciepłowniczej, a emisje do powietrza w tym okręgu są zmniejszane. Obiekty 1V do 9V w Austrii i obiekty 619 do 621 w Szwecji zasilają układy ciepłownicze.

Rys. 7.49 i rys. 7.50 odpowiednio przedstawiają eksploatacyjne sprawności energetyczne kotłów i bloków gazowo - parowych z turbiną gazową, spalających gazy procesowe żelaza i stali. Typ produkowanej energii zależy od potrzeb lokalnych.



Rysunek 7.49: Eksploatacyjne sprawności energetyczne kotłów spalających gazy procesowe żelaza i stali w połączeniu z innymi paliwami gazowymi/ciekłymi za 2012 r.



Rysunek 7.50: Eksploatacyjne sprawności energetyczne bloków gazowo - parowych z turbinami gazowymi spalających gazy procesowe żelaza i stali w połączeniu z innymi paliwami gazowymi za 2012 r.

W uzupełnieniu do tych poziomów eksploatacyjnych, przedłożono informacje o projektowych sprawnościach elektrycznych netto, o poziomach pomiędzy 32,5 % (Blok 361) i 42,5 % (Blok 15).

Podobnie jak dla turbin gazowych spalających gazy procesowe z przemysłu żelaza i stali, zrelacjonowano tylko jeden przykład projektowej elektrycznej sprawności elektrycznej netto, osiągniętej przez Blok 360 o wartości 47% w porównaniu z eksploatacyjną wartością roczną 43,9% zgłoszoną w rok 2012. W porównaniu z opalaniem gazem ziemnym, oczekuje się, że projektowa sprawność energetyczna netto będzie niższa przy spalaniu gazów procesowych żelaza i stali z powodu niższej wartości opałowej.

[66, TWG Task Force on Energy Efficiency 2014]

7.3.3.1.2 System zarządzania gazami procesowymi

Opis

Systemy zarządzania gazem procesowym są projektowane do maksymalizowania produktywnego wykorzystania gazów procesowych żelaza i stali. Umożliwiają one kierowanie gazów procesowych do obiektów energetycznego spalania w zależności od dostępności gazów procesowych, jak te, które są rozprowadzane w porządku priorytetu do obiektów zużywających w stalowniach.

Opis techniczny

Obiekty energetycznego spalania wykorzystujące gazy procesowe żelaza i stali są wbudowane w każdy system zaprojektowany do osiągania najbardziej efektywnego wykorzystania tych gazów we wszystkich obiektach zużywających w instalacji przemysłowej. By optymalizować zarówno efektywność energetyczną, jak i emisje do środowiska naturalnego, te obiekty energetycznego spalania są włączone w system zarządzania gazami procesowymi, który uwzględnia całą, zintegrowaną lokalizację, zamiast każdego procesu jako jednostki autonomicznej. Najważniejsze przepływy energii i procesy spalania są monitorowane online. Stopień wyrafinowania tych systemów odzwierciedla złożoność eksploatacyjną zakładów i zawiera techniczną, ekonomiczną i zarządczą logikę w obrębie systemów wspieranych modelowo, przy obszernych poziomach techniki informatycznej zintegrowanych z technologiami pomiarów i sterowania. Dzięki systemowi zarządzania gazami procesowymi, gazy te mogą być wykorzystywane w porządku priorytetu w procesach żelaza i stali, a następnie w obiektach energetycznego spalania, zapewniając ograniczenie strat na spalanie w pochodniach wszystkich gazów procesowych.

Osiągane korzyści dla środowiska

Im bardziej spójnie i efektywnie wykorzystywane są gazy procesowe w aplikacjach stalowniczych, tym bardziej regularne są przepływy gazów do obiektów energetycznego spalania, prowadząc do bardziej efektywnego wykorzystywania dostępnych gazów w generowaniu pary i elektryczności. Jest to szczególnie istotne tam, gdzie występuje duża zmienność wartości opałowej gazów procesowych.

Wzrost sprawności energetycznej ogranicza poziomy emisji dla każdej wykorzystanej jednostki energii i może przyczynić się do ograniczenia stosowania paliw kopalnych w produkcji pary, ciepła i elektryczności.

Charakterystyka obciążania środowiska i dane eksploatacyjne

Systemy zarządzania gazami procesowymi są w użyciu od wielu lat, często od chwili włączenia obiektu do eksploatacji. To, co ulega zmianie, to stopień złożoności obliczeń, które mogą być wykonywane i prędkość z jaką są one wykonywane i realizowane w praktyce. Jest to obszar, gdzie wdrażane są zmiany przyrostowe, ale raczej mało prawdopodobne jest, że ulepszenia te spowodują wyraźne mierzalne skutki.

Efekty krzyżowe mediów

Brak.

Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowalności

Stosowalne w zintegrowanych hutach żelaza i stalowniach.

Opłacalność

Występują ciągłe wymagania kosztowe dla konserwacji, modernizacji i remontu mierników i osprzętu, skojarzonego ze stosowaniem tych systemów. Dodatkowo, koszty są związane z konserwacją i modernizacją sprzętu obliczeniowego i oprogramowania związanego z działaniem systemów zarządzania.

Istnieją jednak korzyści ekonomiczne do uzyskania z działania tych systemów, poprzez niższe zużycie energii procesu i ograniczone koszty importowanych paliw i elektryczności.

Siła napędowa dla wdrożenia

Występują zalety ekonomiczne i związane ze sprawnością energetyczną dla optymalizowania wykorzystania gazów procesowych w sieci hut żelaza i stalowni.

Przykładowe objekty

Zintegrowane huty żelaza i stalownie wykorzystują narzędzia zarządzania gazami procesowymi.

Literatura referencyjna

Nie przedstawiono literatury referencyjnej.

7.3.3.2 Techniki zapobiegania emisjom NO_x i CO i/lub ich ograniczania

7.3.3.2.1 Ogólne techniki zapobiegania emisjom NO_x i CO podczas opalania gazami powstałymi przy produkcji żelaza i stali oraz ich ograniczania

Ogólne techniki do uwzględnienia w określaniu BAT dla zapobiegania i ograniczania emisji NO_x i CO do powietrza z obiektów opalanych gazem ziemnym (Tabela 7.10 i Tabela 7.11) należy wziąć pod uwagę w kontekście opalania gazami procesowymi żelaza i stali. Dalsze szczegóły dotyczące skojarzonej charakterystyki obciążania środowiska, danych eksploatacyjnych i stosowalności lub ograniczeń ekonomicznych, są podane poniżej.

Charakterystyka obciążania środowiska i dane eksploatacyjne

Dla emisji NO_x i CO z obiektów spalających jedynie gazy procesowe żelaza i stali lub w połączeniu z innymi paliwami gazowymi i/lub ciekłymi

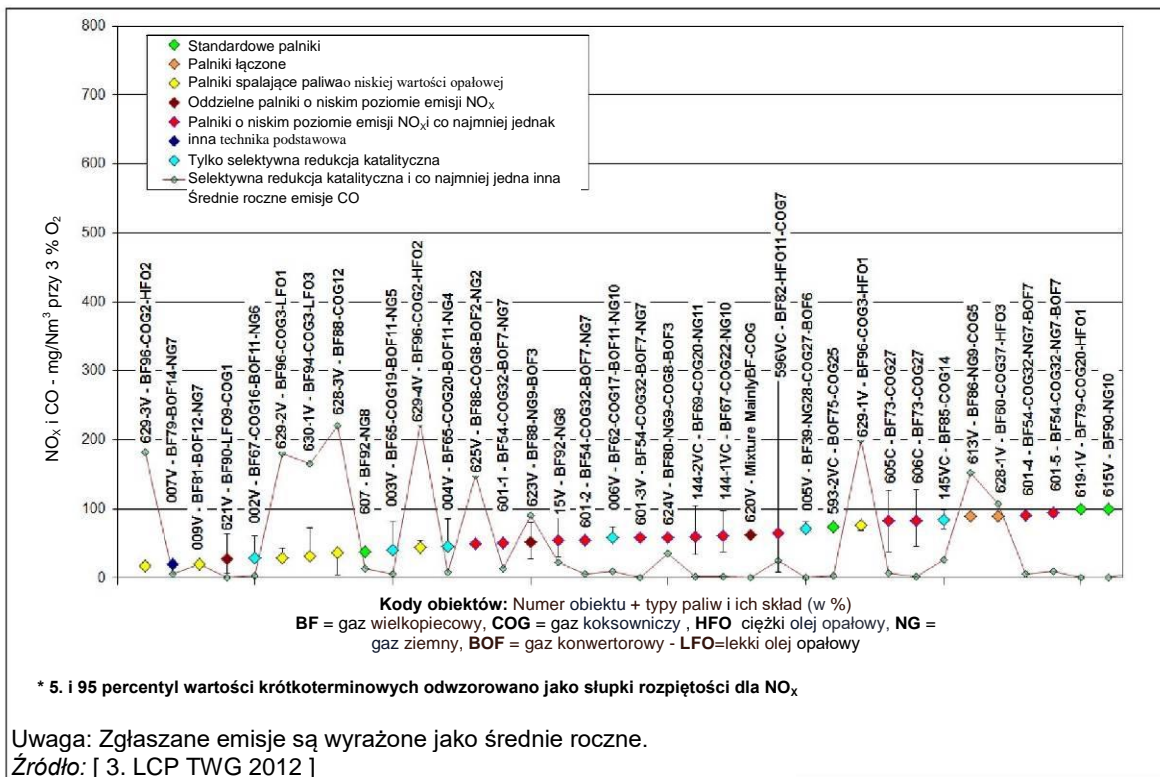
Rys. 7.51 i Rys. 7.52 odpowiednio przedstawiają emisje NO_x z dobrze działających kotłów i bloków gazowo - parowych z turbiną gazową, spalających paliwa procesowe przemysłu żelaza i stali. Kotły są wyposażone w połączenie technik podstawowych, w tym palniki o niskim poziomie emisji NO_x i/lub selektywną redukcję katalityczną. Bloki gazowo - parowe z turbiną gazową są wyposażone w suche palniki o niskiej emisji NO_x, wstrzykiwanie pary w przypadku stosowania gazu ziemnego i/lub selektywną redukcję katalityczną. W przypadku wysokiego udziału gazu koksowniczego w mieszance paliwowej, co mogłoby prowadzić do wyższych poziomów NO_x na wylocie kotła, to może być możliwe zastosowanie odpowiedniej techniki (połączenia technik) (np. dodatkowej techniki podstawowej lub selektywnej redukcji katalitycznej).

Odpowiadające emisje CO są utrzymywane na poziomie poniżej 20 mg/Nm³ w przypadku bloków gazowo - parowych z turbiną gazową, a ogólnie poniżej 25-50 mg/Nm³, przy czym niektóre objekty emitują do 100 mg/Nm³ a w nielicznych wyjątkach do 225 mg/Nm³, w przypadku kotłów. Nie zgłoszono żadnych odpowiadających wartości emisji NH₃ dla zastosowania selektywnej redukcji katalitycznej.

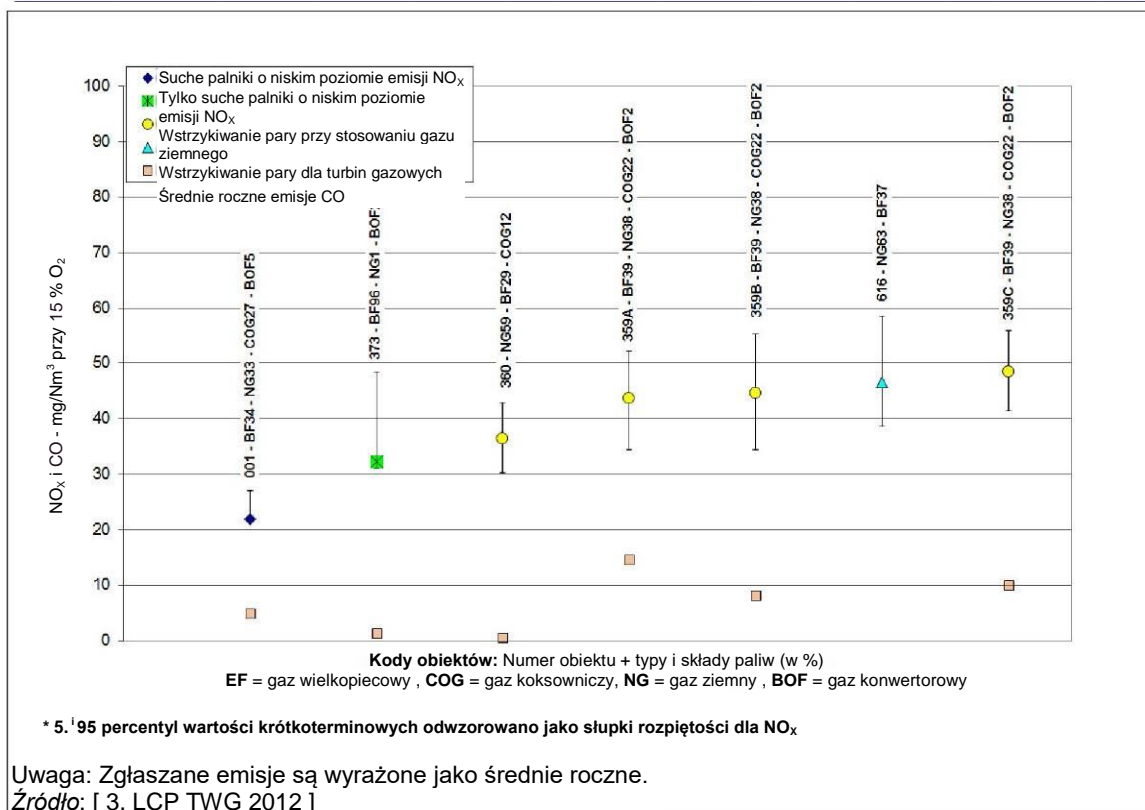
Wbudowanie systemu SCR do istniejącego obiektu jest poważnym procesem, zarówno ekonomicznie, jak i praktycznie, jako że kocioł do którego będzie on zamontowany musi być wyłączony z ruchu na długi okres czasu. Dodatkowo, tam gdzie jako paliwo pomocniczego stosowany jest ciężki olej, temperatura katalizatora musi być wyższa, bliska 500 °C (normalnie 300-400 °C), co może być trudne do osiągnięcia dla istniejących kotłów.

Dzięki technice selektywnej redukcji katalitycznej, stopień usuwania NO_x może sięgać nawet 80-95%, ale takie poziomy można uzyskać tylko w nowych dużych obiektach energetycznego spalania, gdzie system został przystosowany do tego już w fazie projektowania. Przy modernizowaniu istniejących dużych obiektów energetycznego spalania, blok ogólnie ma niższą sprawność, w zakresie do 67-75%. Dodatkowo, rozważając skuteczność systemu selektywnej redukcji katalitycznej w ograniczaniu emisji NO_x, zastosowanego do kotła wykorzystującego gazy procesowe żelaza i stali, należy zdać sobie sprawę, że zmienności we względnych ilościach różnych gazów powodują znaczne różnice i wahania w ilości wytwarzanych termicznych NO_x.

Może to powodować gorsze od optymalnego działanie systemu, jeżeli chce się unikać poślizgu amoniakalnego. System selektywnej redukcji katalitycznej wymaga, aby reaktor był stale użytkowany lub ogrzewany, gdy instalacja nie pracuje. Ogrzewanie wymaga stałego przepływu gorącego powietrza, tak że reaktor może być w razie potrzeby szybko uruchomiony, ale ogrzewanie jest również niezbędne by chronić materiał katalizatora przed kondensacją wody. Tam, gdzie nie jest możliwe utrzymanie systemu SCR w stanie gotowym do pracy przez cały czas, koszt inwestycji, stałe ogrzewanie, eksploatacja i konserwacja katalizatora i zużycie energii na utrzymanie reaktywności systemu selektywnej redukcji katalitycznej może nie być uzasadniony ograniczeniem emisji NO_x .



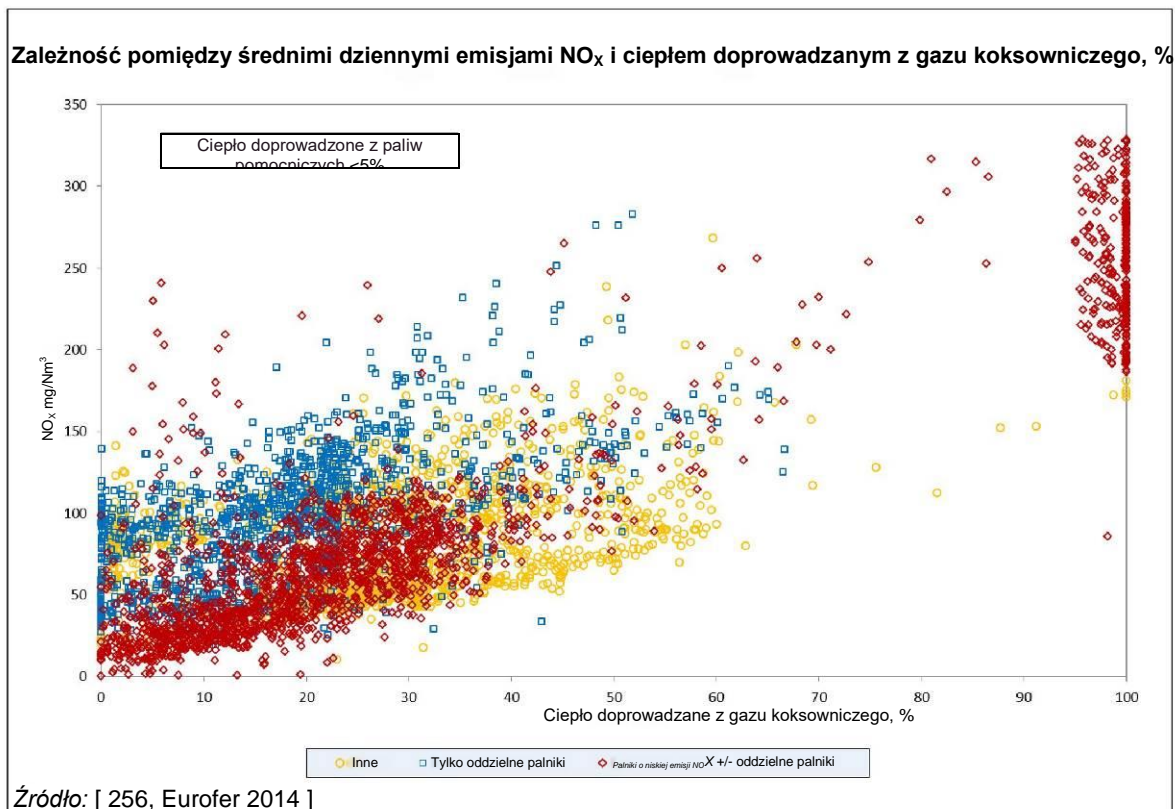
Rysunek 7.51: Emisje NO_x z dobrze działających kotłów gazowych, spalających gazy procesowe żelaza i stali



Rysunek 7.52: Emisje NO_x z dobrze działających bloków gazowo - parowych z turbiną gazową, spalających gazy procesowe żelaza i stali

Dla krótkoterminowych emisji SO₂ ten sektor jest specyficzny, jako że skład i ilości paliw/gazów procesowych, które są spalane, mogą różnić się w poszczególnych dniach, a także w różnych godzinach tego samego dnia, a niekiedy w poszczególnych minutach:

- Oprócz 95. percentyla średnich godzinowych, relacjonowanych na rys. 7.51 dla kotłów, dodatkowe średnie dane dzienne zostały zebrane przez EUROFER w 2014 r. dla innego zbioru obiektów, jak pokazano na rys. 7.53.



Rysunek 7.53: Zależność pomiędzy emisją NO_x i ciepłem doprowadzonym z gazu koksowniczego (%) dla dużych obiektów energetycznego spalania wykorzystujących gazy procesowe żelaza i stali

Krzyżując ten zbiór danych i dane zebrane w 2012 r., przedstawione na rys. 7.52, i biorąc pod uwagę tylko te obiekty, które są wyposażone w połączenie technik podstawowych, w tym palniki o niskiej emisji NO_x i/lub selektywną redukcję katalityczną, np. obiekty 601-1, 606 lub 601-5, które spalają średnie roczne poziomy gazu koksowniczego > 32 %, można zauważyć, że ogólnie osiągnęte są poziomy emisji dziennej poniżej 160 mg/Nm³. Nadal występuje kilka dni w roku, gdy udział gazu koksowniczego jest bardzo wysoki i/lub gdy poziom H₂ w tym gazie koksowniczym jest bardzo wysoki, a poziomy emisji NO_x mogą dla tych obiektów sięgać nawet 220 mg/Nm³.

- Oprócz 95. percentyla średnich godzinowych, przedstawionych na rys. 7.52 dla bloków gazowo - parowych z turbiną gazową, EUROFER zebrało dodatkowe średnie dzienne dane w 2014r. Biorąc pod uwagę tylko te obiekty, które wyposażone są w suche palniki o niskiej emisji NO_x, wstrzykiwanie pary w przypadku stosowania gazu ziemnego i/lub selektywną redukcję katalityczną, np. Obiekty 001 lub 359B, które spalają roczne średnie poziomy gazu koksowniczego > 22 %, można zauważyć, że w tym przypadku osiągnęte są ogólnie poziomy emisji poniżej 70 mg/Nm³ przy znacznie mniejszej zmienności powiązanej z zawartością gazu koksowniczego, niż w przypadku kotłów. Można się tego spodziewać, jako że większość bloków gazowo - parowych z turbiną gazową wykorzystuje gaz ziemny dla zapewnienia spójnego działania, a część kotłowa jest opalana gazami procesowymi. Stąd też zmienności paliwa są ograniczone do jednej części operacji, dając mniejszą zmienność w poziomach emisji NO_x.

Dla obiektów spalających pomocnicze paliwa ciekłe o wyższym udziale, poziomy emisji NO_x przy spalaniu (pojedynczo lub w połączeniu z gazami procesowymi żelaza i stali) są podobne na przykład do tych, które byłyby emitowane przez obiekty o tej samej wielkości, spalające tylko te paliwa i eksploatowane < 1 500 h/rok.

7.3.3.2.2 Specjalnie zaprojektowane palniki o niskiej emisji NO_x w kilku rzędach dla każdego rodzaju paliwa lub obejmujące szczególne cechy dla spalania wielopaliwowego

Opis

Zastosowanie palników o niskiej emisji NO_x przystosowanych do typowych spalanych paliw i do charakterystyki komory spalania, umożliwia kompromisowe połączenie, które ogranicza w największym stopniu generowanie NO_x w trakcie spalania.

Opis techniczny

Każdy kocioł (lub turbina gazowa) wykorzystuje różne ilości gazu procesowego, toteż specjalnie zaprojektowane palniki są kompromisową konstrukcją opartą na najbardziej prawdopodobnej, uśrednionej kombinacji gazów. Daje to w efekcie konstrukcje palników, które obejmuje najnowszą technologię i konstrukcję właściwą dla każdego kotła wchodzącego w grę. W czasie modernizacji mogą być również wprowadzane dodatkowe techniki (na ile pozwalają koszt i przestrzeń), takie jak recyrkulacja gazów odlotowych.

Technika ta może być podzielona na poszczególne palniki dla każdego gazu procesowego lub paliwa (w tym paliwa o wysokiej wartości opałowej) lub zaprojektowane wielopaliwowe palniki gazów procesowych. Odpowiednio do doprowadzanego paliwa, mogą być stosowane oddzielne lance dla gazu koksowniczego i gazu ziemnego.

Stosowanych jest kilka różnych systemów, które można zgrupować pod nagłówkiem palników o niskiej emisji -NO_x. Obejmują one:

- palniki o niskiej emisji NO_x do gazu koksowniczego;
- wyspecjalizowane palniki do paliw pomocniczych o wysokich wartościach opałowych;
- indywidualne palniki dla każdego gazu procesowego;
- wielopaliwowe palniki gazów procesowych;
- wielopaliwowe palniki gazów procesowych i paliwa pomocniczego.

Od roku 2000 stały się dostępne wielopaliwowe palniki o niskiej emisji NO_x, cechujące się recyrkulacją gazów odlotowych, stopniowaniem powietrza i recyrkulacją gazów odlotowych, oraz palniki kombinowane ze stopniowaniem powietrza i stopniowaniem paliwa.

Osiągana korzyść dla środowiska

Ograniczenie emisji NO_x. Stopień ograniczenia zależy od odchylenia od projektowego zakresu gazów.

Charakterystyka obciążania środowiska i dane eksploatacyjne

Przy modernizacji kotła w TKS Duisburg w 2002r., zamontowano palniki o niskiej emisji NO_x do jednoczesnego wstrzykiwania gazu koksowniczego i gazu ziemnego poprzez oddzielne lance. Przed wprowadzeniem tych lanc, zakres emisji NO_x wynosił 80-180 mg/Nm³, a potem możliwe było osiągnięcie poziomów poniżej 100 mg/Nm³ przy eksploatacji w projektowym zakresie gazów procesowych. W 2005 r. zmodernizowano kolejny kocioł TKS Duisburg montując palniki o niskiej emisji NO_x ponownie do gazu koksowniczego i gazu ziemnego. W tym przypadku osiągnięto ograniczenie od 80-150 mg/Nm³ do < 100 mg/Nm³ przy tych samych założeniach. Poziom emisji wynoszący 100 mg/Nm³ może być osiągnięty i utrzymywany tylko wtedy, gdy ciepło doprowadzone z gazu koksowniczego (i gazu ziemnego) jest utrzymywane w granicach projektowych danych technicznych; przy większych poziomach ciepła doprowadzanego z gazu koksowniczego występują wyższe poziomy emisji.

Patrz również rys. 7.51.

Efekty krzyżowe mediów

Emisje NO_x i CO są zawsze powiązane i może nie być technicznie możliwe jednoczesne osiągnięcie niskiej emisji NO_x i niskiej emisji CO z zastosowaniem samych tylko technik podstawowych.

Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowalności

Technologia palników o niskiej emisji NO_x do gazu ziemnego jest łatwo dostępna. Musi istnieć wystarczająca przestrzeń dla modernizacji poprzez zamontowanie nowych palników o niskiej emisji -NO_x.

Jak stwierdzono uprzednio, każdy kocioł (lub turbina gazowa) wykorzystuje różne ilości gazu procesowego, toteż nowe palniki muszą być kompromisową konstrukcją opartą na najbardziej prawdopodobnej, uśrednionej kombinacji gazów. Daje to konstrukcję palnika właściwą dla kotła.

Jak chodzi o bloki gazowo - parowe z turbiną gazową, typowy suchy palnik o niskiej emisji NO_x stosowany w blokach gazowo - parowych z turbiną gazową na gaz ziemny nie ma zastosowania do spalania gazów procesowych żelaza i stali i gazu ziemnego, z uwagi na obecność wysoko reaktywnego wodoru. Palniki o niskiej emisji NO_x muszą być specjalnie projektowa, a gdy są eksploatowane przy zasilaniu gazem ziemnym, wymagają dodawania wody lub pary..

Oplacalność

Skład i zakres gazów procesowych, które są wykorzystywane, jest różny na różnych obiektach, toteż palniki o niskiej emisji NO_x muszą być projektowane i opracowywane dla każdej aplikacji. Ekonomika montowania lub modernizowania z użyciem palników o niskiej emisji NO_x musi być oceniona w każdym poszczególnym przypadku. Systemy palników o niskiej emisji NO_x ogólnie mają o 20-35% wyższe koszty inwestycyjne, niż normalne systemy palników. W przypadku nowej instalacji obiektu 006V w 2010r., o całkowitej mocy 385 MWt, koszty inwestycyjne dla recyrkulacji gazów odlotowych, stopniowania paliwa i stopniowania powietrza w połączeniu z palnikami o niskiej emisji NO_x wyniosły 3,6 miliona euro. W przypadkach modernizacji, koszty inwestycyjne mogą być znacznie wyższe, jeżeli na przykład przestrzeń na palniki jest ograniczona.

Siła napędowa dla wdrożenia

Palniki o niskiej emisji NO_x mogą być wdrażane, gdy obiekt jest modernizowany, na przykład na skutek wymaganego obniżenia emisji NO_x.

Przykładowe obiekty

Obiekty 006, 621, 625, 601-1/5, 144-1/2, 624, 625, 395, 596, 358 A/B/C.

Literatura referencyjna

Nie dostarczono informacji.

7.3.3.3 Techniki zapobiegania emisjom SO_x i/lub ich ograniczania

Poziom emisji SO_x jest silnie powiązany z zawartością siarki w różnych paliwach, spalanych wspólnie w obiektach energetycznego spalania.

Gaz koksowniczy jest paliwem procesowym przemysłu żelaza i stali, które zawiera najwięcej siarki, ale jest ogólnie stosowane w mniejszej ilości niż inne paliwa w obiektach energetycznego spalania. Informacje o technikach do rozważenia dla odsiarczania gazu koksowniczego (np. mokre procesy utleniania, procesy absorpcyjne z późniejszym przemywaniem) są opisane w dokumencie referencyjnym BAT Żelazo i stal [279, COM 2013] - Działy 5.1.4.4 i 5.3.12.4].

Gazy procesowe żelaza i stali mogą być wspólnie spalane z następującymi:

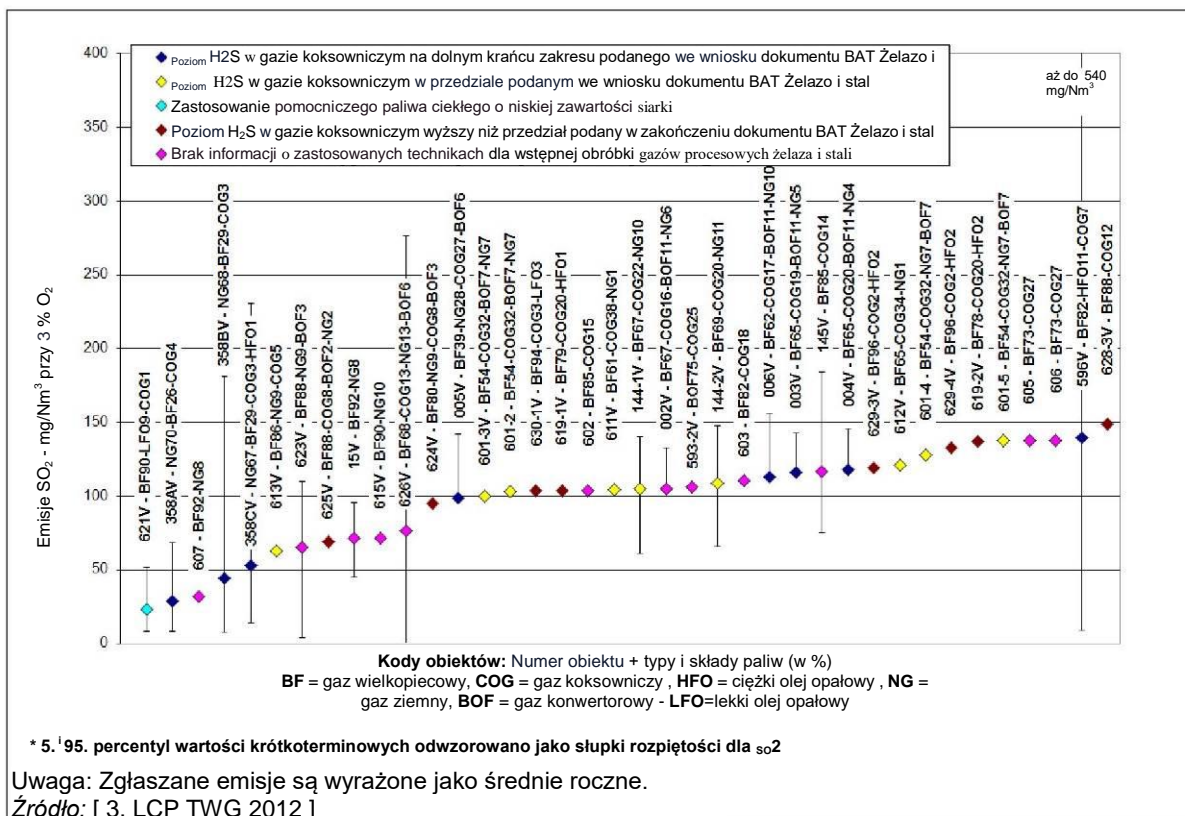
- gaz ziemny i/lub paliwa ciekłe jako paliwa pomocnicze. Gaz ziemny zawiera bardzo niskie poziomy siarki i dlatego nie jest potrzebna żadna technika do ograniczania powiązanych emisji SO_x. Paliwa ciekłe mogą zawierać znaczne ilości siarki i dlatego należy wziąć pod uwagę ogólne techniki wyliczone w tabeli 6.9 do obiektów opalanych paliwem ciekłym, gdy obiekt energetycznego spalania wspólnie spala znaczny udział takiego paliwa. Jednak główną techniką do wzięcia pod uwagę, jest zastosowanie paliw o niskiej zawartości siarki.
- Węgiel. Ogólnie udział węgla zmienia się od 35% do 100% rocznie doprowadzanego paliwa. Jednak ten dział zajmuje się tylko węglem stosowanym jako paliwo pomocnicze, stąd też w znacznie niższych proporcjach. W takich przypadkach wybrany węgiel nie wnosi więcej siarki do obciążenia wejściowego, niż gaz koksowniczy.

Charakterystyka obciążenia środowiska i dane eksploatacyjne

Dla emisji SO_x z obiektów energetycznego spalania spalających wiele paliw, spalających gazy procesowe przemysłu żelaza i stali, pojedynczo lub w połączeniu z innymi paliwami gazowymi i/lub paliwami ciekłymi w kotłach, lub z gazem ziemnym w blokach gazowo - parowych z turbiną gazową.

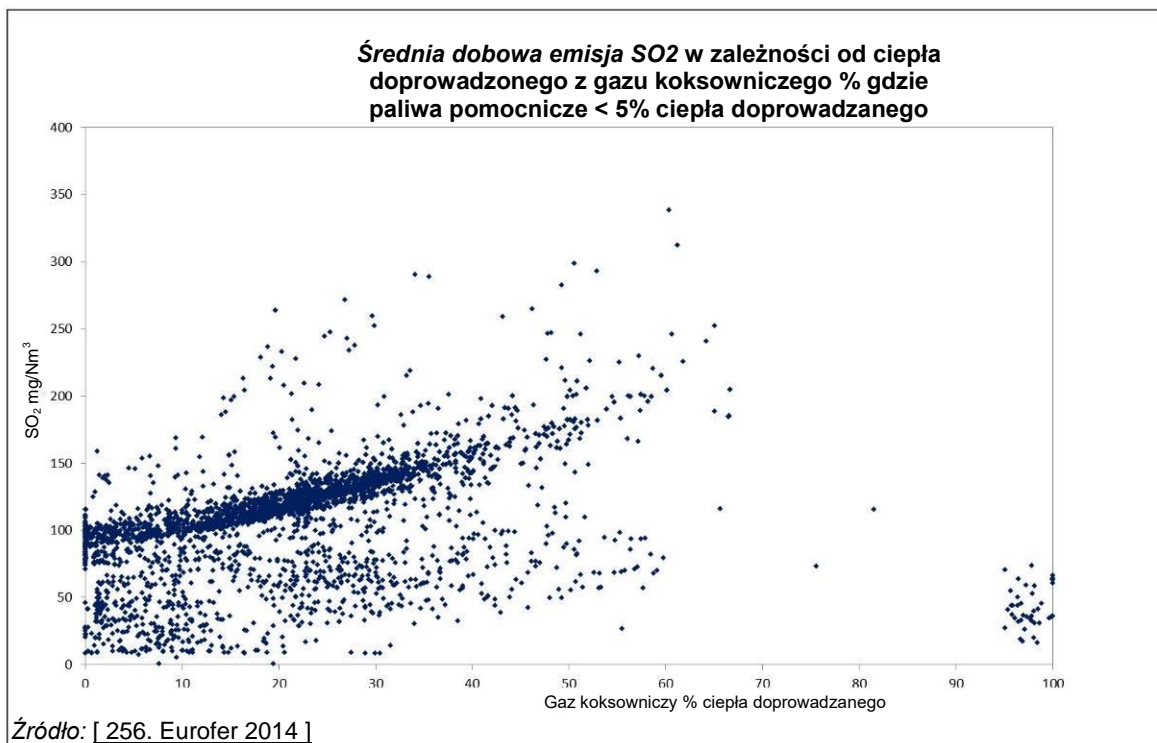
Kotły

Rys. 7.54 przedstawia emisje SO_2 z dobrze pracujących kotłów opalanych gazem, spalających gazy procesowe żelaza i stali, niekiedy z paliwami ciekłymi i/lub gazem ziemnym jako paliwami pomocniczymi. Zarówno gaz wielkopieczowy, jak i konwertorowy są generowane z niskimi zawartościami siarki, a gaz koksowniczy jest odsiarczany, jak opisano w dokumencie referencyjnym BAT Żelazo i stal (2012). Ograniczone zastosowanie paliw pomocniczych umożliwia tym obiektom działanie bez technik redukcji siarki montowanych na końcu instalacji. W zależności od dostępnych gazów procesowych, pochodzących z hut żelaza i stalowni, obiekty te spalają większość gazu wielkopieczowego o niskiej zawartości siarki w zestawie paliwa, lub łączony odsiarczany gaz koksowniczy z innymi paliwami, albo wykorzystują jako paliwo pomocnicze gaz ziemny lub paliwa ciekłe o niskiej zawartości siarki. Monitoring jest ogólnie wykonywany przez ciągły pomiar (57% obiektów), następnie poprzez pomiary okresowe (przy 8 do 52 pomiarach na rok), a w nielicznych przypadkach (16%) poprzez oszacowanie. Relacjonowane średnie krótkoterminowe dotyczą monitorowania ciągłego, z okresami uśredniania od półgodzinowych do 48-godzinowych. Krótkoterminowe szczytowe emisje SO_2 mogą powstawać, gdy instalacja odsiarczania gazu koksowniczego podlega konserwacji lub gdy występuje potrzeba użycia pewnych olejowych paliw pomocniczych przy wyższych udziałach.



Rysunek 7.54: Emisje SO_2 z dobrze działających kotłów, spalających gazy procesowe żelaza i stali

Dla krótkoterminowych emisji SO_x ten sektor jest specyficzny, jako że skład i ilości paliw/gazów procesowych, które są spalane, mogą różnić się w poszczególnych dniach, a także w różnych godzinach tego samego dnia, a niekiedy w poszczególnych minutach. Oprócz 95. percentyla średnich godzinowych, relacjonowanych na rys. 7.54, dodatkowe średnie dane dzienne zostały zebrane przez EUROFER w 2014 r., jak pokazano na rys. 7.55.

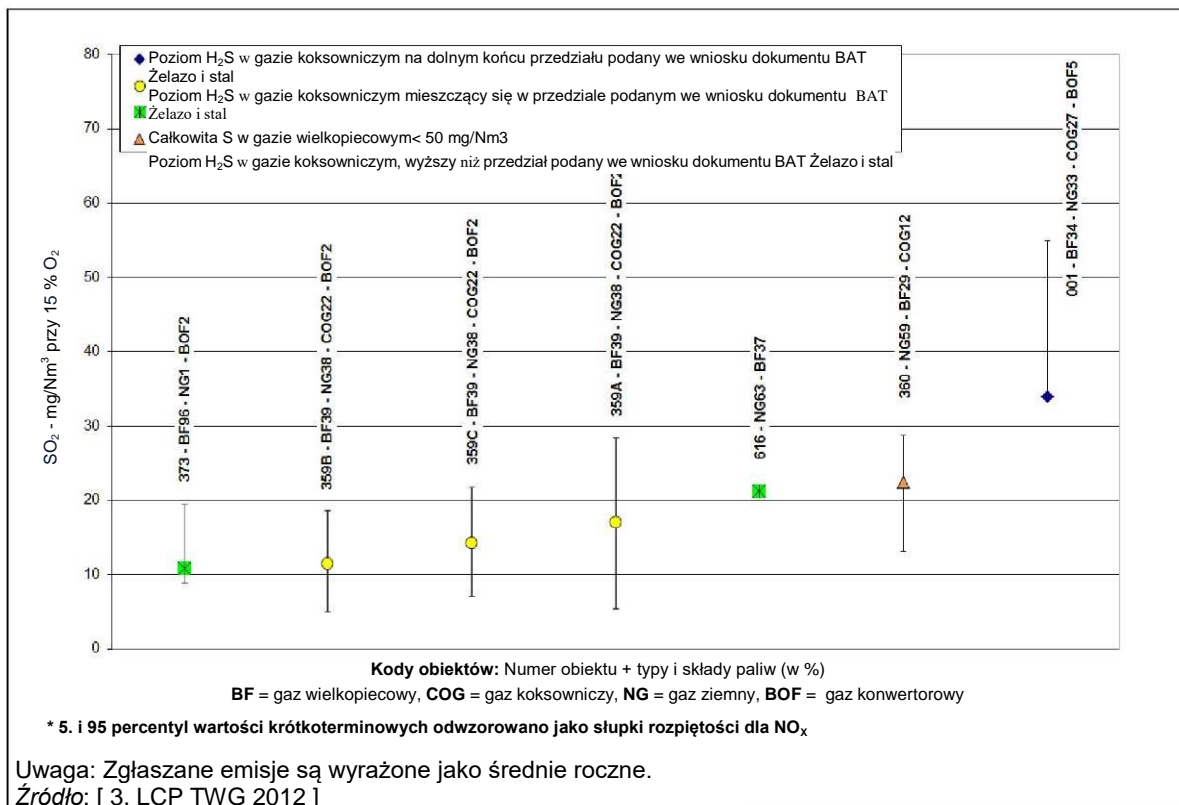


Rysunek 7.55: Zależność pomiędzy dobową średnią emisją SO₂ i ciepłem doprowadzonym z gazu koksowniczego (%) dla kotłów wykorzystujących gazy procesowe żelaza i stali (ciepło doprowadzane z paliw pomocniczych < 5 %)

Krzyżując zbiór danych pokazany na rys. 7.55, który nie pokazuje typu techniki zastosowanej do kontroli emisji SO₂ i dane zebrane w 2012r., przedstawione na rys. 7.54, uwzględniając tylko te zakłady, które działają w obrębie poziomów osiągnięć środowiskowych zdefiniowanych w dokumencie referencyjnym BAT Żelazo i stal (np. obiekty 144-1. 004. 596 lub 612, które spalają średnio rocznie poziomy gazu koksowniczego > 20 %) można zauważyć, że ogólnie osiągnięte są dzienne poziomy emisji poniżej 200 mg/Nm³ ale występuje kilka dni w roku, gdy udział gazu koksowniczego mógł być bardzo wysoki i/lub gdy poziom S w tym gazie koksowniczym mógł być bardzo wysoki i gdy poziomy emisji SO₂ mogły sięgać nawet 300 mg/Nm³. Jedyne obiekty stale spalające wysoki udział gazu koksowniczego (obiekty 395) jest wyposażone w skuteczny system odsiarczania, by radzić sobie z potencjalnie wysokimi poziomami SO_x prowadząc do dziennych poziomów emisji SO₂ zazwyczaj niższych niż 100 mg/Nm³.

Bloki gazowo - parowe z turbiną gazową

Rys. 7.56 przedstawia emisję SO₂ z dobrze pracujących bloków gazowo - parowych z turbiną gazową, spalających gazy procesowe żelaza i stali w połączeniu z gazem ziemnym. W obiektach przedstawianych na tym rysunku stosowane jest odsiarczanie gazu koksowniczego i wysokie udziały gazu ziemnego i gazu wielkopiecowego. Monitoring jest ogólnie realizowany poprzez ciągły pomiar, a krótkoterminowe okresy relacjonowane okresy uśredniania zmieniają się od godzinowych do 48-godzinowych.



Rysunek 7.56: Emisje SO₂ z dobrze działających bloków gazowo - parowych z turbiną gazową, spalających gazy procesowe żelaza i stali

Oprócz 95. percentyla średnich godzinowych, przedstawionych na rys. 7.56, w 2014r. EUROFER zebrało dodatkowe średnie dane dobowe. Skrzyżowanie tych dwóch zbiorów danych dla tych bloków gazowo - parowych z turbiną gazową ujawnia, że ogólnie osiągnięte są dzienne poziomy emisji poniżej 70 mg/Nm³, ze znacznie mniejszą zmiennością powiązaną z zawartością gazu koksowniczego w tym przypadku, niż w przypadku kotłów.

7.3.3.4 Techniki zapobiegania emisjom pyłu i/lub ich ograniczania

Emisje pyłów są powiązane z zawartością pyłu/popiołu w różnych paliwach, spalanych wspólnie w obiektach energetycznego spalania.

Gaz wielkopieczowy jest wykorzystywany w dużych ilościach w hutach żelaza i stalowniach i jest oczyszczany do poziomu < 10 mg pyłu/Nm³ z wykorzystaniem technik obejmujących usuwanie grubego pyłu i mokre przemywanie dla usuwania drobnego pyłu i związków siarki. W niektórych obiektach stosowane są elektrofiltry. Techniki do rozważenia dla wstępnej obróbki gazu wielkopieczowego są opisane w dokumencie referencyjnym BAT Żelazo i stal [279, COM 2013] - Dział 6.3.4.

Gaz konwertorowy jest wykorzystywany w znacznie mniejszych ilościach niż gaz wielkopieczowy i jest odpylany z zastosowaniem różnorodnych technik, w tym cyklony, płuczki Venturi, oraz suche i mokre elektrofiltry. Techniki do rozważenia dla odpylania gazu konwertorowego są opisane w dokumencie referencyjnym BAT Żelazo i stal [279, COM 2013] Dział 7.3.1, który podaje resztkową zawartość pyłu w gazie konwertorowym pomiędzy 10 mg/Nm³ i 50 mg/Nm³.

Gaz wytwarzany w piecach koksowniczych podlega znacznemu oczyszczaniu by umożliwić jego zastosowanie w stalowni.

Gazy procesowe żelaza i stali mogą być wspólnie spalane z następującymi:

- gaz ziemny i/lub paliwa ciekłe jako paliwa pomocnicze. Gaz ziemny zawiera bardzo niskie poziomy popiołu i dlatego nie jest potrzebna żadna technika do ograniczania powiązanych emisji pyłu.

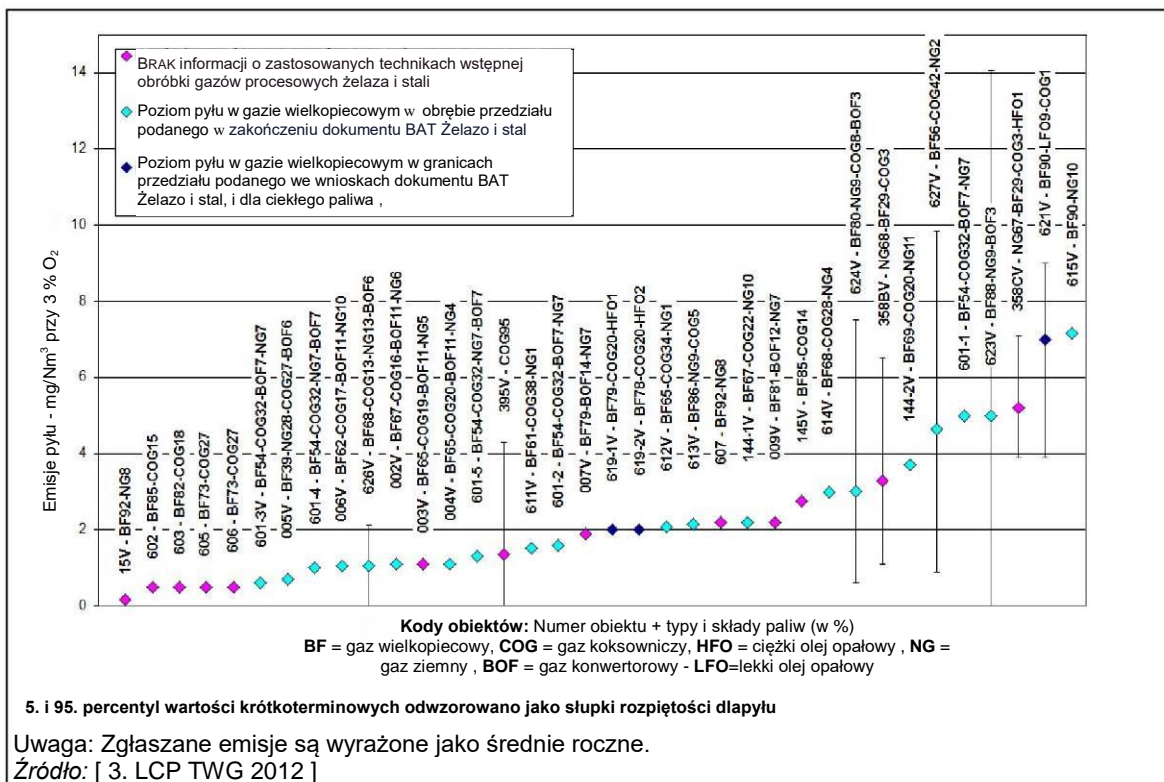
Paliwa ciekłe mogą zawierać znaczne ilości popiołu i dlatego konieczne może być wzięcie pod uwagę ogólnych technik wyliczone w tabeli 6.10 do obiektów opalanych paliwem ciekłym, gdy obiekt energetycznego spalania wspólnie spala znaczny udział takiego paliwa. Jednak główną techniką do wzięcia pod uwagę, jest zastosowanie olejów opałowych o niskiej zawartości popiołu.

- Węgiel. Ogólnie udział węgla zmienia się od 35% do 100% rocznie doprowadzanego paliwa. Jednak ten dział zajmuje się tylko węglem stosowanym jako paliwo pomocnicze, stąd też w znacznie niższych proporcjach (< 5 %). Zapewnia to niską emisję pyłu. W przypadku stosowania w wyższych proporcjach, można również rozważyć ogólne techniki wymienione w Tabeli 5.31 dla obiektów opalanych węglem.

Charakterystyka obciążenia środowiska i dane eksploatacyjne

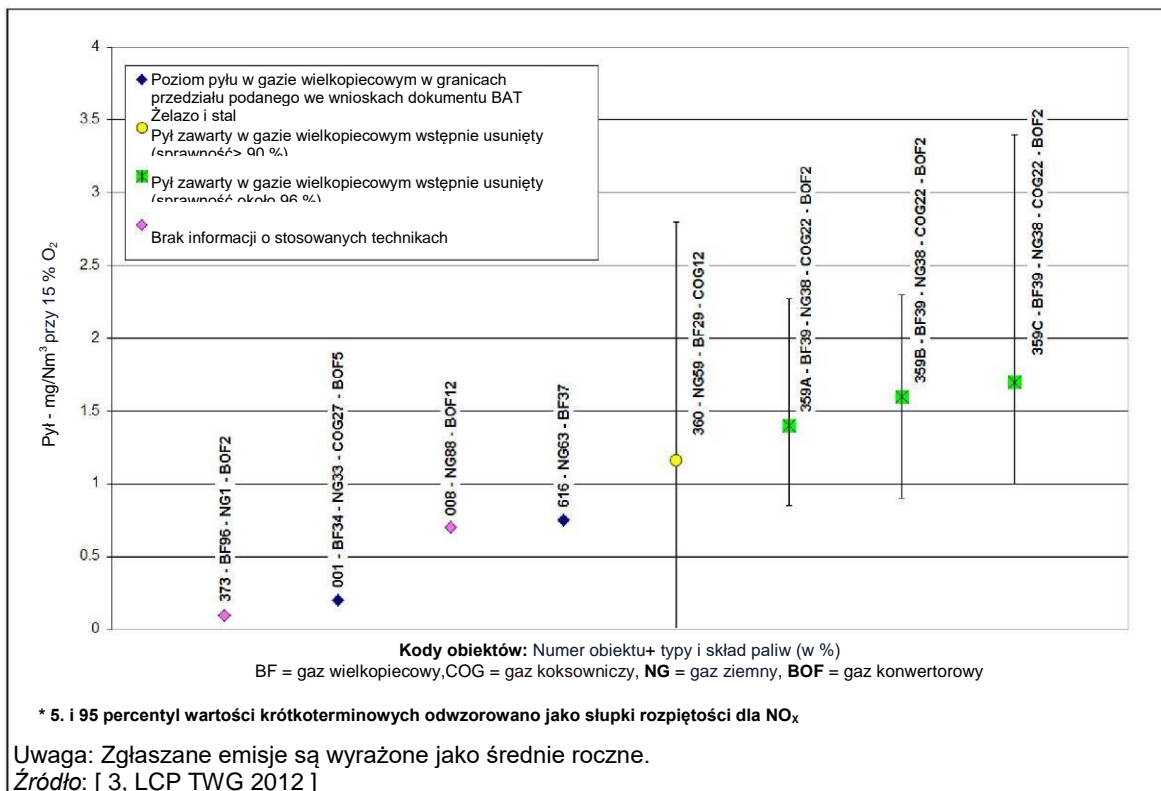
Dla emisji pyłu z obiektów energetycznego spalania spalających wiele paliw, spalających gazy procesowe przemysłu żelaza i stali, pojedynczo lub w połączeniu z innymi paliwami gazowymi i/lub paliwami ciekłymi w kotłach, lub z gazem ziemnym w blokach gazowo - parowych z turbiną gazową

Rys. 7.57 przedstawia emisje pyłu z dobrze pracujących kotłów spalających gazy procesowe żelaza i stali, głównie implementujące wstępne oczyszczanie gazu wielkopieczowego na poziomie huty żelaza i stalowni i z poziomami paliwo-pył poniżej 10 mg/Nm³. Zgłaszane wartości krótkoterminowe pochodzą z ciągłego monitorowania dla okresów uśredniania od godzinowych do 48-godzinnych.



Rysunek 7.57: Emisje pyłu z dobrze działających kotłów, spalających gazy procesowe żelaza i stali

Rys. 7.58 przedstawia emisje pyłu z dobrze pracujących bloków gazowo - parowych z turbiną gazową, spalających gazy procesowe żelaza i stali, głównie implementujące wstępne oczyszczanie gazu wielkopieczowego na poziomie huty żelaza i stalowni.



Rysunek 7.58: Emisje pyłu z dobrze działających bloków gazowo - parowych z turbiną gazową, spalających gazy procesowe żelaza i stali

7.4 Spalanie gazu na platformach morskich

7.4.1 Stosowane procesy i techniki

7.4.1.1 Morskie instalacje energetycznego spalania

Instalacje produkcji ropy naftowej i gazu ziemnego w sektorach morskich Wlk. Brytanii, Norwegii lub Danii na Morzu Północnym, typowo wykorzystują turbiny gazowe do generowania energii elektrycznej i sprężarek o napędzie bezpośrednim. Tłokowe silniki spalinowe („diesle”) mogą również być wykorzystywane jako podstawowa rezerwa do generowania energii elektrycznej, gdy gaz nie jest dostępny, do awaryjnego generowania energii elektrycznej i napędu pomp przeciwpożarowych, jak również do licznych mniejszych zastosowań. Większość z tych obiektów energetycznego spalania o mocach ≥ 50 MWt, około 270, to głównie turbiny gazowe zasilane gazem ziemnym produkowanym ze złoża podlegającego eksploatacji. Skojarzony gaz jest korzystnie eksportowany; spalany w turbinach gazowych/silnika; wstrzykiwany do otworów wiertniczych dla zwiększenia stopnia odzyskania ropy naftowej lub utylizacji gazów, a gdzie nie jest to możliwe lub osiągnęło wartość graniczną, nadmiar gazu może być wówczas spalany w pochodni lub wypuszczany do atmosfery. Surowy gaz ziemny zmienia się zarówno pod względem składu, jak i wartości opałowej, od złoża do złoża, w czasie, a nawet w obrębie tego samego złoża. [124, OGP, 2000].



Źródło: [257, Maraton OIL 2000]

Rysunek 7.59: Platforma naftowa na Morzu Północnym

Platformy morskie w większości przypadków nie są podłączone do sieci elektrycznej lądu stałego lub międzyplatformowej. Dlatego też w ogromnej większości przypadków do produkcji energii elektrycznej stosowane są turbiny gazowe na dwa paliwa, zapewniające ciągłe zasilanie platformy energią elektryczną w przypadku wyłączenia instalacji gazowej lub przerwania produkcji (brak gazu). Paliwem alternatywnym jest często olej napędowy. Występują dwa podstawowe typy przemysłowych turbin gazowych stosowanych w aplikacjach morskich: aeropochodne turbiny gazowe i turbiny gazowe do zastosowań ciężkich. Na rynku morskim typowo stosowany jest silnik tłokowy na dwa paliwa (DF). (Patrz Dział 2.3.2.3 odnośnie do dalszych informacji o tym typie silnika).

Aeropochodny typ turbiny gazowej jest w większym stopniu możliwy do dostosowania do zmiennych obciążeń niż zespół do zastosowań ciężkich i dlatego jest szeroko stosowany do pompowania gazu i ropy naftowej, jak również do generowania energii elektrycznej. Turbina gazowa może zawierać więcej niż jeden współosiowy wał, by uzyskać optymalne osiągi z różnych stopni rozprężania gazu i sprężania powietrza.

Turbiny gazowe do zastosowań ciężkich są stosowane głównie do generowania elektryczności. Są one często budowane jako maszyny jednowałowe, gdzie sprężarka, turbina gazowa i turbina napędowa znajdują się wszystkie na pojedynczym wale. Przy rozruchu, cały wirnik musi być przyspieszony do prędkości obrotowej samopodtrzymania, zazwyczaj przez silnik wysokoprężny lub silnik elektryczny. W przypadku stosowania do generowania energii elektrycznej, mogą one utrzymywać dobrą kontrolę prędkości obrotowej, nawet w przypadku utraty obciążenia elektrycznego. [306, DTI 2001]

Morska instalacja ropy naftowej i gazu ziemnego, pomimo że wykorzystuje pewne urządzenia energetycznego spalania wspólne dla zastosowań przybrzeżnołądowych, to jest bardziej skomplikowanym i potencjalnie ryzykownym środowiskiem, niż na przykład elektrownia przybrzeżnołądowa, co skutkuje wyższymi kosztami wynikającymi z następujących przyczyn:

- logistyka związana z dowożeniem osób i urządzeń na instalację;
- ograniczona pojemność kabiny dla dodatkowej załogi w trakcie prac modyfikacyjnych, co może oznaczać albo wydłużony okres montażu, albo potrzebę wynajmu flotelu (pływającego hotelu);
- wyższe stawki godzinowe;
- prace spawalnicze w zatłoczonych obszarach procesowych stanowią zagrożenie dla bezpieczeństwa; stąd większość prac będzie musiała być wykonywana zgodnie ze ścisłymi regułami (co powiększa koszty) lub w trakcie zupełnego wyłączenia (utrata produkcji);
- bardziej rozbudowane i wyrafinowane systemy ochrony przeciwpożarowej często również muszą być modyfikowane, w uzupełnieniu do modyfikowania urządzeń;
- jeżeli modyfikacje wymagają dodatkowej przestrzeni, konieczne jest przeprowadzenie drogich prac konstrukcyjnych, jeżeli w ogóle będzie to możliwe;
- wartość straty odroczonej produkcji jest często bardziej istotna, niż dla obiektu lądowego.

Dodatkowo przestrzeń i ciężar stanowią pierwszorzędną wartość, prowadząc do znacznie większego zagęszczenia urządzeń, niż jest to zwykłe w zastosowaniach przybrzeżnołądowych. Dodatkowo ogólnie unika się wszelkiego nadmiernego skomplikowania na obiektach morskich, z powodu czynników ciężaru, przestrzeni i operacyjnych, w tym czynników bezpieczeństwa [306, DTI 2001]. Dlatego też systemy bardziej skomplikowane, takie jak obiekty o cyklu złożonym, są stosowane jedynie w bardzo nielicznych przypadkach, jaki są systemy, które wymagają znacznego użycia chemikaliów lub urządzeń pomocniczych na obiekcie morskim, np. urządzeń do oczyszczania gazów odlotowych.

7.4.1.2 Ograniczanie emisji do powietrza

Rozważenie mechanizmów tworzenia się tlenku azotu (zobacz również Dział 1.3.2.2) pokazuje, że konstrukcja urządzenia spalającego dla ograniczania jego powstawania poprzez drogę cieplną wiąże się z ograniczaniem ogólnej temperatury i czasu przebywania i minimalizowaniem tworzenia się gorących punktów, poprzez optymalizowanie mieszania powietrza z paliwem.

Poprawianie sprawności cieplnej poprzez eksploataowanie przy wyższych temperaturach, ma jednak tendencję do zwiększania stężeń tlenku azotu, chociaż uwalnianie masy może być ograniczone z powodu zwiększonej sprawności energetycznej, ale to zjawisko jest jednak bardzo właściwe dla danego obiektu. Normalnie emisje NO_x maleją wraz z obciążeniem, na skutek spadku temperatury płomienia. Jednak dla pewnych systemów suchych palników o niskiej emisji NO_x , emisje NO_x mogą być wyższe przy pracy w trybie częściowego obciążenia. Warto również zauważyć oddziaływanie na emisje CO przy niskich obciążeniach - mogą one w wielu wypadkach rosnać wykładniczo.

Wstrzykiwanie wody i pary jest dostępne dla szeregu turbin gazowych. Wymaga to modyfikowania strumieni paliwa lub montowania oddzielnego kolektora wstrzykiwania wody. Woda jest wstrzykiwana przy ustalonym z góry stosunku do paliwa. Na przykład obiekt o mocy 50 MWt wymagałby około 3 ton wody na godzinę, by osiągnąć 65% ograniczenie emisji NO_x . Występuje umiarkowany wzrost mocy wyjściowej, ale nieznaczny spadek sprawności turbiny. Warto zauważyć, że woda stosowana do wstrzykiwania wody do turbin w celu ograniczania emisji NO_x musi być bardzo wysokiej jakości. Cała woda o tej jakości musi być przygotowana z wody morskiej lub dostarczana na obiekt morski przez statki dostawcze. Zapotrzebowanie energii na tę ostatnią formę byłoby znaczne. W tym ostatnim przypadku występowałoby wymaganie dostarczania przez cały rok, a to może powodować problemy w trakcie okresów niepomyślnej pogody. Na jednej z norweskich platform miał się rozpocząć wiosną 2014 r. pełnoskalowy projekt pilotowy wstrzykiwania wody. Oczekiwana charakterystyka obciążania środowiska emisjami NO_x wynosiła około $< 50 \text{ mg/Nm}^3$ przy spalaniu paliwa gazowego, a $< 84 \text{ mg/Nm}^3$ przy spalaniu paliwa ciekłego.

Wstrzykiwanie pary do komory spalania turbiny gazowej ma taki sam efekt, jak wstrzykiwanie wody na chłodzenie komory spalania i ograniczanie powstawania ciepłych tlenków azotu. Dla obiektu o mocy 50 MWt, dla osiągnięcia 65% ograniczenia emisji NO_x byłoby wymagane około 4 tony pary na godzinę. Cykl wstrzykiwania pary Chenga dla jednoczesnego ograniczania emisji NO_x i zwiększania sprawności, co może również być stosowane do wszystkich turbin na paliwa gazowe o konwencjonalnym spalaniu (technologia płomienia dyfuzyjnego), może być stosowany do turbin na obiektach morskich. Tradycyjne wstrzykiwanie pary w turbinach opalanych gazem jest opisane w Dziale 3.2.2.3.10, gdzie można uzyskać ograniczenie 40% do 60% emisji NO_x bez znacznego wzrostu emisji CO. Jednak cykl wstrzykiwania pary Chenga zapewnia rozwiązania, które sprawiają, że ta technika kontroli emisji NO_x jest bardziej kwalifikowana, niż tradycyjne wstrzykiwanie pary. System Chenga zapewnia niepowtarzalne mieszanie gazowego paliwa i pary, toteż NO_x mogą być ograniczone nawet o 95%. I ponownie, na obiekcie morskim woda o wysokiej jakości do wytwarzania pary zazwyczaj nie jest łatwo dostępna. [306, DTI 2001]

Coraz to więcej producentów turbin opracowuje technologię suchą obniżania emisji NO_x (suche palniki o niskiej emisji NO_x), wykorzystując analizator gazu i oprogramowanie wbudowane w system zarządzania układem paliwowym i silnikiem, dla nowych turbin i dla urządzeń modernizowanych. Z powodu specjalnych ograniczeń na platformach morskich (tj. przestrzeni, skomplikowanie i ciężar), wstrzykiwanie wody i pary nie jest bardzo praktycznym rozwiązaniem; technologia suchych palników o niskiej emisji NO_x jest obecnie stosowana do około 23 % (tj. 41 spośród 179) turbin gazowych na platformach norweskich. Turbiny z suchymi palnikami o niskiej emisji NO_x są montowane częściej w zastosowaniach napędów mechanicznych [259, Carstensen and Skorping 2000]. Zastosowanie techniki niskiej emisji NO_x należy rozważyć w odniesieniu do kwestii ciężaru, przestrzeni i niezawodności, jak również oddziaływania niskiego obciążenia (w tym potrzeby utrzymywania wirującej rezerwy).

Techniki końcowe po spalaniu, takie jak selektywna redukcja katalityczna, stosowane są do turbin gazowych w kilku krajach europejskich i w częściach Japonii i Kalifornii, by spełniać surowe standardy emisji zanieczyszczeń dla tlenków azotu. Technologia selektywnej redukcji katalitycznej jest chemiczną redukcją tlenków azotu poprzez czynnik redukujący, zazwyczaj gaz amoniakalny. Z uwagi na zajmowaną przez taki system przestrzeń i jego ciężar, a zwłaszcza problemy bezpieczeństwa i higieny pracy napotymane w trakcie przechowywania i przemieszczania amoniaku, technika ta nie była stosowana i nie jest obecnie traktowana jako szczególnie wykonalna dla morskich obiektów energetycznego spalania.

Istnieją różne techniki do mierzenia lub monitorowania emisji z kominów wylotowych, spośród których System predykcyjnego monitorowania emisji (PEMS) i CEMS służą do ciągłego monitorowania, a fizyczne, okresowe pobieranie próbek jest stosowane jako alternatywa. System PEMS jest szeroko stosowany w USA do monitorowania NO_x . W USA operator obiektu może wystąpić o stosowanie PEMS zamiast CEMS (Systemu ciągłego monitorowania emisji), jeżeli obiekt może wykazać, że nowy system PEMS ma „taką samą lub lepszą dokładność, niezawodność, dostępność i punktualność jak te, które są zapewniane przez systemy ciągłego monitorowania emisji”. System PEMS jest implementowany również na platformach europejskich jako alternatywa dla CEMS.

7.4.2 Dotychczasowe poziomy emisji i zużycia

7.4.2.1 Spalane niekonwencjonalne paliwa gazowe

Morskie turbiny gazowe spalają surowy gaz ziemny dostarczany bezpośrednio przez sąsiadujące pole naftowe. Ten gaz może mieć inny skład od tego, jaki ma gaz ziemny normalnie stosowany do turbin gazowych przybrzeżnych. Przykładowy skład gazu ziemnego z pola naftowego na Morzu Północnym można zobaczyć w Tabeli 7.26, ale należy zauważyć, że ten skład gazu może znacznie się różnić na różnych obiektach, a potencjalnie nawet na przestrzeni trwałości użytkowej obiektu.

Tabela 7.26: Przykładowy skład surowego gazu ziemnego z pola naftowego na Morzu Północnym

Składnik	Mol %	g/mol
Metan	68,69	46,18
CO_2 ⁽¹⁾	14,65	27,01
Etan	8,18	10,31
Propan	4,45	8,22
n-butan	1,19	2,9
Azot	0,84	0,98
H_2O	0,7	0,52
i-butan	0,49	1,3
n-pentan	0,30	0,92
i-pentan	0,26	0,78
heksan	0,089	0,32
heptan	0,06	0,25
oktan	0,033	0,15
H_2S	0,007	0,01
hel	0,0	0,0

⁽¹⁾ Zawartość CO_2 w surowym gazie ziemnym różni się nieco pomiędzy różnymi polami naftowymi, ale rzadko przekracza 10%.
Źródło: [250, Finkeldei 2000]

7.4.2.2 Efektywność spalania niekonwencjonalnych paliw gazowych w morskich turbinach gazowych

Dla obiektów morskich najczęściej stosowane są konfiguracje otwarte lub cyklu prostego, z przyczyn ograniczenia przestrzeni, ciężaru i eksploatacyjnych. Najnowsze, duże turbiny gazowe mogą zapewniać sprawności cieplnej sięgające 41%. Jednak dla istniejących turbin gazowych w normalnych warunkach roboczych, bardziej typowe wartości sprawności cieplnej osiągają 30-35%. Wyższe sprawności cieplne mogą prowadzić do wysokich temperatur spalania, co może zwiększać wytwarzanie NO_x , wymagając zatem wyrafinowanych konstrukcji komory spalania dla osiągnięcia zarówno wysokich sprawności cieplnych, jak i niskich emisji. [306, DTI 2001]

Sprawność samych turbin jest tylko jednym z czynników całkowitej sprawności energetycznej instalacji morskiej. Aby uczynić produkcję energii na platformach bardziej efektywną, należy uwzględnić wiele czynników, w tym:

- optymalizowanie procesu w celu minimalizowania zużycia energii i wymagań mechanicznych;
- stosowanie napędów o bezstopniowo zmiennej prędkości dla dużych urządzeń wirujących, jeżeli obciążenia są zmienne;
- optymalizowanie rozmiarów linii by ograniczać spadki ciśnienia, stosowanie rozprężarek i pomp hydraulicznych do wykorzystywania spadków ciśnienia zamiast dławienia;
- optymalizowanie wielkości urządzeń by unikać recyklingu i eksploatacji przy częściowym obciążeniu;
- optymalizowanie i utrzymywanie systemów na wlocie i wylocie w sposób, który utrzymuje straty ciśnienia tak niskie, jak to praktycznie wykonalne;
- wykorzystywanie ciepła wylotowego turbiny gazowej dla celów grzewczych platformy;
- uwzględnianie okresu trwałości użytkowej profili produkcyjnych pola, a zatem zapotrzebowania energii, które może zmieniać się znacznie na przestrzeni 20 do 40-letniego okresu trwałości użytkowej typowego pola; ma to znaczny wpływ na obciążanie i wybór maszyny, a tym samym na efektywność energetyczną.

7.4.3 Techniki do rozważenia przy ustalaniu BAT dla spalania gazu na platformach morskich

W tym dziale opisano techniki (lub ich połączenia) i skojarzone monitorowanie, uznawane za mające potencjał osiągnięcia wysokiego poziomu ochrony środowiska w działalności objętej zakresem tego dokumentu. Opisane techniki obejmują zarówno stosowaną technologię, jak i sposób w jaki instalacje są projektowane, budowane, konserwowane, eksploatowane i wyłączane z ruchu.

Obejmuje on techniki zintegrowane w procesie, jak i techniki na wyjściu z instalacji. Zapobieganie powstawaniu odpadów i gospodarowanie nimi, w tym procedury minimalizowania i recyklingu odpadów, są również uwzględnione. Ponadto omówiono techniki ograniczania zużycia surowców, wody i energii.

Aneks III do dyrektywy emisji przemysłowych wymienia pewną liczbę kryteriów dla określania BAT, a informacje podane w tym rozdziale podejmują te zagadnienia. Na tyle, na ile to możliwe, standardowa struktura Tabeli 3.4 wykorzystywana jest do nakreślenia informacji o każdej technice, by umożliwić porównanie technik i ocenę względem definicji BAT podanej w dyrektywie emisji przemysłowych.

Ten dział niekoniecznie podaje wyczerpującą listę technik, które mogą być zastosowane w tym sektorze. Mogą istnieć lub mogą być opracowane inne techniki, które mogą być wzięte pod uwagę przy określaniu BAT dla poszczególnych instalacji.

W tym dziale, techniki do rozważenia opisuje się w pełni tylko wtedy, gdy są one właściwe dla rozważanego, spalanego paliwa lub stosowanego procesu spalania (spalanie paliw na platformach morskich). W istocie, dla większości tych technik, ogólne opisy zostały już przedstawione w Rozdziale 3. Dlatego też, by uniknąć powtarzania, dla tych ogólnych technik opisanych już w Rozdziale 3, przedstawia się tutaj w tabelach syntetycznych jedynie dodatkowe informacje, które są właściwe dla spalania paliw na platformach morskich.

7.4.3.1 Techniki podnoszenia efektywności środowiskowej obiektów energetycznego spalania wykorzystywanych na platformach morskich

Aby ograniczyć oddziaływanie morskich turbin gazowych na środowisko naturalne, rozważane są następujące techniki:

- dla nowych instalacji, wybieranie turbin lub silników, które mogą osiągać zarówno wysoką sprawność cieplną, jak i niskie widmo emisji;
- stosowanie turbin dwupaliwowych tylko tam, gdzie to niezbędne ze względów eksploatacyjnych;
- minimalizowanie rezerwy wirującej;
- zapewnianie dostarczania gazu opałowego z punktu w nadwodnym procesie ropy naftowej i gazu ziemnego, który oferuje minimalny zakres parametrów spalania gazu opałowego, np. wartość opałową.
- zapewnianie dostarczania gazu opałowego z punktu w nadwodnej części procesu ropy naftowej i gazu ziemnego, który oferuje minimalne stężenia związków siarki, by minimalizować powstawanie SO_2 , odpowiednio podejmując kwestę bezpieczeństwa, która może być powiązana ze stosowaniem w Europie oleju napędowego o ultraniskiej zawartości siarki dzięki dodawaniu biopaliwa (FAME). W przypadku stosowania ciekłych paliw destylowanych, preferować należy typy o niskiej zawartości siarki, gdzie bezpieczeństwo i konsekwencje eksploatacyjne są dobrze rozumiane i możliwe do zarządzania;
- eksploataowanie wielu agregatów generatorowych i sprężarkowych w punktach obciążenia, które minimalizują zanieczyszczenie;
- optymalizowanie programów konserwacji i remontów;
- optymalizowanie i utrzymywanie systemów na wlocie i wylocie w sposób, który utrzymuje straty ciśnienia tak niskie, jak to wykonalne;
- optymalizowanie procesu w celu minimalizowania wymagań mocy mechanicznej i zanieczyszczenia;
- wykorzystywanie ciepła wylotowego turbiny gazowej do celów ogrzewania platformy, gdzie występuje odpowiednie i spójne zapotrzebowanie na ciepło, przy uwzględnieniu ograniczeń ciężaru i przestrzeni.

Dostępne są nowoczesne „wysokoprężne” silniki, o wysokociśnieniowym wtrysku i sterowane elektronicznie. Dodatkowo opracowano zoptymalizowane komory spalania. Ta technologia może dawać zwiększenie oszczędności paliwa, ograniczenie emisji NO_x i innych emisji gazowych oraz ograniczenie emisji dymu, zwłaszcza w trakcie przyspieszania i rozruchu.

Aby ograniczyć oddziaływanie morskich silników na środowisko naturalne, rozważane są następujące techniki:

- Dla nowych silników, wybieranie silników wysokoprężnych, które mogą osiągać zarówno wysoką sprawność cieplną, jak i niskie widmo emisji.
- Tam, gdzie jako paliwo wykorzystywany jest gaz procesowy, zapewnianie zasilania z punktu w nadwodnej części procesu, który oferuje na przykład minimalne emisje SO_2 . W przypadku ciekłych paliw destylowanych, preferować należy typy o niskiej zawartości siarki, gdzie bezpieczeństwo i konsekwencje eksploatacyjne są dobrze rozumiane i możliwe do zarządzania;
- Dla większych silników wysokoprężnych, rozważenie zasilania gazem z ładunkiem zapłonowym „oleju palnikowego”.
- Optymalizowanie rozrzędu wtryskowego.
- Eksploataowanie wielu agregatów generatorowych i sprężarkowych w punktach obciążenia, które minimalizują zanieczyszczenie.
- Optymalizowanie programów konserwacji i remontów.

7.4.3.2 Techniki zwiększania efektywności energetycznej

Informacje o ogólnych technikach zwiększania sprawności energetycznej bloków energetycznego spalania podano w Dziale 3.2.3. W Tabeli 7.27 podano dodatkowe informacje, właściwe dla spalania w instalacjach morskich.

Tabela 7.27: Techniki do rozważenia przy określaniu BAT dla zwiększenia sprawności energetycznej dla instalacji morskich

Technika	Opis techniczny	Osiągane korzyści dla środowiska	Charakterystyka obciążenia środowiska i dane eksploatacyjne	Efekty krzyżowe mediów	Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowalności		Opłacalność
					Nowe obiekty	Istniejące obiekty	
Kogeneracja ciepła i energii elektrycznej (CHP)	Zobacz Dział 3.2.3.2.	Zwiększona sprawność	Ograniczone doświadczenie eksploatacyjne	N/D	Ma ogólne zastosowanie, jeżeli występuje wystarczające i spójne zapotrzebowanie na ciepło procesowe.	Stosowalność ograniczona. W uzupełnieniu do zapotrzebowania na ciepło/parę, musi być dostępna wymagana przestrzeń i konieczne jest uwzględnienie dodatkowego ciężaru.	Właściwe dla obiektu.
Integracja zasilania wielu pól lub platform	Stosowanie centralnego źródła zasilania dla szeregu uczestniczących platform, zlokalizowanych na różnych polach gazowych / naftowych	Lepsze wykorzystanie urządzeń do generowania energii, a tym samym niższe emisje.	Ograniczone doświadczenie eksploatacyjne	N/D	Stosowalność zależy w dużej mierze od określonej lokalizacji platform morskich i pola gazowego / naftowego, zgrania harmonogramów czasowych dotyczących planowania, rozruchu i przerywania produkcji, jak również organizacji różnych uczestniczących instalacji		Główne koszty inwestycyjne
Optymalizacja urządzeń zużywających energię	Kontrola i przystosowanie źródeł energii do potrzeb urządzeń i/lub konstrukcji urządzeń do pracy, która ma być wykonywana	Mniejsze zużycie energii, a zatem niższe emisje zanieczyszczeń	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	N/D	Zastosowanie ogólne	Zastosowanie ogólne	N/D
Odzyskiwanie ciepła odpadowego	Wykorzystywanie ciepła wylotowego turbiny/silnika dla celów grzewczych platformy;	Lepsze wykorzystanie urządzeń do generowania energii, a tym samym niższe emisje.	N/D	N/D	N/D	Stosowalność może być ograniczona przez poziom zapotrzebowania ciepła i rozplanowanie obiektu energetycznego spalania (przeźreń)	N/D
Uwagi: N/D: Brak dostępnych specjalnych informacji.							

7.4.3.3 Techniki zapobiegania emisjom NO_x i CO i/lub ich ograniczania

Informacje o ogólnych technikach dla zapobiegania i kontrolowania emisji NO_x, CO i NH₃ podano w Dziale 3.2. W Tabeli 7.28 podano informacje, właściwe dla instalacji morskich.

Tabela 7.28: Techniki do rozważenia przy określaniu BAT dla zapobiegania i/lub ograniczania emisji NO_x i CO dla instalacji morskich

Technika	Opis techniczny	Osiągane korzyści dla środowiska	Charakterystyka obciążenia środowiska i dane eksploatacyjne	Efekty krzyżowe mediów	Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowalności		Opłacalność
					Nowe obiekty	Istniejące obiekty	
Bezpośredni wtrysk pary	Zobacz Dział 3.2.2.3.10 Wymagania dotyczące przestrzeni, ciężaru i uzdatniania wody wymagają starannego rozważenia	Zwiększona sprawność	Ograniczone doświadczenie eksploatacyjne	N/D	Zastosowanie ogólne	Stosowalność ograniczona. W uzupełnieniu do zapotrzebowania na ciepło/parę, musi być dostępna wymagana przestrzeń i konieczne jest uwzględnienie dodatkowego ciężaru.	Właściwe dla obiektu.
Bezpośredni wtrysk wody		Ograniczenie emisji NO _x	N/D	N/D			N/D
Nowoczesny system sterowania	Zobacz Dział 3.2.3.8.	Ograniczenie emisji NO _x i CO oraz wzrost sprawności energetycznej	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	Brak	Zastosowanie ogólne	Stosowalność do starych obiektów energetycznego spalania może być ograniczona potrzebą modernizacji systemu(-ów) spalania i/lub sterowania.	N/D
PEMS (System predykcyjnego monitorowania emisji)	System do określania stężeń emisji zanieczyszczenia w oparciu na jego zależności od szeregu charakterystyk monitorowanych w sposób ciągły parametrów procesowych (np. zużycie gazu opałowego, stosunek powietrze/paliw) i dane dotyczące jakości paliwa lub zasilania (np. zawartość siarki) dla źródła emisji	Lepsze monitorowanie Ograniczenie emisji NO _x	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	N/D	Zastosowanie ogólne	Zastosowanie ogólne	N/D
Cykl wstrzykiwania pary Chenga	Zobacz Dział 3.2.3.3.	Ograniczenie emisji NO _x i wzrost sprawności energetycznej	N/D	N/D	Zastosowanie ogólne	Stosowalność ograniczona. W uzupełnieniu do zapotrzebowania na ciepło/parę, musi być dostępna wymagana przestrzeń i konieczne jest uwzględnienie dodatkowego ciężaru.	N/D

Sucho palniki o niskiej emisji NO _x (DLN)	Zobacz Dział 3.2.2.3.7	Ograniczenie emisji NO _x	Technika suchych palników o niskiej emisji NO _x jest powszechnie stosowana do nowych turbin gazowych, eksploatowanych w strefie morskiej.	Możliwe ograniczenie sprawności przy częściowym obciążeniu	Ma ogólne zastosowanie w obrębie ograniczeń skojarzonych ze zmiennością jakości paliwa	Stosowalność może być ograniczona poprzez: dostępność pakietu modernizacyjnego (dla eksploatacji przy niskim obciążeniu), złożoność organizacji platformy i dostępność przestrzeni; i/lub ograniczona poprzez zmienność jakości paliwa.	N/D
Koncepcja spalania ubogiej mieszanki paliwowej.	Zobacz Dział 3.2.2.3.9	Ograniczenie emisji NO _x	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne		Zastosowanie ogólne	Stosowalne, gdy dostępny jest pakiet modernizacyjny	N/D
Selektywna redukcja katalityczna (SCR)	Zobacz Dział 3.2.2.3.11	Ograniczenie emisji NO _x	N/D	Ucieczka amoniaku.	Nie jest ogólnie stosowalne, z uwagi na kwestie wiążące się z bezpieczeństwem i higieną pracy, ciągłością zasilania, przechowywaniem amoniaku, brakiem przestrzeni i wymaganiami dotyczącymi obciążenia i ciężaru.	Nie ma zastosowania	Właściwe dla obiektu.
Katalizator utleniania	Zobacz Dział 3.2.2.7.2	Redukcja (przemiana) CO do CO ₂	Ograniczone doświadczenie eksploatacyjne dla turbin	Wzrost emisji CO ₂ ; generowanie odpadów (katalizatora)	Zastosowanie ogólne	Stosowalność może być ograniczona na skutek braku przestrzeni i wymagania obciążenia	Wysokie koszty inwestycyjne Niskie koszty eksploatacyjne Niewykonalne ekonomicznie dla obiektów eksploatowanych < 500 h/rok
Optymalizacja spalania	Zobacz Dział 3.2.2.7.1	Ograniczenie emisji NO _x i CO	N/D	N/D	Zastosowanie ogólne		N/D
Uwagi: N/D: Brak dostępnych specjalnych informacji.							

Charakterystyka obciążania środowiska i dane eksploatacyjne dla emisji NO_x i CO
Dane relacjonowane dla turbin ostatnio włączonych do eksploatacji w Danii [260, Dania 2015] na platformach morskich wykazują poziomy emisji NOX rzędu 15-50 mg/Nm³ przy zamontowaniu z użyciem techniki suchych palników o niskiej emisji NO_x . Gdy technika suchych palników o niskiej emisji NO_x nie była możliwa do wdrożenia z uwagi na słabą jakość paliwa lub eksploatację przy niskim obciążeniu, emisje mogą sięgać 250 mg/Nm³ w przypadku nowych standardowych palników i do 350 mg/Nm³ w przypadku istniejących, optymalizowanych standardowych pierścieniowych palników spalania (SAC). [260, Dania 2015] [262, Norwegia 2015]

8 SPALANIE WIELOPALIOWE

8.1 Spalanie wielopaliwowe paliw stałych

Wdrożenie opalania wielopaliwowego ma istotne implikacje eksploatacyjne. Zwłaszcza w przypadku wspólnego mielenia, paliwa biomasowe muszą być ściśle dopasowane do konstrukcji poszczególnych obiektów dla optymalnych osiągnięć, a większość obiektów energetycznego spalania, które mają doświadczenie w komercyjnym opalaniu wielopaliwowym musiało przezwyciężyć szereg problemów technicznych. Wśród nich najważniejszymi były implikacje opalania wielopaliwowego dla bezpieczeństwa i higieny pracy przy opalaniu paliwem bardziej reaktywnym niż to, do którego obsługiwanego obiektu był pierwotnie przystosowany. Gdy problemy techniczne prowadzą do ograniczeń elastyczności lub dostępności obiektu, opalanie wielopaliwowe może również mieć niekorzystny wpływ na sprzedaż elektryczności lub ciepła produkowanych przez obiekt.

Oddziaływanie wywierane przez wspólne spalanie biomasy na eksploatację obiektu opalanego węglem zależy od typu obiektu wchodzącego w grę, zwłaszcza konfiguracji obiektu mielącego, jeżeli biomasa ma być wspólnie mielona, przedział węgla, z którymi biomasa ma być wspólnie spalana i charakterystyka biomasy. [1, Eurelectric 2012]

8.1.1 Stosowane procesy i techniki

8.1.1.1 Rozładunek, magazynowanie i gospodarka

Procesy i techniki stosowane do rozładunku, przechowywania i przemieszczania różnych paliw stałych, spalanych w tych samych obiektach energetycznego spalania są takie, jakie stosowane są dla każdego pojedynczego paliwa stałego, opisane już w Dziale 2.8.

Znaczna część ostatniego i prawdopodobnego przyszłego wzrostu użytkowania biomasy, będzie związana z użyciem paliw granulowanych, głównie drewna. Proces granulowania zmniejsza zawartość wilgoci i przekształca biomasę do postaci, która jest znacznie łatwiejsza do transportowania, przechowywania i przemieszczania.

Niektóre obiekty podlegały modyfikacjom, które można bezpośrednio przypisać warunkom i/lub wymaganiom lokalnym, wiążącym się ze zmianami systemu rozładunku kolejowego i przenośnikowego oraz urządzeń mieszających, głównie w celu minimalizowania emisji pyłu i zapewnienia odpowiedniej kontroli nad mieszaniem paliwa, spalane w kotle.

W przypadku opalania wielopaliwowego z wykorzystaniem koksu naftowego (koksu ponaftowego), mieszanki węgiel/koks naftowy mogą być również importowane do obiektu, pod warunkiem że odpowiednie badania składu mieszanki są wykonywane (na przykład) w porcie. Przechowywanie koksu naftowego może być realizowane na normalnym zapasie węgla, albo jako 100 % koksu naftowego, albo jako zdefiniowana mieszanka węgla/koksu naftowego.

8.1.1.2 Charakterystyka i wstępna obróbka paliw

Podstawowa ocena każdego nowego materiału biomasowego, proponowanego dla określonego obiektu, jest typowo przeprowadzana poprzez zestaw standardowych analiz paliwa, badanie pojedynczego przemiału i pełne przebiegi próbne zespołu. [1, Eurelectric 2013]

Biomasa i węgiel mają zasadniczo różne właściwości jako paliwa. Biomasa zawiera większe ilości alkaliów i pierwiastków ziem alkalicznych (potasu, sodu, wapnia, magnezu), fosforu i chloru, niż węgiel. Jako że wszystkie składniki biomasy wchodzą do kotła, powstaje kilka technicznych zagadnień. Wyższa zawartość chloru w paliwie może prowadzić do większej korozji wysokotemperaturowej w kotłach. Gdy stosowane są paliwa zawierające wyższe poziomy potasu, to może występować przyspieszone zanieczyszczanie i zażużlenie [51, Jensen-Holm et al. 2010].

Zawartość wilgoci w biomasie i węgla może również być różna, w zależności od określonych typów paliw. Granulowane paliwa biomasowe zazwyczaj mają zawartość wilgoci rzędu 10% wagowo, podczas gdy niektóre inne typy biomasy mogą mieć znacznie wyższą zawartość wilgoci i mogą wymagać dodatkowe suszenia.

8.1.1.3 Techniki wprowadzania różnych paliw do procesu spalania

8.1.1.3.1 Mieszanie z głównym paliwem

Zwykle stosowanym podejściem do wielopaliwowego opalania biomasą, które przyjęte jest w obiektach energetycznego spalania węgla, jest jednoczesne proszkowanie węgla i biomasy w istniejących młynach proszkujących. To podejście określono mianem „współmielenia” i pozwala ono na jednoczesne zmniejszenie wielkości i suszenie zarówno biomasy, jak i węgla, zanim te dwa paliwa będą razem spalane w piecu. Aby uniknąć szkodliwych skutków dla charakterystyki działania młyna, współmielenie może być ograniczone do < 10 % całkowitego doprowadzanego paliwa.

Tam, gdzie przyjęte jest podejście współmielenia, biomasa i węgiel mogą być mieszane przed lub po dostawie do obiektu energetycznego spalania. Ta pierwsza opcja jest określana jako „mieszanie zewnętrzne” i daje w efekcie pojedynczy strumień paliwa do obiektu energetycznego spalania, który może być obsługiwany w sposób podobny, jak węgiel. Druga opcja jest określana jako „mieszanie miejscowe”, gdzie dwa paliwa są dostarczane do obiektu energetycznego spalania i wymagają oddzielnych instalacji przyjęcia i obsługi aż do punktu, gdzie te dwa strumienie paliwa zostaną zmieszane w jeden.

[1, Eurelectric 2013]

Jako że rozkład wielkości cząstek jest kluczową wielkością dla prawidłowego zapłonu i spalania, jednym z najbardziej niezawodnych rozwiązań jest oddzielne mielenie i mieszanie paliwa tuż przed wlotem palnika. To rozwiązanie pozwala na zoptymalizowane proszkowanie obu paliw. Spalanie sproszkowanych paliw z wykorzystaniem oddzielnych układów mielących, jest obecnie szeroko stosowane dla spalania szerokiego zakresu paliw, od pozostałości leśniczych do pozostałości rolnych i upraw energetycznych. Paliwo jest ogólnie granulowane na zewnątrz i transportowane do obiektu transportem drogowym, wodnym lub kolejowym. Na obiekcie granulki są rozdrabniane z użyciem dedykowanych młynów bijakowych lub w młynach węglowych, które zostały przekonstruowane, by dopasowywać różne charakterystyki mielenia. Wykazano, że kotły pracują w pełnym zakresie poziomów wspólnego spalania od niskich poziomów (zastępując jeden zestaw mielący) poprzez zupełną przeróbkę, gdzie wszystkie młyny węglowe i palniki zostały wymienione lub zmodyfikowane.

8.1.1.3.2 Specjalne palniki

Opalanie biomasą - węglem

„Bezpośredni wtrysk” oferuje alternatywną drogę do doprowadzania współspalanej biomasy do kotła opalanego węglem. Wiąże się to z wprowadzaniem biomasy do kotła jako oddzielnego strumienia, poprzez dedykowane palniki biomasy. Zapewnia to szereg zalet w porównaniu do wspólnego mielenia, z których najistotniejszą jest to, że biomasa nie oddziałuje na przepływ, mielenie i klasyfikowanie węgla i że unika się ograniczeń jednostkowego ładunku, które mogą wystąpić przy współmieleniu z węglami lub biomasą o niskiej wartości opałowej. Jednak ten typ instalacji jest znacznie bardziej kapitałochłonny, niż ograniczone modyfikacje wymagane dla podejścia współmielenia. Instalacje do schematów bezpośredniego wtrysku zmieniają się od prostego zasilania z leja samowładowczego, zasilającego linię transportu pneumatycznego, prowadzącą bezpośrednio do paleniska, do rozbudowanej instalacji rąbania/mielenia, zasilającej oddzielne palniki biomasy z kompletnym systemem sterowania palnikiem.

Oddzielne obsługiwanie biomasy umożliwia również realizowanie wspólnego spalania w obiekcie, który ma ścisłe ograniczenia dla zawartości lotnej w węglu. Biopaliwa typowo zawierają około 80% substancji lotnej (na podstawie stanu przeliczeniowego na substancję suchą i bezpopiołową), podczas gdy obiekty opalane węglem są zaprojektowane do przyjmowania węgla o zawartości lotnej wolnej od substancji suchej i bezpopiołowej mniejszej niż 45% dla węgla bitumicznych i 10% dla węgla antracytowych. To

oddzielne obsługiwane ma również taką zaletę, że problemy, które wystąpiłyby w przypadku gdy materiały o złych właściwościach mielenia są przepuszczane przez młyn, mogą być skutecznie omijane.

[1, Eurelectric 2013]

8.1.1.4 Procesy spalania wielopaliwowego paliw stałych

8.1.1.4.1 Współspalanie biomasy i paliw kopalnych

Jednym z podstawowych powodów leżących u podstaw rozwoju i wprowadzania współspalania biomasy, na przykład razem z torfem lub węglem, było ograniczenie emisji SO_2 i CO_2 , jako że zastąpienie podstawowych paliw kopalnych ogranicza emisję kopalnego CO_2 , podczas gdy odnawialne CO_2 , pochodzącej z biomasy jest traktowane jako neutralne węglowo. Dane pochodzące od niemieckich władz obrotu emisjami wykazują, że w 2010 r. cztery elektrownie opalane lignitem i pięć elektrowni opalanych węglem kamiennym wykonywało współspalanie biomasy drzewnej (wióry, granulki, itp.) w Niemczech, wykorzystując ogółem 30000 ton drewna, unikając emisji 33 000 ton CO_2 w porównaniu z emisjami skojarzonymi z użyciem głównego paliwa, które jest zastępowane (osiągnięty stopień współspalania wynosi 1-12%).

Z powodu niższej początkowej temperatury topienia popiołu dla biomasy, temperatura gazów odlotowych z pieca musi być ograniczona. W przypadku modernizacji, kocioł może mieć odpowiednio zmniejszoną moc znamionową.

Biomasa w ogólności wymaga niższej temperatury powietrza pierwotnego do mielenia i wyższego nadmiaru powietrza dla prawidłowego spalania. Wynik tego jest często taki, zwłaszcza w przypadku modernizacji, że gazy odlotowe opuszczające kocioł nie mogą być ochładzane do takiego samego poziomu, jak dla spalania czystego węgla, co może wpływać na sprawność kotła i wymaga sprawdzenia istniejącego filtra pod względem tolerancji temperatury. Te efekty mogą być łagodzone na przykład poprzez montowanie chłodnicy powietrza pierwotnego lub chłodnicy gazów odlotowych.

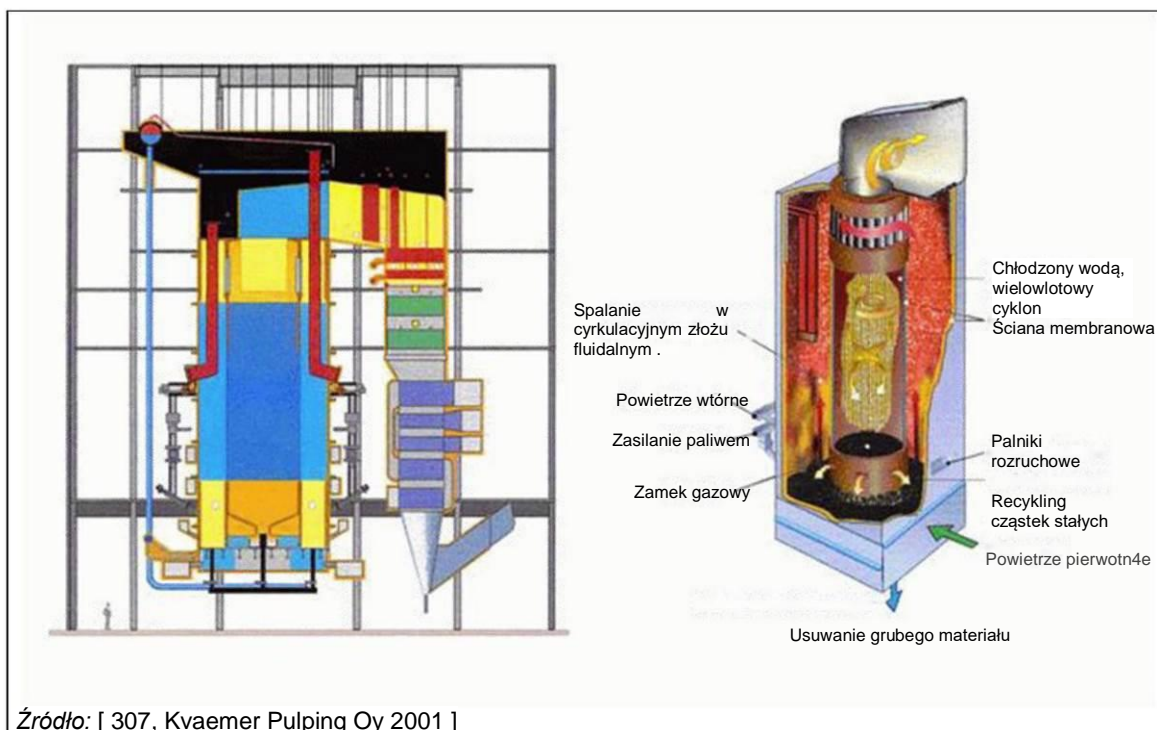
W wielu przypadkach, ilości biomasy dostępne po racjonalnym koszcie w dowolnej lokalizacji są za małe, by sprawić, że obiekt energetycznego spalania oparty tylko na biomase, był ekonomicznie wykonalny. Ekonomia wykorzystywania tych paliw dostępnych lokalnie, może znacznie poprawiać się jeżeli mogą one być współspalane z paliwem komercyjnym na istniejącym obiekcie energetycznego spalania. Jednak istnieją znaczne ograniczenia techniczne i środowiskowe dotyczące paliw, które mogą być wspólnie spalane. Wielopaliwowe opalenie biomasą zostało z sukcesem zastosowane w wielu fińskich elektrowniach ze spalaniem w złożu fluidalnym (FBC) gdzie głównym paliwem jest torf, węgiel lub pozostałości drzewne z przemysłu masy włóknistej i papierniczego.

Z uwagi na jego charakterystykę, torf nadaje się do wielopaliwowego spalania z drewnem, a istniejące obiekty mogą pomagać ograniczać problemy korozji i zanieczyszczania, które mogą występować przy spalaniu samej tylko biomasy. Zdolność do spalania torfu zapewnia również ciągłe zasilanie paliwem w obszarach, gdzie dostępność paliwa drzewnego jest niewystarczająca dla zapotrzebowania na paliwo.

Inne podejście należy podjąć, gdy lokalne paliwo nie może być z przyczyn technicznych spalane razem z głównym paliwem komercyjnym. W tym przypadku budowane są dedykowane obiekty energetycznego spalania dla paliwa lokalnego, z połączeniem do większego obiektu energetycznego spalania. W Danii zbudowano kilka oddzielnych bloków energetycznego spalania do spalania słomy, z połączeniem do dużych obiektów energetycznego spalania, opalanych węglem lub gazem.

Proces spalania na złożu fluidalnym zapewnia zalety w kategoriach zdolności do spalania szerokiej różnorodności różnych paliw.

Kotły ze spalaniem w cyrkulacyjnym złożu fluidalnym (CFBC) mogą być projektowane jako kotły wielopaliwowe, tj. pełna wydajność może być osiągnięta przy opalaniu samym węglem, przy spalaniu łączonym lub przy opalaniu samą tylko biomasą. W wielopaliwowym opalaniu węglem i biomasą, występują oddzielne, niezależne systemy dostarczania paliwa, z uwagi na różne rodzaje przemieszczania paliwa. Są one również potrzebne by zapewnić elastyczne i równomierne działanie dla wszystkich możliwych kombinacji paliw.



Źródło: [307, Kvaerner Pulping Oy 2001]

Rysunek 8.1: Przemysłowy kocioł ze spalaniem w cyrkulacyjnym złożu fluidalnym z wielowłotowym cyklonem stosowanym do opalania wielopaliwowego

W procesie pęcherzykowego złoża fluidalnego (BFB), prędkość fluidyzacji jest ograniczona i nie występuje powrót drobin poprzez układ cyklonu. Proces pęcherzykowego złoża fluidalnego dobrze nadaje się do spalania niejednorodnych paliw biomasowych i torfu, w tym w spalaniu wielopaliwowym.

Niektóre problemy techniczne, zaobserwowane we wczesnych doświadczeniach przy wielopaliwowym opalaniu biomasą i innymi paliwami, głównie węglem i lignitem, są przedstawione poniżej:

1. W elektrowni w Danii wspólnie spalano nawet do 20% drewna. Jest to kocioł z opalaniem czołowym z naturalną cyrkulacją i mocą 125 MW_e. Sproszkowane drewno było spalane w dwóch specjalnie dostosowanych palnikach. Nie obserwowano żadnych negatywnych efektów i oczekiwano, że powinny być możliwe wyższe udziały procentowe wspólnego spalania. Emisje NO_x zmniejszyły się o 35%. Słoma, a w mniejszym stopniu drewno z upraw energetycznych (wierzba), są najważniejszymi paliwami biomasowymi w Danii. Wysoka zawartość chlorku potasu w słomie może powodować problemy zażużlania i korozji.
2. W innej elektrowni duńskiej (150 MW_e) przeprowadzono badania ze słomą. Do 25% wspólnego spalania badano w kampaniach trwających od 4 tygodni do 4 miesięcy. Główne wnioski były następujące:
 - Emisje NO_x i SO₂ zmalały, emisje HCl i pyłu wzrosły.
 - Zaobserwowano niewielki wzrost stopnia korozji przegrzewacza. Całkowity czas trwania testów był zbyt krótki, by ocenić je ilościowo (szacowano, że wystąpiłby 50% wzrost w przypadku 10% udziału wspólnego spalania).
 - Gdy wspólnie spalane jest więcej niż 10% słomy, zawartość alkaliów w popiołach lotnych przekracza wartość graniczną dla zastosowania w cemencie. Dla zastosowanie w betonie, ograniczenia dotyczące zawartości alkaliów są mniej surowe i wspólne spalanie słomy może być wyższe niż 20%.
 - Próbkki katalizatora DeNO_x poddane oddziaływaniu gazów odlotowych wykazały szybki spadek aktywności.
3. Brykiety biomasowe były spalane wspólnie w elektrowni opalanej lignitem w Niemczech (280 MW_e). Nie występowały problemy przy spalaniu ilości sięgających do 10% wagowo.
4. Maksymalnie do 7% wagowo prasowanych pestek oliwek współspalano w elektrowni w Grecji, złożonej z trzech bloków opalanych lignitem, o całkowitej zainstalowanej wydajności 550 MW_t przez okres około sześciu miesięcy. Specjalne cechy charakterystyki prasowanych pestek oliwek w porównaniu do surowego lignitu były następujące: znacznie wyższa wartość opałowa, znacznie niższa zawartość wilgoci i popiołu i

wyższą zawartość substancji lotnych. Jak chodzi o skład popiołu, znacznie wyższe stężenie tlenu metali alkalicznych i niższe stężenie związków krzemu i tlenku glinu, powodowały niższą temperaturę topnienia. Eksperymenty wykazały brak zmian w parametrach eksploatacyjnych pary (przepływ masowy, temperatura i ciśnienie), zażużłaniu i zawartości niespalonego paliwa w popiele. Z powodu znacznie niższej zawartości siarki w prasowanych pestkach oliwek, emisje SO_2 zostały ograniczone.

Wspólne spalanie biomasy w kotłach na sproszkowane paliwo jest ekonomicznie wykonalne w pewnych reżimach energii odnawialnej w niektórych krajach, a potencjalna skala ułatwiła rozbudowę rozległych łańcuchów zaopatrzenia (zarówno dla pozostałości drzewnych, jak i rolniczych) i zarządzanie ograniczeniami technicznymi paliw, które mogą być używane. Współspalanie biomasy zostało pomyślnie zastosowane w kilku obiektach na paliwo sproszkowane (w Wlk. Brytanii, Holandii, Belgii i Danii), gdzie pierwotnym paliwem był węgiel. Ostatecznym wynikiem współspalania biomasy z węglem może być całkowite przestawienie kotła węglowego na biomasę. W tym przypadku, by obsługiwać różne charakterystyki paliwowe biomasy w porównaniu do węgla (np. alkaliczność), potrzebne są większe dostosowania techniczne, niż w przypadku współspalania ograniczonych udziałów procentowych biomasy.

W Wlk. Brytanii obiekty zostały zmodyfikowane by współspalać biomasę ze zdolnościami przepustowymi milionów ton rocznie lub więcej. Obecnie realizowany jest dla kilku obiektów program, następujący po próbach spalania, w celu pełnego przekształcenia na spalanie biomasy z planowanymi przepustowościami sięgającymi 8 milionów ton granulek drzewnych na rok.

Dalsze informacje dotyczące obiektów przełączanych z węgla na biomasę, jest przedstawiony w Dziale 5.2.

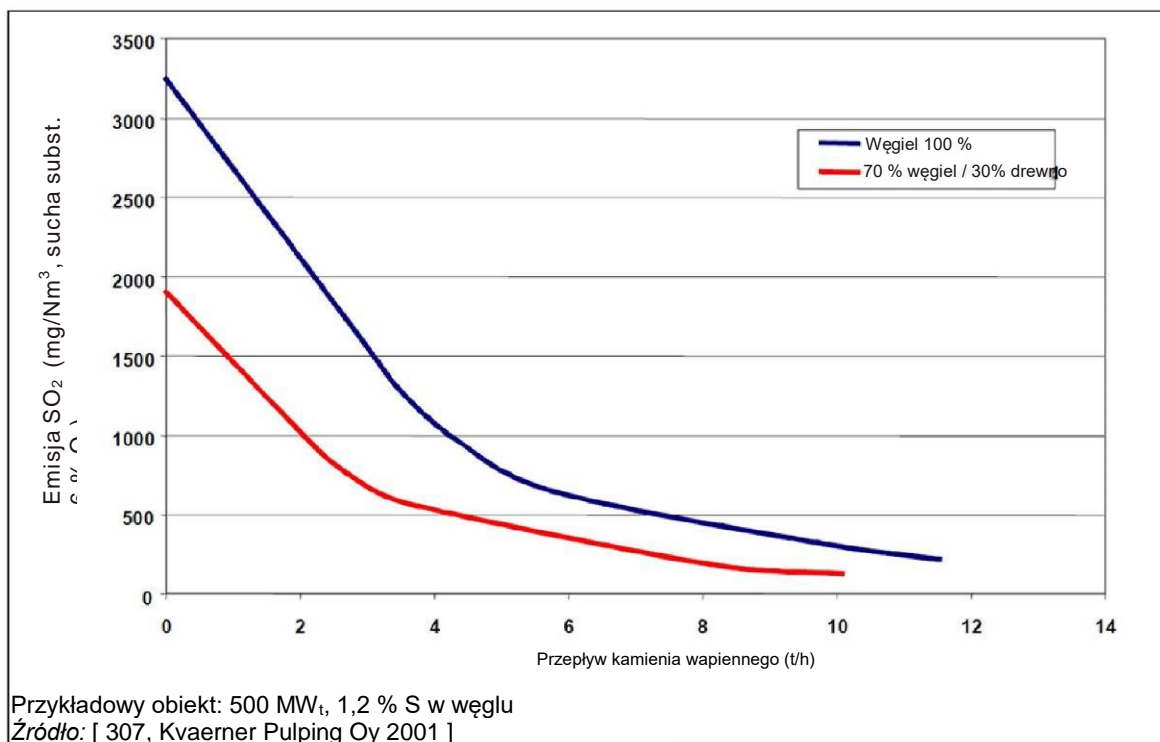
Istnieją przypadki szczególne, gdzie wielopaliwowe spalanie węgla i pewnych typów biomasy jest ściśle powiązane z lokalną dostępnością określonych strumieni paliwowych biomasy. Ma to miejsce na przykład w przypadku trzech kotłów rusztowych o mocach pomiędzy 116 MW_t i 128 MW_t , włączonych do eksploatacji na wyspach La Reunion i Guadeloupe pomiędzy latami 1992 i 1998 (Obiekty 684, 686 i 688 w roku 2012 zbierania danych). Obiekty te są wzniesione w sąsiedztwie rafinerii cukru, z których kupują wytloki trzciny cukrowej jako paliwo i którym sprzedają parę do wykorzystania przemysłowego. Spalają one węgiel i wytloki trzciny cukrowej w zmiennych proporcjach (do 68% wytlóków trzciny w 2012 r.) w zależności od dostępności wytlóków i od potrzeb produkcyjnych (zapotrzebowanie na elektryczność na wyspie i zapotrzebowanie na ciepło do wykorzystania przemysłowego). Oba te kryteria wykazują wahania, stosownie do pory roku.

Koks naftowy (koks ponaftowy) może być również z sukcesem współspalany z węglem w mieszkankach do 20% w przeliczeniu na ciepło doprowadzone. W Wlk. Brytanii dwie elektrownie (2000 MW_t i 4000 MW_t) wykorzystywały koks naftowy bez zauważalnych negatywnych oddziaływań od 2004 r.

8.1.1.5 Ograniczanie emisji do powietrza w obiektach LCP wielopaliwowego spalania paliw stałych

Kotły ze złożem fluidalnym

Niskie temperatury paleniska w procesie ze złożem fluidalnym, w połączeniu ze stopniowaniem podawania powietrza, dają emisje NO_x typowo niższe od 200 mg/Nm^3 . By jeszcze bardziej ograniczyć emisję NO_x można łatwo zamontować system wstrzykiwania amoniaku (selektywnej redukcji niekatalitycznej, SNCR), który pozwoli obniżyć poziomy emisji nawet do poziomu 100 mg/Nm^3 lub niższego (suchej masy, 6 % O_2). Emisje SO_x mogą być kontrolowane poprzez wstrzykiwanie kamienia wapiennego do paleniska, gdzie występują sprzyjające warunki dla odsiarczania. Wielopaliwowe spalanie biopaliwa z węglem ograniczy jeszcze bardziej emisje SO_x i zużycie kamienia wapiennego. W porównaniu do spalania samego tylko węgla, wielopaliwowe opalanie węgiel-biomasa pozwala osiągnąć niższe podstawowe emisje NO_x i SO_x i ogranicza właściwe emisje CO_2 w proporcji do wkładu paliwa biomasowego.



Rysunek 8.2: Skutek wielopaliwowego spalania biomasy na emisję SO₂

Kotły zasilane sproszkowanym paliwem

Biomasa jest mieszana z węglem/lignitem w obszarze magazynowania, co może wytwarzać dość duże emisje pyłu, lub jest wprowadzana oddzielnie do komory spalania.

Typowe konsekwencje wielopaliwowego spalania biomasy z węglem, w przypadku kotłów PC skonfigurowanych jak opisano powyżej, obejmują następujące:

- Stężenia NO₂ w nieobrobionych gazach odlotowych nieco maleją.
- Stężenie pyłu w gazach odlotowych za elektrofiltrem wzrasta, prawdopodobnie na skutek wyższego stężenia drobnych cząstek; oddzielanie pyłu w układzie odsiarczania gazów odlotowych zapewnia niskie stężenia w oczyszczonych gazach odlotowych.
- Zawartości siarki w paliwach biomasowych są ogólnie około dziesięciokrotnie do stokrotnie niższe niż w przypadku węgla, dając ograniczenie stężeń SO_x. Emisje HCl mogą natomiast wzrastać w wielopaliwowym opalaniu, z uwagi na wysoką zawartość chloru w pewnych typach biomasy, ale zazwyczaj pozostają niskie, jeżeli udział biomasy w mieszance paliwowej jest ograniczony. Zwiększone poziomy halogenków mogą, na dłuższą metę, również powodować problemy korozji w systemie odsiarczania gazów odlotowych.

Działanie systemów selektywnej redukcji katalitycznej podlega oddziaływaniu wielopaliwowego spalania biomasy i węgla w kotłach zaprojektowanych dla węgla. Katalizatory selektywnej redukcji katalitycznej są podatne na zatrucie na skutek kondensacji lotnych substancji nieorganicznych na powierzchni katalizatora. Tworzenie osadów siarczanowych lub fosforanowych na powierzchni katalizatora lub reakcji z substancjami aktywnymi katalizatora, może znacznie ograniczyć aktywność katalizatora, powodując skrócenie okresu trwałości użytkowej.

Potwierdzono, że wielopaliwowe spalanie biomasy i węgla lub wstrzykiwanie popiołu lotnego węgla jest skutecznym środkiem dla ograniczania dezaktywowania katalizatora selektywnej redukcji katalitycznej, ponieważ gazowe potas i fosfor uwalniane z biomasy łatwo reagują z węglowym popiołem lotnym, tworząc znacznie bardziej stabilne związki i większe cząsteczki popiołu, które mogą wymagać odfiltrowania zanim gazy odlotowe wejdą do systemu selektywnej redukcji katalitycznej.

Dezaktywowanie silnie zapyłonego katalizatora selektywnej redukcji katalitycznej jest jednym z problemów o krytycznym znaczeniu przy wielopaliwowym spalaniu słomy.

Z powodu niskiej temperatury spalania, opalenie masą na ruszcie może nie powodować odparowania metali alkalicznych i uwalniania soli jako aerozole w takim samym stopniu, jak paliwo sproszkowane lub spalanie na cyrkulacyjnym złożu fluidalnym, stąd też dezaktywowanie katalizatora selektywnej redukcji katalitycznej może być mniejszym problemem w przypadku spalania na ruszcie, niż w kotłach innego typu.

Literatura referencyjna

[51, Jensen-Holm et al. 2010], [308, Schmidt et al. 1999], [309, Kindler et al. 2000]

8.1.2 Dotychczasowe poziomy emisji i zużycia

8.1.2.1 Stopień opalania wielopaliwowego paliwami stałymi w obiektach LCP

W UE można znaleźć wiele przykładów obiektów energetycznego spalania różnych typów i wielkości, wykazujących wielopaliwowe spalanie biomasy z węglem i lignitem w bardzo szerokim zakresie stopni, nawet przekraczającym 50%. Osiągane sprawności i poziomy emisji z tych obiektów, są zrelacjonowane w Dziale 5.1.3 dla obiektów, gdzie paliwem, które dostarcza większość ciepła doprowadzanego jest węgiel lub lignit, a w Dziale 5.2.3 tych, gdzie ciepło doprowadzane przez paliwo biomasowe przewyższa ciepło doprowadzane z węgla lub lignitu, albo gdzie głównym paliwem jest torf.

Poniższa lista przykładowych obiektów przedstawia przegląd zakresu typów i wielkości obiektów i obserwowanych stopni opalania wielopaliwowego:

- Obiekt 381V to kocioł z suchym dnem (DBB) o mocy 180 MW_t, spalający 5% biomasy drzewnej i roślinnej razem z węglem;
- Obiekt 390-6V to kocioł z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym o mocy 611 MW_t, spalający 7 % biomasy drzewnej i roślinnej razem z lignitem;
- Obiekt 479V to kocioł z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym o mocy 1600 MW_t, spalający 7 % biomasy drzewnej razem z węglem;
- Obiekt 385V to kocioł z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym o mocy 396 MW_t, spalający 11 % biomasy roślinnej razem z węglem;
- Obiekt 414VC to kocioł z suchym dnem (DBB) o mocy 78 MW_t, spalający 12 % biomasy drzewnej razem z lignitem;
- Obiekt 693 to kocioł z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym o mocy 674 MW_t, spalający 14 % biomasy drzewnej razem z węglem;
- Obiekt 367V to kocioł z mokrym dnem (WBB) o mocy 1384 MW_t, spalający 15 % biomasy drzewnej razem z węglem;
- Obiekt 22_1V to kocioł z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym o mocy 157 MW_t, spalający 40 % biomasy drzewnej razem z lignitem;
- Obiekt 379V to kocioł z suchym dnem (DBB) o mocy 186 MW_t, spalający 43 % biomasy drzewnej razem z węglem;
- Obiekt 688 to kocioł ze spalaniem na ruszcie o mocy 124 MW_t, spalający 46 % biomasy roślinnej razem z węglem;
- Obiekt 684 to kocioł ze spalaniem na ruszcie o mocy 116 MW_t, spalający 64 % wyłoków z trzciny cukrowej razem z 36% węgla;
- Obiekty 489-1V i 489-2V to kotły z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym o mocy 92 MW_t, spalające 94% biomasy drzewnej i pozostałości leśniczych, razem z 5% węgla.

8.1.2.2 Wpływ wielopaliwowego spalania paliw stałych na wyniki funkcjonowania i efektywność obiektów

Typowe konsekwencje wielopaliwowego spalania biomasy z węglem obejmują wzrastanie temperatury gazów odlotowych w warunkach spalania wielopaliwowego o 5-10 °C i niemal podwojenie udziału substancji palnej, który jest związany z rozkładem wielkości cząstek w popiele. Jednak zawartość popiołu stanowi dziesiątą część zawartości popiołu dla węgla. Chociaż te efekty mogą prowadzić do ograniczenia sprawności kotła, w badaniach przeprowadzone na kilku obiektach energetycznego spalania zgłaszano zanedbywalne oddziaływania na charakterystykę kotła przy współspalaniu materiału biomasowego nawet do 5-10 % w przeliczeniu na ciepło. Wielopaliwowe spalanie koksu naftowego nie wymaga dostosowań z trybu pracy z opalaniem wyłącznie węglem, tak w kotle, jak i w parametrach eksploatacyjnych obiektu. Jednak zwiększona zawartość siarki w koksie naftowym może wymagać albo preferencyjnego mieszania z węglami o niskiej zawartości siarki, albo zwiększenia wydajności skojarzonego bloku odsiarczania gazów odlotowych. Ogólnie dane monitorowania wykazały, że oddziaływanie na środowisko naturalne obiektu spalającego mieszaninę z koksem naftowym jest podobne, jak dla tego samego obiektu spalającego wyłącznie węgiel. [170, DEBCO 2013]

8.1.2.3 Wpływ wielopaliwowego spalania paliw stałych na emisje do powietrza

Jak wspomniano w Dziale 8.1.1.5, wielopaliwowe spalania biomasy z węglem może być skojarzone, w porównaniu do opalania czystym węglem, z nieznacznymi ograniczeniami emisji SO_x i NO_x i zwiększonymi emisjami HCl. Jednak poprzez ograniczanie stopnia wielopaliwowego spalania i/lub stosowanie właściwie zaimplementowanych technik, dobrze działające obiekty osiągają podobne poziomy emisji, jak porównywalne obiekty, które nie współspalają biomasy.

Rys. 5.32 przedstawia emisje SO_2 z dobrze działających obiektów energetycznego spalania, opalanych węglem i/lub lignitem, o mocach ponad 300 MW_t. Wśród pokazanych obiektów, Obiekt 17V, 366V i 367V współspalają biomasę w stopniach pomiędzy 5% i 30%. Wszystkie te obiekty są wyposażone w mokre odsiarczanie gazów odlotowych i osiągają porównywalne poziomy emisji SO_2 do innych podobnych obiektów, które nie współspalają biomasy.

Rys. 5.34 przedstawia emisje HCl z dobrze działających obiektów energetycznego spalania, opalanych węglem i/lub lignitem, o mocach ponad 100 MW_t. Wśród pokazanych obiektów, Obiekt 17 V, 367V, 390-5V, 390-6V, 224V i 479V współspalają biomasę w stopniach pomiędzy 5% i 17 %. Wszystkie te obiekty są wyposażone albo w mokre odsiarczanie gazów odlotowych, albo we wstrzykiwanie sorbentu do kotła i osiągają porównywalne poziomy emisji HCl do innych podobnych obiektów, które nie współspalają biomasy.

Rys. 5.37 i rys. 5.38 przedstawiają emisje NO_x z dobrze działających kotłów opalanych węglem i lignitem, o mocach ponad 300 MW_t. Wśród pokazanych obiektów, tylko dwa obiekty (Obiekt 367V i 224V) współspalają biomasę.

8.1.2.4 Wpływ wielopaliwowego spalania paliw stałych na jakość pozostałości po spalaniu

Jakość pozostałości (popiół lotny, popiół kotłowy, szlam gipsowy), typowo podlega jedynie nieznacznemu wpływowi w przypadku opalania wielopaliwowego. Utylizacja tych pozostałości razem w kopalni odkrywkowej jako materiału stabilizującego jest również możliwa w przypadku współspalania.

Skład sproszkowanego popiołu lotnego, popiołu dennego kotła i gipsu z bloku współspalającego do 20% koksu naftowego ogólnie pozostaje w granicach danych technicznych dla dalszej sprzedaży.

Na jakość pozostałości oddziałuje zawartość popiołu ze współspalanego paliwa. Normy EN dla popiołu lotnego do betonu obejmują popiół lotny z zawartością do 40% wagowo (50 w przypadku drewna świeżego) materiału współspalanego. [308, Schmidt et al. 1999], [309, Kindler et al. 2000]

8.1.3 Techniki do rozważenia przy ustalaniu BAT w wielopaliwowym spalaniu paliw stałych

Obiekty opalane wielopaliwowo węglem, lignitem, biomasą i/lub torfem stosują techniki, które są przedstawione w Rozdziale 3 i opisane jako techniki do rozważenia przy określaniu BAT dla spalania węgla i /lub lignitu w Dziale 5.1.3, a dla spalania biomasy i/lub torfu w Dziale 5.2.3. Charakterystyki dobrze działających obiektów, opalanych wielopaliwowo paliwami stałymi, są relacjonowane na wykresach i tabelach w tych działach i mieszczą się w przedziałach obserwowanych dla dobrze działających obiektów, spalających węgiel i/lub lignit i dla dobrze działających obiektów spalających biomasę i/lub torf. Nie wyciąga się dalszych wniosków poza tymi dotyczącymi Działu 5.1.3 i Działu 5.2.3.

Techniki przywołane powyżej niekoniecznie podają wyczerpującą listę technik, które mogą być zastosowane w tym sektorze. Mogą istnieć lub mogą być opracowane inne techniki, które mogą być wzięte pod uwagę przy określaniu BAT dla poszczególnych instalacji.

8.2 Spalanie paliw płynnych i gazowych paliw procesowych z przemysłu chemicznego

Ten dział obejmuje obiekty energetycznego spalania, spalające ciekłe i gazowe paliwa procesowe z branży chemicznej. Podczas gdy opis ogólny spalania paliwa ciekłego lub gazowego w kotłach jest podany w Rozdziałach 0 i 7, w tym dziale omawiana jest również specjalna charakterystyka kotłów wielozadaniowych, typowo stosowanych w przemyśle chemicznym. [3, LCP TWG 2012] [52, CEFIC 2012]

8.2.1 Stosowane procesy i techniki

Pozostałości (petro)chemicznych procesów są wykorzystywane jako gazowe i/lub ciekłe paliwa (paliwa procesowe) spalane w kotłach, często jednocześnie, do wytwarzania pary użytkowej i/lub w niektórych przypadkach, elektryczności, jako użytecznej alternatywy dla spalania atmosferycznego w pochodniach lub spalarniach. Pozostałości z zakładów chemicznych mają zmienny skład, a w niektórych przypadkach ich skład może nie być znany.

Istniejące duże obiekty energetycznego spalania, zlokalizowane w pobliżu instalacji chemicznych i spalające paliwa procesowe, mają typowe ciepło doprowadzone w przedziale 100-300 MW_t. Para jest wytwarzana przez kotły wielozadaniowe, eksploatowane przy zmiennych obciążeniach w ciągu roku, by wspomagać proces produkcyjny we wszystkich sytuacjach, które mogą wystąpić w trakcie operacji przemysłowych. Charakterystyki eksploatacyjne tych obiektów stanowią klucz dla produkcji instalacji chemicznej, jak również dla bezpiecznej eksploatacji.

Projekt i eksploatacja obiektów energetycznego spalania w przemyśle chemicznym może wykazywać pewne różnice od sektora generowania energii elektrycznej. W uzupełnieniu do paliwa, główną charakterystyką do wzięcia pod uwagę jest tryb obciążenia. Rys. 8.3 przedstawia dwa obiekty energetycznego spalania zintegrowane w obrębie instalacji chemicznej.



Źródło: [52, CEFIC 2012]

Rysunek 8.3: Kotły wielozadaniowe w instalacjach chemicznych

8.2.1.1 Warunki eksploatacji

Obiekty energetycznego spalania w tej branży pracują przy ciągłym lub zmiennym obciążeniu, by wspomagać proces przemysłowy i są zaprojektowane do dostarczania energii elektrycznej i/lub pary do instalacji przemysłowej w trakcie wszystkich sytuacji, w których może pracować instalacja, takich jak wyłączenie, rozruch procesu, czyszczenie i wydmuchiwanie sadzy, badania i zakłócenia. W konsekwencji obciążenie eksploatacyjne może być różne od obciążenia znamionowego bloku energetycznego spalania.

Kotły w branży chemicznej mają następujące specjalne cechy eksploatacyjne, które mogą wpływać na stężenia zanieczyszczeń w surowych gazach odlotowych:

- a. Obciążenie nie jest stałe na przestrzeni całego roku, a kocioł często pracuje w pobliżu obciążenia znamionowego jedynie przez krótki okres czasu, potencjalnie oddziałując na poziomy stężenia zanieczyszczeń w surowych gazach odlotowych.
- b. Kocioł może spalać różne paliwa, oddzielnie lub w trybie spalania wielopaliwowego, potencjalnie oddziałując na poziomy stężenia przed obróbką.
- c. Kocioł może spalać specjalne paliwa procesowe, których skład nie jest stały w ciągu roku, co może w konsekwencji wpływać na poziomy stężenie przed obróbką.

W konsekwencji różnica pomiędzy średnią roczną i szczytową emisją może być większa niż dla innych kotłów spalających paliw o stałym składzie i pracujących blisko ich znamionowego obciążenia przez większość czasu.

8.2.1.2 Ograniczanie NO_x, NH₃ i CO

Dwoma ważnymi parametrami do uwzględnienia przy ocenianiu technik ograniczania emisji NO_x z kotłów spalających paliwa procesowego w instalacjach chemicznych, są:

- zawartość wodoru (H₂) (do 75%) w paliwie gazowym, co może sprzyjać tworzeniu się NO_x;
- zawartość azotu w paliwie gazowym lub ciekłym (do 26%), co znacznie wpływa na tworzenie się NO_x.

Jako że skład paliw procesowych zależy od procesu i jako że kotły wielozadaniowe w instalacjach chemicznych są bardzo często elastyczne pod względem paliwa, wybór paliwa i sterowania procesem są najczęściej stosowanymi technikami kontrolowania emisji NO_x.

Kotły wielozadaniowe są często projektowane nie jako autonomiczne bloki energetycznego spalania, ale są budowane jako część instalacji chemicznej; dlatego też przestrzeń dostępna na realizację dodatkowych urządzeń w istniejących instalacjach może być ograniczona.

Innymi opcjami implementacji są selektywna redukcja niekatalityczna i selektywna redukcja katalityczna. W obu przypadkach istnieją wymagania logistyczne przy modernizowaniu istniejącego obiektu, a w przypadku selektywnej redukcji katalitycznej musi być również dostępna znaczna przestrzeń. Ponadto, w branży chemicznej, kotły wielozadaniowe mogą być montowane w pobliżu bloków lub reaktorów chemicznych, które w obecności amoniaku mogłyby potencjalnie generować atmosferę wybuchową i wyzwać definicję stref zagrożonych. Dodawanie wyposażenia do tych technik może dlatego wymagać specjalnych zabezpieczeń.

8.2.1.3 Ograniczanie innych zanieczyszczeń

Emisje SO_x i pyłu nie stanowią zazwyczaj głównych kwestii przy eksploatacji kotłów wielozadaniowych w instalacjach chemicznych na gazowe paliwa procesowe, dlatego też techniki kontroli nie były szeroko stosowane dla zanieczyszczeń innych jak NO_x. Jednak gdy kotły wielozadaniowe pracują na ciekłych paliwach procesowych, to może być generowanych kilka zanieczyszczeń w zależności od składu paliwa.

W istniejących obiektach może nie być wystarczająco dużo miejsca na zamontowanie układów oczyszczania gazów odlotowych, takich jak mokre odsiarczanie gazów odlotowych.

Obiekty energetycznego spalania przywołane w [3, LCP TWG 2012] zostały w wielu przypadkach zbudowane przed rokiem 1980, z małymi wyjątkami jak nowe obiekty zbudowane ostatnio w Niemczech, pracujące na bogatym w H_2 gazowym paliwie procesowym.

8.2.2 Dotychczasowe poziomy emisji i zużycia

8.2.2.1 Zużycie gazowych i płynnych paliw procesowych z przemysłu chemicznego

Typowo kocioł wielozadaniowy może spalać różne gazowe i ciekłe paliwa procesowe oddzielnie lub w trybie współspalania, również z innymi paliwami, takimi jak gaz ziemny lub ciężki olej opałowy, które mogą być również stosowane jako paliwa rezerwowe, gdy brak jest paliw procesowych.

Najważniejsze właściwości paliw procesowych są następujące:

- Zmienny skład, prowadzący do szerokiego zakresu poziomów stężeń w nieoczyszczonych gazach odlotowych (np. NO_x) na przestrzeni roku. Stężenie NO_x w nieoczyszczonych gazach odlotowych może zmieniać się co najmniej o współczynnik dwa, niekiedy w krótkich okresach czasu.
- Wysoka zawartość wodoru (H_2) w paliwie procesowym, co może znacznie zwiększać adiabaticzną temperaturę płomienia i dlatego może zwiększać poziomy stężenia NO_x w nieoczyszczonych gazach odlotowych. Zawartość H_2 może zmieniać się w przedziale do 75% obj. Ponadto paliwa procesowe z przemysłu petrochemicznego mogą zawierać inne lekkie substancje organiczne (np. z szeregu etanu lub propanu), które mogą wpływać na emisję (stężenia NO_x bez oczyszczania, przy spalaniu gazowego paliwa procesowego mogą zmieniać się o współczynnik równy dwa w porównaniu z gazem ziemnym).
- Wysoka zawartość azotu (N) w ciekłym paliwie procesowym, co może znacznie zwiększać zawartość NO_x w paliwie. Zawartość N może sięgać wartości nawet 26% wag., w zależności od procesu. Dlatego też stężenie NO_x w nieoczyszczonych gazach odlotowych, przy spalaniu ciekłego paliwa procesowego może zmieniać się w granicach współczynnika trzy w porównaniu z ciężkim olejem opałowym, lub nawet więcej w przypadku paliw procesowych o ekstremalnie wysokiej zawartości N, takich jak pozostałości bogate w nityl.
- Inne zanieczyszczenia w ciekłym paliwie procesowym (np. zawartość siarki i popiołu może być wysoka), które mogą generować zanieczyszczenia w nieoczyszczonych gazach odlotowych (np. SO_x , pył).

8.2.2.1.1 Efektywność energetyczna

Spalanie paliw procesowych z przemysłu chemicznego w obiektach energetycznego spalania umożliwia odzyskiwanie wewnętrznej energii tych paliw, a jednocześnie unikanie spalania takich paliw procesowych w pochodni lub spalarni. Eksploatacyjny całkowity przedział wykorzystania paliwa, obserwowany w kotłach spalających takie paliwa procesowe, wynosi 14-92%, w zależności od poziomu odzyskiwania ciepła; przedział eksploatacyjnej sprawności elektrycznej wynosi 10-18% (średnia roczna, na podstawie dolnej wartości opałowej). [3, LCP TWG 2012].

Przedziały te w większości odzwierciedlają osiągi kotłów wielozadaniowych, których głównym zadaniem jest generowanie pary i które są eksploatowane w różnych warunkach obciążenia. Dodatkowo przedziały te obejmują również starsze obiekty, włączone do eksploatacji w latach 1960. W kategoriach ogólnych, uwzględniając charakterystykę spalania i wysokie wartości opałowe gazowych i ciekłych paliw procesowych przemysłu chemicznego, można oczekiwać, że najnowsze, dobrze pracujące obiekty osiągają poziomy sprawności energetycznej w podobnym przedziale jak obiekty spalające komercyjne paliwa gazowe i ciekłe, eksploatowane w podobnych warunkach.

8.2.2.2 Emisje

Tabela 8.1 przedstawia przedział emisji do powietrza z obiektów energetycznego spalania opalanych paliwem procesowym, powiązanych z instalacjami chemicznymi. Dane reprezentują określone, przykładowe obiekty z [3, LCP TWG 2012]; uwzględniając zmienność paliw procesowych, dane te niekoniecznie obejmują pełne przedziały emisji obserwowane w istniejących obiektach. Z powodu ograniczeń w liczbie monitorowanych zanieczyszczeń, relacjonowanych przez kilka spośród obiektów zawartych w przedziałach pokazanych w Tabeli 8.1, w pewnych przypadkach zgłaszane przedziały są skojarzone tylko z ograniczoną liczbą obiektów. Dotyczy to w szczególności emisji HCl i HF, metali i dioksyn oraz furanów. W ogólności dostępne dane monitorowania dla tych emisji mieszczą się w przedziale emisji zgłaszanych dla innych typów obiektów, takich jak obiekty współspalające odpady opisane w Rozdziale 9, które również spalają paliwa o zmiennej zawartości substancji zanieczyszczających. Emisje chlorowodoru i dioksyn oraz furanów dotyczą jedynie spalania paliw procesowych które pochodzą ze strumieni zawierających chlor.

Tabela 8.1: Przedziały zgłaszanych emisji do powietrza z kotłów spalających paliwa procesowe z przemysłu chemicznego.

Znamionowa moc cieplna doprowadzana	Typowe techniki kontroli	Emisje do powietrza										
		Pył	SO _x	NO _x	CO	NH ₃	HF	HCl	Całkowita zawartość lotnych substancji organicznych	Hg	Sb+As+Pb+Cr+Co+Cu+Mn+Ni+V	Cd+Tl
MW _t		mg/Nm ³										
85-350	Palniki o niskiej emisji NO _x /OPT/Selektywna redukcja niekatalityczna / Selektywna redukcja	< 1-36	< 1-1 400	70-450	0,2-18	0,3-4	0,4	0,1-21	1-13	0,0005-0,01	0,04-0,2	0,0012-0,06
Uwagi: LNB: Palniki o niskiej emisji NO _x . OPT: Inne podstawowe techniki ograniczania NO _x SCR: Selektywna redukcja katalityczna NO _x . SNCR: Selektywna redukcja niekatalityczna NO _x . Dane reprezentowane są średnimi rocznymi wartościami krótkoterminowych (pył, SO _x , NO _x , CO) lub średnimi z jednego roku krótkoterminowych wartości próbek (pozostałe zanieczyszczenia), bez odejmowania niepewności, a dla suchych gazów odlotowych i 3% referencyjnym poziomie tlenu. Źródło: [52. CEFIC 2012]												

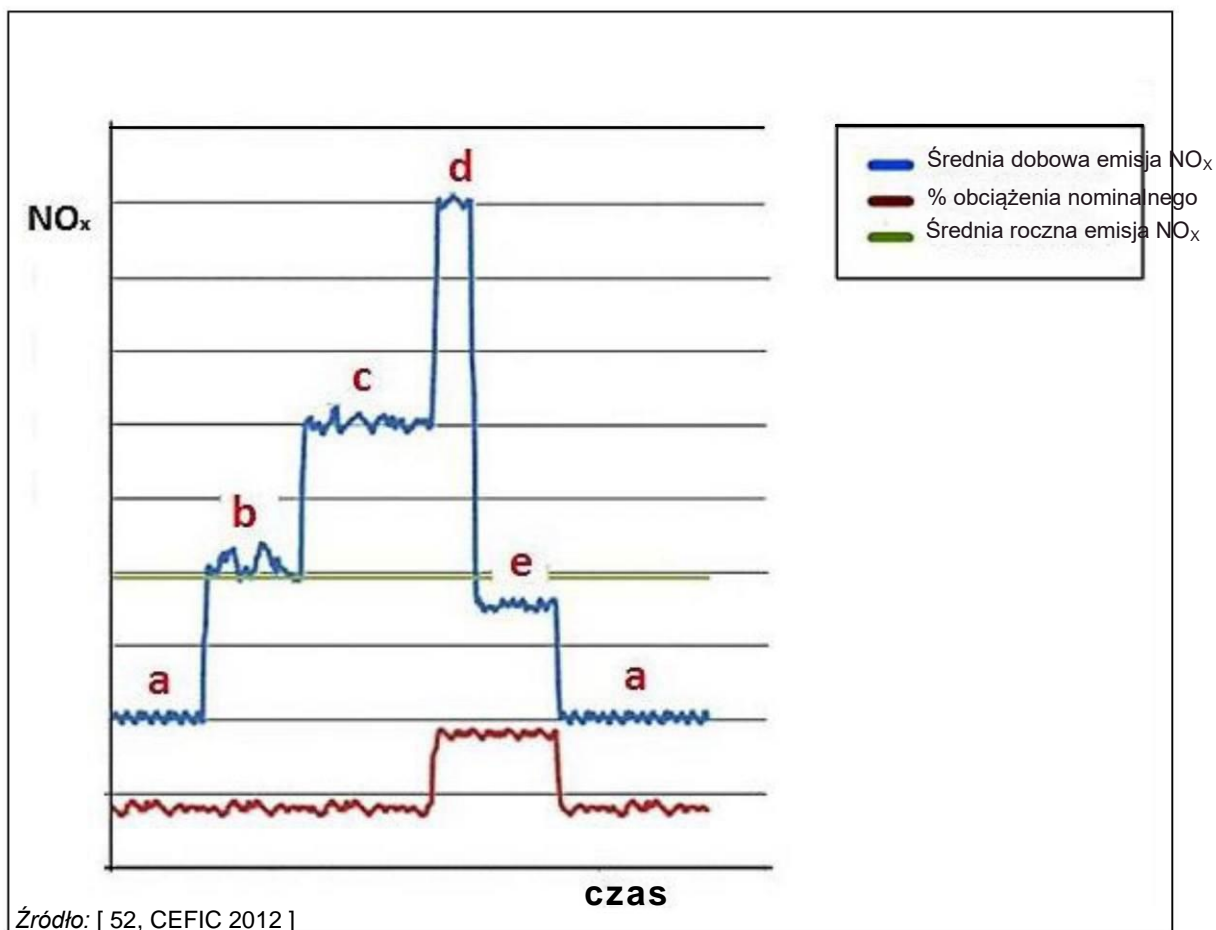
8.2.2.2.1 Zmienność emisji NO_x

Godzinowe i dobowe średnie poziomy stężenia NO_x mogą wykazywać zmienność, w odniesieniu do średniego poziomu rocznego, jako funkcja obciążenia i typu stosowanych paliw.

W trakcie okresu jednego roku, kocioł wielozadaniowym jest zwykle eksploatowany w następujących trybach.

- Zwykłym trybem jest spalanie przez kocioł gazowego paliwa procesowego.
- Zwykłym trybem, gdy kocioł spala gazowe i ciekłe paliwa procesowe jest tryb współspalania.
- Zwykły tryb, gdy kocioł spala ciekłe paliwo procesowe.
- Wyjątkowy tryb, gdy kocioł spala ciekłe paliwo procesowe, w pobliżu znamionowego obciążenia.
- Wyjątkowy tryb, gdy kocioł spala gazowe paliwo procesowe, w pobliżu znamionowego obciążenia.

Rys. 8.4 ilustruje wspomniane powyżej typowe przypadki eksploatacji kotła wielozadaniowego, gdzie średnie dobowe emisje NO_x na przestrzeni roku są pokazane dla kotła, implementującego tylko podstawowe środki. Rys. 8.4 nie przedstawia rzeczywistych danych mierzonych, ale pokazuje, że emisje NO_x podlegają zmienności, która może być znaczna, w zależności od kilku parametrów.



Rysunek 8.4: Wzór emisji NO_x jako funkcja dobowej eksploatacji kotła wielozadaniowego, niewyposażonego w środki na końcu instalacji (wartości nie są wzięte z rzeczywistych instalacji).

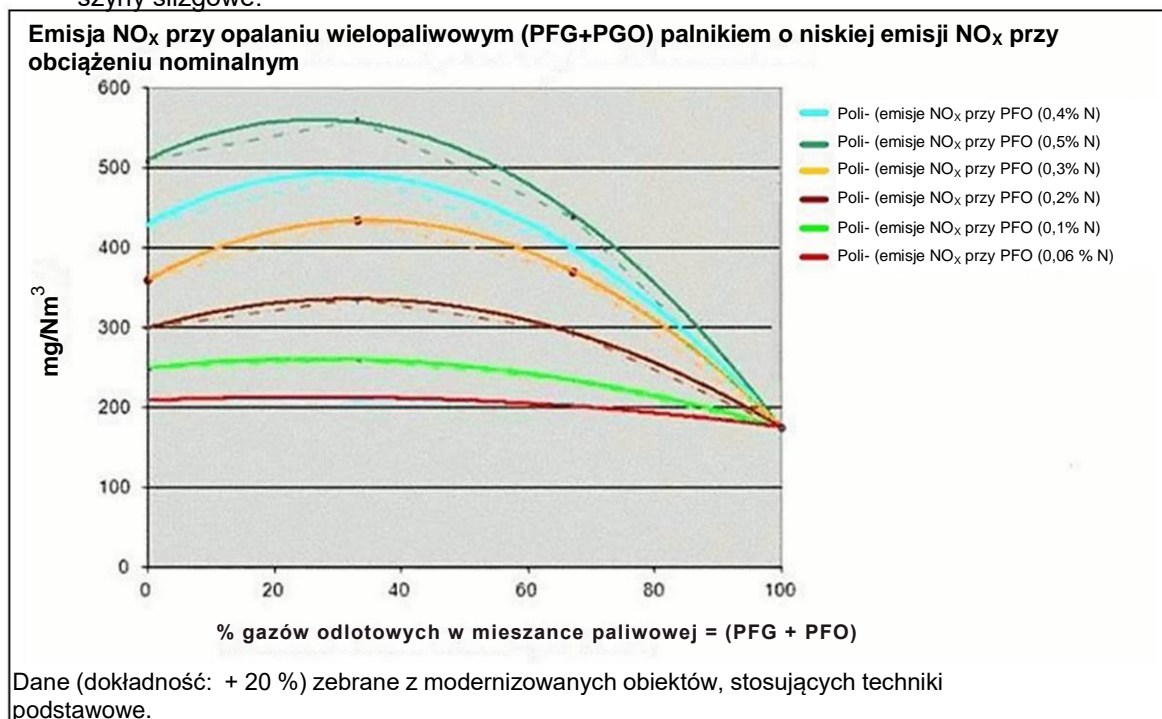
Biorąc pod uwagę charakterystyki paliw procesowych i kotłów wielozadaniowych, rys. 8.5 przedstawia wykres parametryczny, podający zestawienie osiągniętych emisji NO_x przy pełnym obciążeniu (znamionowym) dla istniejących instalacji, implementujących tylko podstawowe środki oddzielnie lub w połączeniu, i spalających:

- ciekłe paliwo procesowe (=procesowy olej opałowy (PFO)) o wysokiej zawartości N (lewa strona osi poziomej);
- gazowe paliwo procesowe (= procesowy gaz opałowy (PFG)) o typowym składzie (H_2 + inne substancje) w normalnej petrochemicznej eksploatacji procesowej (prawa strona osi poziomej);
- gazowe paliwo procesowe i ciekłe paliwo procesowe (= procesowy gaz opałowy i procesowy olej opałowy (PFG + PFO)),

Rys. 8.5 jest oparty na pomiarach emisji NO_x osiągniętych przy znamionowym obciążeniu z realizowaniem podstawowych technik w zmodernizowanych kotłach wielozadaniowych w przemyśle chemicznym.

Rys. 8.5 przedstawia również następujące efekty:

- Emisje NO_x nie przebiegają według liniowego przebiegu dla różnych mieszanek PFG i PFO, ale wyraźnie wskazują pik dla 33 % udziału procesowego gazu opałowego w całkowitym doprowadzonym paliwie w MW_t . Ten szczególny efekt, dobrze znany przez producentów palników o niskiej emisji NO_x (LNB), wynika z tego, że gaz opałowy zapala się szybciej niż olej opałowy, następnie przekazując swoje ciepło adiabatyczne do oleju opałowego. Olej zapala się na późniejszym etapie, powodując powstawanie większej ilości NO_x na wyższym poziomie utleniania. To pokazuje, dlaczego połączenie dwóch różnych płomieni może zwiększać emisje NO_x i dlaczego ekstrapolacja liniowa nie może być stosowana.
- Emisje NO_x w przypadku oleju opałowego są silnie zależne od poziomu zawartości azotu w oleju opałowym: wyższa zawartość azotu prowadzi do wyższego „efektu szczytowego”. Stężenie NO_x w surowych gazach odlotowych wzrasta o 70-80 mg/Nm^3 na 0,1 % zawartości azotu przy 3 % O_2 .
- Modernizowanie kotła, by umożliwić elastyczność paliwową, daje nowe sposobności do kontrolowania emisji NO_x poprzez regulacje eksploatacyjne. Dlatego też modernizacja palnika, która pozwala na elastyczność paliwową, może stanowić część charakterystyki ograniczania emisji NO_x , a prace modernizacyjne mogą również obejmować nowe paliwowe szyny ślizgowe.



Rysunek 8.5: Wzór stężenia NO_x w surowych gazach odlotowych jako funkcja mieszanki paliwa przy obciążeniu nominalnym

8.2.3 Techniki do rozważenia przy ustalaniu BAT dla spalania paliw procesowych z przemysłu chemicznego

W tym dziale opisano techniki (lub ich połączenia) i skojarzone monitorowanie, uznawane za mające potencjał osiągnięcia wysokiego poziomu ochrony środowiska w działalności objętej zakresem tego dokumentu. Opisane techniki obejmują zarówno stosowaną technologię, jak i sposób w jaki instalacje są projektowane, budowane, konserwowane, eksploatowane i wyłączane z ruchu.

Obejmuje on techniki zintegrowane w procesie, jak i techniki na wyjściu z instalacji. Zapobieganie powstawaniu odpadów i gospodarowanie nimi, w tym procedury minimalizowania i recyklingu odpadów, są również uwzględnione. Ponadto omówiono techniki ograniczania zużycia surowców, wody i energii.

Aneks III do dyrektywy emisji przemysłowych wymienia pewną liczbę kryteriów dla określania BAT, a informacje podane w tym rozdziale podejmują te zagadnienia. Na tyle, na ile to możliwe, standardowa struktura Tabeli 3.4 wykorzystywana jest do nakreślenia informacji o każdej technice, by umożliwić porównanie technik i ocenę względem definicji BAT podanej w dyrektywie emisji przemysłowych.

Ten dział niekoniecznie podaje wyczerpującą listę technik, które mogą być zastosowane w tym sektorze. Mogą istnieć lub mogą być opracowane inne techniki, które mogą być wzięte pod uwagę przy określaniu BAT dla poszczególnych instalacji.

W tym dziale, techniki do rozważenia opisuje się w pełni tylko wtedy, gdy są one właściwe dla rozważanego, spalanego paliwa lub stosowanego procesu spalania (spalanie paliw procesowych z przemysłu chemicznego). W istocie, dla większości tych technik, ogólne opisy zostały już przedstawione w Rozdziale 3. Dlatego też, by uniknąć powtarzania, dla tych ogólnych technik opisanych już w Rozdziale 3, przedstawia się tutaj w tabelach syntetycznych jedynie dodatkowe informacje, które są właściwe dla spalania paliw procesowych z przemysłu chemicznego.

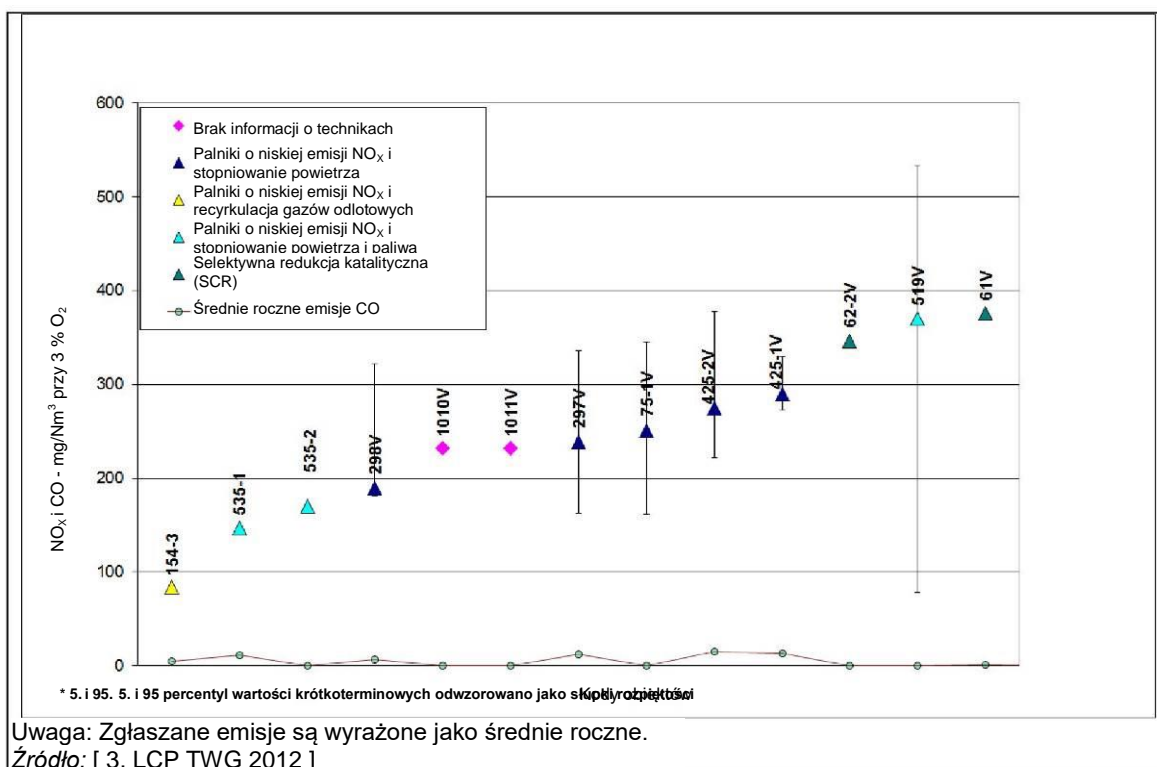
8.2.3.1 Techniki zapobiegania emisjom NO_x, CO i NH₃ i/lub ich ograniczania

Informacje o ogólnych technikach, obejmujące informacje o pełnym spalaniu, dla zapobiegania i kontrolowania emisji NO_x, CO i NH₃ podano w Dziale 3.2.2.3. Tabela 8.2 podaje informacje właściwe dla opalania paliwem procesowym, np. o stosowalności, charakterystykach obciążenia środowiska i przykładowych instalacjach. Na koniec, rys. 8.9 przedstawia modernizację techniki podstawowej podawania powietrza wtórnego (OFA) w kotle w obrębie instalacji chemicznej.

Tabela 8.2: Techniki zapobiegania i kontrolowania emisji NO_x

Technika	Opis techniczny	Osiągane korzyści dla środowiska	Charakterystyka obciążenia środowiska i dane eksploatacyjne	Efekty krzyżowe mediów	Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowalności		Opłacalność	Przykładowe objekty
					Nowe objekty	Istniejące objekty		
Techniki główne								
Nowoczesny system sterowania	Zastosowanie skomputeryzowanego, zautomatyzowanego systemu do kontrolowania sprawności spalania i wspomagania ograniczania emisji zanieczyszczeń, również poprzez zastosowanie wysokosprawnego monitorowania	Ograniczenie emisji NO _x i CO	N/D	Poprawa sprawności cieplnej	Zastosowanie ogólne	Niektóre kotły w przemyśle chemicznym są datowane na lata 1960. Stare objekty energetycznego spalania mogą również wymagać modernizacji systemów spalania i/lub sterowania.	N/D	N/D
Wybór paliwa	Zastosowanie paliw o niskiej zawartości chemicznego azotu (chemicznego NO _x)	Ograniczenie emisji NO _x	N/D	N/D	Na instalacjach chemicznych, bardziej niż dostępność paliw alternatywnych, najważniejszym ograniczeniem dla wyboru paliwa może być dostępność alternatywnych dróg (innych niż spalanie) dla paliwa procesowego.		N/D	N/D
Stopniowanie paliwa (ponowne spalanie)	Zobacz Dział 3.2.2.3.6 Stopniowanie paliwa przy stosowaniu mieszanek paliwa ciekłego może wymagać specjalnej konstrukcji palnika.	Ograniczenie emisji NO _x i CO	N/D	N/D	Zastosowanie ogólne		Właściwe dla obiektu.	Obiekty 519, 535-1, 535-2
Stopniowanie powietrza	Zobacz Dział 3.2.2.3.2 Powietrze wtórne (OFA): Palniki o niskiej emisji NO _x są eksploatowane przez niskiej stechiometrii powietrza, podczas gdy pełne spalanie jest osiągnięte poprzez wstrzykiwanie dodatkowego powietrza ponad palnikami, w górnej części kotła.	Ograniczenie emisji NO _x i CO	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	N/D	Zastosowanie ogólne		Właściwe dla obiektu.	Obiekty 75-1, 297, 298, 4251, 425-2

Recyrkulacja gazu odlotowego (FGR)	Zobacz Dział 3.2.2.3.3 Adiabatyczna temperatura płomienia palnika o niskiej emisji NO _x może być ograniczona przez recyrkulację części gazów odlotowych z powietrzem spalania w skrzyni powietrznej palnika. To może sprawić, że technika recyrkulacji spalin będzie nieefektywna dla opalania olejem. Modernizowanie wymaga nowej konstrukcji palnika.	Ograniczenie emisji NO _x .	Ta technika jest bardziej skuteczna przy spalaniu gazu opałowego W przypadku spalania oleju opałowego, słabe spalanie i niestabilność płomienia mogą powodować wadliwe działanie i wzrost emisji pyłów.	Zmniejszona sprawność cieplna	Zastosowanie ogólne	Mogą występować ograniczenia modernizowania związane z bezpieczeństwem instalacji chemicznej.	Właściwe dla obiektu.	Obiekty 154-3, 157-1, 157-2, 364
Palniki o niskiej emisji NO _x	Zobacz Dział 3.2.2.3.5	Ograniczenie emisji NO _x .	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	N/D	Zastosowanie ogólne		Właściwe dla obiektu.	Większość kotłów dla których zbierano dane
Dodatek wody/pary	Zobacz Dział 3.2.2.3.10	Ograniczenie emisji NO _x .	N/D	Zmniejszona sprawność cieplna. Mogą wzrastać emisje CO	Stosowalność może być ograniczona dostępnością wody.		Właściwe dla obiektu.	N/D
Techniki pomocnicze								
Selektywna redukcja niekatalityczna NO _x (SNCR)	Zobacz Dział 3.2.2.3.12	N/D	Sprawność działania selektywnej redukcji niekatalitycznej zależy od konfiguracji i geometrii pieca wielopalnikowego	Ucieczka amoniaku, możliwe problemy korozji powłoki na ścianach rurek wodnych kotła	Zastosowanie ogólne	Względy bezpieczeństwa, stwarzane poprzez bliskość innych instalacji, które mogą potencjalnie generować atmosfery wybuchowe. Dla selektywnej redukcji katalitycznej, również dostępność przestrzeni, rozmiar kanału i konfiguracja dla wkroczenia w optymalne okno temperaturowe.	W pewnym przykładzie, całkowite koszty kapitałowe: 3,5-4 miliony euro. Ograniczenie emisji NO _x : 62 t/rok	Obiekt 75-2
Selektywna redukcja katalityczna (SCR)	Zobacz Dział 3.2.2.3.11	N/D	N/D	Ucieczka amoniaku (mniejsza niż w przypadku selektywnej redukcji niekatalitycznej)				N/D
Uwaga: N/D: Brak dostępnych specjalnych informacji.								

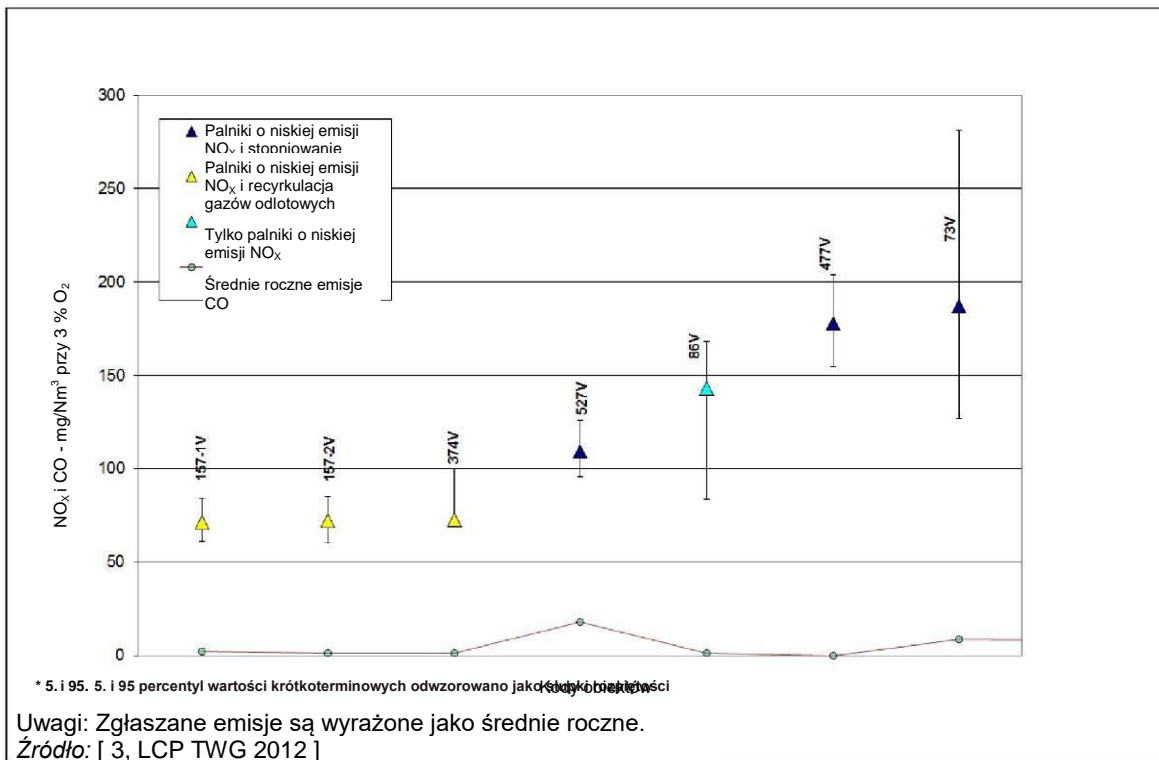


Rysunek 8.6: Emisje NO_x i CO dla przykładowych kotłów spalających mieszanki gazowych i ciekłych paliw procesowych z przemysłu chemicznego

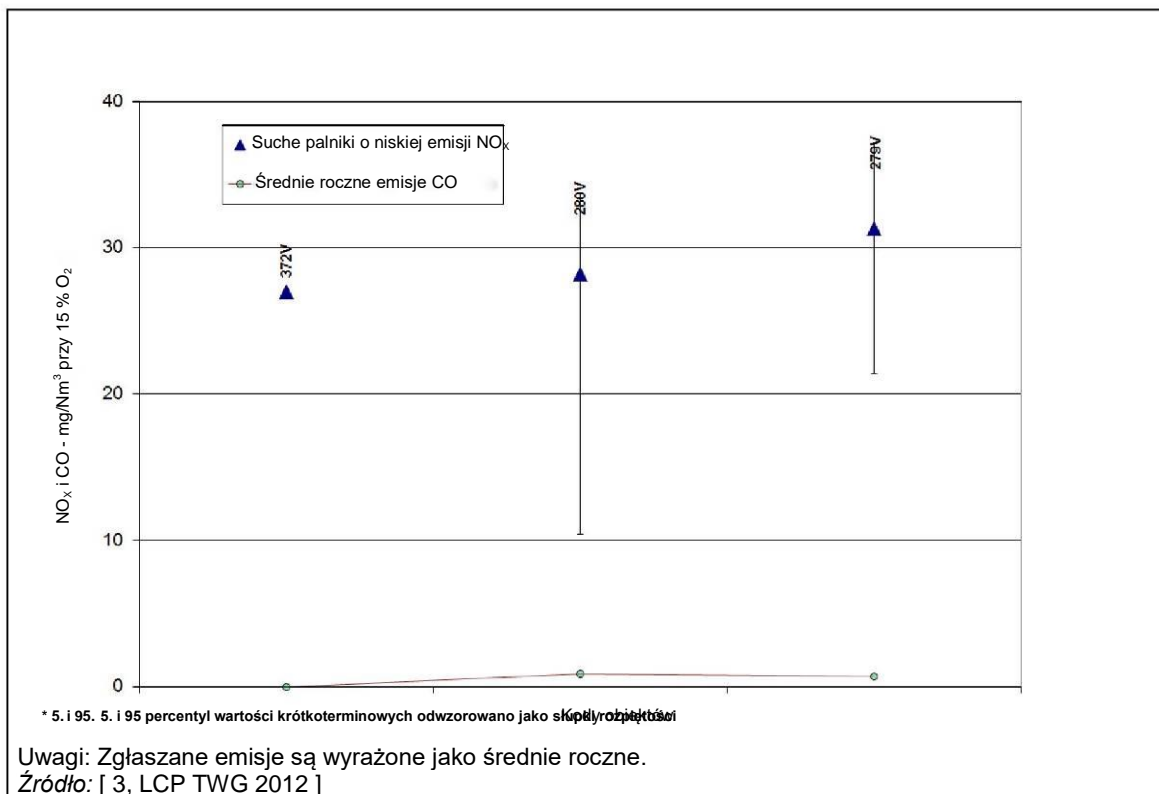
Rys. 8.6 przedstawia emisje NO_x i CO osiągnięte przez dobrze pracujące kotły spalające mieszanki gazowych i ciekłych paliw procesowych z przemysłu chemicznego. Obiekty na tym wykresie mają wielkości pomiędzy 110 MW_t i 870 MW_t, i są eksploatowane pomiędzy 4000 h/rok i 8700 h/rok, z równoważnymi współczynnikami pełnego obciążenia powyżej 30%, z wyjątkiem obiektu 535-2, który relacjonował równoważny współczynnik pełnego obciążenia 14%. Większość z tych obiektów jest wyposażona w techniki podstawowe i osiąga poziomy emisji NO_x w granicach 290 mg/Nm³ jako średnia roczna. Obiekty zgłaszające emisje powyżej tego poziomu spalają paliwa o wysokiej zawartości chemicznego azotu (0,6% dla Obiektu 519V i do 23-26% dla obiektów 62-2V i 61V, które spalają wysoki udział procentowy nitryli i używają selektywnej redukcji katalitycznej). We wszystkich przypadkach emisje CO mieszczą się w granicach 15 mg/Nm³ jako średniej rocznej. Wszystkie te obiekty zostały włączone do eksploatacji pomiędzy rokiem 1964 i 1980, i monitorują swoje emisje NO_x w sposób ciągły lub okresowo (od 70 do 390 razy na rok).

Rys. 8.7 przedstawia emisje NO_x i CO osiągnięte przez dobrze pracujące kotły spalające tylko gazowe paliwa procesowe z przemysłu chemicznego. Obiekty na tym wykresie mają wielkości pomiędzy 140 MW_t i 285 MW_t, i są eksploatowane pomiędzy 1600 h/rok i 8700 h/rok, z równoważnymi współczynnikami pełnego obciążenia powyżej 17% i 72%. Wszystkie te obiekty są wyposażone tylko w techniki podstawowe i osiągają poziomy emisji NO_x w granicach 180 mg/Nm³ jako średnia roczna. Obiekty 157-1V i 157-2V spalają wysoki udział wodoru gazowego (75%) i osiągają roczne, średnie poziomy emisji NO_x rzędu 70 mg/Nm³. We wszystkich przypadkach emisje CO są niższe od 20 mg/Nm³ jako średniej rocznej. Wszystkie te obiekty zostały włączone do eksploatacji pomiędzy rokiem 1964 i 2010, i monitorują swoje emisje NO_x w sposób ciągły.

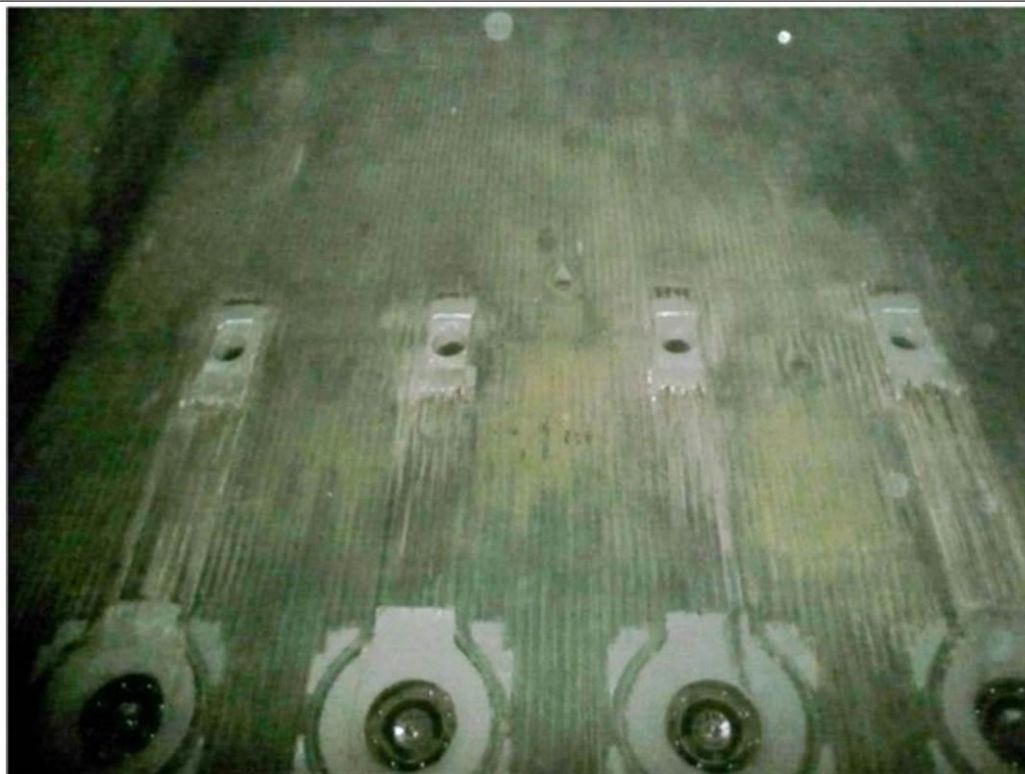
Rys. 8.8 przedstawia emisje NO_x i CO osiągnięte przez dobrze pracujące turbiny gazowe, spalające paliwa procesowe z przemysłu chemicznego. Obiekty 279V i 280 są najnowszymi obiektami o wielkości 685 MW_t, i zostały włączone do eksploatacji pomiędzy rokiem 2005 i 2007. Są one eksploatowane przez około 8000 h/rok, z równoważnymi współczynnikami pełnego obciążenia około 84%. Są one wyposażone w suche palniki o niskiej emisji NO_x 30 mg/Nm³ for NO_x, osiągając średnie roczne poziomy emisji bliskie 30 mg/Nm dla NO_x, a 1 mg/Nm³ dla CO. Obiekt 372V ma wielkość 150 MW_t i osiąga podobne poziomy emisji NO_x.



Rysunek 8.7: Emisje NO_x i CO dla przykładowych kotłów spalających gazowe paliwa procesowe z przemysłu chemicznego



Rysunek 8.8: Emisje NO_x i CO dla przykładowych turbin gazowych spalających paliwa procesowe z przemysłu chemicznego



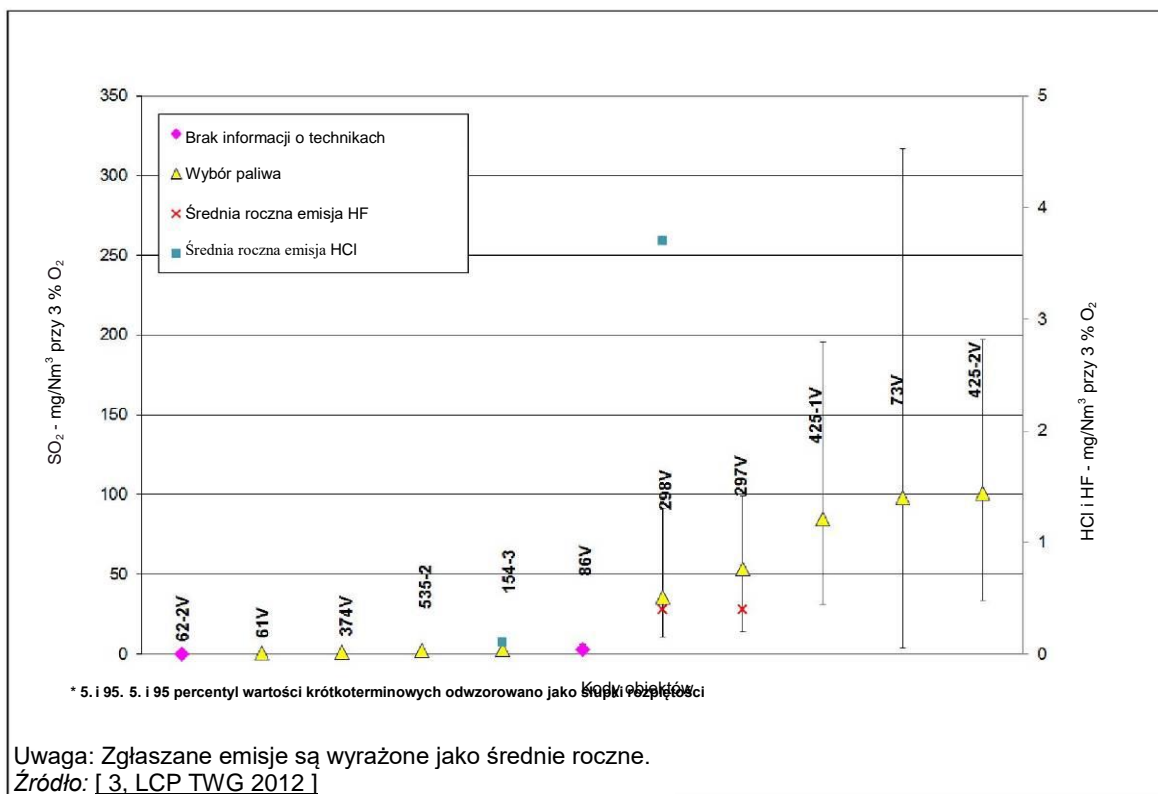
Źródło: [52, CEFIC 2012]

Rysunek 8.9: Technika podawania powietrza wtórnego w kotle na instalacji chemicznej

8.2.3.2 Techniki zapobiegania emisjom innych zanieczyszczeń i/lub ich ograniczania

Paliwa procesowe z przemysłu chemicznego mogą zawierać pył i siarkę, jak również halogenki. Paliwa te są często spalane z innymi paliwami (np. gazem ziemnym, ciężkim olejem opałowym) w obiektach energetycznego spalania zasadniczo wyposażonych w techniki podstawowe dla ograniczenia emisji pyłu, SO_x , HCl i HF; techniki wtórne są częściej implementowane dla ograniczenia emisji NO_x i mogą być wykorzystywane dla ograniczenia emisji pyłów i gazów kwaśnych, gdy techniki podstawowe nie są wystarczające. Patrz rys. 8.10 (emisje SO_x , HCl i HF) i rys. 8.11 (emisje pyłów) odnośnie do poziomów sprawności.

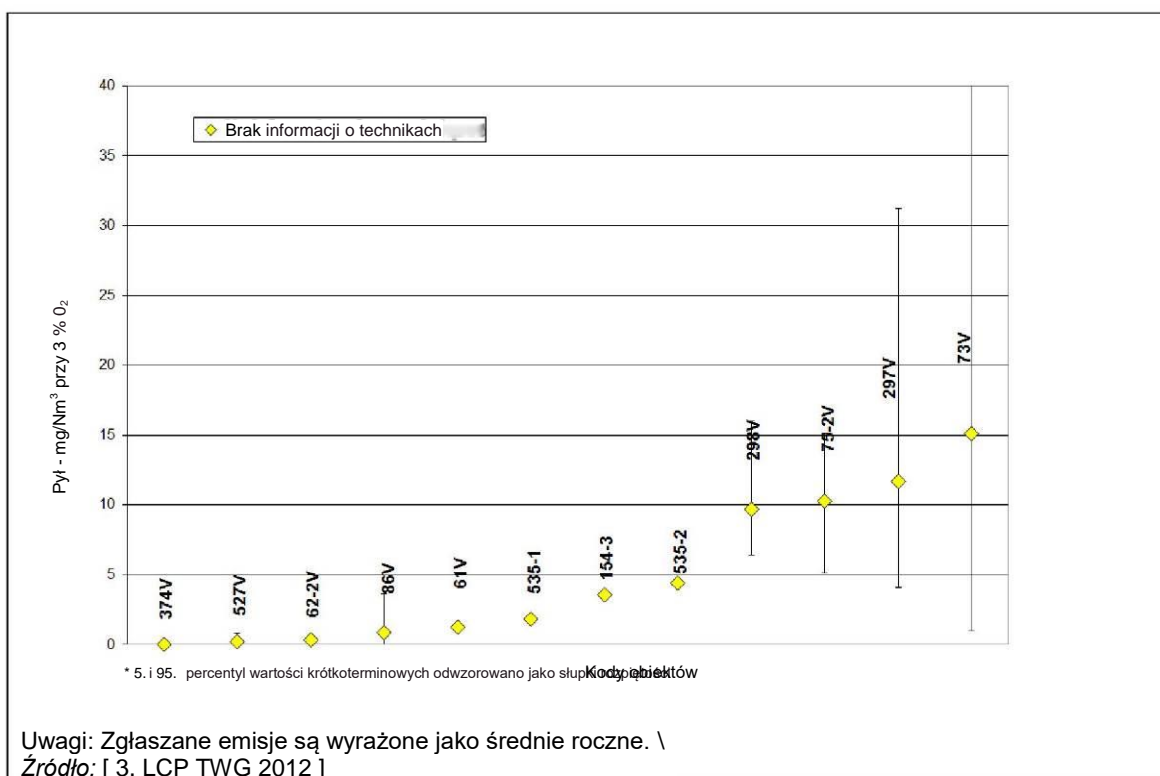
Rys. 8.10 przedstawia poziomy emisji SO_2 , HCl i HF osiągnęte przez dobrze pracujące obiekty spalające mieszanki gazowych i ciekłych paliw procesowych z przemysłu chemicznego. Obiekty na tym wykresie mają wielkości pomiędzy 110 MW_t i 370 MW_t , i są eksploatowane pomiędzy 4000 h/rok i 8700 h/rok, z równoważnymi współczynnikami pełnego obciążenia powyżej 14 % i 85 %. Żadne z tych obiektów nie są wyposażone w techniki wtórne do ograniczenia emisji SO_x i ogólnie stosują wybór paliwa by osiągnąć roczne poziomy emisji w granicach 100 mg/Nm^3 dla SO_2 . Wszystkie te obiekty zostały włączone do eksploatacji pomiędzy rokiem 1964 i 1980, i monitorują swoje emisje SO_2 w sposób ciągły lub okresowo (od 12 do 70 razy na rok). Nieliczne obiekty zgłaszające emisje HCl lub HF monitorują je okresowo pomiędzy trzech do sześciu razy na rok.



Rysunek 8.10: Emisje SO₂, HCl i HF dla przykładowych obiektów spalających mieszanki gazowych i ciekłych paliw procesowych z przemysłu chemicznego

Modernizowanie poprzez wprowadzanie pewnych technik (zwłaszcza technik wtórnych do redukcji emisji SO_x, HCl i HF) w istniejących kotłach w obrębie instalacji chemicznej może być trudne z uwagi na rozmiar i konfigurację kanału gazów odlotowych lub brak wystarczającej przestrzeni w pobliżu kotła.

Rys. 8.11 przedstawia poziomy emisji pyłu osiągnęte przez dobrze pracujące obiekty spalające mieszanki gazowych i ciekłych paliw procesowych z przemysłu chemicznego. Obiekty na tym wykresie mają wielkości pomiędzy 110 MW_t i 370 MW_t, i są eksploatowane pomiędzy 4000 h/rok i 8700 h/rok, z równoważnymi współczynnikami pełnego obciążenia powyżej 13 % i 72 %. Wszystkie te obiekty osiągają roczne średnie poziomy emisji pyłu w granicach 15 mg/Nm³. Obiekty te zostały włączone do eksploatacji pomiędzy rokiem 1964 i 1978, i wszystkie oprócz jednego monitorują swoje emisje pyłu w sposób ciągły.



Rysunek 8.11: Emisje pyłu dla przykładowych obiektów spalających mieszanki gazowych i ciekłych paliw procesowych z przemysłu chemicznego

Informacje o ogólnych technikach dla zapobiegania i kontrolowania emisji pyłów i metali zawartych w pyłach oraz SO_x podano w Dziale 3.2.2.1, 3.2.2.2 i 3.2.2.5.

Niektóre techniki wstępnej obróbki paliwa są opisane w dokumencie referencyjnym BAT o Zwykłych systemach oczyszczania/gospodarowania ściekami i gazami odpadowymi w sektorze chemicznym (CWW BREF) i w innych dokumentach referencyjnych BAT dla przemysłu chemicznego.

9 Współspalanie odpadów

Ten rozdział skupia się głównie na skutkach współspalania materiałów odpadowych w dużych obiektach energetycznego spalania (kotły opalane węglem, lignitem, torfem i drewnem). Obecnie współspalanie odpadów w dużych obiektach energetycznego spalania napędzają trzy główne czynniki.

- Wśród celów prawodawstwa UE dotyczącego poziomu odpadów, znajduje się ograniczenie zużycia zasobów i minimalizacja ilości utylizowanych odpadów. W tym kontekście, prawodawstwo w niektórych krajach członkowskich zniechęca do utylizacji odpadów i odpadów biomasowych o wysokich wartościach opałowych (np. > 6 000 kJ/kg suchej substancji). Alternatywne opcje obróbki tych frakcji odpadów obejmują na przykład współspalanie, jak również spalanie i obróbkę mechaniczno - biologiczną.
- Na mocy wymagań protokołu z Kyoto, emisje gazów cieplarnianych muszą być ograniczone na całym świecie. Współspalanie odpadów biomasowych i/lub innych frakcji odpadów o niższej właściwej emisji CO₂ niż paliwo, które zastępują, jest jedną z opcji ograniczania emisji gazów cieplarnianych.
- Liberalizacja rynku energii wzmaga nacisk ekonomiczny na producentów energii. Współspalanie odpadów może dostarczać dodatkowych możliwości biznesowych, które mogą czynić eksploatację pewnych dużych obiektów energetycznego spalania bardziej atrakcyjną ekonomicznie.

Współspalanie odpadów obejmuje materiały obecnie znane w literaturze jako odpady, stałe paliwo odzyskiwane (SRF), paliwo pochodzące ze śmieci (RDF) lub paliwo pochodzące z odpadów biomasowych. Niektóre z tych materiałów mogą być klasyfikowane jako niebezpieczne, jako że mogą one być zanieczyszczone niebezpiecznymi substancjami. Opalenie wielopaliwowe biomasą (nieodpadową) jak zdefiniowano w IED jest omówione w Dziale 8.1. Kluczowymi zagadnieniami we współspalaniu odpadów są:

- jakość i charakterystyka odpadów;
- konstrukcja kotła;
- przemieszczanie i podawanie odpadów;
- zażużlanie lub spiekanie złoża (kocioł ze złożem fluidalnym);
- zanieczyszczanie powierzchni wymiany ciepła;
- korozja na gorąco;
- skutki dla poziomów emisji w porównaniu do emisji występujących, gdy stosowane jest tylko paliwo konwencjonalne;
- właściwości popiołu, usuwanie popiołu dennego;
- przechowywanie odpadów; wykorzystanie i/lub opcje utylizacji dla odpadów stałych/pozostałości ze współspalania.

W dużych obiektach energetycznego spalania można współspalać szeroki wachlarz materiałów. Aneks II (Dział 13.2) podaje listę materiałów obecnie współspalanych w dużych obiektach energetycznego spalania w UE.

W zakresie tego rozdziału zakłada się, że współspalane odpady są (wstępnie) przyjmowane, a następnie wstępnie obrabiane, co typowo wiąże się z oddzielaniem części palnych od części niepalnych. W celu lepszego zrozumienia problemów takich, jak wstępne przyjęcie/przyjęcie, spalanie lub wstępna obróbka odpadów, patrz dokumenty referencyjne BAT dotyczące odpadów, a zwłaszcza następujące:

- Obróbka odpadów (WT): ten dokument referencyjne BAT opisuje procesy i techniki, które zajmują się przekształcaniem odpadów w celu umożliwienia ich wykorzystania jako paliwa w dowolnym procesie spalania (takim jak w dużych obiektach energetycznego spalania, cementowniach, zakładach chemicznych, hutach żelaza/stalowniach, itp.). Te wstępne obróbki obejmują sortownie, miażdżenie, przygotowywanie i tak dalej.

- Spalanie odpadów (WI): ten dokument referencyjny BAT zajmuje się spalaniem i obejmuje typy obiektów omawianych w Rozdziale IV IED lub czynności wymienione w punkcie 5.2 Aneksu I do IED.

9.1 Stosowane procesy i techniki

Zastosowanie odpadów jako paliwa w dużych obiektach energetycznego spalania wiąże się ze stosowaniem pewnych procesów i technik. Techniki dotyczące tych czynności są opisane w tym dziale. Dokonuje się odwołań do innych rozdziałów i dokumentów referencyjnych BAT tam, gdzie zachodzi potrzeba.

9.1.1 Procedury przyjmowania i wstępnego przyjmowania

Procedury te stosuje się by zapewnić, że odpady są poddawane odpowiedniej ocenie technicznej, by zagwarantować ich nadawanie się do proponowanego wykorzystania jako paliwo. Należy wziąć pod uwagę ochronę zdrowia personelu i innych osób, potencjalnie kontaktujących się z odpadami. Szerokie informacje o tych procedurach wstępnego przyjęcia i przyjęcia można znaleźć w dokumencie referencyjnym BAT Branże obróbki odpadów.

9.1.2 Rozładunek, magazynowanie i gospodarka

Sposób w jaki odpady są rozładowywane, przechowywane lub przemieszczane, zależy od stanu ich zagregowania i właściwości fizycznych.

Gazowe odpady są normalnie transportowane do elektrowni poprzez rurociągi i podawane bezpośrednio do palników, bez przechowywania. Typy technik stosowanych dla tych materiałów nie różnią się od tych, które stosowane są do paliw gazowych (patrz Rozdział 7).

Odpady ciekłe mogą być dostarczane statkiem, pociągiem, samochodem ciężarowym lub rurociągiem, w zależności od dostępności systemów transportowych i lokalizacji, w której wytwarzane są odpady. Ciekłe odpady mogą być przechowywane w zbiornikach na miejscu lub podawane bezpośrednio do kotła.

Przechowywanie i przemieszczanie **odpadów stałych** silnie zależy od ich właściwości fizycznych, na przykład:

- Suszony szlam (granulat) może być dostarczany statkiem, pociągiem lub samochodem ciężarowym i jest przechowywany w silosie lub zamkniętych bunkrach, aby unikać uchodzących emisji pyłów. Suszony szlam powinien być spalany natychmiast, z uwagi na jego właściwości higroskopijne.
- Tworzenie metanu w silosach lub bunkrach szlamu musi być kontrolowane poprzez regularną wymianę powietrza. Powietrze zawierające metan lub związki zapachowe powinno być wykorzystywane jako powietrze spalania. W trakcie okresów zatrzymania kotła, konieczne jest zagwarantowanie wymiany powietrza i odpowiedniej obróbki gazów odlotowych.
- Zapachowy szlam musi być transportowany i przechowywany w silosie lub zamkniętych bunkrach, by zapobiegać emisjom zapachów.
- Wilgotny szlam może być rozkładany na węglu na placu węglowym, ale konieczne jest wzięcie pod uwagę potencjalnego generowania emisji zapachu i rozcieńczania do układów oczyszczania ścieków.
- Odnośnie do specjalnych przystosowań do przechowywania i przemieszczania biomasy, odsyłamy do Działu 2.8.

9.1.3 Charakterystyka i wstępna obróbka strumieni odpadów

W tym dziale opisuje się te procesy (np. mielenie, zgazowanie i pirolizę) stosowane do przygotowania odpadów do spalania jako paliwo gazowe, ciekłe lub sproszkowane stałe. Ta wstępna obróbka jest niezbędna dla zapewnienia odpowiedniego wypalenia w kotle, z uwagi na krótki czas przebywania paliwa w palenisku. Najbardziej bezpośrednią metodą współspalania jest mieszanie z paliwem głównym. Poniżej opisano następujące techniki wstępnej obróbki:

- mielenie;
- suszenie (zobacz dokument referencyjny BAT WT);
- piroliza (zobacz dokument referencyjny BAT WI);
- zgazowanie (zobacz Rozdział 4 i dokument referencyjny BAT WI);
- metanizowanie (zobacz dokument referencyjny BAT WT).

Ważne jest by zauważyć, że niektóre spośród tych technik wstępnej obróbki są już opisane w dokumentach referencyjnych BAT Obróbka odpadów (WT) i Spalanie odpadów (WI). Z tej przyczyny w tym dziale nie podaje się dalszego opisu.

9.1.3.1 Rozdrabnianie

Mielenie jest stosowane do zmniejszania odpadów stałych do rozmiaru, który nadaje się do zastosowania w elektrowni. Na przykład, w kotłach ze złożem fluidalnym, wielkość cząstki typowo nie przekracza 100 mm, a w kotłach opalanych paliwem sproszkowanym jest typowo mniejsza niż 75 μm . Informacje o typie mielenia stosowanego do paliw stałych zamieszczono w Dziale 5.1.1.2.

9.1.3.2 Suszenie

Odpady, które są zbyt mokre by osuszyć je w młynie węglowym, muszą zostać osuszone gdzie indziej (wstępnie przygotowane), zanim zostaną zmieszane z paliwem głównym. Typowymi przykładami odpadów, które mogą wymagać suszenia, są szlam kanalizacyjny i obornik (np. ściółka spod drobiu), w których zawartość wilgoci przekracza 50%.

Suszenie mokrych odpadów może zachodzić w siłowni lub w lokalizacji, gdzie odpady są wytwarzane, odzyskiwane lub gromadzone. Zależy to w znacznej mierze od lokalnej infrastruktury i rodzaju odpadów. Suszenie odpadów opiera się na procesach fizycznych i fizyko-chemicznych transportu masy i ciepła, powodujących odparowanie wilgoci z paliwa. Ciepło potrzebne do odparowania wilgoci może być dostarczane poprzez konwekcję lub przewodzenie. Ponieważ suszenie odpadów nie jest właściwe dla dużych obiektów energetycznego spalania, procesy te nie są dalej omawiane w tym dokumencie. Dalsze informacje można znaleźć w dokumencie referencyjnym BAT Obróbka odpadów (WT).

9.1.3.3 Piroliza

Piroliza jest procesem termochemicznym, w którym odpady są przekształcane w wysokiej temperaturze i przy nieobecności tlenu w produkty gazowe, ciekłe lub stałe. Występują dwa typy procesów pirolizy:

- procesy szybkiej pirolizy, w których podawany materiał jest gwałtownie ogrzewany do temperatury procesowej, która została wytworzona do produkcji oleju pirolitycznego lub specjalnych składników tego oleju;
- procesy zwęglania, w których materiał podawany jest ogrzewany powoli do temperatury pirolizy, co daje względnie wysoką produkcję cząstek stałych.

Stały produkt tego procesu (węgiel odbarwiający) zawiera wysoki udział węgla i może być wykorzystywany jako węgiel. Jako że produkowane ciekłe i stałe materiały mogą być przechowywane przed współspalaniem, odpady te mogą być wstępnie obrabiane niezależnie od eksploatacji elektrowni. Wytwarzane gazy są często wykorzystywane do dostarczania ciepła niezbędnego do procesu przemiany endotermicznej.

Ponieważ piroliza nie jest właściwa dla dużych obiektów energetycznego spalania, procesy te nie są dalej omawiane w tym dokumencie. Dalsze informacje można znaleźć w dokumencie referencyjnym BAT Spalanie odpadów (WI).

Piroliza jest stosowana we współspalaniu w elektrowniach opalanych sproszkowanym węglem lub lignitem, gdzie węgiel lub lignit nie mogą być mielone w młynie węglowym na żądany wymiar.

9.1.3.4 Zgazowanie

Niektóre odpady zawierają zanieczyszczenia takie jak chlor, alkalia lub metale (np. aluminium, metale ciężkie) w takich ilościach, że wymagają one odpowiedniego oczyszczania zanim może nastąpić współspalanie w kotle. Zgazowanie tych materiałów może stanowić atrakcyjną opcję. Gaz wytwarzany poprzez zgazowanie może być spalany bezpośrednio w dużym obiekcie energetycznego spalania lub może być oczyszczony przed użyciem w dużym obiekcie energetycznego spalania lub w turbinie gazowej. Dalsze informacje można znaleźć w Rozdziale 4 i w dokumencie referencyjnym BAT Spalanie odpadów (W1).

9.1.3.5 Metanizacja

Odpady mogą być również metanizowane poprzez fermentację anaerobową. Technika ta przetwarza materię organiczną na gaz (głównie metan), który może być później wykorzystany w dużym obiekcie energetycznego spalania. Ponieważ metanizowanie odpadów nie jest właściwe dla dużych obiektów energetycznego spalania, procesy te nie są dalej omawiane w tym dokumencie. Dalsze informacje można znaleźć w dokumencie referencyjnym BAT Obróbka odpadów (WT).

9.1.4 Techniki wprowadzania odpadów do procesu spalania

Gdy odpady są współspalane w procesie spalania, konieczne jest zastosowanie pewnych procedur celem zapewnienia właściwego spalania. Można zastosować kilka technik dla osiągnięcia właściwego mieszania, na przykład odpady mogą być mieszane razem z paliwem głównym w trakcie przemieszczania i spalane razem. Istnieją jednak inne techniki, gdzie odpady są wprowadzane do komory spalania poprzez linie podawania inne niż dla paliwa głównego. Te różne techniki są opisane w Działach 9.1.4.1 do 9.1.4.4.

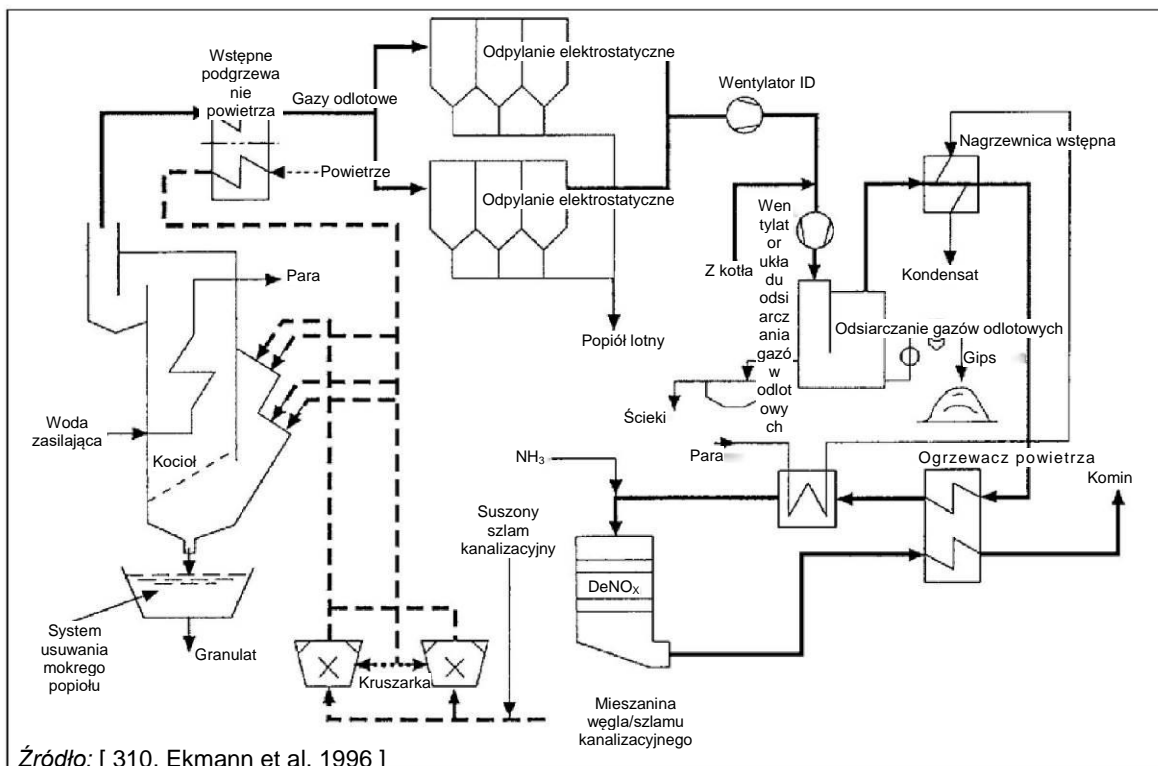
9.1.4.1 Mieszanie z głównym paliwem

Najłatwiejszym sposobem wprowadzenia odpadów do procesu spalania jest mieszanie ich z paliwem głównym i spalanie w komorze spalania lub w kotle. Może to prowadzić do ograniczeń technicznych i/lub środowiskowych w instalacji energetycznego spalania, związanych z wydajnością mielenia i suszenia istniejących młynów paliwa stałego (jeżeli odpady są suszone i rozdrabniane razem z paliwem głównym) i z podawaniem odpadów.

W kotle opalonym paliwem stałym, mieszanie paliwa/odpadów jest możliwe w następujących miejscach:

- na przenośniku taśmowym paliwa;
- w bunkrze paliwa;
- w podajniku paliwa;
- w młynie paliwa;
- na liniach sproszkowanego paliwa.

W pierwszych trzech przypadkach, odpady są rozkładane na głównym paliwie stałym, by osiągnąć odpowiednie zmieszanie strumieni paliwa/odpadów. Skutkuje to mieleniem odpadów razem z paliwem głównym w młynie węglowym, jak pokazano na rys. 9.1 dla przykładu obiektu opalanego węglem. Z powodu ograniczeń właściwych dla mielenia, technika ta jest zwykle kojarzona tylko z suszonym szlamem.



Rysunek 9.1: Współspalanie węgla i szlamu kanalizacyjnego

Stosowanie tej techniki jest możliwe tylko wtedy, gdy zachowanie się zarówno paliwa, jak i odpadów przy mieleniu jest mniej więcej takie samo, lub gdy ilość odpadów jest bardzo mała w porównaniu z przepływem paliwa stałego. Odpady, które są rozdrabniane oddzielnie od paliwa głównego, mogą być wstrzykiwane do młyna paliwa lub do rurociągów sproszkowanego węgla pomiędzy młynem węglowym, a kotłem.

Inne odpady mogą również być wstrzykiwane do młyna paliwa razem z głównym paliwem stałym, chociaż nie mogą one być rozdrobnione. W takich przypadkach, by umożliwić zupełne spalanie większych cząstek odpadów, można stosować ruszt na dnie kotła.

Ciekle odpady są typowo mieszane z ciekłymi paliwami przed zastosowaniem mieszanki.

9.1.4.2 Oddzielne lance lub zmodyfikowane istniejące palniki

Oddzielne lance lub zmodyfikowane istniejące palniki (oddzielne podawanie odpadów do palników) są wymagane do obsługi odpadów, które nie mogą być mieszane z paliwem głównym, albo których mieszanie z paliwem głównym nie jest pożądane lub też dla zwiększenia udziału procentowego odpadów. Zachodzi to gdy odpady mają różne właściwości fizyczne (np. lepkość, wielkość cząstek) lub mogą powodować zagrożenie dla zdrowia (szlam kanalizacyjny). Ma to zastosowanie na przykład do:

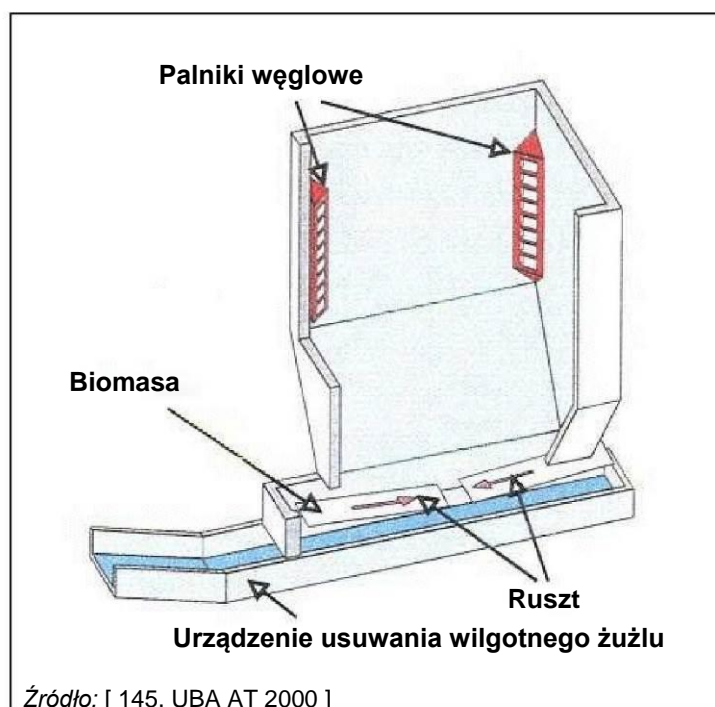
- paliw gazowych lub strumieni produktów gazowych ze zgazowania, pirolizy lub procesów wstępnego spalania, które mają być spalane ze stałym lub ciełym paliwem;
- paliw ciekłych lub strumieni ciekłych produktów z procesów pirolizy;
- sproszkowanych paliw stałych.

Palniki muszą być specjalnie projektowane dla określonego paliwa/odpadów, by osiągać dobry zapłon, stabilny płomień i dobre mieszanie z płomieniem palnika głównego w kotle. Lokalizacja tych palników względem głównych palników jest ważna dla dobrego wypalenia paliwa.

9.1.4.3 Specjalne ruszty

Specjalne ruchome ruszty na spodzie kosza samowyladowczego kotła, wykorzystywanego do wprowadzania odpadów, wydłużają czas przebywania odpadów w palenisku. Takie systemy typowo pozwalają unikać wstępnej obróbki odpadów.

Rys. 9.2 przedstawia ideowy schemat rusztów (2 x 5 MW_t) na spodzie kotła, razem z palnikami węglowymi, w przykładzie zaczerpniętym z obiektu w Austrii. W tym przykładzie odpady biomasowe są podawane do kotła ze strony małych, przednich boków rusztów, które transportuje paliwo w trakcie spalania do środka kotła. Popiół z biomasy i popiół denny ze spalania węgla, zawierający mniej niż 5 % niespalonego węgla, opada do odbieralnika żużla poniżej rusztu. Powstające na ruszcie gazy odlotowe unoszą się bezpośrednio do paleniska, bez żadnych strat ciepła.



Rysunek 9.2: Wewnętrzny ruszt w kotle opalanym sproszkowanym węglem

9.1.4.4 Podawanie odpadów do kotła ze złożem fluidalnym

W złożach fluidalnych paliwo nie musi być wstępnie mielone, a tylko kruszone na cząstki typowo mniejsze niż 5-20 mm, chociaż akceptowalne są grubsze fragmenty, aż do około 100 mm. Ta elastyczność paliwa jest zaletą we współspalaniu odpadów. Tym niemniej duże obiekty obojętne, takie jak kamień lub szkło, powinny być usuwane i należy podejmować pewne dalsze środki ostrożności, jak opisano poniżej.

Dla współspalania w kotle ze złożem fluidalnym, odpowiednie podawanie głównego paliwa i odpadów jest jednym z najważniejszych czynników dla dobrego działania. Innymi ważnymi czynnikami są dobra jakość i niski poziom zanieczyszczeń (metale, szkło, itp.) wymieszanego paliwa.

Bardzo ważne jest również dobre działanie i konserwacja urządzeń przesiewających i kruszących. Problemy praktyczne mogą wystąpić, gdy duże ilości odpadów o jakości różnej od paliwa podstawowego, są podawane do kotła na krótkie okresy czasu. Może to powodować zakłócenia w procesie spalania, a także wpływać na obciążenie kotła. Przy spalaniu w złożu fluidalnym, mogą występować problemy spiekania.

W przenośnikach taśmowych niektóre problemy eksploatacyjne mogą występować na przykład na skutek zablokowań powodowanych przez długie kawałki kory lub tworzyw sztucznych. Problemów tych można uniknąć poprzez prawidłowe utrzymanie układu kruszenia.

Odpady powinny być prawidłowo mieszane z paliwem głównym przed podawaniem do kotła, lub powinien istnieć oddzielny układ podawania dla odpadów, tak że w przypadku wystąpienia jakichkolwiek problemów podawanie można szybko zatrzymać.

9.1.5 Ograniczanie emisji do powietrza ze współspalania odpadów

Procesy i techniki oczyszczania gazów odlotowych, stosowane do współspalania odpadów nie muszą różnić się od technik dla oczyszczania gazów odlotowych ze spalania paliw stałych, ciekłych lub gazowych, jak opisano w Rozdziałach 5 do 7. W zależności od właściwości odpadów, a zwłaszcza zawartości metali, obejmujących na przykład rtęć, niekiedy stosowane są dodatkowe środki, takie jak wstrzykiwanie aktywowanego węgla.

Zanieczyszczenia SO_x , NO_x i pył są skutecznie kontrolowane w elektrowniach, które są prawidłowo zaprojektowane i dobrze eksploatowane. Wyższy wkład tych zanieczyszczeń do układu spalania może być równoważony (oczywiście w pewnych granicach) poprzez dostosowanie systemu oczyszczania gazów odlotowych i normalnie nie będzie prowadzić do wyższych emisji zanieczyszczeń.

Ograniczenie emisji HCl i HF jest silnie skorelowane z ograniczeniem SOX. Wprowadzanie związków chloru jest ograniczane przez operatora elektrowni także by zapobiegać korozji wysokotemperaturowej.

9.1.6 Wytwarzanie i oczyszczanie ścieków

Uwalnianie substancji wodnych wynika z procesów takich, jak przemywanie na mokro, kondycjonowanie pióropusza, odżużlanie na mokro i przechowywanie oraz wstępna obróbka odpadów (np. suszenie szlamu kanalizacyjnego). Do usuwania wszelkich zanieczyszczeń z generowanych strumieni wodnych mogą być konieczne zubożnianie, osadzanie i obróbki fizyko-chemiczne. Systemy oczyszczania wody i ścieków stosowane we współspalaniu odpadów nie różnią się od technik dla obróbki wody i ścieków z dużych obiektów energetycznego spalania paliw gazowych, ciekłych lub stałych, jak opisano w Działach 3.1.10 i 3.2.4. W razie konieczności, istniejące systemy oczyszczania ścieków można dostosować do usuwania wyższych obciążeń zanieczyszczeniami (np. Cl, F, Hg).

9.1.7 Gospodarka pozostałościami po spalaniu

Postępowanie z pozostałościami ze spalania, stosowanymi przy współspalaniu odpadów nie różni się od technik postępowania z pozostałościami ze spalania z dużych obiektów energetycznego spalania paliw gazowych, ciekłych lub stałych, jak opisano w Działach 3.1.11 i 3.2.5. W trakcie procesów spalania generowane są popioły lotne i popioły denne.

Podczas gdy obiekty spalania są typowo wyposażone w skomplikowane kombinacje technik oczyszczania gazów odlotowych, zdolne do radzenia sobie z szeroką zmiennością składu chemicznego w odpadach, to pewne kategorie obiektów energetycznego spalania często nie są wyposażone w systemy dedykowane dla ograniczania zawartości metali, a zwłaszcza rtęci (takie jak jedno- lub dwustopniowe płuczki mokre i układy z węglem aktywowanym). Dlatego też, jeżeli nie są podejmowane dalsze działania, emisje tych zanieczyszczeń do powietrza mogą wzrastać (w zależności od wsadu), podobnie jak ich stężenie w popiołach lotnych, w gipsie lub innych stałych pozostałościach z odsiarczania gazów odlotowych. Jeżeli gips jest wymywany, emisje do wody również mogą wzrastać.

Jako że wykorzystanie lub utylizacja pozostałości stałych ze spalania jest istotnym czynnikiem ekonomicznym, operatorzy elektrowni starannie kontrolują ich jakość, aby nie tracić ustalonych ścieżek

utylicacji (głównie poprzez ograniczanie wsadu odpadów do systemu opalania). Ważnymi parametrami są zawartość alkaliów, siarczanów, chlorków, krzemianów, niespalonego węgla i metali (w zależności od określonej sytuacji). Jeżeli stałe odpady ze współspalania muszą być składowane na wysypisku, konieczne jest na przykład mierzenie stężenia metali, a także zachowania się przy wymywaniu.

9.2 Dotychczasowe poziomy emisji i zużycia

9.2.1 Przegląd odpadów współspalanych w obiektach LCP

Współspalanie odpadów oddziałuje na sprawność energetyczną obiektu, na emisję zanieczyszczeń do powietrza i wody, a także wpływa na jakość pozostałości ze spalania.

Poziom oddziaływania jest określany stopniem odróżniania się właściwości odpadów od właściwości paliwa głównego oraz wdrożonymi technikami ograniczenia/łagodzenia. Głównymi właściwościami fizyko - chemicznymi, które opisują jakość paliwa, są:

- wartość opałowa;
- zawartość popiołu;
- zawartość wody;
- substancje lotne; i
- skład chemiczne (zwłaszcza w kategoriach C, H, O, N, S, Al, K, Na, P, Cl, F, jak również Hg i innych metali).

Główne typy odpadów, które są wykorzystywane do współspalanie w dużych obiektach energetycznego spalania, są wymienione w Aneksie II (Dział 13.2), przy czym najważniejszymi na tej liście jak chodzi o objętość są szlam, pozostałości i szlamy z papierni, paliwa pochodzącej z odpadów z przetwarzania odpadów komunalnych i komercyjnych, odpady z tkanek zwierzęcych i odpady z obrabianego drewna.

Paliwa pochodzące z odpadów są głównie paliwami stałymi lub ciekłymi ze znaczną ilością popiołu. Z tej przyczyny, współspalanie jest mniej lub więcej ograniczone do zastosowania w kotłach opalanych paliwami stałymi. Niektóre z tych materiałów mogą być klasyfikowane jako niebezpieczne, jako że mogą one być zanieczyszczone niebezpiecznymi substancjami. Tabela 9.1 do Tabeli 9.3 przedstawia przykłady współspalanie odpadów w obiektach energetycznego spalania opalanych węglem, oraz ich skład. W tym kontekście czyni się również odwołanie do Tabeli 5.1 i Tabeli 5.2 przedstawionych w Rozdziale 5, dotyczących spalania węgla i lignitu.

Tabela 9.1: Przykład składów węgla/lignitu i pewnego typowego szlamu kanalizacyjnego

Parametr	Jednostki	Zakres (lignit i węgiel)	Zakres (szlam kanalizacyjny; komunalne - przemysłowe)
Zawartość wody	wag.-%	3-60	65-75
Wartość opałowa H _u	MJ/kg suchej masy	7-38	9-12
Zawartość popiołu	% wag. na sucho	3-17	40-60
Substancje lotne	% wag. na sucho	17-60	13-47
Ustalony C	% wag. na sucho	19	1
C	% wag. na sucho	60-80	30-50
H	% wag. na sucho	3-9	4-7
N	% wag. na sucho	0,5-2	2-4,7
S	% wag. na sucho	0,5-3	0,5-2
Cl	mg/kg suchej masy	200-300	500-3 000
F	mg/kg suchej masy	16-20	100-350
As	mg/kg suchej masy	0,4-18	4-9,2
B	mg/kg suchej masy	Brak danych	30-55
Ba	mg/kg suchej masy	Brak danych	300-500
Be	mg/kg suchej masy	0,1	0,9-2
Pb	mg/kg suchej masy	0,4-50	15-412
Cd	mg/kg suchej masy	0,02-5	0,6-6,5
Co	mg/kg suchej masy	0,6-21	2-13,4
Cr	mg/kg suchej masy	1,4-39,1	40-108,6
Cu	mg/kg suchej masy	1-33	30-456
K	mg/kg suchej masy	Brak danych	1 500-2 300
Mn	mg/kg suchej masy	88-160	210-1 000
Na	mg/kg suchej masy	Brak danych	1 100-4 400
Ni	mg/kg suchej masy	1,6-40,5	30-57
Hg	mg/kg suchej masy	0,1-0,3	0,2-4,5
Se	mg/kg suchej masy	Brak danych	< 5
Sb	mg/kg suchej masy	1-5	2,4-8,5
T	mg/kg suchej masy	0,1-0,3	1,2-2
V	mg/kg suchej masy	1-105	9-35,4
Sn	mg/kg suchej masy	4	10-100
Zn	mg/kg suchej masy	5-60	420-1 600
AO _x	mg/kg suchej masy	Brak danych	350

Źródło: [145, UBA AT 2000] [3, LCP TWG 2012]

Z uwagi na różne pochodzenie wtórnego paliwa drzewnego, takie jak drewno odpadowe, drewno rozbiórkowe (ze środkami ochronnymi drewna i bez nich) i pozostałościami preszpanu, domieszki i poziomy zanieczyszczenia mogą się szeroko różnić. W tabeli 9.2 przedstawiono zmienność w domieszkach i zanieczyszczeniu różnych przykładów drewna odpadowego, gdzie niektóre spośród nich zawierają drewno obrabiane środkami konserwacji drewna (np. drewno rozbiórkowe).

Rozdział 9

Tabela 9.2: Przykładowe składy typów drewna odpadowego, wykorzystywanego w dużych obiektach energetycznego spalania

Pierwiastek	Jednostki	Drewno odpadowe A	Drewno odpadowe B	Drewno odpadowe C	Drewno rozbiórkowe
Azot	(mg/kg)	N/D	7 600	7 300	2 400
Siarka	(mg/kg)	1 000	< 20	5 500	1 700
Chlor	(mg/kg)	2 000	200	320	1 184
Fluor	(mg/kg)	120	3	50	88
Cd	(mg/kg)	10	1	N/D	4,1
Hg	(mg/kg)	1	< 0,5	N/D	1,5
As	(mg/kg)	2	1	N/D	4
Co	(mg/kg)	2	N/D	N/D	4,1
Cu	(mg/kg)	1 000	16	23	1 388
Cr	(mg/kg)	120	19	32	48
Mn	(mg/kg)	100	N/D	N/D	N/D
Ni	(mg/kg)	20	4	5	15,8
Pb	(mg/kg)	1 000	140	510	762
Sb	(mg/kg)	10	N/D	N/D	11,8
Zn	(mg/kg)	20	12	N/D	23,5

Uwaga:
N/D: Niedostępne.
Źródło: [311. Hein et al. 2000.]

Tabela 9.3: Zmienność domieszek w różnym drewnie - mieszanki odpadów

Substancja	Jednostki	Kora	Modrzew - wióry	Kora + wióry + suszony szlam kanalizacyjny	Kora + wióry + drewno rozbiórkowe	Kora + wióry + tworzywa sztuczne	Kora + preszpan + tworzywa sztuczne z odzysku złomu elektronicznego
Węgiel	%	49,78	51,01	47,06	48,69	50,64	50,43
Wodór	%	5,41	6,10	5,59	5,77	5,73	5,75
Tlen	%	36,98	42,28	30,06	36,17	36,85	34,95
Azot	%	0,45	0,21	2,82	1,48	0,70	1,42
Siarka całkowita	%	0,04	0,02	0,40	0,12	0,05	0,09
Popiół	%	7,34	0,38	14,07	7,77	6,03	7,37
Palne	%	92,66	99,62	85,93	92,23	93,97	92,63
Substancje lotne	%	69,06	83,04	66,70	72,71	71,39	70,56
H _o	kJ/kg	19 658	20 380	19 111	19 601	20 112	20 351
H _u	kJ/kg	18 478	19 050	17 891	18 343	18 862	19 097
Chlor	% Cl	0,000	0,000	0,112	0,035	0,071	0,135
Fluor	% F	0,000	0,000	0,012	0,003	0,004	0,004

Źródło: [145. UBA AT 2000.]

9.2.2 Stopień współspalania odpadów w obiektach LCP

Ogólnie udział odpadów we współspalaniu w obiektach energetycznego spalania jest niższy niż 10% w przeliczeniu na ciepło. Odniesienia o wyższych stopach udziału odpadów są zazwyczaj skojarzone z kotłami ze złożem fluidalnym lub ze współspalaniem oddzielnie rozdrabnianych odpadów drzewnych w kotłach opalanych sproszkowanym węglem. W Szwecji obiekty spalające do 100% odpadów (głównie odpadów biomasowych) są traktowane jako obiekty współspalające.

Od wczesnych lat 1990 przeprowadzono pokazy o dużej skali ze szlamiem kanalizacyjnym i wiórami drzewnymi. Po kryzysie BSE (bydłęcej encefalopatii gąbczastej) w 2000 r., szczególnie nacisk położono na możliwości współspalania odpadów tkanek zwierzęcych i mączki kostnej w elektrowniach.

W odpowiedzi na dyrektywę UE dotyczącą składowisk odpadów, od 2005 r. coraz większe skupienie kieruje się na odzyskiwanie odpadów z udziałów odpadów organicznych z przepływów odpadów komunalnych, komercyjnych i przemysłowych. Obecnie współspalanie szlamu kanalizacyjnego, szlamów i pozostałości z branży masy włóknistej i papierniczej, paliw uzyskiwanych z odpadów, odpadów tkanek zwierzęcych i innych odpadów przemysłowych i pozostałości procesowych jest powszechnym sposobem postępowania w wielu dużych obiektach energetycznego spalania opalanych węglem i/lub lignitem w całej Europie.

Tabela 9.4 zawiera przegląd kilku elektrowni, gdzie są współspalane odpady.

Tabela 9.4: Doświadczenia we współpalaniu odpadów w niektórych dużych obiektach energetycznego spalania w kilku krajach członkowskich UE

Kraj	Typ głównego paliwa	Współspalane strumienie odpadów	Typ kotła	Całkowita znamionowa moc cieplna doprowadzana	Wyściowa moc elektryczna brutto (MW)	Stopień współpalania (cieplny)	Uwagi / postępowanie z odpadami
Austria	Węgiel	Szlam kanalizacyjny	Kocioł z odprowadzaniem	543	246	0,1 %	
Francja	Biomasa	Szlam i pozostałości papierowe, drewno odpadowe, szlam kanalizacyjny	Kocioł z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym	85	9	Różne	Stopień współpalania ponad 25%
Francja	Węgiel	Mięso/mączka kostna, biomasa	Kocioł z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym	81	12	9,3 %	
Finlandia	Torf, biomasa drzewna, (węgiel)	Paliwo uzyskiwane z odpadów	Kocioł z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym	206	65	8,4 %	Wielopaliwowe współpalanie torfu, węgla, biomasy i odpadów
Finlandia	Torf, węgiel, biomasa	Paliwo uzyskiwane z odpadów	Kocioł z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym	65	N/D	N/D	
Niemcy	Lignit	Szlam kanalizacyjny	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	2 x 2465	2 x 920	1,5 %	Mieszanie z lignitem przed rozdrabnianiem
Niemcy	Węgiel	Szlam kanalizacyjny, mięso/mączka kostna	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie ciekłym	2100	838	1,0 %	Mieszanie odpadów z paliwem głównym przed wspólnym podawaniem
Niemcy	Węgiel	Szlam kanalizacyjny	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	1370	550	0,1 %	
Niemcy	Lignit	szlam papierniczy, paliwo z odpadów, wstępnie mieszane odpady	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	2 x 2100	2 x 800	1,9 % / 1,6 %	Mieszanie z lignitem przed rozdrabnianiem
Niemcy	Lignit	Paliwo uzyskiwane z odpadów	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	4 x 762	2160	2,2-3,5 %	Mieszanie z lignitem przed rozdrabnianiem
Niemcy	Węgiel	Szlam kanalizacyjny, koks naftowy	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	1870	824	< 5 %	
Niemcy	Węgiel	Paliwo uzyskiwane z odpadów	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie ciekłym	1528	658	3,9 %	Mieszanie odpadów z paliwem głównym przed wspólnym podawaniem
Niemcy	Węgiel	Odpady ciekłe i gazy odpadowe z przemysłu chemicznego	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie ciekłym	710	247	< 10 %	Integracja produkcji chemicznej i produkcji pary/energii elektrycznej
Niemcy	Lignit	Szlam kanalizacyjny, mięso/mączka kostna	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	1524	500	< 2 %	Mieszanie z lignitem przed rozdrabnianiem
Niemcy	Węgiel	Szlam kanalizacyjny	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	1125	474	< 5 %	

Niemcy	Węgiel	Mięso/mączka kostna, paliwo z odpadów	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie ciekłym	856	320	2 %	
Niemcy	Węgiel	Szlam papierniczy, paliwo z odpadów, mięso/mączka kostna	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie ciekłym	887	320	1 %	
Niemcy	Węgiel	Paliwo uzyskiwane z odpadów	Kocioł z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym	80	30	5 %	
Niemcy	Węgiel	Paliwo z odpadów, wióry drzewne	Kocioł z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym	3 x 118	3 x 36	13-17 %	
Niemcy	Węgiel	Paliwo z odpadów, szlam papierniczy, szlam kanalizacyjny	Kocioł z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym	89	20	< 20 %	
Niemcy	Lignit	Szlam kanalizacyjny, paliwo z odpadów, drewno odpadowe i biomasa	Kocioł z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym	550	107	< 25 %	2 kotły z z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym
Niemcy	Lignit	Szlam kanalizacyjny	Kocioł z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym	732	201	< 25 %	
Włochy	Węgiel	Mięso/mączka kostna, biomasa	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	418	165	6,0 %	
Włochy	Węgiel	Mięso/mączka kostna, biomasa	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	433	171	6,3 %	
Włochy	Węgiel	Paliwo uzyskiwane z odpadów	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	793	320	2,4 %	
Szwecja	Biomasa, torf	Stale paliwo z odpadów	Kocioł z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym	138	45	8,0 %	
Szwecja	Węgiel	Odpady gumowe, wióry drzewne	GF	74	16	45,3 %	
Szwecja	Biomasa	Drewno odpadowe, odpady stałe	Inne	74	16	Różne	Stopień współspalania ponad 25%
Szwecja	Torf, biomasa	Drewno odpadowe, zwierzęce produkty uboczne	Kocioł z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym	50	6	Różne	Stopień współspalania ponad 25%
Szwecja	Biomasa	Odpady gumowe	Kocioł z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym	146	40	20 %	
Wielka Brytania	Biomasa	Stale paliwo z odpadów	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	69	11	24 %	
<p>Uwaga: DBB: Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu; WBB: kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie ciekłym; CFBC: kocioł ze spalaniem w cyrkulacyjnym złożu fluidalnym; GF: spalanie na ruszcie. Źródło: [3, LCP TWG 2012]</p>							

W Niemczech współspalanie odpadów jest zwykłym sposobem postępowania w wielu elektrowniach opalanych węglem i/lub lignitem od wczesnych lat 1990. Obecnie w publicznym sektorze energetycznym jest około 40 elektrowni opalanych węglem i/lub lignitem i sektor wydobywania węgla i lignitu współspalający odpady z udziałem współopalania sięgającym 25 % znamionowego ciepła doprowadzonego. W 2009 r., około 2,8 milionów ton odpadów zostało współspalone w niemieckich elektrowniach, w tym około 1,3 miliona ton szlamu kanalizacyjnego, 0,5 miliona ton szlamów z branży masy włóknistej i papierniczej i 0,6 miliona ton paliw pochodzących z odpadów z przetwarzania odpadów komunalnych i komercyjnych, jak również 0,4 miliona ton odpadowych tkanek zwierzęcych, zanieczyszczonego drewna odpadowego i innych odpadowych materiałów przemysłowych. [63, BDEW 2013]

Ponadto wielu przemysłowych producentów energii na własne potrzeby w branżach masy włóknistej i papieru, przetwórstwa drzewnego, przemysłu chemicznego i rafineryjnego również współspala odpady przemysłowe i pozostałości, pochodzących z wewnętrznych procesów produkcyjnych w dużych obiektach energetycznego spalania do generowania elektryczności, ciepła i pary.

W 2009 r., 63 elektrowni zgłaszało współspalanie odpadów w Systemie handlu emisjami UE (ETS). Spośród tych instalacji ETS, 54 elektrownie osiągało ograniczenia emisji gazów cieplarnianych raczej poprzez współspalanie odpadów, aniżeli paliwa głównego. Połączone ograniczenie emisji CO₂ poprzez współspalanie w Niemczech, obliczone przez Niemieckie władze do spraw handlu emisjami, wyniosło 1,8 miliona ton CO₂ w 2008 r. i 2,1 miliona ton w 2009 r. [86, Eurelectric 2013]

9.2.3 Wpływ współspalania odpadów na efektywność energetyczną obiektu

Gdy obiekt jest opalany mieszanką paliwa/odpadów, należy uwzględnić sprawności przemiany energii doprowadzanej poszczególnych strumieni paliwa/odpadów na energię wyjściową. Oznacza to, że w celu scharakteryzowania wpływu współspalania na sprawność energetyczną obiektu, konieczne jest określenie zarówno sprawności przemiany z odpadów na energię wyjściową, jak również wpływu współspalania na sprawność przemiany paliwa głównego.

Na sprawność przemiany z odpadów na energię mają wpływ:

- zawartość wilgoci w odpadach;
- reaktywność odpadów;
- podatność odpadów na mielenie;
- sprawności wymaganych procesów wstępnej obróbki przed spalaniem;
- wymagane zużycie własne dla przemieszczania i wstępnej obróbki odpadów;
- wartość opałowia;
- zawartość popiołu.

Współspalanie odpadów może wpływać na przemianę paliwa głównego na energię wyjściową w następujący sposób:

- może być potrzebny nadmiar powietrza dla zagwarantowania prawidłowego spalania;
- temperatura gazów odlotowych i przepływ w kotle mogą się zmieniać;
- może wystąpić zwiększony udział niespalonego węgla w popiołach lotnych;
- temperatury pary mogą ulegać zmianie;
- na sprawność energetyczną netto może wpływać energia wymagana do suszenia odpadów na miejscu lub na zewnątrz.

9.2.4 Ogólny wpływ współspalania odpadów w obiektach LCP

Przemieszczanie, a w zwłaszcza spalanie odpadów może prowadzić do dodatkowych wyzwań, które mogą wpływać na poziomy emisji, sprawność energetyczną obiektu i jego dostępność, ilość i jakość pozostałości, produkty uboczne i ścieki. Na te skutki wpływa charakter odpadów, zwłaszcza w odniesieniu do ich:

- toksyczności (również patogenicznych drobnoustrojów);
- ryzyko wybuchu (paliwa gazowe i wybuchy pyłu);
- łatwopalność (paliwa ciekłe);
- zawartość wilgoci;
- samorzutne rozgrzewanie się (biomasa);
- zapach;
- płynność (dla szlamu i materiałów stałych);
- podatność na mielenie.

Aspekty te należy wziąć pod uwagę przy wybieraniu odpadów, by umożliwić prawidłowe i bezpieczne współspalanie.

9.2.5 Wpływ współspalania odpadów na wyniki funkcjonowania obiektu

Oprócz możliwego oddziaływania wilgotności lub zawartości popiołu na sprawność energetyczną obiektu, współspalanie może również wpływać na osiągi obiektu. Może to powodować zmniejszenie znamionowego obciążenia lub prędkości sterowania obciążeniem elektrowni, powodowane przez ograniczenia wydajności podzespołów. Na przykład, wydajność indukowanego ciągu wentylatorów gazów odlotowych może ograniczać stopień współspalania wilgotnych odpadów. Na osiągi (i dostępność) obiektu mogą również wpływać korozja (na skutek zawartości siarki i chloru w odpadach), erozja, zażużlanie lub zanieczyszczanie (z powodu zawartości alkaliów w popiele) kotła. Dostosowywanie wyposażenia dużego obiektu energetycznego spalania dla wstępnej obróbki lub wstępnego przetwarzania odpadów, lub ograniczanie stopnia współspalania, pomaga zapobiegać obniżeniu osiągowi obiektu.

Sprawność energetyczna obiektu i osiągi obiektu mogą w tym większym stopniu podlegać oddziaływaniu, im bardziej odpady odbiegają od pierwotnych projektowych paliw(a) kotła. Problemy, które mogą być istotne przy uwzględnianiu takich oddziaływań, obejmują:

- istniejącą projektową wydajność urządzeń obiektu energetycznego spalania (np. na skutek wymagania dla wyższego przepływu wilgotnych gazów odlotowych we współspalaniu wilgotnych odpadów);
- charakterystyka spalania odpadów, taka jak zapłon, stabilność płomienia, temperatura płomienia, tworzenie i wypalanie NO_x, które mogą różnić się od tych, które charakteryzują paliwo główne;
- zażużlanie i zanieczyszczanie, na które wpływa skład chemiczny popiołu (zwłaszcza zawartość potasu, sodu i siarki) i trajektoria stapania popiołu;
- cieplne zachowanie się kotła, zwłaszcza wymiana ciepła przez promieniowanie i konwekcję;
- korozja i erozja części kotła przez sole (powodowana przez związki siarki i chloru w odpadach i warunki robocze w spalaniu kotła, np. powietrze redukujące);
- jakość i zachowanie się produktów ubocznych i pozostałości ze spalania;
- emisje zanieczyszczeń do powietrza, powodowane przez siarkę, chlor, metale ciężkie, substancje organiczne, itp. zawarte w odpadach;

- emisje zanieczyszczeń do wody, powodowane przez siarkę, chlor, metale ciężkie, substancje organiczne, itp. zawarte w odpadach;
- oddziaływania na układy oczyszczania gazów odlotowych na skutek zmian w składzie gazów odlotowych (zwłaszcza dezaktywacja katalizatorów DeNO_x powodowana przez alkalia, As, P lub F; zwiększone oddzielanie popiołu przez elektrofiltry; oddziaływania na układ odsiarczania gazów odlotowych);
- emisje zanieczyszczeń do powietrza i wody z wstępnej obróbki odpadów (np. suszenie szlamu kanalizacyjnego).

Oddziaływaniami tymi można się zająć przez ograniczenie stopnia współspalania do tylko niewielkiej części głównego paliwa i/lub przez właściwą wstępną obróbkę odpadów.

9.2.6 Wpływ współspalania odpadów na emisje do powietrza

Skład chemiczny współspalanych odpadów jest głównym czynnikiem determinującym oddziaływania na emisje zanieczyszczeń do powietrza. Stężenia pewnych pierwiastków, takich jak rtęć mogą być wyższe w odpadach, niż w paliwie głównym i dlatego mogą powodować wyższe stężenia tych pierwiastków w nieprzetworzonych gazach odlotowych. Wyższych emisji tych zanieczyszczeń do powietrza można jednak uniknąć poprzez wybieranie odpadów i środki wstępnej obróbki, jak również (dodatkowo) podstawowe lub wtórne techniki kontroli emisji zanieczyszczeń do powietrza.

9.2.6.1 Pył

Emisje pyłu z komina mogą się zmieniać przy współspalaniu na skutek różnego składu fizycznego i chemicznego popiołu, co może oddziaływać zwłaszcza na sprawność działania elektrofiltrów. Suche odpady stałe, podatne na uwalnianie bardzo drobnych cząstek, mogą powodować uchodzące emisje pyłów, zwłaszcza w przemieszczaniu i obszarach przechowywania.

Pył występuje w spalinach z kilku przyczyn. Niektóre z nich są związane z porywaniem popiołu w gazach odlotowych na skutek warunków turbulentnych panujących w komorze spalania. Lekkie odpady są szczególnie na to podatne. Podobnie gazy odlotowe mogą porywać częściowo spalone odpady.

Związki i metale, takie jak kadm, a zwłaszcza rtęć, przetworzone do postaci lotnej w komorze spalania, mogą skraplać się do cząstek stałych, gdy temperatura spadnie za spalaniem. Ten materiał może tworzyć submikronowe opary, które mogą być trudne do usunięcia. Cząstki stałe mogą być również generowane poprzez rutynowe czyszczenie na linii, takie jak w trakcie zdmuchiwania sadzy.

9.2.6.2 Kwaśne gazy

W zależności od typu współspalanych odpadów, mogą powstawać wyższe emisje gazów kwaśnych. Gazami tymi są chlorowodór, dwutlenek siarki, fluorowodór i tlenki azotu. Stężenia różnych związków w odpadach determinują poziomy odnośnych gazów kwaśnych w surowych gazach odlotowych, a stąd też na techniki ograniczania, które należy zastosować.

9.2.6.3 Tlenki węgla

Specyficzne emisje CO₂ z paliw kopalnych w obiekcie energetycznego spalania mogą znacznie zmniejszyć się, gdy współspalane są odnawialne paliwa wtórne, odpady o wysokiej zawartości biogenicznej lub inne odpady o niższym właściwym współczynniku emisji CO₂ niż paliwo główne, pod warunkiem, że ogólna sprawność obiektu nie podlega niekorzystnemu oddziaływaniu na skutek współspalania. W kontekście polityki łagodzenia zmian klimatycznych, jest to jeden z głównych celów, zwłaszcza w dużych obiektach energetycznego spalania, podlegających schematowi Europejskiego handlu emisjami, szeroko stosowanego wielopaliwowego opalania odpadami biomasowymi i paliwami wtórnymi o wysokiej zawartości biogenicznej, jako że zastępowanie podstawowych paliw ogranicza emisję kopalnego CO₂, podczas gdy odnawialne CO₂, pochodzące z udziałów odpadów biogenicznych, nie jest uwzględniane.

Może wystąpić oddziaływanie na emisje tlenku węgla, jako że współspalanie odpadów może wpływać na pewne charakterystyki spalania (np. stabilność płomienia). Jednak projekt i środki eksploatacyjne, potrzebne do osiągnięcia prawidłowego spalania odpadów powinny zasadniczo zapobiegać wzrostowi emisji tlenku węgla przy współspalaniu.

9.2.6.4 Halogenki

Emisje halogenków mogą być wyższe przy współspalaniu odpadów o wysokich zawartościach Cl i/lub F. Jako że chlor i fluor niekoniecznie są całkowicie ograniczane przez typowe instalacje oczyszczania gazów odlotowych elektrowni opalanych paliwami stałymi, emisje tych substancji mogą być wyższe niż w dedykowanych spalarniach odpadów, jeżeli nie zostaną podjęte dalsze działania. Zwłaszcza w przypadku fluoru, emisje mają skłonność do wzrastania gdy do przegrzewania oczyszczonych gazów odlotowych z instalacji odsiarczania gazów odlotowych stosowany jest wymiennik ciepła typu gaz-gaz.

9.2.6.5 Tlenki azotu

Paliwo odpadowe może mieć korzystny lub szkodliwy wpływ na emisje NO_x , w zależności od stopnia podobieństwa paliwa odzyskiwanego z odpadów do paliwa, z którym jest ono współspalane. Węgłe o wysokiej lotności mogą zwiększać temperaturę płomienia, tworząc w ten sposób potencjalnie więcej NO_x . Odpady o wysokim udziale procentowym wilgoci zapalają się powoli z niską adiabatyczną temperaturą płomienia, tworząc w ten mniej NO_x . Instalacje z wdrożonymi technikami ograniczania emisji NO_x mają większą elastyczność przyjmowania odpadów o wyższej zawartości azotu w paliwie.

9.2.6.6 Tlenki siarki

Odpady o znacznie wyższej zawartości siarki niż paliwo główne (węgiel, lignit, biomasa, torf) mogą w pewnych przypadkach powodować wyższe emisje SO_x , chociaż ograniczony stopień współspalania i zastosowanie odpowiednich technik usuwania SO_x powinno ograniczać do minimum wzrost takich emisji. W każdym przypadku bardziej typowym jest dla odpadów posiadanie mniejszej zawartości siarki, niż paliwo podstawowe, co daje niższe ogólne emisje związków siarki.

9.2.6.7 Całkowity węgiel organiczny (TOC), lotne związki organiczne i dioksyny

Lotne związki organiczne (VOC) w gazach odlotowych reprezentują niespalone paliwo. Współspalanie może prowadzić do wzrostu emisji VOC. Jednak emisje węglowodorów, VOC i PAH (wielopierścieniowych węglowodorów aromatycznych) nie zmieniają się znacznie przy współspalaniu, gdy osiągnany jest dobry stopień wypalenia.

[123, Eurelectric 2001]

Dioksyny i substancje będące prekursorami dioksyn mogą być obecne w odpadach takich, jak drewno rozbiórkowe, paliwo pochodzące ze śmieci (RDF), w niewielkich ilościach i są niszczone w komorze spalania. Mogą one jednak następnie być reformowane poprzez proces syntezy *de novo* z prekursorów takich, jak chlorowany benzen, polichlorowane bifenyle (PCB) lub niechlorowanych prekursorów, gdzie występuje skojarzone dostarczanie nieorganicznego chloru. Mechanizm ich reformowania nie jest całkowicie zrozumiały, ale uważa się, że obecność miedzi, sadzy i popiołu lotnego może wspomagać ten proces, który występuje głównie w zakresie temperatur od 200 °C do 450 °C. Z powodu tych efektów zidentyfikowano, że współspalanie pewnych typów odpadów może powodować wyższe emisje dioksyn. Emisje dioksyn można ograniczyć poprzez specjalne techniki, takie jak wstrzykiwanie węgla aktywowanego do gazów odlotowych.

Emisje dioksyn i furanów z obiektów opalanych węglem są typowo niskie, z uwagi na ich specyficzną charakterystykę spalania i zawartość siarki w paliwie, które hamują tworzenie się tych związków.

Nie ulega to zmianie przy współspalaniu, nawet w przypadku odpadów o wysokiej zawartości chloru.

9.2.6.8 Metale (Cd+Tl; Hg; Sb+As+Pb+Cr+Co+Cu+Mn+Ni+V)

Metale (np. ciężkie i toksyczne metale) są już w pewnym stopniu obecne jako naturalne pierwiastki w paliwach kopalnych. Niektóre odpady, takie jak szlam kanalizacyjny i paliwo pochodzące z odpadów lub rozbiórki konstrukcji drewnianych, może zawierać metale, jak pokazano w Tabeli 9.1 i Tabeli 9.2, w ilości wyższej, niż w paliwie konwencjonalnym.

Niektóre metale pozostają w popiele dennym paleniska, podczas gdy inne zawarte w gazach odlotowych mogą kondensować po stronie odpływowej komory spalania, gdzie tworzą cząstki stałe. Niektóre wysoko lotne związki metali, takich jak kadm, rtęć, tal i selen będą pozostawać w fazie parowej lub w ultradrobnych oparach. Jak chodzi o skład odpadów, stężenie rtęci jest typowo jednym z najbardziej krytycznych spośród wszystkich pierwiastków, z uwagi na jej lotność [123, Eurelectric 2001]. Z uwagi na ogólne ograniczenia wsadu odpadów (jedynie kilka procent całkowitego ciepła doprowadzanego w elektrowni zazwyczaj pochodzi ze współspalanych odpadów) i z powodu porównywalnych stężeń Hg w surowym gazie odlotowym elektrowni opalanych węglem, stężenie Hg w surowych gazach odlotowych nie wzrasta w znacznym stopniu. Jednak emitowane obciążenia mogą rosnąć w wyniku wyższych objętości gazów odlotowych. Dla innych metali pewne wzrosty emisji zanieczyszczeń mogą występować z uwagi na możliwość wyższych stężeń Pb, Co, Tl i Se. [123, Eurelectric 2001]

9.2.6.9 Smuga

Odpady o wysokiej zawartości wilgoci, takie jak ściółka spod drobiu, są podatne na widoczne tworzenie pióropusza. Istnieją trzy ogólne techniki obróbki gazów odlotowych, zapobiegające tworzeniu widocznego pióropusza z komina:

- przegrzewanie gazów odlotowych;
- kondensacja gazów odlotowych;
- kontrola temperatury gazów odlotowych.

Techniki kondensacji wytwarzają duże objętości cieczy do utylizacji, która może być zanieczyszczona przez substancje zanieczyszczające i może wymagać zobojętniania.

9.2.6.10 Zapach

Przechowywanie i przemieszczanie odpadów takich jak śmierdzący szlam może generować emisje zapachu. Zwłaszcza instalacje suszenia wymagają stosowania technik przeciwdziałających emisjom zapachu, jak opisano w dokumencie referencyjnym BAT Emisje z magazynowania. W zależności od odpadów i od sytuacji lokalnej, przechowywanie, przenoszenie i przemieszczanie może zachodzić w obszarach zamkniętych.

9.2.7 Wpływ współspalania odpadów na emisje do wód

Współspalanie odpadów może wpływać na emisje do wody. Jednak większość źródeł ścieków, takich jak woda chłodząca, kondensat lub demineralizowane ścieki nie podlegają oddziaływaniu współspalania. Źródłami ścieków, których może dotyczyć oddziaływanie, wymieniono poniżej:

- Wody płuczące z magazynowania odpadów i spływów powierzchniowych (wody deszczowe).
- Wspólnym czynnikiem we wszystkich procesach odwadniania (suszenia) jest to, że oddzielana woda (filtrat lub zlewana woda) jest w różnym stopniu zanieczyszczona.

Jest to szczególnie istotne w przypadku odwadniania przy wysokich temperaturach i może stanowić ważne źródło wtórnego obciążenia zanieczyszczeniami dla instalacji oczyszczania ścieków.

- Jak opisano w Rozdziale 3, odsiarczenie gazów odlotowych jest głównym źródłem ścieków, jako że usuwa ono z gazów odlotowych SO₂, jak również inne zanieczyszczenia, takie jak metale ciężkie. Chociaż stężenie metali w odcieku z instalacji oczyszczania ścieków jest związane z dopływającymi stężeniami, to może być w pewnym stopniu obrabiane poprzez dostosowanie typu i ilości stosowanych chemikaliów i jedynie w niewielkim stopniu powinno podlegać oddziaływaniu współspalania.
- Wykorzystanie wody do ograniczenia zapylenia otwartego magazynu paliwa może powodować powstawanie ścieków, o ile ta woda nie jest przetwarzana ponownie wewnętrznie, co normalnie ma miejsce w przypadku przechowywania węgla. Jeżeli odpady nie będą przechowywane lub przemieszczane we właściwy sposób, może również dochodzić do niepotrzebnego zanieczyszczenia wody deszczowej. „Dobre utrzymanie porządku” zapobiegnie rozlewaniu substancji i ich przenoszeniu do ścieków.
- Techniki kondensacji, stosowane do kondycjonowania pióropusza, wytwarzają duże objętości cieczy do utylizacji, która może być zanieczyszczona przez substancje zanieczyszczające i może wymagać oczyszczania ścieków.
- Przechowywanie i przemieszczanie odpadów ciekłych może wiązać się z ryzykiem rozcieńczenia do układu oczyszczania ścieków. Stosowanie rozkładania wilgotnego szlamu na węglu w bunkrze węglowym może również wiązać się z rozcieńczeniem do układu oczyszczania ścieków.

9.2.8 Wpływ współspalania odpadów na jakość pozostałości po spalaniu

Kluczową zasadą współspalania jest zapobieganie spadkowi jakości pozostałości ze spalania. Musi to być osiągnięte przez wstępną obróbkę odpadów lub przez ograniczenie stopnia współspalania. Jakość pozostałości ma dwa aspekty: jakość techniczną i jakość względem środowiska naturalnego.

- Jakość techniczna jest wyrażeniem różnych parametrów, które razem określają w znacznym stopniu użyteczność pozostałości jako produktu ubocznego. Oprócz czysto fizycznych właściwości (np. sztywności, porowatości, wielkości cząsteczek, zawartości wilgoci), ważna jest również zawartość pierwiastków takich jak chlor, fosfor, siarka i węgiel. Ma to zastosowanie zwłaszcza do popiołów w betonie i cemencie.
- Jakość środowiskowa produktów ubocznych jest związana z tym, w jaki sposób substancje, które są szkodliwe dla zdrowia ludzkiego lub środowiska, mogą być wmywane z produktu, w którym są one stosowane w środowisku. Oprócz właściwości technicznych, charakterystyka wmywania określa czy produkty uboczne mogą być wykorzystane do zamierzonego zastosowania.

Wpływ współspalania na jakość produktów ubocznych szeroko badano i opisywano w niektórych krajach, takich jak Holandia. Uwzględniając wysokie stopnie usuwania osiągnięte przez techniki kontroli zapylenia przeważające w dużych obiektach energetycznego spalania, więcej niż 99 % pierwiastków znajduje się w popiołach. Ogólnie zmiany w składzie paliwa będą skutkować równoważnymi zmianami w składzie popiołów. W zależności od lotności pierwiastków, może zachodzić redystrybucja, skutkująca różnymi stężeniami w popiołach lotnych i popiołach dennych.

Współspalanie powoduje zmianę składu popiołu odpowiadającą zmianie składu odpadów. Skład pierwiastkowy produktów ubocznych może być przewidywany w takim stopniu, że możliwe jest określenie jego marginesów kiedy i w jakich ilościach odpady mogą być współspalane.

Metale w różnym stopniu stwarzają ryzyko wmywania ich do środowiska, po poddaniu ich działaniu wody przez bardzo długi okres czasu. Charakterystyki wmywania są mniej ważne dla popiołów lotnych, gdy są one wykorzystywane w zastosowaniach unieruchomionych w przemyśle cementowym i betonowym.

Jednak z popiołów dennych, stosowanych na przykład jako warstwa podkładowa pod drogami, może w długim okresie czasu dochodzić do wmywania pewnych pierwiastków. Przesunięcie w składzie mikropierwiastkowym i wmywaniu może stanowić ograniczenie dla zastosowania popiołu dennego ze współspalania.

Gips słabo poddaje się oddziaływaniom wynikającym ze zmiany składu paliwa. Ryzyko wmywania jest małe, jako że produkt jest stosowany zasadniczo wewnątrz budynków, gdzie kontakt z wodą nie występuje. W zależności od wymagań jakościowych, gips może być regularnie przemylany przed opuszczeniem obiektu energetycznego spalania.

Popioły z filtra pochodzące z procesów obróbki wstępnej, takich jak zgazowanie, są ogólnie trudniejsze do wykorzystania i może być konieczne przekazanie ich do utylizacji. Techniki unieruchamiania mikroprzetrząstek mogą jednak otwierać możliwości dla pewnych zastosowań.

Dla dokonania ogólnej oceny oddziaływania stężeń metali na środowisko, należy uwzględnić unieruchamianie i stabilizowanie metali w pozostałościach, jak również obliczenie całkowitej zawartości. Stopień unieruchomienia może być obliczany ze stężeń metali w odcieku.

Tabela 9.5 i Tabela 9.6 przedstawia wpływ współspalania na pozostałości ze spalania, takie jak pozostałości suchej sorpcji i grubego popiołu, w porównaniu z normalnym paliwem. Można stwierdzić wzrost stężeń Hg (dwukrotny), Pb (trzykrotny) i Cd (czterokrotny) w pozostałości suchej sorpcji popiołów lotnych. W popiele grubym, stężenia Pb, Zn, Cu i Cr są podwyższone; jednak nie ma to zauważalnego wpływu na zachowanie się przy wmywaniu.

Tabela 9.5: Wpływ współspalania na pozostałości ze spalania (pozostałość suchej sorpcji)

	Pozostałości suchej sorpcji			
	Całkowita zawartość (mg/kg)		Zawartość odcieku (mg/kg)	
	Węgiel	Współspalanie około 10% szlamu kanalizacyjnego	Węgiel	Współspalanie około 10% szlamu kanalizacyjnego
Al	2,9	3,4-3,6	12	8,5-11
As	34	31-37	< 0,2	< 0,2
Cd	< 2	4-7	< 0,1	< 0,1
Cr	49	55-64	0,91	0,81-0,85
Cu	135	80-140	< 0,1	< 0,1
Hg	0,6	0,6-1,3	< 0,01	< 0,01
Ni	91	93-100	< 0,2	< 0,2
Pb	230	228-650	< 0,3	< 0,3
Zn	140	245-570	< 0,2	< 0,2

Źródło: [145. UBA AT 2000]

Tabela 9.6: Wpływ współspalania na pozostałości ze spalania (gruby popiół)

	Gruby popiół			
	Całkowita zawartość (mg/kg)		Zawartość odcieku (mg/kg)	
	Węgiel	Współspalanie około 10% szlamu kanalizacyjnego	Węgiel	Współspalanie około 10% szlamu kanalizacyjnego
Al	4,4	4,8-5,9	21	8,8-133
As	11	11-13	< 0,2	< 0,2
Cd	< 2	< 2	< 0,1	< 0,1
Cr	59	86-260	0,11	< 0,1-0,12
Cu	80	590-7 800	0,1	0,1-0,23
Hg	< 0,2	< 0,2	< 0,01	< 0,01
Ni	70	130-290	< 0,2	< 0,2
Pb	57	130-3 400	< 0,3	< 0,3-1,7
Zn	100	190-5 590	< 0,2	0,2-1,1

Źródło: [145. UBA AT 2000]

Tabela 9.5 i Tabela 9.6 pokazuje, że ryzyko uruchomienia metali w pozostałości ze współspalania jest ogólnie względnie niskie, z uwagi na wysokie temperatury w kotle (efekt zeszklenia) i z uwagi na zwarty charakter pozostałości po nawilżeniu. W konsekwencji nie wykrywa się żadnego wzrostu stężenia w odcieku, zwłaszcza gdy pozostałość została ustabilizowana.

9.3 Techniki do rozważenia przy ustalaniu BAT dla współspalania odpadów

W tym dziale opisano techniki (lub ich połączenia) i skojarzone monitorowanie, uznawane za mające potencjał osiągnięcia wysokiego poziomu ochrony środowiska w działalności objętej zakresem tego dokumentu. Opisane techniki obejmują zarówno stosowaną technologię, jak i sposób w jaki instalacje są projektowane, budowane, konserwowane, eksploatowane i wyłączane z ruchu.

Obejmuje on techniki zintegrowane w procesie, jak i techniki na wyjściu z instalacji. Zapobieganie powstawaniu odpadów i gospodarowanie nimi, w tym procedury minimalizowania i recyklingu odpadów, są również uwzględnione.

Aneks III do dyrektywy emisji przemysłowych wymienia pewną liczbę kryteriów dla określania BAT, a informacje podane w tym rozdziale podejmują te zagadnienia. Na tyle, na ile to możliwe, standardowa struktura Tabeli 3.4 wykorzystywana jest do nakreślenia informacji o każdej technice, by umożliwić porównanie technik i ocenę względem definicji BAT podanej w dyrektywie emisji przemysłowych.

Ten dział niekoniecznie podaje wyczerpującą listę technik, które mogą być zastosowane w tym sektorze. Mogą istnieć lub mogą być opracowane inne techniki, które mogą być wzięte pod uwagę przy określaniu BAT dla poszczególnych instalacji.

W tym dziale, techniki do rozważenia opisuje się w pełni tylko wtedy, gdy są one właściwe dla rozważanego, spalanego paliwa lub stosowanego procesu spalania (współspalanie odpadów). W istocie, dla większości tych technik, ogólne opisy zostały już przedstawione w Rozdziale 3. Dlatego też, by uniknąć powtarzania, dla tych ogólnych technik opisanych już w Rozdziale 3, przedstawia się tutaj w tabelach syntetycznych jedynie dodatkowe informacje, które są właściwe dla współspalania odpadów.

9.3.1 Techniki ograniczania emisji rozproszonych i zapachów z magazynowania i gospodarki odpadów pylistych i zapachowych

W tabeli 9.7 zestawiono ogólne techniki do rozważenia przy określaniu BAT dla przechowywania i przemieszczania odpadów przeznaczonych do współspalania.

Tabela 9.7: Ogólne techniki przechowywania i przemieszczania odpadów przeznaczonych do współspalania

Technika	Opis	Osiągane korzyści dla środowiska	Charakterystyka obciążenia środowiska i dane eksploatacyjne	Efekty krzyżowe mediów	Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowalności
					Nowe i istniejące obiekty
Transport i przemieszczanie odpadów					
Przemieszczenia zamknięte	Transport pylistych i/lub wydzielających wonie odpadów, takich jak szlam, w zamkniętych lub przykrytych pojemnikach.	Ograniczanie emisji zapachów i ulotnych			
Zamknięte budynki rozładunku	Rozładowywanie pylistych i/lub wydzielających woń odpadów w zamkniętych budynkach rozładunkowych, np. wyposażonych w urządzenia ssawne, które odprowadzają wydzielające woń powietrze bezpośrednio do komory spalania lub palnika, gdzie może być wykorzystane jako powietrze spalania.	Ograniczanie emisji zapachów i ulotnych			
Zamknięty magazyn odpadów	Przechowywanie pylistych i/lub wydzielających woń odpadów w zamkniętych silosach lub bunkrach	Ograniczanie emisji zapachów i ulotnych			
Obróbka powietrza pochodzącego z magazynu szlamu kanalizacyjnego	Stosowanie instalacji ssawnych, a następnie urządzeń oczyszczających do silosów, bunkrów i lejów samowyladowczych, przechowujących szlam kanalizacyjny. wydzielające woń powietrze może być odprowadzane bezpośrednio do komory spalania lub palnika, gdzie może być wykorzystane jako powietrze spalania. Bez instalacji ssawnych, ryzyko wybuchu na skutek wysokich stężeń metanu może być wysokie. Wytwarzanie metanu może zachodzić zwłaszcza wewnątrz leja samowyladowczego dla mechanicznie suszonego szlamu, z uwagi na jego wysoką zawartość wody.	Niskie emisje do powietrza otaczającego i niskie stężenia metanu wewnątrz lejów samowyladowczych, a zatem ograniczanie ryzyka wybuchu.	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	Brak	Zastosowanie ogólne

9.3.2 Techniki wstępnej obróbki odpadów

W tabeli 9.8 zestawiono ogólne techniki do rozważenia przy określaniu BAT dla wstępnej obróbki odpadów.

Tabela 9.8: Ogólne techniki wstępnej obróbki odpadów przeznaczonych do współspalania

Technika	Opis	Osiągana korzyść dla środowiska	Charakterystyka obciążania środowiska i dane eksploatacyjne	Efekty krzyżowe mediów	Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowalności		Siła napędowa dla wdrożenia
					Nowe obiekty	Istniejące	
Suszenie	Zobacz dokument referencyjny BAT WT (Obróbka odpadów)	Utrzymuje dobrą sprawność kotła	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	Do suszenia potrzebna jest dodatkowa energia. Choć wysoka zawartość wilgoci w odpadach negatywnie oddziałuje na sprawność kotła, to w niektórych przypadkach koszt i energia wymagane do suszenia termicznego czynią bardziej opłacalnym spalanie mechanicznie suszonego szlamu kanalizacyjnego o wysokiej zawartości wody.	Stosowalność może być ograniczona przez niewystarczające odzyskiwalne ciepło z procesu, przez wymagane warunki spalania lub przez zawartość wilgoci w odpadach.		Odpady o wysokiej zawartości wilgoci mogą być wykorzystywane po wysuszeniu.
Suszenie szlamu kanalizacyjnego na słońcu	Zobacz dokument referencyjny BAT WT (Obróbka odpadów)	Utrzymuje dobrą sprawność kotła	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	Tendencja do generowania emisji zapachów	Stosowalność może być ograniczona dostępnością przestrzeni.		Ograniczenie ogólnej wymaganej przez obiekt energii
Piroliza	Wstępna obróbka poprzez pirolizę może zapewnić odpowiednie wypalenie w kotle, z uwagi na krótki czas przebywania paliwa w palenisku	Oddziaływanie odpadów na sprawność kotła jest zmniejszone	Ograniczone doświadczenie eksploatacyjne	Potrzebna jest dodatkowa energia dla reaktora pirolizy	Zastosowanie ogólne	Stosowalność może zależeć od konstrukcji głównego kotła	Piroliza może być atrakcyjną opcją dla odpadów, które nie mogą być mielone w młynie paliwa stałego na żadaną wielkość dla współspalania w obiekcie energetycznego spalania opalanym sproszkowanym paliwem stałym. Może być wykorzystywana duża różnorodność odpadów

Rozdział 9

Fermentacja anaerobowa	Odpady muszą być biodegradowalne. Reaktor pracuje przy niskich temperaturach, niemal bez korozji. Zobacz dokument referencyjny BAT WT (Obróbka odpadów)	Metanizowanie odpadów ma szereg zalet, jako że produkty są łatwo dopasowywane do kotła.	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	N/D	Zastosowanie ogólne		Może być wykorzystywana duża różnorodność odpadów. Technika ta dobrze nadaje się do odpadów o wysokiej zawartości wody.
Zgazowanie	Zobacz Rozdział 4. Zobacz także dokument referencyjny BAT WT (Obróbka odpadów)	N/D	Ograniczone doświadczenie eksploatacyjne	N/D	Zastosowanie ogólne	Stosowność może zależeć od konstrukcji głównego kotła	Duże ilości odpadów o wysokich stężeniach metali (np. Hg) mogą być współspalane po zgazowaniu i oczyszczeniu gazu syntezowego.
<p>Uwaga: N/D: Brak dostępnych specjalnych informacji.</p>							

9.3.3 Techniki wprowadzania odpadów do procesu spalania

W tabeli 9.9 zestawiono ogólne techniki do rozważenia przy określaniu BAT dla wprowadzania odpadów do procesu spalania.

Tabela 9.9: Ogólne techniki dla wprowadzania odpadów do procesu spalania

Technika	Opis	Osiągnięte korzyści środowiskowe	Charakterystyka obciążenia środowiska i dane eksploatacyjne	Efekty krzyżowe mediów	Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowalności		Opłacalność	Przykładowe obiekty
					Nowe obiekty	Istniejące obiekty		
Mieszanie z paliwem głównym	Niejednorodny lub słabo wymieszany strumień paliwa albo jego nierównomierny rozkład, mogą oddziaływać na zapłon i spalanie w kotle, stąd też należy im zapobiegać.	Utrzymuje stabilne warunki spalania	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	Brak	Mieszanie jest możliwe tylko wtedy, gdy zachowanie się podstawowego paliwa, jak i odpadów przy mieleniu jest mniej więcej takie samo, lub gdy ilość odpadów jest bardzo mała w porównaniu z przepływem paliwa stałego.		Właściwe dla obiektu.	Obiekty 121, 142
Podawanie paliwa głównego i odpadów razem	N/D	Dobra sprawność kotła ze złożem fluidalnym	N/D	Brak	Zastosowanie ogólne	Zastosowanie ogólne	N/D	N/D
Uwagi: N/D: Brak dostępnych specjalnych informacji.								

9.3.4 Techniki zapobiegania emisjom ze współspalania odpadów do powietrza w obiektach LCP

Techniki, które były brane pod uwagę przy określaniu BAT w ramach rozdziałów właściwych dla paliw, należy uwzględnić w sytuacji gdy odpady są współspalane. Jednak współspalanie odpadów może prowadzić do następujących skutków:

- zmiana w objętości i składzie gazów odlotowych, z konsekwencjami dla wymiany ciepła i systemów oczyszczania gazów odlotowych (np. dezaktywacja katalizatora SCR przez As, P, F i metale alkaliczne) i zakłócenia w systemach odsiarczania gazów odlotowych;
- muszą być zapewnione dobre i równe warunki spalania (w tym stabilność płomienia, temperatura płomienia, tworzenie atmosfery utleniającej na powierzchniach kotła i zapobieganie tworzeniu się „pasm”);
- emisje do powietrza (zwłaszcza emisje Hg, metali, dioksyn i furanów, HCl, HF, niespalonego węgla i CO) mogą być zwiększone.

W uzupełnieniu do wspomnianych wcześniej technik, w Tabeli 9.10 i Tabeli 9.11 zestawiono ogólne i bardziej specjalne techniki do rozważenia przy określaniu BAT dla zapobiegania i ograniczania emisji do powietrza ze współspalania odpadów w obiektach energetycznego spalania.

Dalsze szczegóły o charakterystyce obciążenia środowiska i danych eksploatacyjnych dotyczących emisji do powietrza z europejskich obiektów energetycznego spalania współspalających odpady i stosujących techniki wymienione w tych tabelach, są podane za tabelami.

Tabela 9.10: Ogólne techniki zapobiegania i kontroli emisji do powietrza ze współspalania odpadów w obiektach energetycznego spalania

Technika	Opis	Osiągane korzyści dla środowiska	Charakterystyka obciążenia środowiska i dane eksploatacyjne	Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowalności	Opłacalność
Pył					
Odpylanie elektrostatyczne	Zobacz Dział 3.2.2.1.1	Ograniczanie emisji pyłów i metali	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	Zastosowanie ogólne	Właściwe dla obiektu.
Filtr workowy	Zobacz Dział 3.2.2.1.2	Ograniczanie emisji pyłów i metali	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	Zastosowanie ogólne	Właściwe dla obiektu.
SO_x					
Mokre, półsuche lub suche techniki odsiarczania gazów odlotowych	Zobacz Dział 3.2.2.2.	Ograniczanie emisji SO _x , HCl, HF, pyłu i metali	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	Zobacz rozdziały właściwe dla paliw głównych odnośnie do dalszych szczegółów o stosowalności każdej techniki	Właściwe dla obiektu.
NO_x					
Połączenie podstawowych i/lub wtórnych technik	Zobacz Dział 3.2.2.3.	Ograniczenie emisji NO _x	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	Zobacz rozdziały właściwe dla paliw głównych odnośnie do dalszych szczegółów o stosowalności każdej techniki	Właściwe dla obiektu.
Metale i inne, takie jak lotne związki organiczne i dioksyny					
Oddzielnik metalu w linii zasilającej	Zobacz Dział 3.2.2.5.5	Ograniczenie metali w powietrzu, wodzie i pozostałościach	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	Zastosowanie ogólne	Właściwe dla obiektu.
Elektrofiltr lub filtr workowy, mokre, półsuche lub suche techniki odsiarczania gazów odlotowych, jako dodatkowa opcja wstrzykiwanie aktywowanego węgla i/lub fluorowcowanych dodatków	Zobacz Dział 3.2.2.5.	Ograniczanie SO _x , HCl, HF, pyłu i metali (zwłaszcza Hg), jak również lotnych związków organicznych i dioksyn	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	Zobacz rozdziały właściwe dla paliw głównych odnośnie do dalszych szczegółów o stosowalności każdej techniki	Właściwe dla obiektu.
Selektywna redukcja katalityczna (SCR)	SCR zazwyczaj wymaga większego, wielowarstwowego katalizatora, niż tylko dla funkcji DeNO _x . Zobacz również Dział 3.2.2.3.11	Ograniczanie gazowych polichlorowanych dibenzo-p-dioksyn i furanów	N/D	Zobacz rozdziały właściwe dla paliw głównych odnośnie do dalszych szczegółów o stosowalności każdej techniki	N/D
Mokra płuczka	Mokra płuczka umożliwia szybkie chłodzenie gazów odlotowych od ich temperatury spalania do poniżej 100 °C, ograniczając generowania dioksyn w trakcie ochładzania gazów odlotowych. Zobacz również Dział 3.2.2.1.4	Ograniczanie polichlorowanych dibenzo-p-dioksyn i furanów	N/D	Zobacz rozdziały właściwe dla paliw głównych odnośnie do dalszych szczegółów o stosowalności każdej techniki	N/D
Uwagi: N/D: Brak dostępnych specjalnych informacji.					

Tabela 9.11: Specjalne techniki zapobiegania i kontroli emisji do powietrza ze współspalania odpadów w obiektach energetycznego spalania

Technika	Opis	Osiągane korzyści dla środowiska	Charakterystyka obciążenia środowiska i dane eksploatacyjne	Efekty krzyżowe mediów	Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowalności		Opłacalność	Siła napędowa dla wdrożenia
					Nowe obiekty	Istniejące		
Staranny wybór odpadów do współspalania	Dokładna znajomość pochodzenia odpadów, parametrów fizyko-chemicznych i niebezpiecznego potencjału. Odpady są analizowane okresowo, by sprawdzać ich jakość dla współspalania. Wszelchstronna analiza odpadów przy dostawie może obejmować: nazwę i adres dostawcy, masę, właściciela i pochodzenie odpadów, zawartość wody i popiołu, wartość opałową, zawartość chlorków, fluorków, siarki i metali.	Lepsza znajomość odpadów pomaga unikać nieoczekiwanych pików zanieczyszczeń i unikać uszkodzenia kotła na skutek korozji.	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	Brak	Zastosowanie ogólne	Zastosowanie ogólne	Właściwe dla obiektu.	N/D
Ograniczenie udziału procentowego odpadów, które są współspalane	N/D	Ograniczenie dodatkowego oddziaływania na środowisko	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	Brak		Zastosowanie ogólne	Właściwe dla obiektu.	N/D
Zgazowanie	Zobacz Rozdział 4. Zobacz także dokument referencyjny BAT WT (Obróbka odpadów)	N/D	Ograniczone doświadczenie eksploatacyjne	N/D		Stosowalność może zależeć od konstrukcji głównego kotła	Właściwe dla obiektu.	Duże ilości odpadów o wysokich stężeniach metali (w tym Hg) mogą być współspalane po zgazowaniu i oczyszczeniu wytworzonego gazu.
Uwaga: N/D: Brak dostępnych specjalnych informacji.								

Charakterystyka środowiskowa i dane eksploatacyjne: emisje do powietrza z obiektów energetycznego spalania, stosujących techniki ogólne wyliczone w Tabeli 9.10i Tabeli 9.11

Obiekty współspalające odpady są globalnie podzielone na dwie grupy, w zależności od referencyjnego spalane go paliwa:

1. Obiekty energetycznego spalania opalane węglem i/lub lignitem, współspalające odpady

Na podstawie danych zebranych na poziomie obiektów w UE dla 2010r., osiągnięte poziomy emisji NO_x , SO_x , HCl, HF, pyłu i rtęci, jak również sprawności energetyczne obiektów opalanych węglem i/lub lignitem, współspalających odpady, są podane w Dziale 5.1 razem z emisjami z obiektów, które spalają te same paliwa główne bez współspalania. W następujących akapitach przedstawiono dodatkowe informacje kontekstowe, by uwydatnić możliwy wpływ współspalania odpadów na osiągnięte poziomy emisji. Jako że w tym dokumencie referencyjnym BAT ocenia się sprawność energetyczną na podstawie wartości projektowych, nie jest możliwe zapewnienie dalszych istotnych analiz na poziomie obiektu dla scharakteryzowania wpływu współspalania odpadów na sprawność energetyczną. Przedstawiono dodatkowe wykresy dla emisji metali (Sb+As+Pb+Cr+Co+Cu+Mn+Ni+V i Cd+Tl), całkowitych lotnych związków organicznych i polichlorowanych dibenzo-p-dioksyn i furanów z obiektów opalanych węglem i/lub lignitem, w tym obiektów współspalających odpady.

Emisje SO_2

Rys. 5.32 przedstawia poziomy emisji SO_2 osiągnięte w dobrze pracujących obiektach o mocy ponad 300 MW_t , spalających węgiel i/lub pozamięscowy lignit. Spośród obiektów pokazanych na wykresie, Obiekt 123 i Obiekt 662 spalają odpowiednio 0,1% i 0,2% szlamu kanalizacyjnego; Obiekty 211 i 212 spalają 2% mączki zwierzęcej, 2% pozostałości z przetwarzania żywności roślinnej i 2% trocin; Obiekt 146 spala 6% ciekłych odpadów i 2% stałych odpadów; Obiekt 219 spala 2% RDF (paliw pozyskiwanych ze śmieci); Obiekt 142 spala 4% komercyjnych i komunalnych odpadów stałych. Spośród obiektów opalanych lokalnym lignitem z rys. 5.33, około połowa współspala odpady w stopniu zawierającym się pomiędzy 2% i 3%. Wszystkie te obiekty, podobnie jak inne obiekty w tabelach, są wyposażone w systemy odsiarczania gazów odlotowych i osiągają poziomy emisji SO_2 w tym samym przedziale.

Emisje HCl i HF

Rys. 5.34 przedstawia poziomy emisji HCl z dobrze działających obiektów opalanych węglem i/lub lignitem, o mocach ponad 100 MW_t . W Tabeli 9.12 zestawiono stopień współspalania w tych obiektach i ich charakterystykę w kategoriach emisji HCl.

W Tabeli 9.12 pokazano, że obiekty opalane węglem i/lub lignitem, współspalające odpady osiągają roczne, średnie emisje HCl w tym samym przedziale, jak obiekty, które nie współspalają odpadów. Jednak współspalanie odpadów może być skojarzone z pikami w krótkotrwałych poziomach emisji, pokazanych jako „górnny zakres” w tabeli. Na przykład obiekty 211V i 212V ($420\text{-}435 \text{ MW}_t$), osiągają roczne średnie poziomy emisji HCl poniżej $0,5 \text{ mg/Nm}^3$, ale z krótkotrwałymi pikami sięgającymi 94 mg/Nm^3 i 46 mg/Nm^3 . Oba te obiekty są kotłami typu PC spalającymi węgiel o średniej zawartości chloru 73 mg/kg i 6% odpadów, średnio pomiędzy około 1000 mg/kg i 5000 mg/kg chloru, co może tłumaczyć występowanie pików emisji HCl. Obiekt 17V, najlepiej pracujący, relacjonowany obiekt, nie współspala odpadów, ale spala węgiel o średniej zawartości chloru 60 mg/kg z małym udziałem biomasy, o zawartości około 950 mg/kg chloru.

Tabela 9.12: Stopień współspalania i osiągnięte emisje HCl w dobrze pracujących obiektach opalanych węglem i/lub lignitem o mocy ponad 100 MW_t (patrz rys. 5.34)

Kody obiektów	Stopień współspalania (w przeliczeniu na ciepło doprowadzane)	Roczna średnia emisja HCl (mg/Nm ³)	Górny koniec przedziału HCl ¹ (mg/Nm ³)	Kody obiektów	Stopień współspalania (w przeliczeniu na ciepło doprowadzane)	Średnia roczna emisja HCl (mg/Nm ³)	Górny koniec przedziału HCl ¹ (mg/Nm ³)
17V	-	0,12	38,7	77V	-	1,20	N/D
221VC	-	0,23	0,3	441-1V	-	1,33	N/D
23V	-	0,29	N/D	367V	-	1,35	4,8
212V	6 %	0,30	94,0	117-1VC	3 %	1,35	3,4
415-2V	-	0,37	0,7	478-2	-	1,40	2,9
690	-	0,4	N/D	25-1V	-	1,5	N/D
415-1V	-	0,42	0,8	390-6V	-	1,56	N/D
124bV C	-	0,50	0,7	390-1V	-	1,60	N/D
211V	6 %	0,50	46,0	390-2V	-	1,67	N/D
141V	-	0,50	N/D	390-5V	-	1,92	N/D
101V	-	0,52	N/D	224V	-	1,97	N/D
34V	-	0,57	N/D	662V	0,20 %	2,00	3,0
146V	6 %	0,60	N/D	286V	-	2,2	N/D
213V	-	0,7	N/D	132VC	-	2,17	N/D
117-2VC	3 %	0,70	0,8	390-3V	-	2,19	N/D
253V	-	0,76	1,0	197VC	-	2,23	3,6
128-3VC	2 %	0,80	1,2	478-1	-	2,27	2,3
128-4VC	2 %	0,80	1,2	442V	-	2,52	29,7
123VC	0,10 %	0,85	4,6	479V	-	2,88	N/D
689	-	0,9	N/D	131V	-	3,05	7,5
547V	-	0,89	1,1	390-4V	-	3,10	N/D
121VC	1 %	1,00	N/D	368V	-	3,20	23,0
128-1VC	3 %	1,00	1,7	198VC	-	3,24	4,3
127-2VC	2 %	1,00	1,7	441-2V	-	3,67	N/D
128-2VC	3 %	1,00	1,7	391V	-	3,88	N/D
127-1VC	2 %	1,00	1,7	219VC	2 %	4,20	23,8
69V	-	1,00	N/D	388NV	-	4,46	N/D
223V	-	1,15	N/D	18-2V	-	4,77	N/D

(¹) Górny koniec przedziału odpowiada rocznemu maksimum średnich godzinowych lub maksimum spośród próbek uzyskanych na przestrzeni roku.
Źródło: [3. LCP TWG 2012]

Rys. 5.35 przedstawia poziomy emisji HF z dobrze działających obiektów opalanych węglem i/lub lignitem, o mocach ponad 100 MW_t. W Tabeli 9.17 zestawiono stopień współspalania w tych obiektach i ich charakterystykę w kategoriach emisji HF. Chociaż w zasadzie obowiązują te same względy, jak dla HCl, w większości przypadków zawartość fluoru w odpadach spalanych w obiektach zamieszczonych w tabeli nie jest znacznie wyższa, niż w paliwie głównym, a osiągnięte poziomy emisji HF są podobne w obiektach, które współspalają odpady, jak i w tych, które tego nie robią.

Tabela 9.13: Stopień współspalania i osiągnięte średnie roczne emisje HF w dobrze pracujących obiektach opalanych węglem i/lub lignitem o mocy ponad 100 MW_t (patrz rys. 5.35)

Kody obiektów	Stopień współspalania (w przeliczeniu na ciepło doprowadzane)	Roczna średnia emisja HF (mg/Nm ³)	Górny koniec przedziału HF ¹ (mg/Nm ³)	Kody obiektów	Stopień współspalania (w przeliczeniu na ciepło doprowadzane)	Roczna średnia emisja HF (mg/Nm ³)	Górny koniec przedziału HF ¹ (mg/Nm ³)
662V	0,20 %	0,01	0,01	142VC	4 %	0,86	N/D
253V	-	0,04	0,1	390-1V	-	0,94	N/D
224V	-	0,06		221VC	-	0,95	1,3
123VC	-	0,07		1005V	-	1,00	N/D
23V	-	0,10		1000V	-	1,0	N/D
212V	6 %	0,10	4,1	415-1V	-	1,10	1,4
141V	-	0,10		415-2V	-	1,15	1,4
25-1V	-	0,1		18-2V	-	1,19	N/D
34V	-	0,12		388NV	-	1,42	N/D
17V	-	0,13	1,8	390-5V	-	1,54	N/D
22_1V	-	0,1	0,1	390-4V	-	1,59	N/D
146V	6 %	0,15		121VC	-	1,63	N/D
197VC	-	0,22	0,9	479V	-	1,66	N/D
213V	-	0,3		547V	-	1,85	1,9
211V	6 %	0,30	1,3	444V	-	1,90	9,6
390-3V	-	0,34		77V	-	2,10	N/D
184 V	-	0,39		441-1V	-	2,10	N/D
286V	-	0,5		124fVC	-	2,10	2,5
367V	-	0,47		385V	-	2,25	N/D
198VC	-	0,58	1,0	18-1V	-	2,48	N/D
99V	-	0,58		368V	-	2,60	5,0
441-2V	-	0,67		390-2V	-	2,62	N/D
124bVC	-	0,74	1,0	223V	-	2,80	N/D

(¹) Górny koniec przedziału odpowiada rocznemu maksimum średnich godzinowych lub maksimum spośród próbek uzyskanych na przestrzeni roku.
Źródło: [3. LCP TWG 2012]

Emisje NO_x

Rys. 5.37 i rys. 5.38 przedstawiają poziomy emisji NO_x z dobrze działających obiektów opalanych węglem i/lub lignitem, o mocach ponad 300 MW_t. Spośród 24 obiektów pokazanych na dwóch połączonych wykresach, Obiekt 219 spala 2% paliwa pochodzącego ze śmieci; Obiekt 662 spala 0,2% szlamu kanalizacyjnego; a Obiekt 377 spala 8% szlamu. Obiekty te są wyposażone w podobne techniki do innych obiektów na rysunkach i osiągają podobne poziomy emisji NO_x.

Emisje pyłu

Fig. 5.28 i fig. 5.29 przedstawiają poziomy emisji pyłu osiągnięte w dobrze pracujących obiektach opalanych węglem i lignitem, o mocach pomiędzy 300 MW_t i 1000 MW_t i odpowiednio powyżej 1000 MW_t.

Spośród 24 obiektów pokazanych na rys. 5.28, Obiekt 219 spala 2% paliwa pochodzącego ze śmieci; Obiekt 662 spala 0,2% szlamu kanalizacyjnego; a Obiekt 146 spala 9 % stałych i ciekłych odpadów łącznie. Spośród 34 obiektów pokazanych na fig. 5.29, występuje dziewięć obiektów (127-2VC, 127-1 VC, 117-2VC, 117-1VC, 123VC, 142VC, 121VC, 128-4VC, 128-2VC) o stopniu współspalania pomiędzy 0,1% i 4%. W przypadku obu rysunków, obiekty współspalające odpady są wyposażone w podobne techniki do innych obiektów na rysunku i osiągają podobne poziomy emisji pyłu.

Emisje rtęci

Rys. 5.30 i rys. 5.31 przedstawiają poziomy emisji rtęci z dobrze działających obiektów opalanych węglem i/lub odpowiednio lignitem.

Spośród 52 obiektów pokazanych na fig. 5.30, występuje dziewięć obiektów (211V, 156V, 462V, 662V, 81V, 219VC, 212V, 121VC, 142VC, 123VC, 146V, 377V) o stopniu współspalania pomiędzy 0,1% i 37%. Żaden z tych obiektów nie jest wyposażony w dedykowane techniki do usuwania rtęci w uzupełnieniu do ogólnych technik do usuwania NO_x , SO_x , pyłu i skojarzonych zanieczyszczeń. Poziomy emisji rtęci osiągane przez obiekty współspalające są w takim samym przedziale, jak te dla innych obiektów, chociaż w większości przypadków dane nie ujawniają jak wiele wkładu rtęci związane jest z węglem i z odpadami.

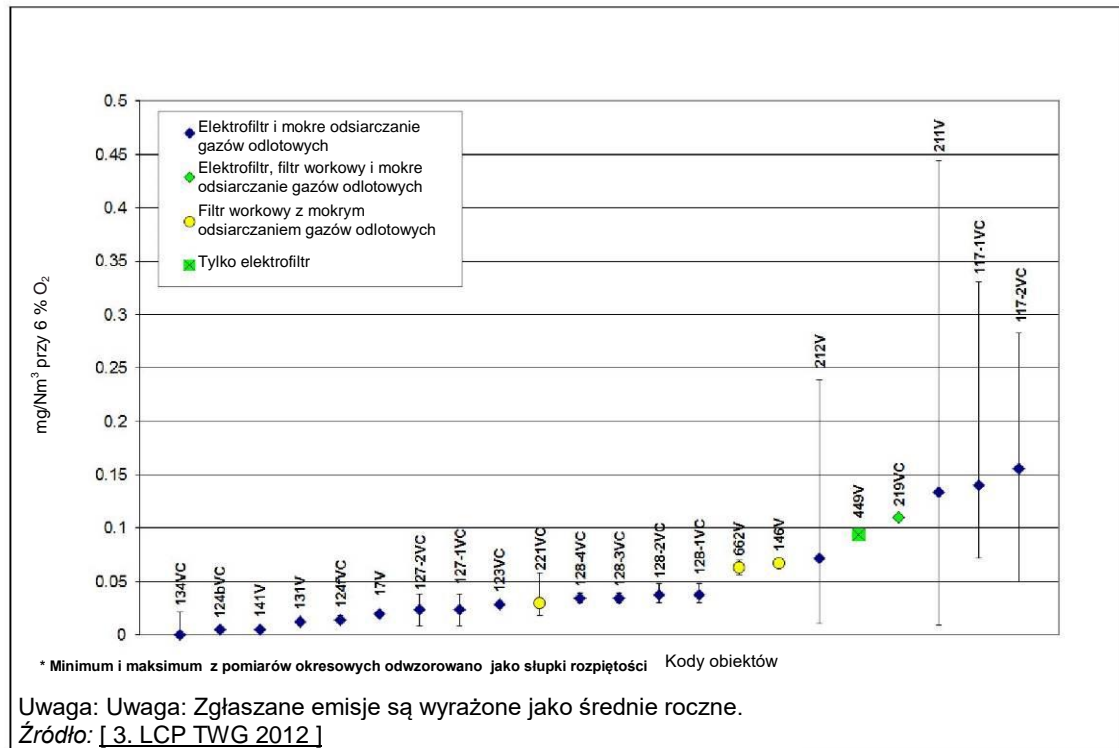
Spośród 23 obiektów pokazanych na fig. 5.31, występuje sześć obiektów (127-2VC, 127-1VC, 128-4VC, 128-1VC, 128-3VC, 128-2VC) o stopniu współspalania pomiędzy 1,5% i 3%. Żaden z tych obiektów nie jest wyposażony w dedykowane techniki do usuwania rtęci w uzupełnieniu do ogólnych technik do usuwania SO_x , pyłu i skojarzonych zanieczyszczeń. Chociaż poziomy emisji rtęci osiągane przez obiekty współspalające leżą ogólnie po wysokiej stronie zakresu pokazanego na rysunku, to relacjonowane poziomy leżą w tym samym przedziale jak te dla podobnych obiektów, które nie współspalają odpadów. Ma to miejsce na przykład dla obiektów 129-1VC i 129-2VC, które są technicznie identyczne z Obiektami 128-1VC do 128-4VC (kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu, o mocy 1525 MW_t opalany sproszkowanym lignitem, wyposażony w układ odsiarczania gazów odlotowych i elektrofiltr), ale nie współspalających odpadów, które zgłaszają te same poziomy emisji rtęci.

Emisje metali zawartych w pyłe

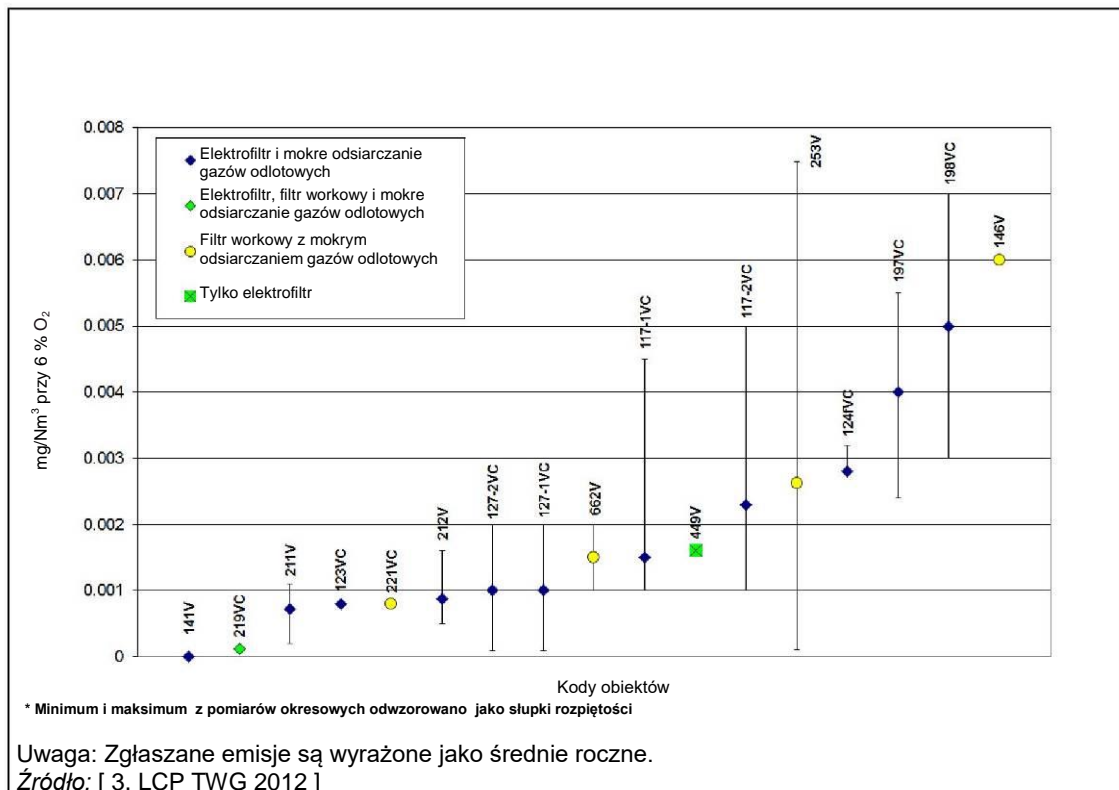
Rys. 9.3 i rys. 9.4 przedstawiają poziomy emisji metali osiągane w dobrze pracujących obiektach energetycznego spalania o mocach > 300 MW_t, opalanych węglem i lignitem. Relacjonowane obiekty mają wielkości pomiędzy 380 MW_t i 2500 MW_t, i są eksploatowane pomiędzy 4300 h/rok i 8700 h/rok, z równoważnym współczynnikiem pełnego obciążenia powyżej 56 %. Dwie trzecie spośród tych obiektów (15 spośród 22 na rys. 9.3 i 11 spośród 17 na rys. 9.4) współspala odpady w stopniach pomiędzy 0,1% i 6% (w przeliczeniu na wartość opałową). Zwłaszcza Obiekty 128-1VC do 128-4VC współspalają pomiędzy 2% i 3% odpadów stałych o średniej zawartości metalu 1400 mg/kg i osiągają średnie emisje Sb+As+Pb+Cr+Co+Cu+Mn+Ni+V poniżej 0,04 mg/Nm³ jako średnią z próbek na przestrzeni roku o niskim rozproszeniu (poniżej 0,05 mg/Nm³ jako roczne maksimum). W innych przypadkach pokazano, że współspalanie odpadów jest skojarzone z większymi zmiennościami krótkoterminowymi, jak w Obiektach 117-1V i 117-2V, które współspalają 3% szlamu kanalizacyjnego o średniej zawartości metali 1900 mg/kg. Obiekty 211V i 212V również współspalają do 6% odpadów stałych. Wszystkie zgłaszają emisje Cd+Tl poniżej 0,006 mg/Nm³ jako średnią z próbek na przestrzeni roku i poniżej 0,0075 mg/Nm³ jako maksimum.

Wszystkie te obiekty zostały włączone do eksploatacji pomiędzy rokiem 1965, a 2010 i monitorują swoje emisje metali okresowo (od dwóch razy na rok do dziewięciu razy na rok, z wyjątkiem Obiektu 146V, który zgłosił tylko jeden pomiar). Mają one średnie roczne poziomy emisji metali pomiędzy 1 mg/Nm³ i 12 mg/Nm³.

Jedynie kilka dobrze pracujących obiektów opalanych węglem i/lub lignitem, o mocach poniżej 300 MW_t, zgłaszało znaczny stopień współspalania odpadów. Wśród nich, maksymalny zgłoszony poziom emisji Cd+Tl w okresie próbkowania wynosi około 0,011 mg/Nm³.



Rysunek 9.3: Emisje Sb+As+Pb+Cr+Co+Cu+Mn+Ni+V w dobrze pracujących obiektach opalanych węglem i/lub lignitem o mocach ponad 300 MW_t, łącznie z obiektami współpalącymi odpady



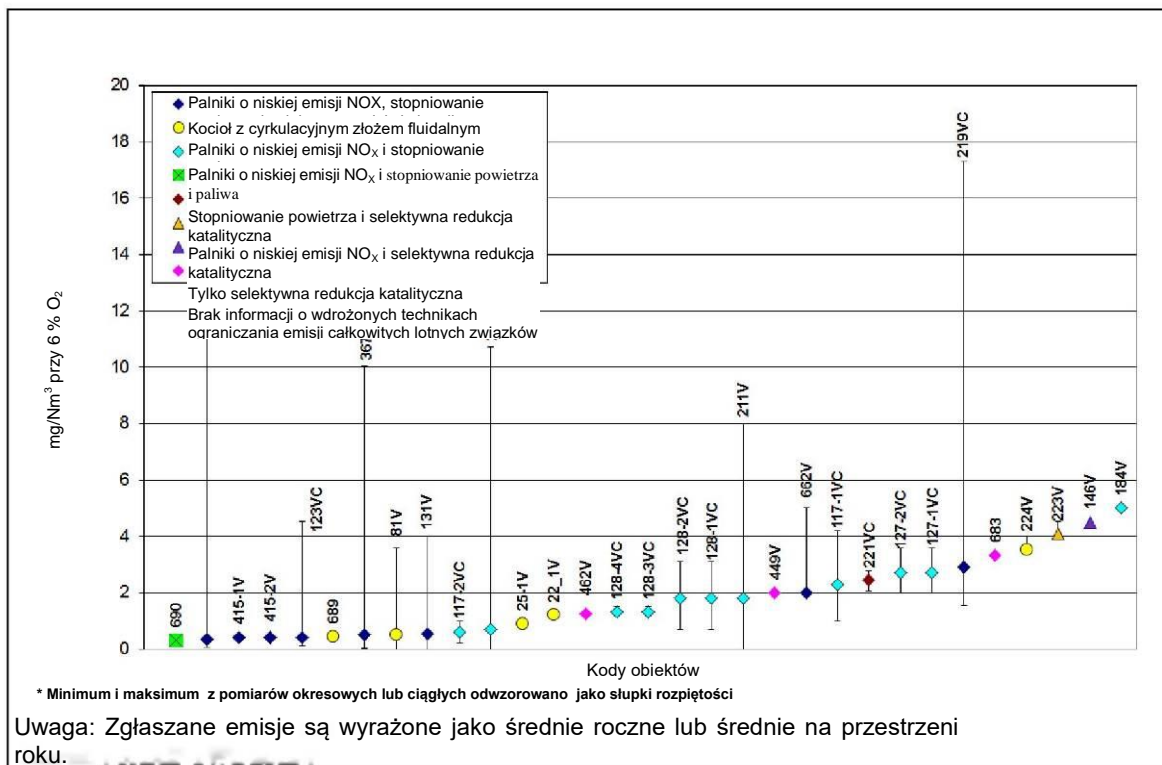
Rysunek 9.4: Emisje Cd+Tl z dobrze pracujących obiektów opalanych węglem i/lub lignitem o mocach ponad 300 MW_t, łącznie z obiektami współpalącymi odpady (średnie roczne)

Emisje całkowitych organicznych związków lotnych

Rys. 9.5 przedstawia poziomy emisji całkowitych lotnych związków organicznych z dobrze działających obiektów opalanych węglem i/lub lignitem, o mocach pomiędzy 74 MW_t i 2500 MW_t.

są eksploatowane pomiędzy 4000 h/rok i 8700 h/rok, z równoważnym współczynnikiem pełnego obciążenia powyżej 56 %, z wyjątkiem obiektu 224V, który relacjonował równoważny współczynnik pełnego obciążenia 25 %. Połowa spośród tych obiektów (16 spośród 31) współspala odpady w stopniach pomiędzy 0,1% i 37% (w przeliczeniu na wartość opałową). Wszystkie zgłaszają emisje całkowitych lotnych związków organicznych poniżej 5 mg/Nm³ jako średnie roczne lub średnie z próbek na przestrzeni roku. W większości przypadków krótkotrwałe maksima osiągnięte przez te obiekty są znacznie niższe od 10 mg/Nm³. Obiekty 17V, 212V i 219VC zgłaszają maksima powyżej 10 mg/Nm³ i do 17 mg/Nm³ jako maksymalną średnią półgodzinną na przestrzeni roku. Spośród nich, Obiekty 212V i 219 VC współspalają odpowiednio 6% i 2% odpadów.

Wszystkie te obiekty zostały włączone do eksploatacji pomiędzy rokiem 1964 i 2006, i monitorują swoje emisje całkowitych lotnych związków organicznych w sposób ciągły lub okresowo (od raz na rok do dziewięciu razy na rok).



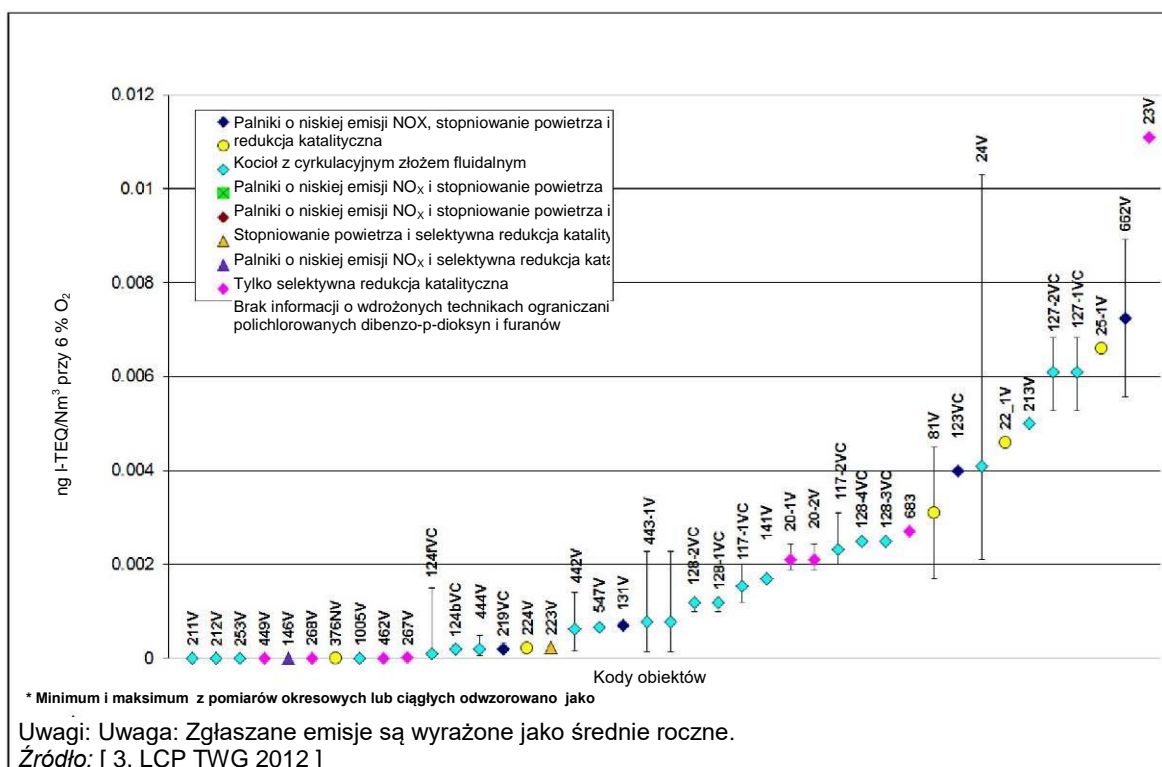
Źródło: [3, LCP TWG 2012]

Rysunek 9.5. Emisje całkowitych lotnych związków organicznych z dobrze pracujących obiektów opalanych węglem i/lub lignitem, łącznie z obiektami współspalającymi odpady

Emisje polichlorowanych dibenzo-p-dioksyn i furanów

Rys. 9.6 przedstawia poziomy emisji polichlorowanych dibenzo-p-dioksyn i furanów osiągnięte w dobrze pracujących obiektach opalanych węglem i/lub lignitem, o wielkościach pomiędzy 42 MW_t i 3800 MW_t, eksploatowanych pomiędzy 2000 h/rok i 8700 h/rok, z równoważnym współczynnikiem pełnego obciążenia powyżej 56%. Około połowy spośród tych obiektów (16 spośród 41) współspala odpady w stopniach pomiędzy 0,1% i 37% (w przeliczeniu na wartość opałową). Wszystkie zgłaszają emisje polichlorowanych dibenzo-p-dioksyn i furanów poniżej 0,012 ng I-TEQ/Nm³ zarówno jako średnią z próbek na przestrzeni roku i jako średnią z poszczególnych okresów próbkowania.

Wszystkie te obiekty zostały włączone do eksploatacji pomiędzy rokiem 1964 i 2006, i monitorują swoje emisje polichlorowanych dibenzo-p-dioksyn i furanów okresowo (od raz na rok do 11 razy na rok).



Rysunek 9.6: Emisje polichlorowanych dibenzo-p-dioksyn i furanów z dobrze pracujących obiektów opalanych węglem i/lub lignitem o mocach ponad 300 MW_t, łącznie z obiektami współpalającymi odpady

2. Obiekty energetycznego spalania opalane biomasą i/lub torfem, współpalające odpady

Na podstawie danych zebranych na poziomie obiektów w UE dla 2010r., osiągnięte poziomy emisji NO_x , SO_x , HCl, HF, pyłu i rtęci, jak również sprawności energetyczne obiektów opalanych biomasą i/lub torfem, współpalających odpady, są podane w Dziale 5.2 razem z emisjami z obiektów, które spalają te same paliwa główne bez współspalania. W następujących akapitach przedstawiono dodatkowe informacje kontekstowe, by uwydatnić możliwy wpływ współspalania odpadów na osiągnięte poziomy emisji. Jako że w tym dokumencie referencyjnym BAT ocenia się sprawność energetyczną na podstawie wartości projektowych, nie jest możliwe zapewnienie dalszych istotnych analiz na poziomie obiektu dla scharakteryzowania wpływu współspalania odpadów na sprawność energetyczną. Przedstawiono dodatkowe wykresy dla emisji metali ($\text{Sb}+\text{As}+\text{Pb}+\text{Cr}+\text{Co}+\text{Cu}+\text{Mn}+\text{Ni}+\text{V}$ i $\text{Cd}+\text{TI}$), całkowitych lotnych związków organicznych i polichlorowanych dibenzo-p-dioksyn i furanów z obiektów opalanych biomasą i/lub torfem, w tym obiektów współpalających odpady.

Emisje SO_2

Fig. 5.45 i fig. 5.46 przedstawiają poziomy emisji pyłu osiągnięte w dobrze pracujących obiektach opalanych biomasą i/lub torfem, o mocach mniejszych niż 100 MW_t, i odpowiednio pomiędzy 100 MW_t i 300 MW_t. Około jedna trzecia spośród obiektów pokazanych na obu wykresach spala odpady w różnym stopniu (do 100% przy włączeniu odpadów biomasowych), w tym Obiekty 671V, 464V, 672V, 470V, 108-1/2VC, 455V, 476V, 46V, 673V. Wszystkie te obiekty są ogólnie wyposażone w techniki wtórne, takie jak skraplacz gazów odlotowych, system mokrego odsiarczania gazów odlotowych, absorbery suchego rozpylania, DSI lub płuczki, i osiągają poziomy emisji SO_2 w tym samym przedziale, jak inne obiekty, niewspółpalające odpadów i które często nie są wyposażone w specjalne techniki do kontrolowania emisji SO_2 . Obiekt 476V spala 20% odpadów opon o zawartości siarki 1,6% i wykazuje większą zmienność godzinową niż inne obiekty na rys. 5.46. Żaden z obiektów opalanych biomasą i/lub torfem o mocy ponad 300 MW_t na rys. 5.47, nie współspala odpadów.

Emisje HCl i HF

Fig. 5.51 i fig. 5.52 przedstawiają poziomy emisji HCl osiągnięte w dobrze pracujących obiektach opalanych biomasą i/lub torfem, o mocach mniejszych niż 100 MW_t, i odpowiednio pomiędzy 100 MW_t i 300 MW_t. Około jedna trzecia spośród obiektów pokazanych na obu wykresach spala odpady w różnym stopniu (do 100% przy włączeniu odpadów biomasowych), w tym Obiekty 672V, 470V, 464V, 489-3, 108-1/2VC, 667V, 476V.

Ogólnie obiekty te są częściej wyposażone we wtórne techniki ograniczania emisji HCl niż inne obiekty pokazane na tych samych wykresach i osiągają poziomy emisji HCl w tym samym przedziale jak inne obiekty, które nie współspalają odpadów. Żaden z obiektów opalanych biomasą i/lub torfem o mocy ponad 300 MW_t z [3, LCP TWG 2012] nie współspala odpadów.

Fig. 5.53 i fig. 5.54 przedstawiają poziomy emisji HF osiągane w dobrze pracujących obiektach opalanych biomasą i/lub torfem, o mocach mniejszych niż 100 MW_t, i odpowiednio pomiędzy 100 MW_t i 300 MW_t. Jedynie nieliczne spośród obiektów pokazanych na obu wykresach spalają odpady, w tym Obiekty 470V (spalający 25% odpadów stałych pochodzenia zwierzęcego) i 46V (spalający 8% stałego paliwa odzyskiwanego). Obiekty te są ogólnie wyposażone we wtórne techniki ograniczania emisji i osiągają średnie roczne poziomy emisji HF w tym samym przedziale, jak inne obiekty, które nie współspalają odpadów, chociaż ze względnie krótkoterminowymi zmiennościami. Żaden z obiektów opalanych biomasą i/lub torfem o mocy ponad 300 MW_t z [3, LCP TWG 2012] nie współspala odpadów.

Emisje NO_x

Fig. 5.45 i fig. 5.46 przedstawiają poziomy emisji NO_x osiągane w dobrze pracujących obiektach opalanych biomasą i/lub torfem, o mocach mniejszych niż 100 MW_t, i odpowiednio pomiędzy 100 MW_t i 300 MW_t. Około jedna trzecia spośród obiektów pokazanych na obu wykresach spala odpady w różnym stopniu (do 100% przy włączeniu odpadów biomasowych), w tym Obiekty 470, 464V, 672, 671, 655VC, 108-1VC, 455, 476V, 674, 667, 673, 678. Obiekty przedstawione na tych wykresach są w większości wyposażone w techniki podstawowe i/lub selektywną redukcję niekatalityczną i podczas gdy obiekty wyposażone we wtórne techniki ograniczania w większości osiągają niższe poziomy emisji niż obiekty wyposażone tylko w techniki podstawowe, nie można wyprowadzić wyraźnej korelacji pomiędzy poziomami NO_x i stopniem współspalania odpadów. Żaden z obiektów opalanych biomasą i/lub torfem o mocy ponad 300 MW_t na rys. 5.47, nie współspala odpadów.

Emisje pyłu

Fig. 5.55 i fig. 5.56 przedstawiają poziomy emisji pyłu osiągane w dobrze pracujących obiektach opalanych biomasą i/lub torfem, o mocach mniejszych niż 100 MW_t, i odpowiednio pomiędzy 100 MW_t i 300 MW_t. Około jedna trzecia spośród obiektów pokazanych na obu wykresach spala odpady w różnym stopniu (do 100% przy włączeniu odpadów biomasowych), w tym Obiekty 672, 671, 108-2VC, 489-3V, 464V, 655VC, 455, 667, 476V, 678, 46V. W przypadku obu wykresów, obiekty współspalające odpady są wyposażone w podobne techniki do innych obiektów na rysunku i osiągają podobne poziomy emisji pyłu. Żaden z obiektów opalanych biomasą i/lub torfem o mocy ponad 300 MW_t na rys. 5.57, nie współspala odpadów.

Emisje rtęci

Rys. 5.58 przedstawia poziomy emisji rtęci osiągane w dobrze pracujących obiektach opalanych biomasą i/lub torfem. Około połowa spośród pokazanych 22 obiektów (46 V, 476V, 464V, 655VC, 667, 470V, 671, 455V, 672) współspala odpady w stopniach nawet do 100% łącznie z odpadami biomasowymi. Jedna trzecia spośród tych obiektów (46V, 655VC, 470V) wyposażonych jest we wstrzykiwanie aktywowanego węgla razem z filtrem workowym. Większość z tych obiektów monitoruje okresowo swoje emisje (raz na rok do 16 razy rocznie), a trzy obiekty monitorują emisje rtęci w sposób ciągły. Wszystkie osiągają poziomy emisji rtęci w granicach 4 µg/Nm³ jako średnia na przestrzeni roku lub średnia roczna, a w granicach 5 µg/Nm³ jako średnia w okresie próbkowania lub jako 95. percentyl średnich krótkoterminowych w przypadku monitorowania ciągłego.

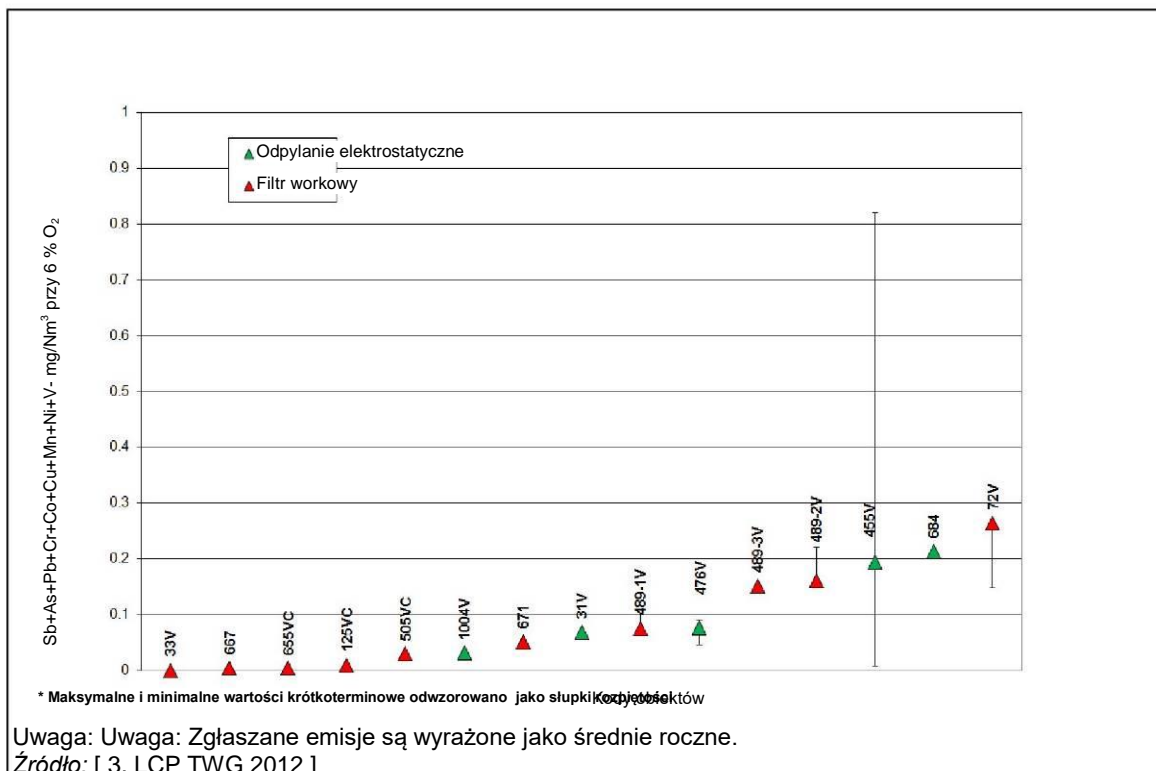
Emisje metali zawartych w pyłe

Rys. 5.55 i rys. 5.56 przedstawiają poziomy emisji metali osiągane w dobrze pracujących obiektach opalanych biomasą i/lub torfem, o wielkościach pomiędzy 50 MW_t i 365 MW_t, eksploatowanych pomiędzy 4600 h/rok i 8500 h/rok, z równoważnym współczynnikiem pełnego obciążenia powyżej 44 %. Jedna trzecia spośród tych obiektów (Obiekty 667, 671, 476V, 489-3V, 455V, 72V, 655VC, 470V) współspala odpady w stopniach pomiędzy 2% do 100%, włączając odpady biomasowe.

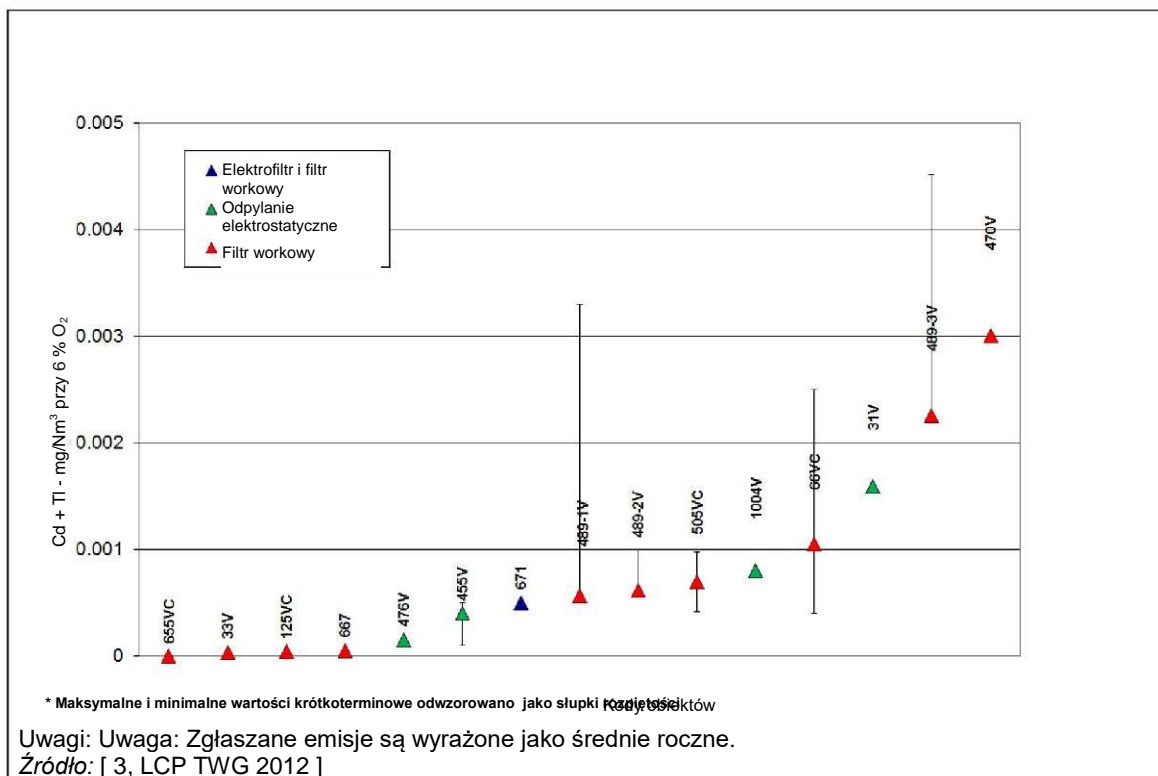
Wszystkie te obiekty zgłaszają emisje Sb+As+Pb+Cr+Co+Cu+Mn+Ni+V poniżej 0,3 mg/Nm³ a emisje Cd+Tl poniżej 0,003 mg/Nm³ jako średnią z próbek pobranych na przestrzeni roku. Jak chodzi o zmienność emisji, niektóre z obiektów współspalających odpady wykazują roczne maksima, albo dla Sb+As+Pb+Cr+Co+Cu+Mn+Ni+V, albo dla Cd+Tl, kilkakrotnie wyższe, niż ich średnie wartości.

Ma to na przykład miejsce w przypadku Obiektu 455V, który współspala 8% odzyskanego drewna z zawartością metalu około 600 mg/kg i 489-3V, który współspala 55% odpadów stałych.

Wszystkie te obiekty monitorują swoje emisje metali okresowo (od jednego razu na rok do 16 razy na rok).



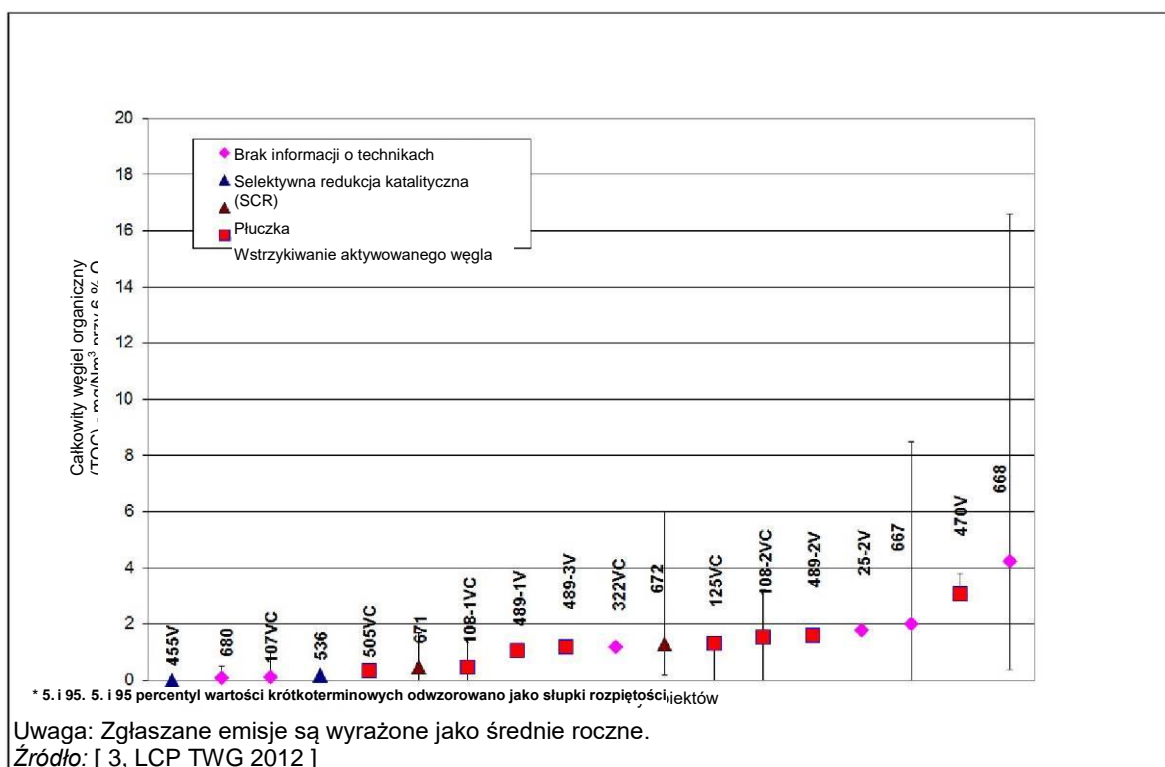
Rysunek 9.7: Emisje Sb+As+Pb+Cr+Co+Cu+Mn+Ni+V z dobrze pracujących obiektów opalanych biomasą i/lub torfem, łącznie z obiektami współspalającymi odpady



Rysunek 9.8: Emisje Cd+Tl z dobrze pracujących obiektów opalanych biomasą i/lub torfem, łącznie z obiektami współpalającymi odpady

Emisje całkowitych organicznych związków lotnych

Rys. 9.5 przedstawia poziomy emisji całkowitych lotnych związków organicznych osiągnęte w dobrze pracujących obiektach opalanych biomasą i/lub torfem, o wielkościach pomiędzy 50 MW_t i 200 MW_t, eksploatowanych pomiędzy 4600 h/rok i 8500 h/rok, z równoważnym współczynnikiem pełnego obciążenia powyżej 44 %. Spośród 18 tych obiektów, 8 (Obiekty 455V, 671, 108-1/2VC, 489-3V, 672, 667, 470V) współpala odpady w stopniach pomiędzy 2% do 100 %, włączając odpady biomasowe. We wszystkich przypadkach emisje całkowitych lotnych związków organicznych są niższe od 5 mg/Nm³ jako średniej rocznej. W większości przypadków krótkotrwałe maksima osiągnęte przez te obiekty są znacznie niższe od 10 mg/Nm³. Wszystkie te obiekty monitorują swoje emisje całkowitych lotnych substancji organicznych w sposób ciągły.

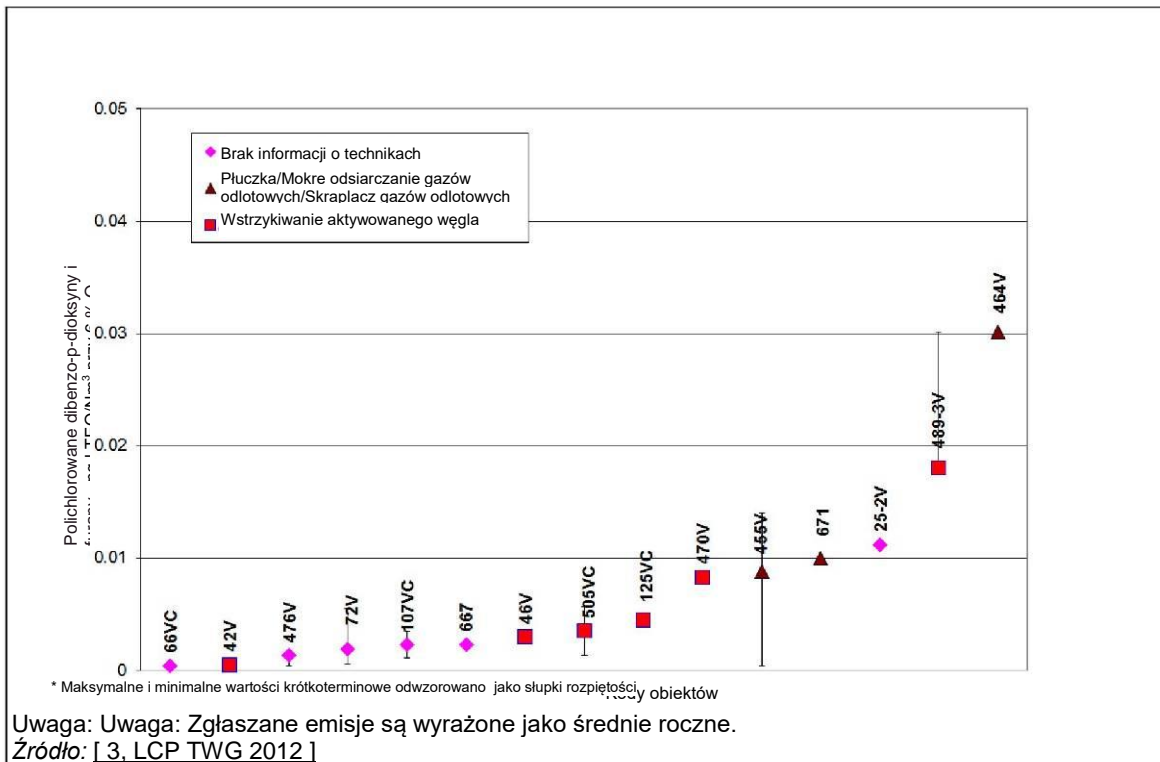


Rysunek 9.9: Emisje całkowite, lotnych związków organicznych z dobrze pracujących obiektów opalanych biomasą i/lub torfem, łącznie z obiektami współspalającymi odpady

Emisje polichlorowanych dibenzo-p-dioksyn i furanów

Rys. 9.10 przedstawia poziomy emisji polichlorowanych dibenzo-p-dioksyn i furanów osiągnęte w dobrze pracujących obiektach opalanych biomasą i/lub torfem, o wielkościach pomiędzy 50 MW_t i 400 MW_t, eksploatowanych pomiędzy 5700 h/rok i 8500 h/rok, z równoważnym współczynnikiem pełnego obciążenia powyżej 44 %. Spośród 15 tych obiektów, 9 (Obiekty 476V, 72V, 667, 46V, 470V, 455V, 671, 489-3V, 464V) współspala odpady w stopniach pomiędzy 2% do 100 %, włączając odpady biomasowe. Wszystkie zgłaszają emisje polichlorowanych dibenzo-p-dioksyn i furanów poniżej 0,03 ng I-TEQ/Nm³ zarówno jako średnią z próbek na przestrzeni roku i jako średnią z poszczególnych okresów próbkowania.

Wszystkie te obiekty monitorują swoje emisje polichlorowanych dibenzo-p-dioksyn i furanów okresowo (od jednego razu na rok do pięciu razy na rok).



Rysunek 9.10: Emisje polichlorowanych dibenzo-p-dioksyn i furanów z dobrze pracujących obiektów opalanych biomasą i/lub torfem, łącznie z obiektami współpalącymi odpady

9.3.5 Techniki ograniczania wpływu współpalania odpadów ma wytwarzane odpady

W tabeli 9.14 zestawiono ogólne techniki do rozważenia przy określaniu BAT dla minimalizowania oddziaływania współpalania odpadów na generowane pozostałości.

Tabela 9.14: Techniki ogólne ograniczania wpływu współpalania odpadów na generowane pozostałości

Technika	Opis	Osiągane korzyści dla środowiska	Charakterystyka obciążenia środowiska i dane eksploatacyjne	Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowności
				Nowe i istniejące
Wstępna obróbka odpadów	Utrzymywać jakość gipsu, popiołów i żużlu na tym samym poziomie, jak występujący bez współpalania odpadów.	Ograniczyć oddziaływanie współpalania odpadów na możliwą waloryzację pozostałości	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	Zastosowanie ogólne
Ograniczenie ilości odpadów przeznaczonych do współpalania				
Dostosowanie procesu spalania do współpalanych odpadów.				
Staranne przemieszczanie i transport popiołów lotnych i dennych	Staranne przemieszczanie i transport popiołów lotnych i dennych wytwarzanych przez proces i utylizowanych na składowisku na miejscu lub na zewnątrz.	Zapobieganie rozlaniem, uwalnianiu pyłu lub generowaniu woni.	Wysokie doświadczenie eksploatacyjne	Zastosowanie ogólne

10 Wnioski dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT)

Zakres

Przedstawiane wnioski BAT dotyczą następujących działań, określonych w Aneksie I do Dyrektywy 2010/75/UE:

- 1.1: Spalanie paliw w instalacjach o całkowitym znamionowym cieple doprowadzanym 50 MW lub więcej, tylko gdy ta czynność zachodzi w obiektach energetycznego spalania o całkowitym znamionowym cieple doprowadzanym 50 MW lub więcej.
- 1.4: Zgazowanie węgla lub innych paliw w instalacjach o całkowitym znamionowym cieple doprowadzanym 20 MW lub więcej, tylko gdy ta czynność jest bezpośrednio skojarzona z obiektem energetycznego spalania.
- 5.2: Utylizacja lub odzyskiwanie odpadów w obiektach współspalania dla odpadów nie stanowiących zagrożenia o wydajności przekraczającej 3 tony na godzinę lub dla odpadów niebezpiecznych o wydajności przekraczającej 10 ton na dobę, jedynie gdy ta czynność zachodzi w obiektach energetycznego spalania objętych punktem 1.1 powyżej.

Niniejsze wnioski BAT obejmują zwłaszcza działania po stronie dopływowej i odpływowej bezpośrednio związane ze wspomnianymi wcześniej czynnościami obejmującymi zapobieganie emisjom i stosowane techniki.

Paliwa rozważane w tych wnioskach BAT są dowolnymi stałymi, ciekłymi i/lub gazowymi materiałami palnymi, obejmującymi:

- paliwa stałe (np. węgiel, lignit, torf);
- biomasę (według definicji w Artykule 3(31) Dyrektywy 2010/75/UE);
- paliwa ciekłe (np. ciężki olej opałowy i olej napędowy);
- paliwa gazowe (np. gaz ziemny, gaz zawierający wodór i gaz syntezowy);
- paliwa właściwe dla branży (np. produkty uboczne z branży chemicznej, hutniczej i stalowniczej);
- odpady z wyjątkiem mieszanych odpadów komunalnych, zdefiniowanych w Artykule 3(39) i z wyjątkiem innych odpadów, wyliczonych w Artykule 42(2)(a)(ii) i (iii) Dyrektywy 2010/75/UE.

Niniejsze wnioski BAT nie podejmują następujących kwestii:

- spalania paliw w blokach o znamionowym cieple doprowadzanym mniejszym niż 15 MW;
- obiektów energetycznego spalania korzystających z ograniczonej trwałości użytkowej lub odstępstwa dla ciepłownictwa, ustanowionych w Artykułach 33 i 35 Dyrektywy 2010/75/UE, do chwili wygaśnięcia odstępstw ustanowionych w ich zezwoleniach, dla tego co dotyczy poziomów emisji związanych z najlepszymi dostępnymi technikami dla zanieczyszczeń objętych odstępstwem, jak również dla innych zanieczyszczeń, których emisje zostałyby ograniczone przez środki techniczne uchylone przez odstępstwo;
- zgazowanie paliw, gdy nie jest bezpośrednio skojarzone ze spalaniem powstającego gazu syntezowego;
- zgazowanie paliw i późniejsze spalanie gazu syntezowego, gdy jest bezpośrednio skojarzone z rafinowaniem oleju mineralnego i gazu;
- czynności po stronie dopływowej i odpływowej nie skojarzone bezpośrednio ze spalaniem lub czynnościami zgazowania;
- spalanie w piecach lub ogrzewaczach procesowych;

- spalanie w obiektach spalania końcowego;
- spalanie w pochodniach;
- spalanie w kotłach odzysknicowych i palnikach o całkowitej zredukowanej siarce w instalacjach do produkcji masy włóknistej i papieru, jako że jest to objęte wnioskami BAT dla produkcji masy włóknistej, papieru i tektury;
- spalanie paliw rafineryjnych na obiekcie rafinerii, jako że jest to objęte wnioskami BAT dla rafinowania oleju mineralnego i gazu;
- utylizacja lub odzyskiwanie odpadów w:
 - obiektach spalania odpadów (według definicji w Artykule 3(40) Dyrektywy 2010/75/EU), o obiektach współspalania odpadów, gdzie więcej niż 40% powstającego uwalnianego ciepła pochodzi z odpadów niebezpiecznych,
 - obiektach współspalania odpadów, spalających tylko odpady, z wyjątkiem jeżeli te odpady są złożone co najmniej częściowo z biomasy, jak zdefiniowano w Artykule 3(31)(b) Dyrektywy 2010/75/UE,
 - jako że jest to objęte wnioskami BAT dla spalania odpadów.

Innymi wnioskami BAT i dokumentami referencyjnymi, które mogłyby być istotne dla działań objętych niniejszymi wnioskami BAT, są następujące:

- Zwykłe systemy oczyszczania/gospodarowania ściekami i gazami odpadowymi w sektorze chemicznym (CWW);
- Seria chemicznych dokumentów referencyjnych BAT (wielkotonażowe lotne związki organiczne, itp.);
- Ekonomia i efekty krzyżowe mediów (ECM);
- Emisje z magazynów (EFS);
- Sprawność energetyczna (ENE);
- Przemysłowe systemy chłodzenia (ICS);
- Produkcja żelaza i stali (IS);
- Monitorowanie emisji do powietrza i wody z instalacji IED (ROM);
- Produkcja masy włóknistej, papieru i tektury (PP);
- Rafinowanie oleju mineralnego i gazu (REF);
- Spalanie odpadów (WI);
- Obróbka odpadów (WT).

Definicje

Dla celów tych wniosków BAT, mają zastosowanie następujące definicje:

Stosowane pojęcie	Definicja
Pojęcia ogólne	
Kocioł	Dowolna instalacja spalania, z wyjątkiem silników, turbin gazowych i pieców lub ogrzewaczy procesowych
Blok gazowo - parowy z turbiną gazową (CCGT)	Blok gazowo - parowy z turbiną gazową jest obiektem energetycznego spalania, gdzie stosowane są dwa cykle termodynamiczne (tj. cykl Braytona i Rankinea). W bloku gazowo - parowym z turbiną gazową, ciepło z gazów odlotowych turbiny gazowej (pracującej zgodnie z cyklem Braytona do wytwarzania energii elektrycznej) jest przekształcane na użyteczną energię w wytwornicy pary z odzyskiem ciepła (HRSG), gdzie jest ono wykorzystywane do wytwarzania pary, która następnie rozpręża się w turbinie parowej (działającej zgodnie z cyklem Rankinea, by wytwarzać dodatkową energię elektryczną). Dla potrzeb tych wniosków BAT, blok gazowo - parowy z turbiną gazową obejmuje konfiguracje zarówno z uzupełniającym opalaniem HRSG lub bez niego.
Obiekt energetycznego spalania	Każde urządzenie techniczne, w którym paliwa są utleniane w celu wykorzystania generowanego w ten sposób ciepła. Dla celów tych wniosków BAT, połączenie utworzone z: <ul style="list-style-type: none"> • dwóch lub więcej oddzielnych obiektów energetycznego spalania, gdzie gazy odlotowe są wyładowywane przez wspólny komin, lub • oddzielne obiekty energetycznego spalania, którym udzielono zezwolenia po raz pierwszy dnia 1 lipca 1987 r. lub później lub dla których operatorzy przedłożyli kompletny wniosek o zezwolenie w tym dniu lub później, które są zainstalowane w taki sposób, że uwzględniając czynniki techniczne i ekonomiczne, ich gazy odlotowe mogłyby, w ocenie kompetentnych władz, być odprowadzane przez wspólny komin, są uznawane za pojedynczy obiekt energetycznego spalania. Dla obliczania całkowitego znamionowego ciepła doprowadzanego takiego połączenia, należy dodać do siebie wydajności wszystkich poszczególnych rozważanych obiektów energetycznego spalania, które mają znamionowe ciepło doprowadzane co najmniej 15 MW
Blok energetycznego spalania	Pojedynczy obiekt energetycznego spalania
Pomiar ciągły	Pomiar wykorzystujący zautomatyzowany układ pomiarowy, zamontowany na stałe na obiekcie
Bezpośrednie wyładowanie	Wyładowanie (do przyjmującego zbiornika wodnego) w punkcie, gdzie emisja opuszcza instalację bez dalszej obróbki po stronie odpływowej
System odsiarczania gazów odlotowych (FGD)	System złożony z jednej lub połączenia technik ograniczania, których zadaniem jest ograniczenie poziomu SO_x emitowanych przez obiekt energetycznego spalania
System odsiarczania gazów odlotowych (FGD) - istniejący	System odsiarczania gazów odlotowych (FGD), który nie jest nowym systemem FGD
System odsiarczania gazów odlotowych (FGD) - nowy	System odsiarczania gazów odlotowych (FGD) w nowym obiekcie lub system FGD, który zawiera co najmniej jedną technikę ograniczania wprowadzoną lub całkowicie zastąpioną w istniejącym obiekcie, po opublikowaniu tych wniosków BAT.
Olej napędowy	Dowolne, pochodzące z ropy naftowej paliwo ciekłe, objęte kodami CN 2710 19 25, 2710 19 29, 2710 19 47, 2710 19 48, 2710 20 17 lub 2710 20 19. Alternatywnie dowolne, uzyskiwane z ropy naftowej paliwo ciekłe, z którego mniej niż 65% obj. (łącznie ze stratami) destyluje w temperaturze 250 °C i z którego co najmniej 85 % obj. (łącznie ze stratami) destyluje w temperaturze 350 °C wg metody ASTM D86.
Ciężki olej opałowy (HFO)	Dowolne, pochodzące z ropy naftowej paliwo ciekłe, objęte kodami CN 2710 19 51 do 2710 19 68, 2710 20 31, 2710 20 35, 2710 20 39. Alternatywnie dowolne paliwo ciekłe uzyskiwane z ropy naftowej, inne niż olej napędowy, które z powodu jego granic destylacji mieści się w kategorii olejów ciężkich przeznaczonych stosowania jako paliwo i z którego mniej niż 65% obj. (łącznie ze stratami) destyluje w temperaturze 250 °C wg metody ASTM D86. Jeżeli destylacji nie można określić metodą ASTM D86, produkt naftowy jest podobnie kwalifikowany jako ciężki olej opałowy.

Sprawność elektryczna netto (blok energetycznego spalania i blok gazowo-parowy ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa (IGCC))	Stosunek pomiędzy wyjściową energią elektryczną netto (elektrycznością wytwarzaną po stronie wysokonapięciowej głównego transformatora minus importowana energia - np. dla zużycie przez systemy pomocnicze) i doprowadzaną energią paliwa/podawanego surowca (jako wartość opałowa paliwa/podawanego surowca) na granicy bloku energetycznego spalania przez dany okres czasu
Mechaniczna sprawność energetyczna netto	Stosunek pomiędzy mocą mechaniczną na połączeniu obciążenia i mocą cieplną dostarczaną przez paliwo
Całkowite zużycie paliwa netto (blok energetycznego spalania i blok gazowo-parowy ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa (IGCC))	Stosunek pomiędzy energią produkowaną netto (wytwarzaną elektrycznością, gorącą wodą, parą, energią mechaniczną minus importowana energia elektryczna i/lub energia cieplna (np. dla zużycia przez systemy pomocnicze)) i doprowadzaną energią paliwa (jako wartość opałowa paliwa) na granicy bloku energetycznego spalania przez dany okres czasu
Całkowite zużycie paliwa netto - (blok zgazowania)	Stosunek pomiędzy energią produkowaną netto (wytwarzaną elektrycznością, gorącą wodą, parą, energią mechaniczną i gazem syntezowym (jako wartość opałowa gazu syntezowego) minus importowana energia elektryczna i/lub energia cieplna (np. dla zużycia przez systemy pomocnicze)) i doprowadzaną energią paliwa/podawanego surowca (jako wartość opałowa paliwa/podawanego surowca) na granicy bloku zgazowania przez dany okres czasu
Godziny eksploatacji	Czas, wyrażony w godzinach, w trakcie którego obiekt energetycznego spalania, w całości lub w części, jest eksploatowany i odprowadza emisje do powietrza, z wyjątkiem okresów rozruchu i wyłączenia.
Pomiar okresowy	Określanie wartości mierzonej (konkretnej wielkości podlegającej pomiarowi) w określonych okresach czasu
Obiekt - istniejący	Obiekt energetycznego spalania, który nie jest nowym obiektem
Obiekt - nowy	Obiekt energetycznego spalania, uzyskujący po raz pierwszy zezwolenie na instalacji po opublikowaniu tych wniosków BAT lub całkowite zastąpienie obiektu energetycznego spalania na istniejących fundamentach, następujące po opublikowaniu tych wniosków BAT.
Obiekt końcowego spalania	System zaprojektowany do oczyszczania gazów odlotowych poprzez spalanie, który nie jest eksploatowany jako niezależny obiekt energetycznego spalania, taki jak utleniacz ciepły (tj. urządzenie spalania gazu końcowego), stosowane do usuwania zawartości zanieczyszczeń (np. lotnych związków organicznych) z gazów odlotowych z odzyskiwaniem generowanego w ten sposób ciepła lub bez odzyskiwania ciepła. Techniki spalania etapowego, gdzie każdy stopień spalania jest ograniczony w obrębie oddzielnej komory, który może mieć odrębną charakterystykę procesu spalania (np. stosunek paliwa do powietrza, profil temperatury), są uznawane za zintegrowane w procesie spalania i nie są traktowane jako obiekty końcowego spalania. Podobnie gdy gazy generowane w ogrzewaczu/peciu procesowym lub w innym procesie spalania są następnie utleniane w odrębnym obiekcie energetycznego spalania celem odzyskania ich wartości energetycznej (z zastosowaniem pomocniczego paliwa lub bez niego) do wytwarzania elektryczności, pary, gorącej wody/oleju lub energii mechanicznej, ten ostatni obiekt nie jest uznawany za obiekt końcowego spalania.
PEMS (System predykcyjnego monitorowania emisji)	System stosowany do określania stężeń emisji zanieczyszczenia ze źródła emisji w sposób ciągły, w oparciu na jego zależności od szeregu charakterystyk monitorowanych w sposób ciągły parametrów procesowych (np. zużycie gazu opałowego, stosunek powietrze/paliw) i dane dotyczące jakości paliwa lub zasilania (np. zawartość siarki)
Paliwa procesowe z przemysłu chemicznego	Gazowe i/lub ciekłe produkty uboczne, generowane przez przemysł (petro)chemiczny i wykorzystywane jako niekomercyjne paliwa w obiektach energetycznego spalania
Piece lub ogrzewacze procesowe	<p>Piecami lub ogrzewaczami procesowymi są:</p> <ul style="list-style-type: none"> • obiekty energetycznego spalania, których gazy odlotowe są wykorzystywane do obróbki cieplnej obiektów lub materiału podawanego poprzez mechanizm grzewczy o kontakcie bezpośrednim (np. piec do wypalania cementu i wapna, piec szklarski, piec asfaltowy proces suszenia, reaktor wykorzystywany w przemyśle (petro)chemicznym, piece do przetwarzania metali żelazowych), lub • obiekty energetycznego spalania, których ciepło promieniowane i/lub przewodzone jest przekazywane do obiektów lub materiału podawanego poprzez litą ścianę bez stosowania pośredniego płynu wymiany ciepła (np. piec baterii koksowniczej, regeneracyjny wymiennik ciepła (<i>ang. cowper</i>), piec lub reaktor ogrzewający strumień procesowy wykorzystywany w przemyśle (petro-)chemicznym, taki jak piec krakowania parowego, ogrzewacz procesowy stosowany do regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego (LNG) w terminalach LNG). <p>W konsekwencji zastosowania dobrych metod odzyskiwania energii, ogrzewacze/piece</p>

	procesowe mogą posiadać skojarzony system generowania pary/elektryczności. Jest to uważane za integralną cechę konstrukcyjną ogrzewacza/pieca procesowego, która nie może być traktowana w odizolowaniu.
Paliwa rafineryjne	Stały, ciekły lub gazowy materiał palny z etapów destylacji i przeróbki rafinowania surowej ropy naftowej. Przykładami są rafineryjny gaz opałowy (RFG), gaz syntezowy, oleje rafineryjne i koks naftowy.
Pozostałości	Substancje lub przedmioty generowane przez działania objęte zakresem tego dokumentu, jako odpady lub produkty uboczne.
Okres rozruchu lub wyłączenia	Okres czasu działania obiektu, określony na mocy postanowień Decyzji wdrożeniowej Komisji 2012/249/EU z 7 maja 2012 r., dotyczącej określania okresów rozruchu i wyłączania dla celów Dyrektywy 2010/75/UE Parlamentu Europejskiego i Rady o emisjach przemysłowych
Blok - istniejący	Blok energetycznego spalania, który nie jest nowym blokiem
Blok - nowy	Blok energetycznego spalania, uzyskujący po raz pierwszy zezwolenie na obiekcie energetycznego spalania po opublikowaniu tych wniosków BAT lub całkowite zastąpienie bloku energetycznego spalania na istniejących fundamentach obiektu energetycznego spalania, następujące po opublikowaniu tych wniosków BAT.
Ważna (średnia godzinowa)	Średnia godzinowa jest uznawana za ważną, gdy nie zachodzi konserwacja lub usterka działania zautomatyzowanego systemu pomiarowego

Stosowane pojęcie	Definicja
Zanieczyszczenia / parametry	
As	Suma arsenu i jego związków, wyrażona jako As
C ₃	Węglowodory, mające liczbę atomów węgla równą trzy
C ₄ ⁺	Węglowodory, mające liczbę atomów węgla równą cztery lub większą
Cd	Suma kadmu i jego związków, wyrażona jako Cd
Cd+Tl	Suma kadmu, talu i ich związków, wyrażona jako Cd+Tl
CH ₄	Metan
CO	Tlenek węgla
COD	Chemiczne zapotrzebowanie tlenu Ilość tlenu potrzebna dla zupełnego utlenienia substancji organicznej do dwutlenku węgla
COS	Siarczek karbonylu
Cr	Suma chromu i jego związków, wyrażona jako Cr
Cu	Suma miedzi i jej związków, wyrażona jako Cu
Pył	Całkowity pył zawieszony (w powietrzu)
Fluor	Rozpuszczony fluor, wyrażony jako F
H ₂ S	Siarkowódór
HCl	Wszystkie nieorganiczne związki chloru, wyrażone jako HCl
HCN	Cyjanowódór
HF	Wszystkie nieorganiczne związki fluoru wyrażone jako HF
Hg	Suma rtęci i jej związków, wyrażona jako Hg
N ₂ O	Tlenek dwuazotu (podtlenek azotu)
NH ₃	Amoniak
Ni	Suma niklu i jego związków, wyrażona jako Ni
NO _x	Suma tlenku azotu (NO) i dwutlenku azotu (NO ₂), wyrażona jako NO ₂
Pb	Suma ołowiu i jego związków, wyrażona jako Pb
PCDD/F	Polichlorowane dibenzo-p-dioksyny i furany
RCG	Stężenie bez obróbki w gazach odlotowych Stężenie SO ₂ w surowych gazach odlotowych jako średnia roczna (w warunkach normalnych podanych w Zagadnieniach ogólnych) na wlocie systemu ograniczania zawartości SO _x , wyrażona przy referencyjnej zawartości tlenu wynoszącej 6 % obj. O ₂
Sb+As+Pb+Cr+Co+Cu+Mn+Ni+V	Suma antymonu, arsenu, ołowiu, chromu, kobaltu, miedzi, manganu, niklu, wanadu i ich związków, wyrażona jako Sb+As+Pb+Cr+Co+Cu+Mn+Ni+V
SO ₂	Dwutlenek siarki
SO ₃	Trójtlenek siarki
SO _x	Suma dwutlenku siarki (SO ₂) i trójtlenku siarki (SO ₃), wyrażona jako SO ₂
Siarczan	Rozpuszczony siarczan, wyrażony jako SO ₄ ²⁻
Siarczek, łatwo uwalniany	Suma rozpuszczonego siarczku i tych nierozpuszczonych siarczków, które są łatwo uwalniane przy zakwaszaniu, wyrażona jako S ²⁻
Siarczyn	Rozpuszczony siarczyn, wyrażony jako SO ₃ ²⁻
TOC	Całkowity węgiel organiczny, wyrażony jako C (w wodzie)
TSS	Całkowite cząstki zawieszone Stężenie masowe wszystkich zawieszonych cząstek stałych (w wodzie), mierzone poprzez filtrację przez filtry z włókna szklanego i gravimetric
Całkowita zawartość lotnych substancji organicznych	Całkowity lotny węgiel organiczny, wyrażony jako C (w powietrzu)
Zn	Suma cynku i jego związków, wyrażona jako Zn

Akronimy

Dla celów tych wniosków BAT, mają zastosowanie następujące akronimy :

Akronimy	Definicja
ASU	jednostka zasilania powietrzem
CCGT	Blok gazowo - parowy z turbiną gazową, z uzupełniającym
CFB	Cyrkulacyjne złożo fluidalne
CHP	Elektrociepłownia
COG	Gaz koksowniczy
COS	Siarczek karbonylu
DLN	Suche palniki o niskiej emisji NO _x .
DSI	Wstrzykiwanie sorbentu do przewodu
Odpylanie elektrostatyczne	Odpylacz elektrostatyczny, elektrofiltr
FBC	Spalanie na złożu fluidalnym
FGD	Odsiarczanie gazów odlotowych
Ciężki olej opałowy	Ciężki olej opałowy
HRSG	Wytwornica pary z odzyskiem ciepła
IGCC	Zintegrowany kombinowany cykl zgazowania
LHV	Wartość opałowa
LNB	Palniki o niskiej emisji NO _x
LNG	Skroplony gaz ziemny
OCGT	Turbina gazowa w cyklu otwartym
OTNOC	Warunki robocze inne niż normalne
PC	Spalanie paliwa sproszkowanego
PEMS	System predykcijnego monitorowania emisji
Selektywna redukcja katalityczna (SCR)	Selektywna redukcja katalityczna
SDA	Suchy absorber natryskowy
SNCR	Selektywna redukcja niekatalityczna

Informacje ogólne

Najlepsze dostępne techniki

Techniki wymienione i opisane w tych wnioskach BAT nie są ani nakazane, ani wyczerpujące. Mogą być stosowane inne techniki, które zapewniają co najmniej równoważny poziom ochrony środowiska naturalnego.

Jeżeli nie podano inaczej, te wnioski BAT mają zastosowanie ogólne.

Poziomy emisji skojarzone z najlepszymi dostępnymi technikami (BAT-AEL)

Tam, gdzie poziomy emisji skojarzone z najlepszymi dostępnymi technikami (BAT-AEL) są podane dla różnych okresów uśredniania, wszystkie te BAT-AEL muszą być przestrzegane.

Poziomy BAT-AEL ustanowione w tych wnioskach BAT mogą nie mieć zastosowania do turbin opalanych paliwem ciekłym i turbin opalanych gazem, ani silników do stosowania awaryjnego, eksploatowanych mniej niż 500 h/rok, gdy takie zastosowanie awaryjne nie jest zgodne ze spełnianiem poziomów BAT-AEL.

Poziomy BAT-AEL dla emisji do powietrza

Poziomy emisji skojarzone z najlepszymi dostępnymi technikami (BAT-AEL) dla emisji do powietrza, podane w tych wnioskach BAT, odnoszą się do stężeń wyrażonych jako masa emitowanej substancji na objętość gazu odlotowego w następujących warunkach standardowych: suchy gaz o temperaturze 273,15 K i ciśnieniu 101,3 kPa, i wyrażone w jednostkach mg/Nm³, µg/Nm³ lub ng I-TEQ/Nm³.

Monitoring skojarzony z poziomami BAT-AEL dla emisji do powietrza, jest podany w BAT 4

Warunki referencyjne dla tlenu stosowane do wyrażenia poziomów BAT-AEL w tym dokumencie, są pokazane w tabeli zamieszczonej poniżej.

Czynność	Referencyjny poziom tlenu (O _R)
Spalanie paliw stałych	6 % obj.
Spalanie paliw stałych w połączeniu z paliwami ciekłymi i/lub paliwami gazowymi	
Współspalanie odpadów	
Spalanie paliw ciekłych i/lub gazowych, gdy nie zachodzi w turbinie gazowej lub silniku	3 % obj.
Spalanie paliw ciekłych i/lub gazowych, gdy zachodzi w turbinie gazowej lub silniku	15 % obj.
Spalanie w obiektach IGCC (bloku gazowo-parowy ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa)	

Równanie dla obliczania stężenia emisji przy referencyjnym poziomie tlenu ma postać:

$$E_R = \frac{21 - O_R}{21 - O_M} \times E_M$$

gdzie:

- E_R: stężenie emisji przy referencyjnym poziomie tlenu O_R;
- O_R: referencyjny poziom tlenu w % obj.
- E_M: zmierzone stężenie emisji;

O_M : zmierzony poziom tlenu w % obj.

Dla okresów uśredniania, mają zastosowanie następujące definicje:

Okres uśredniania	Definicja
Średnia dobową	Średnia z okresu 24 godzin ważnych średnich godzinowych, uzyskanych poprzez pomiary ciągłe
Średnia roczna	Średnia z okresu jednego roku ważnych średnich godzinowych, uzyskanych poprzez pomiary ciągłe
Średnia z okresu próbkowania	Wartość średnia z trzech kolejnych pomiarów, każdy o długości co najmniej 30 minut (i)
Średnia próbek uzyskanych w trakcie jednego roku	Średnia wartości uzyskanych w trakcie jednego roku pomiarów okresowych, pobieranych z częstotliwością monitorowania ustanowioną dla każdego parametru

(¹) Dla dowolnego parametru, gdzie na skutek ograniczeń próbkowania lub analitycznych, 30-minutowy pomiar jest nieodpowiedni, wykorzystywany jest odpowiedni okres próbkowania. Dla PCDD/F, stosowany jest okres próbkowania 6 do 8 godzin.

Poziomy BAT-AEL dla emisji do wody

Poziomy emisji skojarzone z najlepszymi dostępnymi technikami (BAT-AEL) dla emisji do wody, podane w niniejszych wnioskach BAT, odnoszą się do stężeń, wyrażonych jako masa emitowanej substancji na objętość wody i wyrażone są w pg/l, mg/l lub g/l. Poziomy BAT-AEL dotyczą średnich dobowych, tj. 24-godzinnych próbek złożonych, proporcjonalnych do przepływu. Proporcjonalne do czasu próbki złożone mogą być stosowane, pod warunkiem że można wykazać wystarczającą stabilność przepływu.

Monitoring skojarzony z poziomami BAT-AEL dla emisji do wody, jest podany w BAT 5

Poziomy sprawności energetycznej skojarzone z najlepszymi dostępnymi technikami (BAT-AEEL)

Poziom sprawności energetycznej, skojarzony z najlepszymi dostępnymi technikami (BAT-AEEL) odnosi się do stosunku pomiędzy energiami oddawanymi bloku energetycznego spalania i doprowadzoną energią paliwa/podawanego materiału przy aktualnej konstrukcji bloku. Energia oddawana netto jest określana na granicy bloku energetycznego spalania, zgazowania lub bloku gazowo-parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa, łącznie z układami pomocniczych (np. układami odsiarczania gazów odlotowych) i dla bloku eksploatowanego przy pełnym obciążeniu.

W przypadku elektrociepłowni:

- całkowite zużycie paliwa netto BAT-AEEL dotyczy bloku energetycznego spalania eksploatowanego przy pełnym obciążeniu i dostrojonego do maksymalizowania po pierwsze dostarczanego ciepła, a po drugie pozostałej energii elektrycznej, która może być generowana;
- sprawność elektryczna netto BAT-AEEL dotyczy bloku energetycznego spalania, generującego tylko energię elektryczną przy pełnym obciążeniu.

Poziomy BAT-AEEL są wyrażane jako wielkości procentowe. Doprowadzana energia paliwa/podawanego surowca jest wyrażana jako wartość opałowa (LHV).

Monitoring skojarzony z poziomami BAT-AEEL jest podany w BAT 2

Klasyfikowanie obiektów/bloków energetycznego spalania według ich całkowitego znamionowego ciepła doprowadzanego

Dla celów niniejszych wniosków BAT, gdy wskazywany jest przedział wartości całkowitego znamionowego ciepła doprowadzanego, to należy go odczytywać jako „równy lub większy niż dolny kraniec przedziału i mniejszy niż górny kraniec przedziału”.

Na przykład kategorię obiektu 100-300 MW_t należy odczytywać jako: obiekty energetycznego spalania o całkowitym znamionowym cieple doprowadzanym równym lub większym niż 100 MW i mniejszym niż 300 MW.

Gdy część obiektu energetycznego spalania, wyładowująca gazy odlotowe poprzez jeden lub więcej oddzielnych przewodów ze wspólnym kominem, jest eksploatowana krócej, niż 1500 h/rok, to ta część obiektu może być rozważana oddzielnie dla celów niniejszych wniosków BAT. Dla wszystkich części obiektu, poziomy BAT-AEL mają zastosowanie w odniesieniu do całkowitego znamionowego ciepła doprowadzanego obiektu. W takich przypadkach emisje poprzez każdy z tych przewodów są monitorowane oddzielnie.

10.1 Ogólnie wnioski dotyczące BAT

Właściwe dla paliwa wnioski BAT zawarte w Działach 10.2 do 10.7 obowiązują dodatkowo dla ogólnych wniosków BAT w tym dziale.

10.1.1 Systemy zarządzania środowiskowego

BAT 1. W celu poprawy ogólnej charakterystyki obciążania środowiska, BAT należy wdrożyć i przestrzegać w systemie zarządzania środowiskowego (EMS), który wciela wszystkie spośród następujących właściwości:

- i. zaangażowanie kierownictwa, w tym wyższego kierownictwa;
- ii. zdefiniowanie, przez kierownictwo, polityki środowiskowej, która obejmuje ciągłe ulepszanie charakterystyki obciążania środowiska przez instalację;
- iii. planowanie i ustanawianie niezbędnych procedur, przedmiotów i celów, w powiązaniu z planowaniem finansowym i inwestycyjnym;
- iv. wdrażanie procedur, ze zwróceniem szczególnej uwagi na:
 - (a) strukturę i odpowiedzialność
 - (b) rekrutację, szkolenie, świadomość i kompetencje
 - (c) komunikację
 - (d) zaangażowanie pracownika
 - (e) dokumentację
 - (f) skuteczne sterowanie procesem
 - (g) programy planowanej konserwacji regularnej
 - (h) gotowość na nagłe zdarzenia i reagowanie
 - (i) zgodność zabezpieczeń z prawodawstwem dotyczącym ochrony środowiska;
- v. sprawdzanie osiągnięć i podejmowanie działań korygujących, ze zwróceniem szczególnej uwagi na:
 - (a) monitorowanie i pomiary (patrz również Raport referencyjny JRC o monitorowaniu emisji zanieczyszczeń do powietrza i wody z instalacji IED - ROM).
 - (b) działania korygujące i zapobiegawcze
 - (c) utrzymywanie zapisów
 - (d) niezależne (gdzie to wykonalne) prowadzenie wewnętrznych i zewnętrznych audytów w celu określenia, czy EMS jest zgodny z planowanymi ustaleniami, czy też nie i czy jest właściwie wdrożony i utrzymywany;
- vi. przegląd, przez wyższe kierownictwo, systemu EMS i jego kontynuowanej stabilności, odpowiedniości i skuteczności;
- vii. śledzenie rozwoju czystszych technologii;
- viii. uwzględnianie w fazie projektowania nowej instalacji oddziaływań na środowisko naturalne pochodzących od ostatecznego wyłączenia instalacji z ruchu i w toku jej całego okresu trwałości eksploatacyjnej, w tym:
 - (a) unikanie konstrukcji podziemnych
 - (b) wcielanie cech, które ułatwiają rozbiórkę
 - (c) dobieranie wykończeń powierzchni, które łatwo jest odkażać
 - (d) stosowanie konfiguracji urządzeń, która minimalizuje wychwytywanie chemikaliów i ułatwia opróżniania lub czyszczenie
 - (e) projektowanie elastycznych, samodzielnych urządzeń, które umożliwiają etapowe zamykanie
 - (f) stosowanie, gdzie to możliwe, materiałów biodegradowalnych i nadających się do ponownego wykorzystania;
- ix. stosowanie regularnego, sektorowego testowania.

Szpecially dla tego sektora jest również ważne uwzględnianie następujących właściwości systemu EMS, opisanych gdzie to zasadne w odnośnych BAT:

- x. programów zapewnienia/kontroli jakości, dla zagwarantowania, że charakterystyki wszystkich paliw są w pełni określone i kontrolowane (zobacz BAT 9);
- xi. plan zarządzania, w celu ograniczenia emisji do powietrza i/lub do wody w trakcie warunków roboczych innych niż normalne, w tym okresów rozruchu i wyłączania z ruchu (zobacz BAT 10 i BAT 11);
- xii. plan gospodarowania odpadami, dla zagwarantowania, że unika się tworzenia odpadów, przygotowuje je do ponownego wykorzystania, kieruje do recyklingu lub odzyskuje w inny sposób, w tym z zastosowaniem technik podanych w BAT 16;
- xiii. systematyczny sposób identyfikowania i radzenia sobie z potencjalnymi niekontrolowanymi i/lub nieplanowanymi emisjami zanieczyszczeń do środowiska, a zwłaszcza:
 - (a) emisji zanieczyszczeń do gleby i wód gruntowych z przemieszczania i przechowywania paliw, dodatków, produktów ubocznych i odpadów
 - (b) emisji zanieczyszczeń skojarzonych z samoogrzewaniem się lub samozapłonem paliwa w toku magazynowania i czynności przemieszczania;
- xiv. plan gospodarowania zapyleniem dla zapobiegania lub tam, gdzie to niewykonalne, ograniczania emisji dyfuzyjnych z załadunku, rozładunku, magazynowania i/lub przemieszczania paliw, pozostałości i dodatków;
- xv. plan zarządzania hałasem, gdzie spodziewana jest lub utrzymywana uciążliwość hałasu na czułych receptorach, obejmujący:
 - (a) protokół do prowadzenia monitorowania hałasu na granicach obiektu
 - (b) program ograniczania hałasu
 - (c) protokół dla reagowania na incydenty hałasu, zawierający odpowiednie działania i linie czasowe
 - (d) przegląd historycznych incydentów hałasu, działań korygujących i rozpowszechniania wiedzy o incydencie hałasu wśród dotkniętych podmiotów;
- xvi. Dla spalania, zgazowania lub współspalania substancji o nieprzyjemnym zapachu i plan zarządzania zapachami, obejmujący:
 - (a) protokół prowadzenia monitorowania zapachu
 - (b) tam, gdzie to niezbędne, program eliminowania zapachów, dla zidentyfikowania i eliminacji lub ograniczenia emisji zapachów
 - (c) protokół rejestrowania incydentów zapachowych i odpowiednich działań oraz linii czasowych
 - (d) przegląd historycznych incydentów zapachowych, działań korygujących i rozpowszechniania wiedzy o incydencie zapachowym wśród dotkniętych podmiotów;

Tam, gdzie ocena pokazuje, że którykolwiek z elementów wymienionych w pozycjach x od xvi nie jest niezbędny, dokonuje się zapisu o decyzji, łącznie z uzasadnieniami.

Stosowalność

Zakres (np. poziom szczegółowości) i charakter EMS (np. znormalizowany lub nieznormalizowany) ogólnie dotyczy charakteru, skali i złożoności instalacji i zakresu oddziaływań środowiskowych, jakie może wywierać.

10.1.2 Monitoring

BAT 2. BAT służy określeniu sprawności elektrycznej netto i/lub całkowitego zużycia paliwa netto i/lub mechanicznej sprawności energetycznej netto zgazowania, bloku gazowo-parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa i/lub bloków energetycznego spalania poprzez wykonywanie testu sprawności przy pełnym obciążeniu ⁽¹⁾ według norm EN, po odbiorze ruchowym bloku i po każdej modyfikacji, która może znacznie wpływać na sprawność elektryczną netto i/lub całkowite zużycie paliwa netto i/lub mechaniczną sprawność energetyczną bloku. Jeżeli normy EN nie są dostępne, BAT ma wykorzystywać normy ISO, norma państwowe lub inne międzynarodowe, które zapewniają dostarczenie danych o równoważnej jakości naukowej.

⁽¹⁾ W przypadku bloków elektrociepłowni, jeżeli z przyczyn technicznych nie można przeprowadzić testu sprawnościowego z blokiem pracującym przy pełnym obciążeniu dla dostarczania ciepła, test można uzupełnić lub zastąpić obliczeniem, wykorzystując parametry pełnego obciążenia.

BAT 3. BAT ma służyć monitorowaniu najważniejszych parametrów procesu, istotnych dla emisji zanieczyszczeń do powietrza i wody, włączając w to podane poniżej.

Strumień	Parametr(y)	Monitorowanie
Gazy odlotowe	Przepływ	Określanie okresowe lub ciągłe
	Zawartość tlenu, temperatura i ciśnienie	Pomiar okresowy lub ciągły
	Zawartość pary wodnej ⁽¹⁾	
Ścieki z obróbki gazów odlotowych	Przepływ, pH i temperatura	Pomiar ciągły
⁽¹⁾ Pomiar ciągły zawartości pary wodnej w gazach odlotowych nie jest konieczny, jeżeli próbkowany gaz odlotowy jest osuszany przed analizą.		

BAT 4. BAT ma służyć monitorowaniu emisji zanieczyszczeń do powietrza z częstotliwością co najmniej taką, jak podana poniżej, zgodnie z normami EN. Jeżeli normy EN nie są dostępne, BAT ma wykorzystywać normy ISO, norma państwowe lub inne międzynarodowe, które zapewniają dostarczenie danych o równoważnej jakości naukowej.

Substancja / Parametr	Paliwo / Proces / Typ obiektu energetycznego spalania	Całkowite znamionowe doprowadzane ciepło obiektu energetycznego o spalania	Norma(y) ⁽¹⁾	Minimalna częstotliwość monitorowania ⁽²⁾	Monitorowanie skojarzone z
NH ₃	<ul style="list-style-type: none"> Gdy stosowane jest SCR i/lub SNCR 	Wszystkie wielkości	Rodzajowe normy EN	Ciągły ^{(3) (4)}	BAT 7
NO _x	<ul style="list-style-type: none"> Węgiel i/lub lignit łącznie ze współspalaniem odpadów Stała biomasa i/lub torf łącznie ze współspalaniem odpadów Kotły i silniki opalane ciężkim olejem opałowym i/lub olejem napędowym Turbiny gazowe opalane olejem napędowym Kotły, silniki i turbiny opalane gazem ziemnym Gazy procesowe żelaza i stali Paliwa procesowe z przemysłu chemicznego Obiekty bloku gazowo-parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa 	Wszystkie wielkości	Rodzajowe normy EN	Ciągły ^{(3) (5)}	BAT 20 BAT 24 BAT 28 BAT 32 BAT 37 BAT 41 BAT 42 BAT 43 BAT 47 BAT 48 BAT 56 BAT 64 BAT 65 BAT 73
	<ul style="list-style-type: none"> Obiekty energetycznego spalania na platformach morskich 	Wszystkie wielkości	EN 14792	Raz na rok ⁽⁶⁾	BAT 53
N ₂ O	<ul style="list-style-type: none"> Węgiel i/lub lignit w kotłach z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym Stała biomasa i/lub torf w kotłach z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym 	Wszystkie wielkości	EN 21258	Raz na rok ⁽⁷⁾	BAT 20 BAT 24

CO	<ul style="list-style-type: none"> Węgiel i/lub lignit łącznie ze współspalaniem odpadów Stała biomasa i/lub torf łącznie ze współspalaniem odpadów Kotły i silniki opalane ciężkim olejem opałowym i/lub olejem napędowym Turbiny gazowe opalane olejem napędowym Kotły, silniki i turbiny opalane gazem ziemnym Gazy procesowe żelaza i stali Paliwa procesowe z przemysłu chemicznego Obiekty bloku gazowo-parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa 	Wszystkie wielkości	Rodzajowe normy EN	Ciągły ⁽³⁾ ⁽⁵⁾	BAT 20 BAT 24 BAT 28 BAT 33 BAT 38 BAT 44 BAT 49 BAT 56 BAT 64 BAT 65 BAT 73
	<ul style="list-style-type: none"> Obiekty energetycznego spalania na platformach morskich 	Wszystkie wielkości	EN 15058	Raz na rok ⁽⁶⁾	BAT 54
SO ₂	<ul style="list-style-type: none"> Węgiel i/lub lignit łącznie ze współspalaniem odpadów Stała biomasa i/lub torf łącznie ze współspalaniem odpadów Kotły opalane ciężkim olejem opałowym i/lub olejem napędowym Silniki opalane ciężkim olejem opałowym i/lub olejem napędowym Turbiny gazowe opalane olejem napędowym Gazy procesowe żelaza i stali Paliwa procesowe z przemysłu chemicznego w kotłach Obiekty bloku gazowo-parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa 	Wszystkie wielkości	Rodzajowe normy EN i EN 14791	Ciągły ⁽³⁾ ⁽⁸⁾ ⁽⁹⁾	BAT 21 BAT 25 BAT 29 BAT 34 BAT 39 BAT 50 BAT 57 BAT 66 BAT 67 BAT 74
SO ₃	<ul style="list-style-type: none"> Gdy stosowana jest SCR 	Wszystkie wielkości	Brak dostępnej normy EN	Raz na rok	–
Gazowe chlorki, wyrażone jako HCl	<ul style="list-style-type: none"> Węgiel i/lub lignit Paliwa procesowe z przemysłu chemicznego w kotłach 	Wszystkie wielkości	EN 1911	Raz na trzy miesiące ⁽³⁾ ⁽¹⁰⁾ O	BAT 21 BAT 57
	<ul style="list-style-type: none"> Stała biomasa i/lub torf 	Wszystkie wielkości	Rodzajowe normy EN	Ciągły ⁽¹²⁾ ⁽¹³⁾	BAT 25
	<ul style="list-style-type: none"> Współspalanie odpadów 	Wszystkie wielkości	Rodzajowe normy EN	Ciągły ⁽³⁾ ⁽¹³⁾	BAT 66 BAT 67
HF	<ul style="list-style-type: none"> Węgiel i/lub lignit Paliwa procesowe z przemysłu chemicznego w kotłach 	Wszystkie wielkości	Brak dostępnej normy EN	Raz na trzy miesiące ⁽³⁾ ⁽¹⁰⁾ ⁽¹¹⁾	BAT 21 BAT 57
	<ul style="list-style-type: none"> Stała biomasa i/lub torf 	Wszystkie wielkości	Brak dostępnej normy EN	Raz na rok	BAT 25

Rozdział 10

	<ul style="list-style-type: none"> Współspalanie odpadów 	Wszystkie wielkości	Rodzajowe normy EN	Ciągły ⁽³⁾ ⁽¹³⁾	BAT 66 BAT 67
Pył	<ul style="list-style-type: none"> Węgiel i/lub lignit Staća biomasa i/lub torf Kotły opalane ciężkim olejem opałowym i/lub olejem napędowym Gazy procesowe żelaza i stali Paliwa procesowe z przemysłu chemicznego w kotłach Obiekty bloku gazowo-parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa Silniki opalane ciężkim olejem opałowym i/lub olejem napędowym Turbiny gazowe opalane olejem napędowym 	Wszystkie wielkości	Rodzajowe normy EN i EN 13284-1 oraz EN 13284-2	Ciągły ⁽³⁾ ⁽¹⁴⁾	BAT 22 BAT 26 BAT 30 BAT 35 BAT 39 BAT 51 BAT 58 BAT 75
	Współspalanie odpadów	Wszystkie wielkości	Rodzajowe normy EN i EN 13284-2	Ciągły	BAT 68 BAT 69
Metale i metaloidy z wyjątkiem rtęci (As, Cd, Co, Cr, Cu, Mn, Ni, Pb, Sb, Se, Ti, V, Zn)	<ul style="list-style-type: none"> Węgiel i/lub lignit Staća biomasa i/lub torf Kotły i silniki opalane ciężkim olejem opałowym i/lub olejem napędowym 	Wszystkie wielkości	EN 14385	Raz na rok ⁽¹⁵⁾	BAT 22 BAT 26 BAT 30
	<ul style="list-style-type: none"> Współspalanie odpadów 	< 300 MW _t	EN 14385	Raz na sześć miesięcy ⁽¹⁰⁾	BAT 68 BAT 69
		> 300 MW _t	EN 14385	Raz na trzy miesiące ⁽¹⁶⁾ ⁽¹⁰⁾	
	<ul style="list-style-type: none"> Obiekty bloku gazowo-parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa 	> 100 MW _t	EN 14385	Raz na rok ⁽¹⁵⁾	BAT 75
Hg	<ul style="list-style-type: none"> Węgiel i/lub lignit łącznie ze współspalaniem odpadów 	< 300 MW _t	EN 13211	Raz na trzy miesiące ⁽¹⁰⁾ ⁽¹⁷⁾	BAT 23
		> 300 MW _t	Rodzajowe normy EN i EN 14884	Ciągły ⁽¹³⁾ ⁽¹⁸⁾	
	<ul style="list-style-type: none"> Staća biomasa i/lub torf 	Wszystkie wielkości	EN 13211	Raz na rok ⁽¹⁹⁾	BAT 27
	<ul style="list-style-type: none"> Współspalanie odpadów ze stałą biomasą i/lub torfem 	Wszystkie wielkości	EN 13211	Raz na trzy miesiące ⁽¹⁰⁾	BAT 70
	<ul style="list-style-type: none"> Obiekty bloku gazowo-parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa 	> 100 MW _t	EN 13211	Raz na rok ⁽²⁰⁾	BAT 75
Całkowita zawartość lotnych substancji organicznych	<ul style="list-style-type: none"> Silniki opalane ciężkim olejem opałowym i/lub olejem napędowym Paliwa procesowe z przemysłu chemicznego w kotłach 	Wszystkie wielkości	EN 12619	Raz na sześć miesięcy ⁽¹⁰⁾	BAT 33 BAT 59
	<ul style="list-style-type: none"> Współspalanie odpadów z węglem, lignitem, stałą biomasą i/lub torfem 	Wszystkie wielkości	Rodzajowe normy EN	Ciągły	BAT 71
Formaldehyd	<ul style="list-style-type: none"> Gaz ziemny 	Wszystkie wielkości	Brak EN	Raz na	BAT 45

	zapalane iskrowo silniki zasilane ubogą mieszanką gazową i dwupaliwowe		Dostępna norma	rok	
CH ₄	<ul style="list-style-type: none"> Silniki opalane gazem ziemnym 	Wszystkie wielkości	EN ISO 25139	Raz na rok ⁽²¹⁾	BAT 45
PCDD/F	<ul style="list-style-type: none"> Paliwa procesowe z przemysłu chemicznego w kotłach Współspalanie odpadów 	Wszystkie wielkości	EN 1948-1, EN 1948-2, EN 1948-3	Raz na sześć miesięcy ⁽¹⁰⁾ ⁽²²⁾	BAT 59 BAT 71

- ⁽¹⁾ Rodzajowymi normami EN dla pomiarów ciągłych są normy EN 15267-1, EN 15267-2, EN 15267-3 i EN 14181. Normy EN dla pomiarów okresowych są podane w tabeli.
- ⁽²⁾ Częstotliwość monitorowania nie ma zastosowania w sytuacji, gdy eksploatacja obiektu będzie zachodzić dla wyłącznego celu wykonania pomiaru emisji.
- ⁽³⁾ W przypadku obiektów o znamionowym cieple doprowadzanym < 100 MW eksploatowanych < 1 500 h/rok, minimalna częstotliwość monitorowania może wynosić co najmniej raz na każde sześć miesięcy. Dla turbin gazowych monitorowanie okresowe jest wykonywane przy obciążeniu obiektu energetycznego spalania > 70 %. Dla współspalania odpadów z węglem, lignitem, stałą biomasą i/lub torfem, częstotliwość monitorowania musi także uwzględniać Część 6 Aneksu VI do IED.
- ⁽⁴⁾ W przypadku stosowania selektywnej redukcji katalitycznej (SCR), minimalna częstotliwość monitorowania może wynosić co najmniej raz na rok, jeżeli wykazano, że poziomy emisji są wystarczająco stabilne.
- ⁽⁵⁾ W przypadku turbin opalanych gazem ziemnym o znamionowym cieple doprowadzanym < 100 MW eksploatowanych < 1 500 h/rok, lub w przypadku istniejących bloków gazowo - parowych z turbiną gazową, można zamiast tego stosować PEMS (System predykcyjnego monitorowania emisji).
- ⁽⁶⁾ Zamiast tego można stosować PEMS.
- ⁽⁷⁾ Wykonywane są dwa zestawy pomiarów, jeden przy eksploatacji obiektu przy obciążeniach > 70 %, a drugi przy obciążeniach < 70 %.
- ⁽⁸⁾ Jako alternatywa dla pomiaru ciągłego w przypadku obiektów spalających olej o znanej zawartości siarki i gdzie nie ma układu odsiarczania gazów odlotowych, mogą być stosowane pomiary okresowo co najmniej raz na trzy miesiące i/lub inne procedury zapewniające dostarczanie danych o równoważnej jakości naukowej dla określania emisji SO₂.
- ⁽⁹⁾ W przypadku paliw procesowych z przemysłu chemicznego, częstotliwość monitorowania może być dostosowana dla obiektów o mocy < 100 MW, po początkowym scharakteryzowaniu paliwa (zobacz BAT 5), na podstawie oceny odpowiedniości uwolnień zanieczyszczenia (np. stężenia w paliwie, wykorzystywanej obróbki gazów odlotowych) w emisjach do powietrza, ale w każdym przypadku co najmniej za każdym razem, gdy zmiana charakterystyki paliwa może mieć wpływ na emisje zanieczyszczeń.
- ⁽¹⁰⁾ Jeżeli potwierdzono, że poziomy emisji są wystarczająco stabilne, pomiary okresowe mogą być wykonywane za każdym razem gdy zmiana charakterystyki paliwa i/lub odpadów może mieć wpływ na emisje zanieczyszczeń, ale w każdym przypadku co najmniej raz na każdy rok. Dla współspalania odpadów z węglem, lignitem, stałą biomasą i/lub torfem, częstotliwość monitorowania musi także uwzględniać Część 6 Aneksu VI do IED.
- ⁽¹¹⁾ W przypadku paliw procesowych z przemysłu chemicznego, częstotliwość monitorowania może być dostosowana po początkowym scharakteryzowaniu paliwa (zobacz BAT 5), na podstawie oceny odpowiedniości uwolnień zanieczyszczenia (np. stężenia w paliwie, wykorzystywanej obróbki gazów odlotowych) w emisjach do powietrza, ale w każdym przypadku co najmniej za każdym razem, gdy zmiana charakterystyki paliwa może mieć wpływ na emisje zanieczyszczeń.
- ⁽¹²⁾ W przypadku obiektów o znamionowym cieple doprowadzanym < 100 MW eksploatowanych < 500 h/rok, minimalna częstotliwość monitorowania może wynosić co najmniej raz na rok. (3) W przypadku obiektów o znamionowym cieple doprowadzanym < 100 MW eksploatowanych pomiędzy < 500 h/rok i 1500 h/rok, częstotliwość monitorowania może być ograniczona do co najmniej jednego pomiaru na każde sześć miesięcy.
- ⁽¹³⁾ Jeżeli potwierdzono, że poziomy emisji są wystarczająco stabilne, pomiary okresowe mogą być wykonywane za każdym razem gdy zmiana charakterystyki paliwa i/lub odpadów może mieć wpływ na emisje zanieczyszczeń, ale w każdym przypadku co najmniej raz na sześć miesięcy.
- ⁽¹⁴⁾ W przypadku obiektów spalających gazy procesowe żelaza i stali, minimalna częstotliwość monitorowania może wynosić co najmniej raz na sześć miesięcy, jeżeli wykazano, że poziomy emisji są wystarczająco stabilne.
- ⁽¹⁵⁾ Lista monitorowanych zanieczyszczeń i częstotliwość monitorowania może być dostosowana po początkowym scharakteryzowaniu paliwa (zobacz BAT 5), na podstawie oceny odpowiedniości uwolnień zanieczyszczenia (np. stężenia w paliwie, wykorzystywanej obróbki gazów odlotowych) w emisjach do powietrza, ale w każdym przypadku co najmniej za każdym razem, gdy zmiana charakterystyki paliwa może mieć wpływ na emisje zanieczyszczeń.
- ⁽¹⁶⁾ W przypadku obiektów eksploatowanych < 1 500 h/rok, minimalna częstotliwość monitorowania może wynosić co najmniej raz na każde sześć miesięcy.
- ⁽¹⁷⁾ W przypadku obiektów eksploatowanych < 1 500 h/rok, minimalna częstotliwość monitorowania może wynosić co najmniej raz na rok.
- ⁽¹⁸⁾ Ciągłe próbkowanie połączone z częstą analizą próbek całkowanych po czasie, np. przez znormalizowaną metodę monitorowania pułapką sorbentową, może być stosowane jako alternatywa dla pomiarów ciągłych.
- ⁽¹⁹⁾ Jeżeli potwierdzono, że poziomy emisji są wystarczająco stabilne z uwagi na niską zawartość rtęci w paliwie, pomiary okresowe mogą być wykonywane tylko za każdym razem, gdy zmiana charakterystyki paliwa może mieć wpływ na emisje zanieczyszczeń.
- ⁽²⁰⁾ Minimalna częstotliwość monitorowania nie ma zastosowania w przypadku obiektów eksploatowanych < 1 500 h/rok.
- ⁽²¹⁾ Pomiary są wykonywane gdy obiekt pracuje przy obciążeniach > 70 %.
- ⁽²²⁾ W przypadku paliw procesowych z przemysłu chemicznego, monitorowanie ma zastosowanie jedynie gdy paliwa zawierają substancje chlorowane.

BAT 5. BAT ma służyć monitorowaniu emisji do wody z obróbki gazów odlotowych z częstotliwością co najmniej taką, jak podana poniżej, zgodnie z normami EN. Jeżeli normy EN nie są dostępne, BAT ma wykorzystywać normy ISO, norma państwowe lub inne międzynarodowe, które zapewniają dostarczenie danych o równoważnej jakości naukowej.

Substancja / Parametr	Norma(y)	Minimalna częstotliwość monitorowania	Monitorowanie skojarzone z	
Całkowity węgiel organiczny (TOC) ⁽¹⁾	EN 1484	Raz na miesiąc	BAT 15	
Chemiczne zapotrzebowanie tlenu (COD) ⁽¹⁾	Brak dostępnej normy EN			
Całkowite cząstki zawieszone (TSS)	EN 872			
Fluor (F)	EN ISO 10304-1			
Siarczan (SO ₄ ²⁻)	EN ISO 10304-1			
Siarczek, łatwo uwalniany (S ²⁻)	Brak dostępnej normy EN			
Siarczyn (SO ₃ ²⁻)	EN ISO 10304-3			
Metale i metaloidy	As			Różne dostępne normy EN (np. EN ISO 11885 lub EN ISO 17294-2)
	Cd			
	Cr			
	Cu			
	Ni			
	Pb			
	Zn			
	Hg	Różne dostępne normy EN (np. EN ISO 12846 lub EN ISO 17852)		
Chlor (Cl)	Różne dostępne normy EN (np. EN ISO 10304-1 lub EN ISO 15682)	–		
Azot całkowity	EN 12260	–		

⁽¹⁾ Monitorowanie TOC (całkowitego węgla organicznego) i COD (chemicznego zapotrzebowania tlenu) są alternatywami. Monitorowanie TOC jest opcją preferowaną, ponieważ nie polega na stosowaniu bardzo toksycznych związków.

10.1.3 Ogólna efektywność środowiskowa i sprawność spalania

BAT 6. W celu poprawy ogólnej charakterystyki środowiskowej obiektów energetycznego spalania i dla ograniczenia emisji CO i niespalonych substancji do powietrza, BAT ma służyć zapewnieniu zoptymalizowanego spalania i stosowaniu odpowiedniego połączenia technik podanych poniżej.

Technika		Opis	Stosowalność
a	Blendowanie i mieszanie paliwa	Zapewnia stabilne warunki spalania i/lub ogranicza emisje zanieczyszczeń przez mieszanie różnych gatunków tego samego typu paliwa.	Zastosowanie ogólne
b	Konserwacja układu spalania	Regularna, planowana konserwacja według zaleceń dostawcy	
c	Nowoczesny system sterowania	Zobacz opis w Dziale 10.8.1.	Stosowalność do starych obiektów energetycznego spalania może być ograniczona potrzebą modernizacji systemu spalania i/lub sterowania.
d	Dobry projekt urządzeń spalania	Dobry projekt paleniska, komór spalania, palników i skojarzonych urządzeń	Ogólnie ma zastosowanie do nowych obiektów energetycznego spalania.
e	Wybór paliwa	Wybór lub przełączenie całkowite lub częściowe na inne paliwo(a) o lepszym profilu środowiskowym (np. o niskiej zawartości siarki i/lub rtęci) spośród dostępnych paliw, w tym sytuacji rozruchu lub gdy stosowane są paliwa rezerwowe.	Stosowalne w ramach ograniczeń skojarzonych z dostępnością odpowiednich typów paliw o lepszym profilu środowiskowym jako całość, na co może oddziaływać polityka energetyczna kraju członkowskiego, albo przez zintegrowany bilans paliwowy obiektu w przypadku spalania przemysłowych paliw procesowych. Dla istniejących obiektów energetycznego spalania, typ wybranego paliwa może być ograniczany poprzez konfigurację i budowę obiektu

BAT 7. W celu ograniczenia emisji amoniaku do powietrza na skutek stosowania selektywnej redukcji katalitycznej (SCR) i/lub selektywnej redukcji niekatalitycznej (SNCR) dla ograniczania emisji NO_x, BAT ma na celu optymalizowanie projektu i/lub eksploatacji SCR i/lub SNCR (np. zoptymalizowany stosunek odczynnika do NO_x, jednorodny rozkład odczynnika i optymalna wielkość kropel odczynnika).

Poziomy emisji skojarzone z BAT

Poziomy emisji skojarzony z BAT (BAT-AEL) dla emisji NH₃ do powietrza na skutek stosowania SCR i/lub SNCR wynosi < 3-10 mg/Nm³ jako średnia roczna lub średnia z okresu próbkowania. Dolna kraniec przedziału może być osiągnięty przy stosowaniu SCR, a górny koniec przedziału może być osiągnięty przy stosowaniu SNCR bez mokrych technik ograniczania. W przypadku obiektów energetycznego spalania biomasy i eksploatowanych przy zmiennych obciążeniach, jak również w przypadku silników spalających ciężkie oleje opałowe i/lub olej napędowy, wyższy kraniec przedziału BAT-AEL wynosi 15 mg/Nm³.

BAT 8. W celu zapobiegania lub ograniczania emisji do powietrza w trakcie normalnych warunków eksploatacji, BAT ma zapewnić, poprzez odpowiedni projekt, eksploatację i konserwację, by systemy ograniczania emisji zanieczyszczeń były stosowane z optymalną wydajnością i dostępnością.

BAT 9. W celu poprawienia ogólnej charakterystyki środowiskowej obiektów energetycznego spalania i/lub zgazowania i dla ograniczenia emisji zanieczyszczeń do powietrza, BAT ma obejmować następujące elementy w programach zapewnienia/kontroli jakości dla wszystkich stosowanych paliw, jako część systemu zarządzania środowiskowego (zobacz BAT 1):

- i. Początkowe pełne charakteryzowanie stosowanego paliwa, w tym co najmniej parametry wymienione poniżej i zgodnie z normami EN. Normy ISO, państwowe lub inne normy międzynarodowe mogą być stosowane, pod warunkiem, że zapewniają dostarczanie danych o równoważnej jakości naukowej;
- ii. Regularne badanie jakości paliwa celem sprawdzenia, jest ona spójna z początkowym scharakteryzowaniem i zgodna z danymi technicznymi projektu obiektu. Częstotliwość badania i parametry wybrane z tabeli poniżej są oparte na zmienności paliwa i ocenie związku z uwolnieniami zanieczyszczenia (np. stężenie w paliwie, stosowana obróbka gazów odlotowych);
- iii. Kolejne dostosowanie ustawień obiektu, zależnie jak i kiedy to potrzebne i wykonalne (np. zintegrowanie charakteryzowania paliwa i sterowania w nowoczesnym systemie sterowania (zobacz opis w Dziale 10.8.1)).

Opis

Początkowe charakteryzowanie i regularne badanie paliwa może być wykonywane przez operatora i/lub dostawcę paliwa. Jeżeli jest wykonywane przez dostawcę, pełne wyniki są dostarczane operatorowi w postaci danych technicznych produktu (paliwa) i/lub gwarancji.

Paliwo(a)	Substancje/parametry podlegające charakteryzowaniu
Biomasa/torf	<ul style="list-style-type: none"> • Wartość opałowa • Wilgoć
	<ul style="list-style-type: none"> • Popiół • C, Cl, F, N, S, K, Na • Metale i metaloidy (As, Cd, Cr, Cu, Hg, Pb, Zn)
Węgiel/lignit	<ul style="list-style-type: none"> • Wartość opałowa • Wilgoć • Substancje lotne, popiół, węgiel odgazowany, C, H, N, O, S
	<ul style="list-style-type: none"> • Br, Cl, F
	<ul style="list-style-type: none"> • Metale i metaloidy (As, Cd, Co, Cr, Cu, Hg, Mn, Ni, Pb, Sb, Tl, V, Zn)
Ciężki olej opałowy	<ul style="list-style-type: none"> • Popiół • C, S, N, Ni, V
Olej napędowy	<ul style="list-style-type: none"> • Popiół • N, C, S
Gaz ziemny	<ul style="list-style-type: none"> • Wartość opałowa • CH₄, C₂H₆, C₃, C₄+, CO₂, N₂, Liczba Wobbego
Paliwa procesowe z przemysłu chemicznego ⁽¹⁾	<ul style="list-style-type: none"> • Br, C, Cl, F, H, N, O, S • Metale i metaloidy (As, Cd, Co, Cr, Cu, Hg, Mn, Ni, Pb, Sb, Tl, V, Zn)
Gazy procesowe żelaza i stali	<ul style="list-style-type: none"> • Wartość opałowa, CH₄ (dla gazu koksowniczego), C_xH_y (dla gazu koksowniczego), CO₂, H₂, N₂, siarka całkowita, pył, liczba Wobbego
Odpady ⁽²⁾	<ul style="list-style-type: none"> • Wartość opałowa • Wilgoć • Substancje lotne, popiół, Br, C, Cl, F, H, N, O, S • Metale i metaloidy (As, Cd, Co, Cr, Cu, Hg, Mn, Ni, Pb, Sb, Tl, V, Zn)
<p>⁽¹⁾ Lista charakteryzowanych substancji/parametrów może być zmniejszona tylko do tych, których występowania można racjonalnie oczekiwać w paliwie(-ach) na podstawie informacji o surowcach i procesach produkcji.</p> <p>⁽²⁾ To charakteryzowanie jest wykonywane bez szkody dla stosowania procedury wstępnego przyjęcia i przyjęcia odpadów ustanowionej w BAT (60(a), która może prowadzić do opisywania i/lub sprawdzania innych substancji/parametrów oprócz tych, które tutaj wymieniono.</p>	

BAT 10. W celu zapewnienia ograniczenia emisji zanieczyszczeń do powietrza i/lub do wody w trakcie innych niż normalne warunków eksploatacji (OTNOC), BAT ma służyć skonfigurowaniu i wdrożeniu planu zarządzania, jako części systemu zarządzania środowiskowego (zobacz BAT 1), współmiernie do związku z potencjalnymi uwolnieniami zanieczyszczeń, co obejmuje następujące elementy:

- odpowiedni projekt systemów uznawanych za mające związek z powodowaniem innych niż normalnie warunków eksploatacji, które mogą oddziaływać na emisje zanieczyszczeń do powietrza, wody i/lub gleby (np. koncepcje projektowe niskiego obciążenia dla ograniczania minimalnych obciążeń przy rozruchu i wyłączaniu dla stabilnego generowania w turbinach gazowych).
- konfiguracja i wdrażanie specjalnego planu konserwacji zapobiegawczej dla tych mających związek systemów;
- przegląd i rejestrowanie emisji zanieczyszczeń powodowanych przez inne niż normalne warunki eksploatacji i skojarzone okoliczności oraz wdrażanie działań korygujących, jeżeli zachodzi potrzeba;
- okresowa ocena ogólnych emisji w trakcie innych niż normalnie warunków eksploatacji (np. częstotliwość zdarzeń, czas trwania, ujęcie ilościowe/ocena emisji) i wdrażanie działań korygujących, jeżeli zachodzi potrzeba.

BAT 11. BAT ma służyć odpowiedniemu monitorowaniu emisji zanieczyszczeń do powietrza i/lub wody w trakcie OTNOC (warunków eksploatacji innych niż normalne).

Opis

Monitorowanie może być prowadzone poprzez bezpośredni pomiar emisji lub poprzez monitorowanie parametrów zastępczych, jeżeli potwierdzono, że ma to równoważną lub lepszą jakość naukową niż bezpośrednie pomiary emisji. Emisje w trakcie rozruchu i wyłączania z ruchu (SU/SD) mogą być oceniane na podstawie szczegółowego pomiaru emisji wykonywanego dla typowej procedury rozruchu/wyłączania z ruchu co najmniej raz do roku i z zastosowaniem wyników tego pomiaru do oceny emisji dla każdego rozruchu/wyłączenia z ruchu na przestrzeni roku.

10.1.4 Efektywność energetyczna

BAT 12. W celu zwiększenia sprawności energetycznej bloków energetycznego spalania, zgazowania i/lub bloku gazowo-parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa, eksploatowanych $\geq 1\,500$ h/rok, BAT ma wykorzystywać odpowiedni połączenie technik podanych poniżej.

Technika		Opis	Stosowalność
a	Optymalizacja spalania	Zobacz opis w Dziale 10.8.2. Optymalizowanie spalania minimalizuje zawartość niespalonych substancji w gazach odlotowych i w stałych pozostałościach ze spalania	Zastosowanie ogólne
b	Optymalizacja stanów medium roboczego	Eksploatowanie przy najwyższym możliwym ciśnieniu i temperaturze gazu lub pary medium roboczego, w ramach ograniczeń skojarzonych na przykład z kontrolą emisji NOX lub charakterystyką żądanej energii	
c	Optymalizacja cyklu parowego	Eksploatowanie przy niższym ciśnieniu wylotowym turbiny poprzez zastosowanie najniższej możliwej temperatury wody chłodzącej skraplacza, w obrębie warunków projektowych	
d	Minimalizowanie zużycia energii	Minimalizowanie wewnętrznego zużycia energii (np. większa sprawność pompy wody zasilającej)	
e	Wstępne podgrzewanie powietrza spalania	Ponowne wykorzystanie części ciepła odzyskiwanego z gazów odlotowych spalania do wstępnego podgrzewania powietrza wykorzystywanego do spalania	Ogólnie stosowalne w ramach ograniczeń wiążących się z potrzebą kontrolowania emisji NO _x
f	Wstępne podgrzewanie paliwa	Wstępne podgrzewanie paliwa z wykorzystaniem odzyskiwanego ciepła	Ogólnie stosowalne w ramach ograniczeń skojarzonych z konstrukcją kotła i potrzebą kontrolowania emisji NO _x
g	Nowoczesny system sterowania	Zobacz opis w Dziale 10.8.2. Skomputeryzowane sterowanie głównymi parametrami spalania umożliwi poprawę sprawności spalania	Ogólnie ma zastosowanie do nowych bloków. Stosowalność do starych bloków może być ograniczona potrzebą modernizacji systemu spalania i/lub sterowania.
h	Wstępne podgrzewanie wody zasilającej z wykorzystaniem odzyskiwanego ciepła	Wstępne podgrzewanie wody pochodzącej ze skraplacza pary z użyciem odzyskiwanego ciepła, przed ponownym zastosowaniem w kotle	Ma zastosowanie tylko układów parowych, ale nie do kotłów gorącej wody. Stosowalność w istniejących blokach może być ograniczona na skutek ograniczeń związanych z konfiguracją obiektu i ilością ciepła możliwą do odzyskania
i	Odzyskiwanie ciepła poprzez kogenerację (elektrociepłownia)	Odzyskiwanie ciepła (głównie z układu pary) do wytwarzania gorącej wody/pary do wykorzystania w procesach/działania przemysłowych lub w sieci publicznej dla ciepłownictwa. Dodatkowe odzyskiwanie ciepła jest możliwe z: <ul style="list-style-type: none"> • gazów odlotowych • chłodzenia rusztu • cyrkulacyjnego złoża fluidalnego 	Ma zastosowanie w ramach ograniczeń skojarzonych z lokalnym zapotrzebowaniem na energię elektryczną i ciepło. Stosowalność może być ograniczona w przypadku sprzężarek o nieprzewidywalnym eksploatacyjnym profilu cieplnym.
j	Gotowość do pracy jako elektrociepłownia	Zobacz opis w Dziale 10.8.2.	Ma zastosowanie tylko do nowych bloków, gdzie występuje realistyczny potencjał dla przyszłego wykorzystania ciepła w sąsiedztwie bloku
k	Skraplacz gazu odlotowego	Zobacz opis w Dziale 10.8.2.	Ma zastosowanie do bloków elektrociepłowniczych, pod warunkiem, że istnieje wystarczające zapotrzebowanie na ciepło niskotemperaturowe

l	Akumulacja ciepła	Akumulowanie ciepła (magazynowanie ciepła) w trybie CHP	Ma zastosowanie tylko do elektrociepłowni. Stosowalność może być ograniczona w przypadku niskiego zapotrzebowania na obciążenie cieplne
m	Mokry komin	Zobacz opis w Dziale 10.8.2.	Ogólnie stosowalny w nowych i istniejących blokach, wyposażonych w mokre odsiarczanie gazów odlotowych
n	Wypływ z chłodni kominowej	Uwalnianie emisji do powietrza poprzez chłodnię kominową, a nie poprzez dedykowany komin	Ma jedynie zastosowanie do bloków wyposażonych w mokre odsiarczanie gazów odlotowych przed uwolnieniem i tam, gdzie system chłodzenia bloku jest chłodnia kominowa
o	Wstępne suszenie paliwa	Ograniczenie zawartości wilgoci w paliwie przed spalaniem celem poprawienia warunków spalania	Ma zastosowanie do spalania biomasy i/lub torfu, w ramach ograniczeń skojarzonych z ryzykiem samorzutnego spalania (np. zawartość wilgoci w torfie jest utrzymywana powyżej 40 % w całym łańcuchu dostaw). Modernizacja istniejących obiektów może być ograniczona przez dodatkową wartość cieplną, która może być uzyskana z operacji suszenia i poprzez ograniczone możliwości modernizacji oferowane przez niektóre konstrukcje kotłów lub konfiguracje obiektu
p	Minimalizacja strat ciepła	Minimalizowanie reszkowych strat ciepła, np. tych, które występują poprzez żużel lub tych, które można ograniczyć poprzez izolowanie źródeł promieniujących	Ma jedynie zastosowanie do bloków energetycznego spalania opalanych paliwem stałym i do bloków zgazowania/bloków gazowo-parowych ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa
q	Nowoczesne materiały	Potwierdzono, że zastosowanie nowoczesnych materiałów pozwala wytrzymywać wysokie temperatury i ciśnienia robocze, a tym samym osiągać zwiększone sprawności procesu parowego/spalania	Ma zastosowanie tylko do nowych obiektów
r	Modernizacje turbiny parowej	Obejmuje to takie techniki, jak zwiększanie temperatury i ciśnienia pary średniociśnieniowej, dodanie turbiny niskociśnieniowej i modyfikacja geometrii łopatek wirnika turbiny	Stosowalność może być ograniczona przez warunki zapotrzebowania/parę i/lub ograniczony okres trwałości technicznej obiektu
s	Warunki nadkrytyczne lub ultra-nadkrytyczne pary	Stosowanie układu pary, obejmującego systemy przegrzewu pary, w których para może osiągać ciśnienia powyżej 220,6 bara i temperatury powyżej 374 °C w przypadku warunków nadkrytycznych, a powyżej 250 - 300 barów i temperatury powyżej 580 - 600 °C w przypadku warunków ultra-nadkrytycznych	Ma zastosowanie tylko do nowych bloków o mocy $\geq 600 \text{ MW}_t$ eksploatowanych $> 4000 \text{ h/rok}$. Nie ma zastosowania, gdy zadaniem bloku jest produkowanie pary o niskich temperaturach i/lub ciśnieniach w branżach przetwórczych. Nie ma zastosowania do turbin gazowych i silników generujących parę w trybie elektrociepłowniczym. Dla bloków spalających biomasę, stosowalność może być ograniczona przez korozję wysokotemperaturową w przypadku niektórych biomas.

10.1.5 Zużycie wody i emisje do wód

BAT 13. W celu ograniczenia używania wody i objętości zanieczyszczonych, wyładowywanych ścieków, BAT ma służyć jednej lub obu technikom podanym poniżej.

Technika		Opis	Stosowalność
a	Recykling wody	Resztkowe strumienie wodne, łącznie z wodą odpływową z obiektu, są ponownie wykorzystywane do innych celów. Stopień recyklingu jest ograniczony przez wymagania jakościowe odbiorczego strumienia wody i bilans wodny obiektu.	Nie ma zastosowania do ścieków z układów chłodzących, gdzie są obecnie chemikalia do uzdatniania wody i/lub wysokie stężenia soli z wody morskiej.
b	Przemieszczanie suchego popiołu dennego	Suchy, gorący popiół denny opada z paleniska na układ przenośnika mechanicznego i jest ochładzany przez otaczające powietrze. W procesie tym nie jest wykorzystywana woda.	Ma zastosowanie tylko do obiektów spalających paliwa stałe. Mogą występować ograniczenia techniczne uniemożliwiające modernizowanie istniejących obiektów energetycznego spalania.

BAT 14. W celu zapobiegania zanieczyszczeniu niezanieczyszczonych ścieków i ograniczania emisji do wody, BAT ma służyć segregowaniu strumieni ścieków i oddzielnego ich oczyszczania, w zależności od zawartości zanieczyszczeń.

Opis

Strumienie ścieków, które są zazwyczaj segregowane i oczyszczane, obejmują powierzchniowe wody odpływowe, wodę chłodzącą i ścieki z oczyszczania gazów odlotowych.

Stosowalność

Stosowalność może być ograniczona w przypadku istniejących obiektów, na skutek konfiguracji układów odpływowych.

BAT 15. W celu ograniczenia emisji do wody z oczyszczania gazów odlotowych, BAT ma służyć wykorzystywaniu odpowiedniego połączenia technik podanych poniżej i stosowaniu technik wtórnych możliwie jak najbliżej źródła, by unikać rozcieńczania.

Technika	Typowe ograniczane/usuwane	Stosowalność	
Techniki główne			
a	Zoptymalizowane spalanie (zobacz BAT 6) i układy oczyszczania gazów odlotowych (np. SCR/SNCR, zobacz BAT 7)	Związki organiczne, amoniak (NH ₃)	Zastosowanie ogólne
Techniki wtórne (1)			
b	Adsorpcja na węglu aktywowanym	Związki organiczne, rtęć (Hg)	Zastosowanie ogólne
c	Aerobowa obróbka biologiczna	Biodegradowalne związki organiczne, amoniak (NH ₄ ⁺)	Ogólnie stosowalne dla obróbki związków organicznych. Aerobowa biologiczna obróbka amoniaku (NH ₄ ⁺) może nie mieć zastosowania w przypadku wysokich stężeń chloru (tj. około 10 g/l)
d	Beztlenowa/anaerobowa obróbka biologiczna	Rtęć (Hg), azotany (NO ₃ ⁻), azotyny (NO ₂ ⁻)	Zastosowanie ogólne
e	Koagulacja i flokulacja	Zawieszone cząstki stałe	Zastosowanie ogólne
f	Krystalizacja	Metale i metaloidy, siarczany (SO ₄ ²⁻), fluorki (F ⁻)	Zastosowanie ogólne
g	Filtracja (np. filtracja na piasku, mikrofiltracja, ultrafiltracja)	Zawieszone cząstki stałe, metale	Zastosowanie ogólne
h	Flotacja	Zawieszone cząstki stałe, wolny olej	Zastosowanie ogólne
i	Wymiana jonowa	Metale	Zastosowanie ogólne
j	Zobojętnianie	Kwasy, zasady	Zastosowanie ogólne
k	Utlenianie	Siarczek (S ²⁻), siarczyny (SO ₃ ²⁻)	Zastosowanie ogólne
l	Strącanie	Metale i metaloidy, siarczany (SO ₄ ²⁻), fluorki (F ⁻)	Zastosowanie ogólne
m	Sedymentacja	Zawieszone cząstki stałe	Zastosowanie ogólne
n	Przemywanie	Amoniak (NH ₃)	Zastosowanie ogólne

(¹) Opisy tych technik są podane w Dziale 10.8.6

Poziomy BAT-AEL dotycząc bezpośredniego wyładowywania do odbierającego zbiornika wodnego, gdzie emisja opuszcza instalację.

Tabela 10.1: Poziomy BAT-AEL dla bezpośrednich wpływów do odbierającego zbiornika wodnego z oczyszczania gazów odlotowych

Substancja / Parametr		Poziomy BAT-AEL
		Średnia dobową
Całkowity węgiel organiczny (TOC)		20-50 mg/l ⁽¹⁾ ⁽²⁾ ⁽³⁾
Chemiczne zapotrzebowanie tlenu (COD)		60-150 mg/l ⁽¹⁾ ⁽²⁾ ⁽³⁾
Całkowite cząstki zawieszone (TSS)		10-30 mg/l
Fluor (F)		10-25 mg/l ⁽³⁾
Siarczan (SO ₄ ²⁻)		1,3-2,0 g/l ⁽³⁾ ⁽⁴⁾ ⁽⁵⁾ ⁽⁶⁾
Siarczek (S ²⁻), łatwo uwalniany		0.1-0.2 mg/l ⁽³⁾
Siarczyn (SO ₃ ²⁻)		1-20 mg/l ⁽³⁾
Metale i metaloidy	As	10-50 gg/l
	Cd	2-5 gg/l
	Cr	10-50 gg/l
	Cu	10-50 gg/l
	Hg	0,2-3 gg/l
	Ni	10-50 gg/l
	Pb	10-20 gg/l
	Zn	50-200 gg/l
<p>⁽¹⁾ Ma zastosowanie albo BAT-AEL dla całkowitego węgla organicznego (TOC), albo BAT-AEL dla gazu koksowniczego (COG). TOC jest opcją preferowaną, ponieważ jego monitorowanie nie polega na stosowaniu bardzo toksycznych związków.</p> <p>⁽²⁾ Ten poziom BAT-AEL ma zastosowanie po odjęciu obciążenia przyjmowanego.</p> <p>⁽³⁾ Ten poziom BAT-AEL ma zastosowanie tylko do ścieków z zastosowania mokrego odsiarczania gazów odlotowych.</p> <p>⁽⁴⁾ Ten poziom BAT-AEL ma zastosowanie tylko do obiektów energetycznego spalania wykorzystujących związki wapnia w oczyszczaniu gazów odlotowych.</p> <p>⁽⁵⁾ Wyższy koniec przedziału poziomu BAT-AEL może nie mieć zastosowania w przypadku ścieków o wysokim zasoleniu (np. stężenia chloru > 5 g/l) z powodu zwiększonej rozpuszczalności siarczanu wapnia.</p> <p>⁽⁶⁾ Ten poziom BAT-AEL nie ma zastosowania do wyładowywania do morza lub do brakicznych zbiorników wodnych.</p>		

10.1.6 Gospodarka odpadami

BAT 16. W celu ograniczenia ilości odpadów przesyłanych do utylizacji z procesu spalania i/lub zgazowania i technik ograniczania, BAT ma służyć organizowaniu operacji w celu maksymalizowania, w porządku priorytetu i z uwzględnieniem myślenia w kategoriach trwałości użytkowej:

- a. zapobieganie powstawaniu odpadów, np. maksymalizowania udziału pozostałości, które powstają jako produkty uboczne;
- b. przygotowanie odpadów do ponownego wykorzystania, np. zgodnie ze specjalnymi żądanymi kryteriami jakości;
- c. recykling odpadów;
- d. odzyskiwanie innych odpadów (np. odzyskiwanie energii),

poprzez wdrażanie odpowiedniego połączenia technik takich, jak:

Technika		Opis	Stosowalność
a	Generowanie gipsu jako produktu ubocznego	Optymalizowanie jakości wapniowych pozostałości reakcyjnych generowanych w procesie mokrego odsiarczania gazów odlotowych, tak że mogą one być wykorzystane jako substytut wydobywanego gipsu (np. jako surowiec w przemyśle materiałów płyt gipsowo - kartonowych). Jakość kamienia wapiennego wykorzystywanego w mokrym odsiarczaniu gazów odlotowych, wpływa na czystość wytwarzanego gipsu.	Ogólnie stosowalne w ramach ograniczeń skojarzonych z wymaganą jakością gipsu, wymaganiami zdrowotnymi skojarzonymi z każdym określonym zastosowaniem i narzucanych przez warunki rynkowe
b	Recykling lub odzyskiwanie pozostałości w sektorze budowlanym	Recykling lub odzyskiwanie pozostałości (np. z pól suchych procesów odsiarczania, popiołów lotnych, popiołów dennych) jako materiału budowlanego (np. w budownictwie dróg, do zastępowania piasku w produkcji betonu lub w przemyśle cementowym)	Ogólnie stosowalne w ramach ograniczeń skojarzonych z wymaganą jakością materiału (np. właściwościami fizycznymi, zawartością substancji szkodliwych) skojarzonymi z każdym określonym zastosowaniem i narzucanych przez warunki rynkowe
c	Odzyskiwanie energii poprzez wykorzystanie odpadów w mieszance paliwowej	Resztkowa zawartość energii w popiele bogatym w węgiel i szlamach generowanych poprzez spalanie węgla, lignitu, ciężkiego oleju opałowego, torfu lub biomasy, może być odzyskiwana na przykład poprzez mieszanie z paliwem	Ogólnie stosowalne tam, gdzie obiekty mogą przyjmować odpady w mieszance paliwowej i są technicznie zdolne do podawania paliw do komory spalania
d	Przygotowanie zużytego katalizatora do ponownego wykorzystania	Przygotowanie katalizatora do ponownego wykorzystania (np. do czterech razy dla katalizatora SCR), przywraca częściowo lub całkowicie pierwotną charakterystykę, wydłużając okres trwałości użytkowej katalizatora do kilkudziesięciu lat. Przygotowanie zużytego katalizatora do ponownego wykorzystania jest zintegrowane w schemacie zarządzania katalizatorem	Stosowalność może być ograniczona przez stan mechaniczny katalizatora i wymaganą charakterystykę w odniesieniu do kontrolowania emisji NO _x i NH ₃

10.1.7 Emisje hałasu

BAT 17. W celu ograniczenia emisji hałasu, BAT ma służyć zastosowaniu jednej z technik podanych poniżej lub ich połączenia.

Technika		Opis	Stosowalność
a	Środki eksploatacyjne	Obejmują one: <ul style="list-style-type: none"> poprawioną kontrolę i konserwację urządzeń zamykanie drzwi i okien obszarów zamkniętych, jeżeli to możliwe obsługiwanie urządzeń przez doświadczony personel unikanie hałaśliwych działań nocą, jeżeli to możliwe zapewnienie kontroli hałasu w trakcie czynności konserwacyjnych 	Zastosowanie ogólne
b	Urządzenia o niskim poziomie hałasu	Potencjalnie obejmuje to sprężarki, pompy i dyski	Ogólnie stosowalne, gdy urządzenie jest nowe lub wymieniane
c	Tłumienie hałasu	Propagację hałasu można ograniczać przez wstawianie przeszkód pomiędzy emiter i odbiornik. Odpowiednie przeszkody obejmują ściany ochronne, obwałowania i budynki	Ogólnie ma zastosowanie do nowych obiektów. W przypadku istniejących obiektów, wstawianie przeszkód może być ograniczone brakiem miejsca
d	Urządzenia kontroli hałasu	Obejmują one: <ul style="list-style-type: none"> urządzenia ograniczania hałasu izolowanie urządzeń obudowywanie hałaśliwych urządzeń akustyczne izolowanie budynków 	Stosowalność może być ograniczona na skutek braku przestrzeni.
e	Odpowiednia lokalizacja urządzeń i budynków	Poziomy hałasu można ograniczać poprzez zwiększanie odległości pomiędzy emiterem i odbiornikiem i poprzez wykorzystywanie budynków jako ekranów hałasu	Ogólnie ma zastosowanie do nowych obiektów. W przypadku istniejących obiektów, przemieszczanie urządzeń i bloków produkcyjnych może być ograniczone brakiem miejsca lub nadmiernymi kosztami

10.2 Wnioski BAT dla spalania paliw stałych

10.2.1 Wnioski BAT dla spalania węgla kamiennego i/lub brunatnego

Jeżeli nie podano inaczej, wnioski BAT przedstawione w tym dziale, mają ogólnie zastosowanie do spalania węgla i/lub lignitu. Dodatkowo obowiązują one dla ogólnych wniosków BAT, podanych w Dziale 10.1.

10.2.1.1 Ogólna efektywność środowiskowa

BAT 18. W celu poprawienia ogólnej charakterystyki środowiskowej spalania węgla i/lub lignitu i w uzupełnieniu do BAT 6, BAT ma wykorzystywać technikę podaną poniżej.

	Technika	Opis	Stosowalność
a	Zintegrowany proces spalania, zapewniający wysoką sprawność kotła i obejmujący techniki podstawowe dla ograniczania NO _x (np. stopniowanie powietrza, stopniowanie paliwa, palniki o niskim poziomie emisji NO _x (LNB) i/lub recyrkulacja gazów odlotowych)	Procesy spalania takie, jak spalanie sproszkowanego paliwa, spalanie w złożu fluidalnym lub spalanie na ruchomym ruszcie pozwalają na takie zintegrowanie	Zastosowanie ogólne

10.2.1.2 Efektywność energetyczna

BAT 19. W celu zwiększenia sprawności energetycznej spalania węgla i/lub lignitu, BAT ma wykorzystywać odpowiednie połączenie technik podanych w BAT 12 i poniżej.

	Technika	Opis	Stosowalność
a	Przemieszczanie suchego popiołu dennego	Suchy, gorący popiół dennego opada z paleniska na układ przenośnika mechanicznego, a po przekierowaniu do paleniska celem ponownego spalania, jest ochładzany przez otaczające powietrze. Użyteczna energia jest odzyskiwana zarówno z ponownego spalania popiołu, jak ich chłodzenia popiołu.	Mogą występować ograniczenia techniczne uniemożliwiające modernizowanie istniejących bloków energetycznego spalania.

Tabela 10.2: Poziomy sprawności energetycznej skojarzone z BAT (BAT-AEEL) dla spalania węgla i/lub lignitu

Typ bloku energetycznego spalania	BAT-AEEL ⁽¹⁾ ⁽²⁾		
	Sprawność elektryczna netto (%) ⁽³⁾		Całkowite zużycie paliwa netto
	Nowy blok ⁽⁶⁾ ⁽⁷⁾	Istniejący blok ⁽⁶⁾ ⁽⁸⁾	Nowy lub istniejący blok
Opalany węglem, $\geq 1\ 000\ MW_t$	45-46	33,5-44	75-97
Opalany lignitem, $\geq 1\ 000\ MW_t$	42-44 ⁽⁹⁾	33,5-42,5	75-97
Opalany węglem, $< 1\ 000\ MW_t$	36,5-41,5 ⁽¹⁰⁾	32,5-41,5	75-97
Opalany lignitem, $< 1\ 000\ MW_t$	36,5-40 ⁽¹¹⁾	31,5-39,5	75-97

⁽¹⁾ Te poziomy BAT-AEEL nie mają zastosowania w przypadku obiektów eksploatowanych $< 1\ 500\ h/rok$.
⁽²⁾ W przypadku bloków elektrociepłowniczych, ma zastosowanie tylko jeden z poziomów BAT-AEEL „Sprawność elektryczna netto” lub „Całkowite zużycie paliwa netto”, w zależności od budowy bloku elektrociepłowniczego (tj. albo bardziej zorientowanego na generowanie elektryczności, albo na generowanie ciepła).
⁽³⁾ Dolny koniec przedziału może odpowiadać przypadkom, gdzie osiągnięta sprawność energetyczna podlega negatywnemu oddziaływaniu (do czterech punktów procentowych) stosowanego typu układu chłodzenia lub geograficznej lokalizacji bloku.
⁽⁴⁾ Te poziomy mogą nie być osiągalne, jeżeli potencjalne zapotrzebowanie na ciepło jest niskie.
⁽⁵⁾ Te poziomy BAT-AEEL nie mają zastosowania do obiektów generujących tylko elektryczność.
⁽⁶⁾ Dolne końce przedziałów poziomu BAT-AEEL są osiągalne w przypadku niekorzystnych warunków klimatycznych, niskiej klasy bloków opalanych lignitem i/lub starych bloków (po raz pierwszy włączonych do eksploatacji przed 1985 r.).
⁽⁷⁾ Górny koniec przedziału poziomu BAT-AEEL może być osiągnięty przy wysokich parametrach pary (ciśnienie, temperatura).
⁽⁸⁾ Osiągalna poprawa sprawności elektrycznej zależy od określonego bloku, ale wzrost o więcej niż trzy punkty procentowe jest traktowany jako odzwierciedlający zastosowanie BAT dla istniejących bloków, w zależności od pierwotnego projektu bloku i wykonanych już modernizacji.
⁽⁹⁾ W przypadku bloków spalających lignit o niskiej wartości opałowej poniżej 6 MJ/kg, dolny koniec przedziału poziomu BAT-AEEL wynosi 41,5%.
⁽¹⁰⁾ Górny koniec przedziału poziomu BAT-AEEL może sięgać 46 % w przypadku bloków o mocy $\geq 600\ MW_t$ wykorzystujących nadkrytyczne lub ultra-nadkrytyczne warunki pary.
⁽¹¹⁾ Górny koniec przedziału poziomu BAT-AEEL może sięgać 44 % w przypadku bloków o mocy $\geq 600\ MW_t$ wykorzystujących nadkrytyczne lub ultra-nadkrytyczne warunki pary.

10.2.1.3 Emisje NO_x, N₂O i CO do powietrza

BAT 20. Aby zapobiegać emisjom NO_x do powietrza lub ograniczać je, jednocześnie ograniczając emisje CO i N₂O do powietrza ze spalania węgla i/lub lignitu, BAT ma wykorzystywać jedną z technik podanych poniżej lub ich połączenie.

Technika		Opis	Stosowalność
a	Optymalizacja spalania	Zobacz opis w dziale 10.8.3. Ogólnie stosowane w połączeniu z innymi technikami	Zastosowanie ogólne
b	Połączenie innych technik podstawowych dla ograniczenia emisji NO _x (np. stopniowanie powietrza, stopniowanie paliwa, recyrkulacja gazów odlotowych, palniki o niskim poziomie emisji NO _x (LNB).	Zobacz opis w dziale 10.8.3 dla każdej pojedynczej techniki. Na wybór i charakterystykę odpowiedniej techniki podstawowej (ich połączenia) może oddziaływać budowa kotła.	
c	Selektywna redukcja niekatalityczna NO _x (SNCR)	Zobacz opis w dziale 10.8.3. Może być stosowana z „poślizgową” selektywną redukcją katalityczną (SCR).	Stosowalność może być ograniczona w przypadku kotłów o wysokiej powierzchni przekroju, uniemożliwiającej jednorodne mieszanie NH ₃ i NO _x . Stosowalność może być ograniczona w przypadku obiektów energetycznego spalania eksploatowanych < 1500 h/rok ze znacznie zmieniającymi się obciążeniami kotła
d	Selektywna redukcja katalityczna (SCR)	Zobacz opis w dziale 10.8.3.	Nie ma zastosowania dla obiektów energetycznego spalania < 300 MW _t eksploatowanych < 500 h/rok . Ogólnie nie nadają się do obiektów energetycznego spalania o mocach < 100 MW _t . Mogą występować techniczne i ekonomiczne ograniczenia dla modernizowania istniejących obiektów energetycznego spalania, eksploatowanych przez 500 h/rok do 1500 h/rok i dla istniejących obiektów energetycznego spalania ≥ 300 MW _t eksploatowanych < 500 h/rok.
e	Połączone techniki dla ograniczania emisji NO _x i SO _x	Zobacz opis w dziale 10.8.3.	Stosowalne na zasadzie indywidualnej, w zależności od charakterystyki paliwa i procesu spalania.

Tabela 10.3: Poziomy emisji skojarzone z BAT (BAT-AEL) dla emisji NO_x do powietrza ze spalania węgla i/lub lignitu

Znamionowa doprowadzana moc cieplna obiektu energetycznego spalania (MW _t)	Poziomy BAT-AEL (mg/Nm ³)			
	Średnia roczna		Średnia dobowo lub średnia w okresie próbkowania	
	Nowy obiekt	Istniejący obiekt ⁽¹⁾	Nowy obiekt	Istniejący obiekt ⁽²⁾ ⁽³⁾
< 100	100-150	100-270	155-200	165-330
100-300	50-100	100-180	80-130	155-210
≥ 300, kocioł ze spalanie w złożu fluidalnym węgla i/lub lignitu i kocioł PC (na sproszkowany węgiel) opalany lignitem	50-85	< 85-150 ⁽⁴⁾ ⁽⁵⁾	80-125	140-165 ⁽⁶⁾
≥ 300, opalany węglem kocioł PC (na sproszkowany węgiel)	65-85	65-150	80-125	< 85-165 ⁽⁷⁾

⁽¹⁾ Te poziomy BAT-AEEL nie mają zastosowania do obiektów eksploatowanych < 1 500 h/rok.
⁽²⁾ W przypadku obiektów z kotłami na sproszkowany węgiel opalanymi węglem, włączonymi do eksploatacji nie później, niż 1 lipca 1987r., które są eksploatowane < 1 500 h/rok i dla których nie ma zastosowania SCR i/lub SNCR, wyższy koniec przedziału wynosi 340 mg/Nm³.
⁽³⁾ Dla obiektów eksploatowanych < 500 h/rok, te poziomy są informacyjne.
⁽⁴⁾ Dolny koniec przedziału jest traktowany jako osiągalny przy stosowaniu selektywnej redukcji katalitycznej (SCR).
⁽⁵⁾ Wyższy koniec przedziału wynosi 175 mg/Nm³ dla kotłów ze spalanie w złożu fluidalnym, włączonych do eksploatacji nie później niż 7 stycznia 2014 r. i dla kotłów na sproszkowany węgiel opalanych lignitem.
⁽⁶⁾ Wyższy koniec przedziału wynosi 220 mg/Nm³ dla kotłów ze spalaniem w złożu fluidalnym, włączonych do eksploatacji nie później niż 7 stycznia 2014 r. i dla kotłów na sproszkowany węgiel opalanych lignitem.
⁽⁷⁾ W przypadku obiektów włączonych do eksploatacji nie później niż 7 stycznia 2014, wyższy koniec przedziału wynosi 200 mg/Nm³ dla obiektów eksploatowanych ≥ 1 500 h/rok, a 220 mg/Nm³ dla obiektów eksploatowanych < 1 500 h/rok.

Jako wskazanie, roczne średnie poziomy emisji CO dla istniejących obiektów energetycznego spalania, eksploatowanych ≥ 1 500 h/rok lub dla nowych obiektów energetycznego spalania, będą ogólnie następujące:

Znamionowa doprowadzana moc cieplna obiektu energetycznego spalania (MW _t)	Charakterystyczne poziomy emisji CO (mg/Nm ³)
< 300	< 30-140
≥ 300, kocioł ze spalanie w złożu fluidalnym węgla i/lub lignitu i kocioł PC (na	< 30-100 ⁽¹⁾
≥ 300, opalany węglem kocioł PC (na sproszkowany węgiel)	< 5-100 ⁽¹⁾

⁽¹⁾ Wyższy koniec przedziału może sięgać 140 mg/Nm³ w przypadku ograniczeń wynikających z konstrukcji kotła, i/lub w przypadku kotłów ze spalaniem w złożu fluidalnym, niewyposażonych we wtórne techniki ograniczania dla ograniczania emisji NO_x.

10.2.1.4 Emisje SO_x, HCl i HF do powietrza

BAT 21. Aby zapobiegać pochodzącym ze spalania węgla i/lub lignitu emisjom SO_x, HCl i HF do powietrza lub ograniczać je, BAT ma wykorzystywać jedną z technik podanych poniżej lub ich połączenie.

Technika		Opis	Stosowalność
a	Wstrzykiwanie sorbentu do kotła (w palenisku lub w złożu)	Zobacz opis w dziale 10.8.4.	Zastosowanie ogólne
b	Wstrzykiwanie sorbentu do przewodu (DSI)	Zobacz opis w dziale 10.8.4. Ta technika może być stosowana do usuwania HCl/HF, gdy nie jest wdrożona specjalna technika odsiarczania gazów odlotowych na końcu instalacji.	
c	Suchy absorber natryskowy (SDA)	Zobacz opis w dziale 10.8.4.	
d	Sucha płuczka cyrkulacyjnym złożem fluidalnym (CFB)		
e	Mokre przemywanie	Zobacz opis w dziale 10.8.4. Ta technika może być stosowana do usuwania HCl/HF, gdy nie jest wdrożona specjalna technika odsiarczania gazów odlotowych na końcu instalacji	
f	Mokre odsiarczanie gazów odlotowych; (mokre FGD)	Zobacz opis w dziale 10.8.4.	Nie ma zastosowania dla obiektów energetycznego spalania eksploatowanych < 500 h/rok. Mogą występować techniczne i ekonomiczne ograniczenia dla stosowania tej techniki do obiektów energetycznego spalania o mocy < 300 MW, i dla modernizowania istniejących obiektów energetycznego spalania, eksploatowanych przez 500 h/rok do 1500 h/rok.
g	Odsiarczanie gazów odlotowych wodą morską		Stosowalne na zasadzie indywidualnej, w zależności od charakterystyki paliwa i procesu spalania.
h	Połączone techniki dla ograniczania emisji NO _x i SO _x		
i	Wymiana lub wymontowanie ogrzewacza typu gaz-gaz, zlokalizowanego po stronie odpływowej mokrego odsiarczania gazów odlotowych.	Wymiana ogrzewacza typu gaz-gaz po stronie odpływowej mokrego odsiarczania gazów odlotowych na wielorurowy ekstraktor ciepła lub wymontowanie go i wyładowywanie gazów odlotowych poprzez chłodnię kominową lub mokry komin	Stosowane jedynie, gdy wymiennik ciepła musi być wymieniony lub zastąpiony w obiektach energetycznego spalania wyposażonych w mokre odsiarczanie gazów odlotowych i ogrzewacz typu gaz-gaz po stronie odpływowej.
j	Wybór paliwa	Zobacz opis w dziale 10.8.4. Zastosowanie paliwa o niskiej zawartości siarki (np. do 0,1% wag. suchej substancji), zawartości chloru lub fluoru	Ma zastosowanie w obrębie ograniczeń skojarzonych z dostępnością różnych typów paliwa, na co może oddziaływać polityka paliwowa kraju członkowskiego. Stosowalność może być ograniczona na skutek ograniczeń projektowych w przypadku obiektów energetycznego spalania, spalających wysoko specjalizowane paliwa miejscowe.

Tabela 10.4: Poziomy emisji skojarzone z BAT (BAT-AEL) dla emisji SO_x do powietrza ze spalania węgla i/lub lignitu

Całkowite znamionowe doprowadzane ciepło obiektu energetycznego spalania	Poziomy BAT-AEL (mg/Nm ³)			
	Średnia roczna		Średnia dobowa	Średnia dobowa lub średnia w okresie próbkowania
	Nowy obiekt	Istniejący obiekt	Nowy obiekt	Istniejący obiekt ⁽²⁾
< 100	150-200	150-360	170-220	170-400
100-300	80-150	95-200	135-200	135-220 ⁽³⁾
≥ 300 kocioł do	10-75	10-130 ⁽⁴⁾	25-110	25-165 ⁽⁵⁾
≥ 300, kocioł ze spalaniem w złożu fluidalnym ⁽⁶⁾	20-75	20-180	25-110	50-220

(¹) Te poziomy BAT-AEEL nie mają zastosowania do obiektów eksploatowanych < 1 500 h/rok.
(²) Dla obiektów eksploatowanych < 500 h/rok, te poziomy są informacyjne.
(³) W przypadku obiektów włączonych do eksploatacji nie później, niż 7 stycznia 2014 r., górny koniec przedziału poziomów BAT-AEL wynosi 250 mg/Nm³.
(⁴) Dolny koniec przedziału może być osiągnięty z zastosowaniem paliw o niskiej zawartości siarki w połączeniu z najnowocześniejszymi konstrukcjami systemu ograniczania emisji.
(⁵) Wyższy koniec przedziału BAT-AEL wynosi 220 mg/Nm³ w przypadku obiektów włączonych do eksploatacji nie później niż 7 stycznia 2014 r. i eksploatowanych < 1500 h/rok. Dla innych istniejących obiektów, włączonych do eksploatacji nie później, niż 7 stycznia 2014 r., górny koniec przedziału poziomów BAT-AEL wynosi 205 mg/Nm³.
(⁶) Dla kotłów z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym, dolny koniec przedziału może być osiągany poprzez zastosowanie wysokosprawnego, mokrego odsiarczania gazów odlotowych. Górny koniec przedziału może być osiągany poprzez stosowanie kotła z wstrzykiwaniem sorbentu do złoża.

Dla obiektów energetycznego spalania o całkowitym znamionowym ciepłe doprowadzanym większym niż 300 MW, które są specjalnie zaprojektowane do spalania miejscowych paliw lignitowych i które mogą wykazać, że nie mogą osiągać poziomów BAT-AEL wspomnianych w Tabeli 10.4 z przyczyn techniczno - ekonomicznych, średnie dobowe poziomy BAT-AEL ustanowione w Tabeli 10.4 nie mają zastosowania, a górny koniec średniorocznego przedziału BAT-AEL jest następujący:

- (i) dla nowego systemu odsiarczania gazów odlotowych: $RCG \times 0,01$ przy maksimum 200 mg/Nm³;
- (ii) dla istniejącego systemu odsiarczania gazów odlotowych: $RCG \times 0,03$ przy maksimum 320 mg/Nm³;

w którym RCG reprezentuje stężenie SO₂ w surowych gazach odlotowych jako średnia roczna (w warunkach normalnych podanych w Zagadnieniach ogólnych) na wlocie systemu ograniczania zawartości SO_x, wyrażona przy referencyjnej zawartości tlenu wynoszącej 6 % obj. O₂

- (iii) Jeżeli wstrzykiwanie sorbentu do kotła jest stosowane jako część systemu odsiarczania gazów odlotowych, RCG może być dostosowane poprzez uwzględnienie sprawności ograniczania SO₂ tej techniki (η_{BSI}), jak następuje: $RCG \text{ (dostosowane)} = RCG \text{ (zmierzone)} / (1 - \eta_{BSI})$.

Tabela 10.5: Poziomy emisji skojarzone z BAT (BAT-AEL) dla emisji HCl i HF do powietrza ze spalania węgla i/lub lignitu

Zanieczyszczenie	Całkowite znamionowe doprowadzane ciepło obiektu energetycznego spalania (MW _t)	Poziomy BAT-AEL (mg/Nm ³)	
		Średnia roczna lub średnia próbek uzyskanych w trakcie jednego roku	
		Nowy obiekt	Istniejący obiekt ⁽¹⁾
Typi	< 100	1-6	2-10 ⁽²⁾
	≥ 100	1-3	1-5 ⁽²⁾⁽³⁾
	< 100	< 1-3	< 1-6 ⁽⁴⁾
	≥ 100	< 1-2	< 1-3 ⁽⁴⁾

(¹) Dolny koniec tych przedziałów BAT-AEL może być trudny do osiągnięcia w przypadku obiektów wyposażonych w mokre odsiarczanie gazów odlotowych i ogrzewacz typu gaz-gaz po stronie odpływowej.

(²) Górny koniec przedziału BAT-AEL wynosi 20 mg/Nm³ w następujących przypadkach: obiekty spalające paliwa, gdzie średnia zawartość chloru wynosi 1000 mg/kg (suchej masy) lub wyższa; obiekty eksploatowane < 1 500 h/rok; kotły ze spalaniem w złożu fluidalnym. Dla obiektów eksploatowanych < 500 h/rok, te poziomy są informacyjne.

(³) W przypadku obiektów wyposażonych w mokre odsiarczanie gazów odlotowych z ogrzewaczem typu gaz-gaz po stronie odpływowej, górny koniec przedziału poziomów BAT-AEL wynosi 7 mg/Nm³.

(⁴) Górny koniec przedziału BAT-AEL wynosi 7 mg/Nm³ w następujących przypadkach: obiekty wyposażone w mokre odsiarczanie gazów odlotowych z ogrzewaczem typu gaz-gaz po stronie odpływowej; obiekty eksploatowane < 1 500 h/rok; kotły ze spalaniem w złożu fluidalnym. Dla obiektów eksploatowanych < 500 h/rok, te poziomy są informacyjne.

10.2.1.5 Emisje pyłu i metali zawartych w pyłe do powietrza

BAT 22. Aby ograniczać emisje do powietrza pyłu i metali zawartych w pyłe ze spalania węgla i/lub lignitu, BAT ma wykorzystywać jedną z technik podanych poniżej lub ich połączenie.

Technika		Opis	Stosowalność
a	Odpylacz elektrostatyczny (ESP)	Zobacz opis w dziale 10.8.5.	Zastosowanie ogólne
b	Filtr workowy		
c	Wstrzykiwanie sorbentu do kotła (w palenisku lub w złożu)	Zobacz opis w dziale 10.8.5. Ta technika jest stosowana głównie do kontroli SO _x , HCl i/lub HF.	Zobacz stosowalność w BAT 21
d	Suchy lub półsuchy system odsiarczania		
e	Mokre odsiarczanie gazów odlotowych; (mokre FGD)		

Tabela 10.6: Poziomy emisji skojarzone z BAT (BAT-AEL) dla emisji pyłu do powietrza ze spalania węgla i/lub lignitu

Całkowite znamionowe doprowadzane ciepło obiektu energetycznego spalania (MW _t)	Poziomy BAT-AEL (mg/Nm ³)			
	Średnia roczna		Średnia dobową lub średnia w okresie próbkowania	
	Nowy obiekt	Istniejący obiekt ⁽¹⁾	Nowy obiekt	Istniejący obiekt ⁽²⁾
< 100	2-5	2-18	4-16	4-22 ⁽³⁾
100-300	2-5	2-14	3-15	4-22 ⁽⁴⁾
300-1 000	2-5	2-10 ⁽⁵⁾	3-10	3-11 ⁽⁶⁾
≥ 1 000	2-5	2-8	3-10	3-11 ⁽⁷⁾

(¹) Te poziomy BAT-AEEL nie mają zastosowania do obiektów eksploatowanych < 1 500 h/rok.

(²) Dla obiektów eksploatowanych < 500 h/rok, te poziomy są informacyjne.

(³) Górny koniec przedziału BAT-AEL wynosi 28 mg/Nm³ w przypadku obiektów włączonych do eksploatacji nie później niż 7 stycznia 2014 r.

(⁴) Górny koniec przedziału BAT-AEL wynosi 25 mg/Nm³ w przypadku obiektów włączonych do eksploatacji nie później niż 7 stycznia 2014 r.

(⁵) Górny koniec przedziału BAT-AEL wynosi 12 mg/Nm³ w przypadku obiektów włączonych do eksploatacji nie później niż 7 stycznia 2014 r.

(⁶) Górny koniec przedziału BAT-AEL wynosi 20 mg/Nm³ w przypadku obiektów włączonych do eksploatacji nie później niż 7 stycznia 2014 r.

10.2.1.6 Emisje rtęci do powietrza

BAT 23. Aby zapobiegać pochodzącym ze spalania węgla i/lub lignitu emisjom rtęci do powietrza lub ograniczać je, BAT ma wykorzystywać jedną z technik podanych poniżej lub ich połączenie.

Technika	Opis	Stosowalność
Wspólne korzyści z technik stosowanych zasadniczo do ograniczenia emisji innych zanieczyszczeń		
a	Odpylacz elektrostatyczny (ESP)	Zobacz opis w dziale 10.8.5. Wyższa skuteczność usuwania rtęci jest osiągnięta przy temperaturach gazów odlotowych poniżej 130 °C. Ta technika jest głównie stosowana do kontroli zapylenia
b	Filtr workowy	Zobacz opis w dziale 10.8.5. Ta technika jest głównie stosowana do kontroli zapylenia
c	Suchy lub półsuchy system odsiarczania gazów odlotowych	Zobacz opis w Dziale 10.8.5.
d	Mokre odsiarczanie gazów odlotowych; (mokre FGD)	Ta technika jest stosowana głównie do kontroli SO _x , HCl i/lub HF.
e	Selektywna redukcja katalityczna (SCR)	Zobacz opis w dziale 10.8.3. Stosowana jedynie w połączeniu z innymi technikami dla poprawienia lub ograniczenia utleniania rtęci przed wychwyceniem w kolejnym układzie odsiarczania gazów odlotowych lub układzie odpylania. Ta technika jest głównie stosowana do kontroli NO _x .
Specjalne techniki ograniczania emisji rtęci		
f	Wstrzykiwanie sorbentu węglowego (np. aktywowanego węgla lub fluorowcowanego aktywowanego węgla) do gazów odlotowych	Zobacz opis w dziale 10.8.5. Ogólnie stosowana w połączeniu z elektrofiltrem/filtrem workowym. Zastosowanie tej techniki może wymagać dodatkowych etapów obróbki dla dalszego segregowania frakcji węglowej zawierającej rtęć przed dalszym ponownym wykorzystaniem popiołu lotnego.
g	Zastosowanie fluorowcowanych dodatków w paliwie	Zobacz opis w dziale 10.8.5.
h	Wstępne przygotowanie paliwa	Przemywanie, blendowanie i mieszanie paliwa w celu ograniczenia/zmniejszenia zawartości rtęci lub poprawienia wychwytywania rtęci przez urządzenia kontroli zanieczyszczeń
i	Wybór paliwa	Zobacz opis w dziale 10.8.5.
		Ma zastosowanie w obrębie ograniczeń skojarzonych z dostępnością różnych typów paliwa, na co może oddziaływać polityka paliwowa krajów członkowskich.

Tabela 10.7: Poziomy emisji skojarzone z BAT (BAT-AEL) dla emisji rtęci do powietrza ze spalania węgla i lignitu

Znamionowa doprowadzana moc cieplna obiektu energetycznego spalania (MW _t)	Poziomy BAT-AEL (pg/Nm ³)			
	Średnia roczna lub średnia próbek uzyskanych w trakcie jednego roku			
	Nowy obiekt		Istniejący obiekt ⁽¹⁾	
	węgiel	lignit	węgiel	lignit
< 300	< 1-3	< 1-5	< 1-9	< 1-10
≥ 300	< 1-2	< 1-4	< 1-4	< 1-7

⁽¹⁾ Dolny koniec przedziału poziomy BAT-AEL może być osiągnięty przy specjalnych technika ograniczania zawartości

10.2.2 Wnioski BAT dla spalania biomasy stałej i/lub torfu

Jeżeli nie podano inaczej, wnioski BAT przedstawione w tym dziale, mają ogólnie zastosowanie do spalania stałej biomasy i/lub torfu. Dodatkowo obowiązują one dla ogólnych wniosków BAT, podanych w Dziale 10.1.

10.2.2.1 Efektywność energetyczna

Tabela 10.8: Poziomy sprawności energetycznej skojarzone z BAT (BAT-AEEL) dla spalania stałej biomasy i/lub torfu

Typ bloku energetycznego spalania	BAT-AEEL ⁽¹⁾ ⁽²⁾			
	Sprawność elektryczna netto (%) ⁽³⁾		Całkowite zużycie paliwa netto (%)	
	Nowy blok ⁽⁶⁾	Istniejący blok	Nowy blok	Istniejący blok
Kocioł spalający stałą biomasę i/lub torf	33,5-do > 38	28-38	73-99	73-99

⁽¹⁾ Te poziomy BAT-AEEL nie mają zastosowania w przypadku obiektów eksploatowanych < 1 500 h/rok.
⁽²⁾ W przypadku bloków elektrociepłowniczych, ma zastosowanie tylko jeden z poziomów BAT-AEEL „Sprawność elektryczna netto” lub „Całkowite zużycie paliwa netto”, w zależności od budowy bloku elektrociepłowniczego (tj. albo bardziej zorientowanego na generowanie elektryczności, albo na generowanie ciepła).
⁽³⁾ Dolny koniec przedziału może odpowiadać przypadkom, gdzie osiągnięta sprawność energetyczna podlega negatywnemu oddziaływaniu (do czterech punktów procentowych) stosowanego typu układu chłodzenia lub geograficznej lokalizacji bloku.
⁽⁴⁾ Te poziomy mogą nie być osiągalne, jeżeli potencjalne zapotrzebowanie na ciepło jest zbyt niskie.
⁽⁵⁾ Te poziomy BAT-AEEL nie mają zastosowania do obiektów generujących tylko elektryczność.
⁽⁶⁾ Dolny koniec przedziału może sięgać 32% w przypadku bloków o mocy < 150 MW_t spalających paliwa biomasowe o dużym zawilgoceniu.

10.2.2.2 Emisje NO_x, N₂O i CO do powietrza

BAT 24. Aby zapobiegać emisjom NO_x do powietrza lub ograniczać je, jednocześnie ograniczając emisję CO i N₂O do powietrza ze spalania stałej biomasy i/lub torfu, BAT ma wykorzystywać jedną z technik podanych poniżej lub ich połączenie.

Technika		Opis	Stosowalność
a	Optymalizacja spalania	Zobacz opis w dziale 10.8.3.	Zastosowanie ogólne
b	Palniki o niskiej emisji NO _x (LNB)		
c	Stopniowanie powietrza		
d	Stopniowanie paliwa		
e	Recykulacja gazu odlotowego		
f	Selektywna redukcja niekatalityczna NO _x (SNCR)	Zobacz opis w dziale 10.8.3. Może być stosowana z „poślizgową” selektywną redukcją katalityczną (SCR).	Nie ma zastosowania do obiektów energetycznego spalania eksploatowanych < 500 h/rok z wysoko zmiennymi obciążeniami kotła. Stosowalność może być ograniczona w przypadku obiektów energetycznego spalania eksploatowanych w przedziale od 500 h/rok do 1500 h/rok ze znacznie zmieniającymi się obciążeniami kotła. Dla istniejących obiektów energetycznego spalania, stosowalna w ramach ograniczeń skojarzonych z wymaganym oknem temperatury i czasem przebywania dla wstrzykiwanych substratów reakcji.
g	Selektywna redukcja katalityczna (SCR)	Zobacz opis w dziale 10.8.3. Zastosowanie paliw o wysokiej zasadowości (np. słomy) może wymagać zainstalowania układu selektywnej redukcji katalitycznej (SCR) po stronie odpływowej systemu ograniczania zawartości pyłu.	Nie ma zastosowania dla obiektów energetycznego spalania eksploatowanych < 500 h/rok. Mogą występować ograniczenia ekonomiczne dla modernizowania obiektów energetycznego spalania o mocach < 300 MW _t . Ogólnie nie nadają się do istniejących obiektów energetycznego spalania o mocach < 100 MW _t .

Tabela 10.9: Poziomy emisji skojarzone z BAT (BAT-AEL) dla emisji NO_x do powietrza ze spalania stałej biomasy i/lub torfu

Całkowite znamionowe doprowadzane ciepło obiektu energetycznego spalania (MW _t)	Poziomy BAT-AEL (mg/Nm ³)			
	Średnia roczna		Średnia dobową lub średnia w okresie próbkowania	
	Nowy obiekt	Istniejący obiekt ⁽¹⁾	Nowy obiekt	Istniejący obiekt ⁽²⁾
50-100	70-150 ⁽³⁾	70-225 ⁽⁴⁾	120-200 ⁽⁵⁾	120-275 ⁽⁶⁾
100-300	50-140	50-180	100-200	100-220
≥ 300	40-140	40-150 ⁽⁷⁾	65-150	95-165 ⁽⁸⁾

(¹) Te poziomy BAT-AEL nie mają zastosowania do obiektów eksploatowanych < 1 500 h/rok.
(²) Dla obiektów energetycznego spalania eksploatowanych < 500 h/rok, te poziomy są informacyjne.
(³) Dla obiektów spalających paliwa, w których średnia zawartość potasu wynosi 2000 mg/kg (suchej masy) lub więcej, i/lub średnia zawartość sodu wynosi 300 mg/kg lub więcej, górny koniec przedziału BAT-AEL wynosi 200 mg/Nm³.
(⁴) Dla obiektów spalających paliwa, w których średnia zawartość potasu wynosi 2000 mg/kg (suchej masy) lub więcej, i/lub średnia zawartość sodu wynosi 300 mg/kg lub więcej, górny koniec przedziału BAT-AEL wynosi 250 mg/Nm³.
(⁵) Dla obiektów spalających paliwa, w których średnia zawartość potasu wynosi 2000 mg/kg (suchej masy) lub więcej, i/lub średnia zawartość sodu wynosi 300 mg/kg lub więcej, górny koniec przedziału BAT-AEL wynosi 260 mg/Nm³.
(⁶) Dla obiektów włączonych do eksploatacji nie później, niż 7 stycznia 2014 r. i spalających paliwa, w których średnia zawartość potasu wynosi 2000 mg/kg (suchej masy) lub więcej, i/lub średnia zawartość sodu wynosi 300 mg/kg lub więcej, górny koniec przedziału BAT-AEL wynosi 310 mg/Nm³.
(⁷) Górny koniec przedziału BAT-AEL wynosi 160 mg/Nm³ w przypadku obiektów włączonych do eksploatacji nie później niż 7 stycznia 2014 r.
(⁸) Górny koniec przedziału BAT-AEL wynosi 200 mg/Nm³ w przypadku obiektów włączonych do eksploatacji nie później niż 7 stycznia 2014 r.

Jako wskazanie, średnie roczne poziomy emisji CO będą ogólnie wynosić:

- $< 30-250 \text{ mg/Nm}^3$ dla istniejących obiektów energetycznego spalania o mocach $50-100 \text{ MW}_t$ eksploatowanych $\geq 1\,500 \text{ h/rok}$, lub nowych obiektów energetycznego spalania o mocach $50-100 \text{ MW}_t$;
- $< 30-160 \text{ mg/Nm}^3$ dla istniejących obiektów energetycznego spalania o mocach $100-300 \text{ MW}_t$ eksploatowanych $\geq 1\,500 \text{ h/rok}$, lub nowych obiektów energetycznego spalania o mocach $100-300 \text{ MW}_t$;
- $< 30-80 \text{ mg/Nm}^3$ dla istniejących obiektów energetycznego spalania o mocach $\geq 300 \text{ MW}_t$ eksploatowanych $\geq 1\,500 \text{ h/rok}$, lub nowych obiektów energetycznego spalania o mocach $\geq 300 \text{ MW}_t$.

10.2.2.3 Emisje SO_x , HCl i HF do powietrza

BAT 25. Aby zapobiegać pochodzącym ze spalania stałej biomasy i/lub torfu emisjom SO_x , HCl i HF do powietrza lub ograniczać je, BAT ma wykorzystywać jedną z technik podanych poniżej lub ich połączenie.

Technika		Opis	Stosowalność
a	Wstrzykiwanie sorbentu kołowego (w palenisku lub w złożu)	Zobacz opis w dziale 10.8.4.	Zastosowanie ogólne
b	Wstrzykiwanie sorbentu do przewodu (DSI)		
c	Suchy absorber natryskowy (SDA)		
d	Sucha płuczka z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym (CFB)		
e	Mokre przemywanie		
f	Skrapacz gazu odlotowego		
g	Mokre odsiarczanie gazów odlotowych (Mokre FGD)	Nie ma zastosowania dla obiektów energetycznego spalania eksploatowanych $< 500 \text{ h/rok}$ Mogą występować techniczne i ekonomiczne ograniczenia dla modernizowania istniejących obiektów energetycznego spalania, eksploatowanych przez 500 h/rok do 1500 h/rok .	
h	Wybór paliwa	Ma zastosowanie w obrębie ograniczeń skojarzonych z dostępnością różnych typów paliwa, na co może oddziaływać polityka paliwowa krajów członkowskich.	

Tabela 10.10: Poziomy emisji skojarzone z BAT (BAT-AEL) dla emisji SO₂ do powietrza ze spalania stałej biomasy i/lub torfu

Całkowite znamionowe doprowadzane ciepło obiektu energetycznego spalania (MW _t)	Poziomy BAT-AEL dla SO ₂ (mg/Nm ³)			
	Średnia roczna		Średnia dobową lub średnia w okresie próbkowania	
	Nowy obiekt	Istniejący obiekt ⁽¹⁾	Nowy obiekt	Istniejący obiekt ⁽²⁾
< 100	15-70	15-100	30-175	30-215
100-300	<10-50	< 10-70 ⁽³⁾	< 20-85	< 20-175 ⁽⁴⁾
≥ 300	<10-35	< 10-50 ⁽³⁾	< 20-70	< 20-85 ⁽⁵⁾

⁽¹⁾ Te poziomy BAT-AEL nie mają zastosowania do obiektów eksploatowanych < 1 500 h/rok.
⁽²⁾ Dla obiektów eksploatowanych < 500 h/rok, te poziomy są informacyjne.
⁽³⁾ Dla istniejących obiektów spalających paliwa, w których średnia zawartość siarki wynosi 0,1% wag. (suchej masy) lub więcej, górny koniec przedziału BAT-AEL wynosi 100 mg/Nm³.
⁽⁴⁾ Dla istniejących obiektów spalających paliwa, w których średnia zawartość siarki wynosi 0,1% wag. (suchej masy) lub więcej, górny koniec przedziału BAT-AEL wynosi 215 mg/Nm³.
⁽⁵⁾ Dla istniejących obiektów spalających paliwa, w których średnia zawartość siarki wynosi 0,1% wag. (suchej masy) lub więcej, górny koniec przedziału BAT-AEL wynosi 165 mg/Nm³ lub 215 mg/Nm³ w tych obiektach, które zostały włączone do eksploatacji nie później, niż 7 stycznia 2014 r. i/lub są kotłami ze spalaniem torfu w złożu fluidalnym.

Tabela 10.11: Poziomy emisji skojarzone z BAT (BAT-AEL) dla emisji HCl i HF do powietrza ze spalania stałej biomasy i/lub torfu

Znamionowa doprowadzana moc cieplna obiektu energetycznego spalania (MW _t)	Poziomy BAT-AEL dla HCl (mg/Nm ³) ⁽¹⁾ ⁽²⁾				Poziomy BAT-AEL dla HF (mg/Nm ³)	
	Średnia roczna lub średnia próbek uzyskanych w trakcie jednego roku		Średnia dobową lub średnia w okresie próbkowania		Średnia z okresu próbkowania	
	Nowy obiekt	Istniejący obiekt ⁽³⁾ ⁽⁴⁾	Nowy obiekt	Istniejący obiekt ⁽⁵⁾	Nowy obiekt	Istniejący obiekt ⁽⁵⁾
< 100	1-7	1-15	1-12	1-35	< 1	< 1,5
100-300	1-5	1-9	1-12	1-12	< 1	< 1
≥ 300	1-5	1-5	1-12	1-12	< 1	< 1

⁽¹⁾ Dla obiektów spalających paliwa, w których średnia zawartość chloru wynosi ≥ 0,1 % wag. (suchej masy) lub dla istniejących obiektów współspalających biomasę z paliwem bogatym w siarkę (np. torfem) lub wykorzystujących alkaliczne dodatki przemiany chloru (np. siarkę pierwiastkową), górny koniec przedziału BAT-AEL dla średniej rocznej dla nowych obiektów wynosi 15 mg/Nm³, górny koniec przedziału BAT-AEL dla średniej rocznej dla istniejących obiektów wynosi 25 mg/Nm³. Średni dobowy przedział BAT-AEL nie ma zastosowania do tych obiektów.
⁽²⁾ Średni dobowy przedział poziomów BAT-AEL nie ma zastosowania do obiektów eksploatowanych < 1 500 h/rok. Górny koniec przedziału BAT-AEL dla średniej rocznej i nowych obiektów, eksploatowanych < 1 500 h/rok wynosi 15 mg/Nm³.
⁽³⁾ Te poziomy BAT-AEL nie mają zastosowania do obiektów eksploatowanych < 1 500 h/rok.
⁽⁴⁾ Dolny koniec tych przedziałów BAT-AEL może być trudny do osiągnięcia w przypadku obiektów wyposażonych w mokre odsiarczanie gazów odlotowych i ogrzewacz typu gaz-gaz po stronie odpływowej.
⁽⁵⁾ Dla obiektów eksploatowanych < 500 h/rok, te poziomy są informacyjne.

10.2.2.4 Emisje pyłu i metali zawartych w pyle do powietrza

BAT 26. Aby ograniczać emisje do powietrza pyłu i metali zawartych w pyle ze spalania stałej biomasy i/lub torfu, BAT ma wykorzystywać jedną z technik podanych poniżej lub ich połączenie.

Technika		Opis	Stosowalność
a	Odpylacz elektrostatyczny (ESP)	Zobacz opis w dziale 10.8.5.	Zastosowanie ogólne
b	Filtr workowy		
c	Suchy lub półsuchy system odsiarczania gazów odlotowych	Zobacz opis w Dziale 10.8.5 Te techniki są głównie stosowane do kontrolowania emisji SO _x , HCl i/lub HF	
d	Mokre odsiarczanie gazów odlotowych (Mokre FGD)		Zobacz stosowalność w BAT 25
e	Wybór paliwa	Zobacz opis w dziale 10.8.5.	Ma zastosowanie w obrębie ograniczeń skojarzonych z dostępnością różnych typów paliwa, na co może oddziaływać polityka paliwowa krajów członkowskich.

Tabela 10.12: Poziomy emisji skojarzone z BAT (BAT-AEL) dla emisji pyłu do powietrza ze spalania stałej biomasy i/lub torfu

Całkowite znamionowe doprowadzane ciepło obiektu energetycznego spalania (MW _t)	Poziomy BAT-AEL dla pyłu (mg/Nm ³)			
	Średnia roczna		Średnia dobową lub średnia w okresie próbkowania	
	Nowy obiekt	Istniejący obiekt ⁽¹⁾	Nowy obiekt	Istniejący obiekt ⁽²⁾
< 100	2-5	2-15	2-10	2-22
100-300	2-5	2-12	2-10	2-18
≥ 300	2-5	2-10	2-10	2-16

⁽¹⁾ Te poziomy BAT-AEEL nie mają zastosowania do obiektów eksploatowanych < 1 500 h/rok.
⁽²⁾ Dla obiektów eksploatowanych < 500 h/rok, te poziomy są informacyjne.

10.2.2.5 Emisje rtęci do powietrza

BAT 27. Aby zapobiegać pochodzącym ze spalania stałej biomasy i/lub torfu emisjom rtęci do powietrza lub ograniczać je, BAT ma wykorzystywać jedną z technik podanych poniżej lub ich połączenie.

Technika	Opis	Stosowalność
Specjalne techniki ograniczania emisji rtęci		
a	Wstrzykiwanie sorbentu węglowego (np. aktywowanego węgla lub fluorowcowanego aktywowanego węgla) do gazów odlotowych	Zastosowanie ogólne
b	Zastosowanie fluorowcowanych dodatków w paliwie	Ma zastosowanie jedynie w przypadku niskiej zawartości halogenków w paliwie
c	Wybór paliwa	Ma zastosowanie w obrębie ograniczeń skojarzonych z dostępnością różnych typów paliwa, na co może oddziaływać polityka paliwowa krajów członkowskich.
Wspólne korzyści z technik stosowanych zasadniczo do ograniczenia emisji innych zanieczyszczeń		
d	Odpylacz elektrostatyczny (ESP)	Zastosowanie ogólne
e	Filtr workowy	
f	Suchy lub półsuchy system odsiarczania gazów odlotowych	
g	Mokre odsiarczanie gazów odlotowych; (mokre FGD)	Zobacz stosowalność w BAT 25

Poziom emisji skojarzony z BAT (BAT-AEL) dla emisji rtęci do powietrza ze spalania stałej biomasy i/lub torfu jest $< 1-5 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$ jako średnia z okresu próbkowania.

10.3 Wnioski BAT dla spalania paliw płynnych

Wnioski BAT przedstawione w tym dziale nie mają zastosowania do obiektów energetycznego spalania na platformach morskich; są one ujęte w Dziale 10.4.3

10.3.1 Kotły opalane ciężkim olejem opałowym i/lub napędowym

Jeżeli nie podano inaczej, wnioski BAT przedstawione w tym dziale, mają ogólnie zastosowanie do spalania w kotłach ciężkiego oleju opałowego i/lub oleju napędowego. Dodatkowo obowiązują one dla ogólnych wniosków BAT, podanych w Dziale 10.1.

10.3.1.1 Efektywność energetyczna

Tabela 10.13: Poziomy sprawności energetycznej skojarzone z BAT (BAT-AEEL) dla spalania w kotłach ciężkiego oleju opałowego i/lub oleju napędowego

Typ bloku energetycznego spalania	BAT-AEEL ⁽¹⁾ ⁽²⁾			
	Sprawność elektryczna netto (%)		Całkowite zużycie paliwa netto (%) ⁽³⁾	
	Nowy blok	Istniejący blok	Nowy blok	Istniejący blok
Kocioł opalany ciężkim olejem opałowym i/lub olejem napędowym	> 36,4	35,6-37,4	80-96	80-96

⁽¹⁾ Te poziomy BAT-AEEL nie mają zastosowania do bloków eksploatowanych < 1 500 h/rok.

⁽²⁾ W przypadku bloków elektrociepłowniczych, ma zastosowanie tylko jeden z poziomów BAT-AEEL „Sprawność elektryczna netto” lub „Całkowite zużycie paliwa netto”, w zależności od budowy bloku elektrociepłowniczego (tj. albo bardziej zorientowanego na generowanie elektryczności, albo na generowanie ciepła).

⁽³⁾ Te poziomy mogą nie być osiągalne, jeżeli potencjalne zapotrzebowanie na ciepło jest niskie.

10.3.1.2 Emisje NO_x i CO do powietrza

BAT 28. Aby zapobiegać emisjom NO_x do powietrza lub ograniczać je, jednocześnie ograniczając emisje CO do powietrza ze spalania w kotłach ciężkiego oleju opałowego i/lub oleju napędowego, BAT ma wykorzystywać jedną z technik podanych poniżej lub ich połączenie.

Technika		Opis	Stosowalność
a	Stopniowanie powietrza	Zobacz opis w dziale 10.8.3.	Zastosowanie ogólne
b	Stopniowanie paliwa		
c	Recykulacja gazu odlotowego		
d	Palniki o niskiej emisji NO _x (LNB)		
e	Dodatek wody/pary		
f	Selektywna redukcja niekatalityczna NO _x (SNCR)		Ma zastosowanie w obrębie ograniczeń dostępności wody Nie ma zastosowania do obiektów energetycznego spalania eksploatowanych < 500 h/rok z wysoko zmiennymi obciążeniami kotła. Stosowalność może być ograniczona w przypadku obiektów energetycznego spalania eksploatowanych w przedziale od 500 h/rok do 1500 h/rok ze znacznie zmieniającymi się obciążeniami kotła
g	Selektywna redukcja katalityczna (SCR)		Nie ma zastosowania dla obiektów energetycznego spalania eksploatowanych < 500 h/rok Mogą występować techniczne i ekonomiczne ograniczenia dla modernizowania istniejących obiektów energetycznego spalania, eksploatowanych przez 500 h/rok do 1500 h/rok. Ogólnie nie nadają się do obiektów energetycznego spalania o mocach < 100 MW _t
h	Nowoczesny system sterowania	Zobacz opis w dziale 10.8.3.	Ogólnie ma zastosowanie do nowych obiektów energetycznego spalania. Stosowalność do starych obiektów energetycznego spalania może być ograniczona potrzebą modernizacji systemu spalania i/lub sterowania.
i	Wybór paliwa		Ma zastosowanie w obrębie ograniczeń skojarzonych z dostępnością różnych typów paliwa, na co może oddziaływać polityka paliwowa krajów członkowskich.

Tabela 10.14: Poziomy emisji skojarzone z BAT (BAT-AEL) dla emisji NO_x do powietrza ze spalania ciężkiego oleju opałowego i/lub oleju napędowego w kotłach

Całkowite znamionowe doprowadzane ciepło obiektu energetycznego spalania (MW _t)	Poziomy BAT-AEL (mg/Nm ³)			
	Średnia roczna		Średnia dobową lub średnia w okresie próbkowania	
	Nowy obiekt	Istniejący obiekt ⁽¹⁾	Nowy obiekt	Istniejący obiekt ⁽²⁾
< 100	75-200	150-270	100-215	210-330 ⁽³⁾
≥ 100	45-75	45-100 ⁽⁴⁾	85-100	85-110 ⁽⁵⁾ / ⁽⁶⁾

⁽¹⁾ Te poziomy BAT-AEEL nie mają zastosowania do obiektów eksploatowanych < 1 500 h/rok.
⁽²⁾ Dla obiektów eksploatowanych < 500 h/rok, te poziomy są informacyjne.
⁽³⁾ W przypadku kotłów przemysłowych i obiektów ciepłowniczych włączonych do eksploatacji nie później, niż 27 listopada 2003 r., które są eksploatowane < 1 500 h/rok i dla których nie ma zastosowania SCR i/lub SNCR, górny koniec przedziału BAT-AEL wynosi 450 mg/Nm³.
⁽⁴⁾ Górny koniec przedziału BAT-AEL wynosi 110 mg/Nm³ dla obiektów o mocach 100-300 MW_t i obiektów o mocach ≥ 300 MW_t które zostały włączone do eksploatacji nie później niż 7 stycznia 2014 r.
⁽⁵⁾ Górny koniec przedziału BAT-AEL wynosi 145 mg/Nm³ dla obiektów o mocach 100-300 MW_t i obiektów o mocach ≥ 300 MW_t które zostały włączone do eksploatacji nie później niż 7 stycznia 2014 r.
⁽⁶⁾ W przypadku kotłów przemysłowych i obiektów ciepłowniczych o mocach >100 MW_t, włączonych do eksploatacji nie później, niż 27 listopada 2003 r., które są eksploatowane < 1 500 h/rok i dla których nie ma zastosowania SCR i/lub SNCR, górny koniec przedziału BAT-AEL wynosi 365 mg/Nm³.

Jako wskazanie, średnie roczne poziomy emisji CO będą ogólnie wynosić:

- < 10-30 mg/Nm³ dla istniejących obiektów energetycznego spalania o mocach < 100 MW_t eksploatowanych ≥ 1 500 h/rok, lub nowych obiektów energetycznego spalania o mocach <100 MW_t.
- 10-20mg/Nm³ dla istniejących obiektów energetycznego spalania o mocach ≥ 100 MW_t eksploatowanych ≥ 1 500 h/rok lub nowych obiektów energetycznego spalania o mocach ≥ 100MW_t.

10.3.1.3 Emisje SO_x, HCl i HF do powietrza

BAT 29. Aby zapobiegać pochodzącym ze spalania w kotłach ciężkiego oleju opałowego i/lub oleju napędowego, emisjom SO_x, HCl i HF do powietrza lub ograniczać je, BAT ma wykorzystywać jedną z technik podanych poniżej lub ich połączenie.

Technika		Opis	Stosowalność
a	Wstrzykiwanie sorbentu do przewodu (DSI)	Zobacz opis w dziale 10.8.4.	Zastosowanie ogólne
b	Suchy absorber natryskowy (SDA)		
c	Skraplacz gazu odlotowego		
d	Mokre odsiarczanie gazów odlotowych (Mokre FGD)		Mogą występować ograniczenia techniczne i ekonomiczne dla stosowania tej techniki do obiektów energetycznego spalania o mocach < 300 MWt. Nie ma zastosowania dla obiektów energetycznego spalania eksploatowanych < 500 h/rok Mogą występować techniczne i ekonomiczne ograniczenia dla modernizowania istniejących obiektów energetycznego spalania, eksploatowanych przez 500 h/rok do 1500 h/rok.
e	Odsiarczanie gazów odlotowych wodą morską		Mogą występować ograniczenia techniczne i ekonomiczne dla stosowania tej techniki do obiektów energetycznego spalania o mocach < 300 MWt. Nie ma zastosowania dla obiektów energetycznego spalania eksploatowanych < 500 h/rok Mogą występować techniczne i ekonomiczne ograniczenia dla modernizowania istniejących obiektów energetycznego spalania, eksploatowanych przez 500 h/rok do 1500 h/rok.
f	Wybór paliwa		Ma zastosowanie w obrębie ograniczeń skojarzonych z dostępnością różnych typów paliwa, na co może oddziaływać polityka paliwowa krajów członkowskich.

Tabela 10.15: Poziomy emisji skojarzone z BAT (BAT-AEL) dla emisji SO₂ do powietrza ze spalania ciężkiego oleju opałowego i/lub oleju napędowego w kotłach

Całkowite znamionowe doprowadzane ciepło obiektu energetycznego spalania (MW _t)	Poziomy BAT-AEL dla SO ₂ (mg/Nm ³)			
	Średnia roczna		Średnia dobową lub średnia w okresie próbkowania	
	Nowy obiekt	Istniejący obiekt ⁽¹⁾	Nowy obiekt	Istniejący obiekt ⁽²⁾
< 300	50-175	50-175	150-200	150-200 ⁽³⁾
≥ 300	35-50	50-110	50-120	150-165 ⁽⁴⁾⁽⁵⁾

(¹) Te poziomy BAT-AEEL nie mają zastosowania do obiektów eksploatowanych < 1 500 h/rok.
(²) Dla obiektów eksploatowanych < 500 h/rok, te poziomy są informacyjne.
(³) W przypadku kotłów przemysłowych i obiektów ciepłowniczych włączonych do eksploatacji nie później, niż 27 listopada 2003 r., które są eksploatowane < 1 500 h/rok, górny koniec przedziału BAT-AEL wynosi 400 mg/Nm³.
(⁴) Górny koniec przedziału BAT-AEL wynosi 175 mg/Nm³ w przypadku obiektów włączonych do eksploatacji nie później niż 7 stycznia 2014 r.
(⁵) W przypadku kotłów przemysłowych i obiektów ciepłowniczych włączonych do eksploatacji nie później, niż 27 listopada 2003 r., które są eksploatowane < 1 500 h/rok i dla których nie ma zastosowania mokre odsiarczanie gazów odlotowych, górny koniec przedziału BAT-AEL wynosi 200 mg/Nm³.

10.3.1.4 Emisje pyłu i metali zawartych w pyle do powietrza

BAT 30. Aby ograniczać emisje do powietrza pyłu i metali zawartych w pyle ze spalania w kotłach ciężkiego oleju opałowego i/lub oleju napędowego, BAT ma wykorzystywać jedną z technik podanych poniżej lub ich połączenie.

Technika		Opis	Stosowalność
a	Odpylacz elektrostatyczny (ESP)	Zobacz opis w Dziale 10.8.5	Zastosowanie ogólne
b	Filtr workowy		
c	Multicyklony	Zobacz opis w Dziale 10.8.5 Multicyklony mogą być stosowane w połączeniu z innymi technikami odpylania.	
d	Suchy lub półsuchy system odsiarczania gazów odlotowych	Zobacz opis w Dziale 10.8.5. Ta technika jest stosowana głównie do kontroli SO _x , HCl i/lub HF.	
e	Mokre odsiarczanie gazów odlotowych; (mokre FGD)	Zobacz opis w Dziale 10.8.5 Ta technika jest stosowana głównie do kontroli SO _x , HCl i/lub HF.	Zobacz stosowalność w BAT 29
f	Wybór paliwa	Zobacz opis w Dziale 10.8.5	Ma zastosowanie w obrębie ograniczeń skojarzonych z dostępnością różnych typów paliwa, na co może oddziaływać polityka paliwowa krajów członkowskich.

Tabela 10.16: Poziomy emisji skojarzone z BAT (BAT-AEL) dla emisji pyłu do powietrza ze spalania ciężkiego oleju opałowego i/lub oleju napędowego w kotłach

Znamionowa doprowadzana moc cieplna obiektu energetycznego spalania (MW _e)	Poziomy BAT-AEL dla pyłu (mg/Nm ³)			
	Średnia roczna		Średnia dobową lub średnia w okresie próbkowania	
	Nowy obiekt	Istniejący obiekt	Nowy obiekt	Istniejący obiekt
< 300	2-10	2-20 ⁽¹⁾	7-18	7-22 ⁽³⁾
≥ 300	2-5	2-10	7-10	7-11 ⁽⁴⁾

(¹) Te poziomy BAT-AEEL nie mają zastosowania do obiektów eksploatowanych < 1 500 h/rok.
(²) Dla obiektów eksploatowanych < 500 h/rok, te poziomy są informacyjne.
(³) Górny koniec przedziału BAT-AEL wynosi 25 mg/Nm³ w przypadku obiektów włączonych do eksploatacji nie później niż 7 stycznia 2014 r.
(⁴) Górny koniec przedziału BAT-AEL wynosi 15 mg/Nm³ w przypadku obiektów włączonych do eksploatacji nie później niż 7 stycznia 2014 r.

10.3.2 Silniki zasilane ciężkim olejem opałowym i/lub olejem napędowym

Jeżeli nie podano inaczej, wnioski BAT przedstawione w tym dziale, mają ogólnie zastosowanie do spalania ciężkiego oleju opałowego i/lub oleju napędowego w silnikach tłokowych. Dodatkowo obowiązują one dla ogólnych wniosków BAT, podanych w Dziale 10.1.

Jak chodzi o silniki opalane ciężkim olejem opałowym i/lub olejem napędowym, wtórne techniki ograniczania NO_x, SO₂ i pyłu mogą nie mieć zastosowania do silników na wyspach, które stanowią część małego, odizolowanego systemu (¹) lub mikro izolowanego systemu (²), z uwagi na ograniczenia ekonomiczne i logistyczno/infrastrukturalne, aż do ich wzajemnego podłączenia do kontynentalnej sieci elektrycznej lub gazu ziemnego. Poziomy BAT-AEL dla takich silników będą obowiązywać dlatego tylko w małym izolowanym systemie i mikro izolowanym systemie poczynając od 1 stycznia 2025 dla nowych silników, a od 1 stycznia 2030 dla istniejących silników.

⁽¹⁾ Według definicji w punkcie 26 Artykułu 2 Dyrektywy 2009/72/WE.

⁽²⁾ Według definicji w punkcie 27 Artykułu 2 Dyrektywy 2009/72/UE.

10.3.2.1 Efektywność energetyczna

BAT 31. W celu zwiększenia sprawności energetycznej spalania ciężkiego oleju opałowego lub oleju napędowego w silnikach tłokowych, BAT ma wykorzystywać odpowiednie połączenie technik podanych w BAT 12 i poniżej.

Technika	Opis	Stosowalność
a Cykl kombinowany	Zobacz opis w dziale 10.8.2.	Ogólnie ma zastosowanie do nowych bloków, eksploatowanych $\geq 1\,500$ h/rok Ma zastosowanie do istniejących bloków w ramach ograniczeń skojarzonych z projektem cyklu parowego i dostępnością przestrzeni. Nie ma zastosowania dla istniejących bloków eksploatowanych $< 1\,500$ h/rok

Tabela 10.17: Poziomy sprawności energetycznej skojarzone z BAT (BAT-AEEL) dla spalania ciężkiego oleju opałowego i/lub oleju napędowego w silnikach tłokowych

Typ bloku energetycznego spalania	Poziomy BAT-AEEL ⁽¹⁾	
	Sprawność elektryczna netto (%) ⁽²⁾	
	Nowy blok	Istniejący blok
Silnik tłokowy, opalany ciężkim olejem opałowym i/lub olejem napędowym - cykl pojedynczy	41,5-44,5 ⁽³⁾	38,3-44,5 ⁽³⁾
Silnik tłokowy, opalany ciężkim olejem opałowym i/lub olejem napędowym - cykl złożony	> 48 ⁽⁴⁾	Brak poziomu BAT-AEEL

⁽¹⁾ Te poziomy BAT-AEEL nie mają zastosowania do bloków eksploatowanych $< 1\,500$ h/rok.
⁽²⁾ Sprawność elektryczna netto BAT-AEEL ma zastosowanie do bloków elektrociepłowniczych, których projekt jest zorientowany na generowanie energii elektrycznej i do bloków generujących tylko energię elektryczną.
⁽³⁾ Te poziomy mogą być trudne do osiągnięcia w przypadku silników wyposażonych energochłonne wtórne techniki ograniczania.
⁽⁴⁾ Ten poziom może być trudny do osiągnięcia w przypadku silników wykorzystujących chłodziwę jako układ chłodzenia w suchych i gorących lokalizacjach geograficznych.

10.3.2.2 Emisje NO_x, CO i lotnych związków organicznych do powietrza

BAT 32. Aby zapobiegać pochodzącym ze spalania w silnikach tłokowych ciężkiego oleju opałowego i/lub oleju napędowego, emisjom NO_x lub ograniczać je, BAT ma wykorzystywać jedną z technik podanych poniżej lub ich połączenie.

Technika		Opis	Stosowalność
a	Koncepcja niskiej emisji NO _x ze spalania w silnikach wysokoprężnych	Zobacz opis w dziale 10.8.3.	Zastosowanie ogólne
b	Recyrkulacja gazu odlotowego (FGR)		Nie ma zastosowania do silników czterosuwowych
c	Dodatek wody/pary		Ma zastosowanie w obrębie ograniczeń dostępności wody. Stosowalność może być ograniczona tam, gdzie nie jest dostępny pakiet modernizacyjny.
d	Selektywna redukcja katalityczna (SCR)		Nie ma zastosowania dla obiektów energetycznego spalania eksploatowanych < 500 h/rok Mogą występować techniczne i ekonomiczne ograniczenia dla modernizowania istniejących obiektów energetycznego spalania, eksploatowanych przez 500 h/rok do 1500 h/rok. Modernizowanie istniejących obiektów energetycznego spalania może być ograniczane poprzez dostępność wystarczającej przestrzeni.

BAT 33. Aby zapobiegać pochodzącym ze spalania w silnikach tłokowych ciężkiego oleju opałowego i/lub oleju napędowego, emisjom CO i lotnych związków organicznych lub ograniczać je, BAT ma wykorzystywać jedną z technik podanych poniżej lub ich połączenie.

Technika		Opis	Stosowalność
a	Optymalizacja spalania	Zobacz opis w dziale 10.8.3.	Zastosowanie ogólne
b	Katalizator utleniania		Nie ma zastosowania dla obiektów energetycznego spalania eksploatowanych < 500 h/rok Stosowalność może być ograniczona przez zawartość siarki w paliwie.

Tabela 10.18: Poziomy emisji skojarzone z BAT (BAT-AEL) dla emisji NO_x do powietrza ze spalania ciężkiego oleju opałowego i/lub oleju napędowego w silnikach tłokowych

Całkowite znamionowe doprowadzane ciepło obiektu energetycznego spalania (MW _t)	Poziomy BAT-AEL (mg/Nm ³)			
	Średnia roczna		Średnia dobową lub średnia w okresie próbkowania	
	Nowy obiekt	Istniejący obiekt ⁽¹⁾	Nowy obiekt	Istniejący obiekt ⁽²⁾ ⁽³⁾
> 50	115-190 ⁽⁴⁾	125-625	145-300	150-750

⁽¹⁾ Te poziomy BAT-AEL nie mają zastosowania dla obiektów eksploatowanych < 1 500 h/rok lub do obiektów, które nie mogą być wyposażone we wtórne techniki ograniczania.
⁽²⁾ Przedział poziomu BAT-AEL wynosi 1 150-1 900 mg/Nm³ dla obiektów eksploatowanych < 1 500 h/rok i dla obiektów, które nie mogą być wyposażone we wtórne techniki ograniczania.
⁽³⁾ Dla obiektów eksploatowanych < 500 h/rok, te poziomy są informacyjne.
⁽⁴⁾ Dla obiektów zawierających bloki o mocy < 20MW_t, spalające ciężkie oleje opałowe, górny koniec przedziału poziomu BAT-AEL obowiązujących dla tych bloków wynosi 225 mg/Nm³.

Rozdział 10

Jako wskazanie, dla istniejących obiektów energetycznego spalania, spalających tylko ciężkie oleje opałowe i eksploatowanych > 1 500 h/rok lub nowych obiektów energetycznego spalania, spalających tylko ciężkie oleje opałowe,

- średnie roczne poziomy emisji CO będą ogólnie wynosić 50-175 mg/Nm³.
- średnia w okresie próbkowania dla poziomów emisji całkowitych lotnych związków organicznych będzie ogólnie wynosić 10–40 mg/Nm³.

10.3.2.3 Emisje SO_x, HCl i HF do powietrza

BAT 34. Aby zapobiegać pochodzącym ze spalania w silnikach tłokowych ciężkiego oleju opałowego i/lub oleju napędowego, emisjom SO_x, HCl i HF do powietrza lub ograniczać je, BAT ma wykorzystywać jedną z technik podanych poniżej lub ich połączenie.

Technika		Opis	Stosowalność
a	Wybór paliwa	Zobacz opis w dziale 10.8.4.	Ma zastosowanie w obrębie ograniczeń skojarzonych z dostępnością różnych typów paliwa, na co może oddziaływać polityka paliwowa krajów członkowskich.
b	Wstrzykiwanie sorbentu do przewodu (DSI)		Mogą występować ograniczenia techniczne w przypadku istniejących obiektów energetycznego spalania. Nie ma zastosowania dla obiektów energetycznego spalania eksploatowanych < 500 h/rok
c	Mokre odsiarczanie gazów odlotowych (Mokre FGD)		Mogą występować ograniczenia techniczne i ekonomiczne dla stosowania tej techniki do obiektów energetycznego spalania o mocach < 300 MWt. Nie ma zastosowania dla obiektów energetycznego spalania eksploatowanych < 500 h/rok Mogą występować techniczne i ekonomiczne ograniczenia dla modernizowania istniejących obiektów energetycznego spalania, eksploatowanych przez 500 h/rok do 1500 h/rok.

Tabela 10.19: Poziomy emisji skojarzone z BAT (BAT-AEL) dla emisji SO₂ do powietrza ze spalania ciężkiego oleju opałowego i/lub oleju napędowego w silnikach tłokowych

Całkowite znamionowe doprowadzane ciepło obiektu energetycznego spalania (MW _t)	Poziomy BAT-AEL dla SO ₂ (mg/Nm ³)			
	Średnia roczna		Średnia dobową lub średnia w okresie próbkowania	
	Nowy obiekt	Istniejący obiekt ⁽¹⁾	Nowy obiekt	Istniejący obiekt ⁽²⁾
Wszystkie wielkości	45-100	100-200 ⁽³⁾	60-110	105-235 ⁽³⁾

⁽¹⁾ Te poziomy BAT-AEEL nie mają zastosowania do obiektów eksploatowanych < 1 500 h/rok.
⁽²⁾ Dla obiektów eksploatowanych < 500 h/rok, te poziomy są informacyjne.
⁽³⁾ Górny koniec przedziału BAT-AEL wynosi 280 mg/Nm³ jeżeli nie można zastosować żadnej wtórnej techniki ograniczania. Odpowiada to zawartości siarki w paliwie wynoszącej 0,5 % wag. (suchej substancji).

10.3.2.4 Emisje pyłu i metali zawartych w pyłe do powietrza

BAT 35. Aby zapobiegać emisjom do powietrza pyłu i metali zawartych w pyłe ze spalania w silnikach tłokowych ciężkiego oleju opałowego i/lub oleju napędowego, BAT ma wykorzystywać jedną z technik podanych poniżej lub ich połączenie.

Technika		Opis	Stosowalność
a	Wybór paliwa	Zobacz opis w dziale 10.8.5.	Ma zastosowanie w obrębie ograniczeń skojarzonych z dostępnością różnych typów paliwa, na co może oddziaływać polityka paliwowa krajów członkowskich.
b	Odpylacz elektrostatyczny (ESP)		Nie ma zastosowania dla obiektów energetycznego spalania eksploatowanych < 500 h/rok
c	Filtr workowy		

Tabela 10.20: Poziomy emisji skojarzone z BAT (BAT-AEL) dla emisji pyłu do powietrza ze spalania ciężkiego oleju opałowego i/lub oleju napędowego w silnikach tłokowych

Całkowite znamionowe doprowadzane ciepło obiektu energetycznego spalania (MW _t)	Poziomy BAT-AEL dla pyłu (mg/Nm ³)			
	Średnia roczna		Średnia dobowo lub średnia w okresie próbkowania	
	Nowy obiekt	Istniejący obiekt	Nowy obiekt	Istniejący obiekt
≥ 50	5-10	5-35	10-20	10-45
⁽¹⁾ Te poziomy BAT-AEEL nie mają zastosowania do obiektów eksploatowanych < 1 500 h/rok. ⁽²⁾ Dla obiektów eksploatowanych < 500 h/rok, te poziomy są informacyjne.				

10.3.3 Turbiny gazowe opalane olejem napędowym

Jeżeli nie podano inaczej, wnioski BAT przedstawione w tym dziale, mają ogólnie zastosowanie do spalania oleju napędowego w turbinach gazowych. Dodatkowo obowiązują one dla ogólnych wniosków BAT, podanych w Dziale 10.1.

10.3.3.1 Efektywność energetyczna

BAT 36. W celu zwiększenia sprawności energetycznej spalania oleju napędowego w turbinach gazowych, BAT ma wykorzystywać odpowiednie połączenie technik podanych w BAT 12 i poniżej.

Technika		Opis	Stosowalność
a	Cykl kombinowany	Zobacz opis w dziale 10.8.2.	Ogólnie ma zastosowanie do nowych bloków, eksploatowanych ≥ 1 500 h/rok ¹ . Ma zastosowanie do istniejących bloków w ramach ograniczeń skojarzonych z projektem cyklu parowego i dostępnością przestrzeni. Nie ma zastosowania dla istniejących bloków eksploatowanych < 1500 h/rok

Tabela 10.21: Poziomy sprawności energetycznej skojarzone z BAT (BAT-AEEL) dla turbin gazowych opalanych olejem napędowym

Typ bloku energetycznego spalania	Poziomy BAT-AEEL ⁽¹⁾	
	Sprawność elektryczna netto (%) ⁽²⁾	
	Nowy blok	Istniejący blok
Turbiny gazowe opalane olejem	> 33	25-35,7
Turbiny gazowe opalane olejem napędowym cyklu złożonego	> 40	33-44

⁽¹⁾ Te poziomy BAT-AEEL nie mają zastosowania do bloków eksploatowanych < 1 500 h/rok.
⁽²⁾ Sprawność elektryczna netto BAT-AEEL ma zastosowanie do bloków elektrociepłowniczych, których projekt jest zorientowany na generowanie energii elektrycznej i do bloków generujących tylko energię elektryczną.

10.3.3.2 Emisje NO_x i CO do powietrza

BAT 37. Aby zapobiegać emisjom NO_x pochodzącym ze spalania oleju napędowego w turbinach gazowych lub ograniczać je, BAT ma wykorzystywać jedną z technik podanych poniżej lub ich połączenie.

Technika		Opis	Stosowalność
a	Dodatek wody/pary	Zobacz opis w dziale 10.8.3.	Stosowalność może być ograniczona na skutek dostępności wody.
b	Palniki o niskiej emisji NO _x (LNB)		Ma zastosowanie tylko do modeli turbin, dla których dostępne są na rynku palniki o niskiej emisji NO _x
c	Selektywna redukcja katalityczna (SCR)		Nie ma zastosowania dla obiektów energetycznego spalania eksploatowanych < 500 h/rok Mogą występować techniczne i ekonomiczne ograniczenia dla modernizowania istniejących obiektów energetycznego spalania, eksploatowanych przez 500 h/rok do 1500 h/rok. Modernizowanie istniejących obiektów energetycznego spalania może być ograniczane poprzez dostępność wystarczającej przestrzeni.

BAT 38. Aby zapobiegać emisjom CO pochodzącym ze spalania oleju napędowego w turbinach gazowych lub ograniczać je, BAT ma wykorzystywać jedną z technik podanych poniżej lub ich połączenie.

Technika		Opis	Stosowalność
a	Optymalizacja spalania	Zobacz opis w dziale 10.8.3.	Zastosowanie ogólne
b	Katalizator utleniania		Nie ma zastosowania dla obiektów energetycznego spalania eksploatowanych < 500 h/rok Modernizowanie istniejących obiektów energetycznego spalania może być ograniczane poprzez dostępność

Jako wskazanie, poziom emisji dla emisji NO_x do powietrza ze spalania oleju napędowego w dwupaliwowych turbinach gazowych, dla zastosowań awaryjnych, eksploatowanych < 500 h/rok będzie ogólnie wynosił 145 – 250 mg/Nm³ jako średnia dobową lub średnia z w okresie pobierania próbek.

10.3.3.3 Emisje SO_x i pyłu do powietrza

BAT 39. Aby zapobiegać emisjom SO_x i pyłu pochodzącym ze spalania oleju napędowego w turbinach gazowych lub ograniczać je, BAT ma wykorzystywać jedną z technik podanych poniżej lub ich połączenie.

Technika		Opis	Stosowalność
a.	Wybór paliwa	Zobacz opis w dziale 10.8.4.	Ma zastosowanie w obrębie ograniczeń skojarzonych z dostępnością różnych typów paliwa, na co może oddziaływać polityka paliwowa krajów członkowskich.

Tabela 10.22: Poziomy emisji skojarzone z BAT dla emisji SO₂ i pyłu do powietrza ze spalania oleju napędowego w turbinach gazowych, w tym w dwupaliwowych turbinach gazowych

Typ obiektu energetycznego spalania	Poziomy BAT-AEL (mg/Nm ³)			
	SO ₂		Pył	
	Średnia roczna ⁽¹⁾	Średnia dobową lub średnia w okresie próbkowania ⁽²⁾	Średnia roczna ⁽¹⁾	Średnia dobową lub średnia w okresie próbkowania ⁽²⁾
Nowe i istniejące obiekty	35-60	50-66	2-5	2-10

⁽¹⁾ Te poziomy BAT-AEL nie mają zastosowania do istniejących obiektów eksploatowanych < 1 500 h/rok.
⁽²⁾ Dla istniejących obiektów eksploatowanych < 500 h/rok, te poziomy są informacyjne.

10.4 Wnioski BAT dla spalania paliw gazowych

10.4.1 Wnioski BAT dla spalania gazu ziemnego

Jeżeli nie podano inaczej, wnioski BAT przedstawione w tym dziale, mają ogólnie zastosowanie do spalania gazu ziemnego. Dodatkowo obowiązują one dla ogólnych wniosków BAT, podanych w Dziale 10.1. Nie mają one zastosowania do obiektów energetycznego spalania na platformach morskich; są one ujęte w Dziale 10.4.3.

10.4.1.1 Efektywność energetyczna

BAT 40. W celu zwiększenia sprawności energetycznej spalania gazu ziemnego, BAT ma wykorzystywać odpowiednie połączenie technik podanych w BAT 12 i poniżej.

Technika		Opis	Stosowalność
a	Cykl kombinowany	Zobacz opis w dziale 10.8.2.	Ogólnie stosowalne do nowych turbin gazowych i silników z wyjątkiem przypadku, gdy są eksploatowane < 1 500 h/rok. Ma zastosowanie do istniejących turbin gazowych i silników w ramach ograniczeń skojarzonych z projektem cyklu parowego i dostępnością przestrzeni. Nie mają zastosowania do istniejących turbin gazowych i silników eksploatowanych < 1 500 h/rok. Nie ma zastosowania do turbin gazowych napędów mechanicznych eksploatowanych w trybie nieciągłym, z rozszerzoną zmiennością obciążenia i częstymi uruchomieniami i wyłączeniami. Nie ma zastosowania do kotłów.

Tabela 10.23: Poziomy sprawności energetycznej skojarzone z BAT (BAT-AEEL) dla spalania gazu ziemnego

Typ bloku energetycznego spalania	BAT-AEEL ⁽¹⁾ ⁽²⁾				
	Sprawność elektryczna netto		Całkowite zużycie paliwa netto (%) ⁽³⁾ ⁽⁴⁾	Mechaniczna sprawność	
	Nowy blok	Istniejący blok		Nowy blok	Istniejący blok
Silnik gazowy	39,5-44 ⁽⁶⁾	35-44 ⁽⁶⁾	56-85 ⁽⁶⁾	Brak BAT-AEEL	
Kocioł opalany gazem	39-42,5	38-40	78-95	Brak BAT-AEEL	
Turbina gazowa w cyklu otwartym, ≥ 50 MW _t	36-41,5	33-41,5	Brak poziomu BAT-AEEL	36,5-41	33,5-41
Blok gazowo - parowy z turbiną gazową (CCGT)					
CCGT, 50-600 MW _t	53-58,5	46-54	Brak poziomu BAT-	Brak poziomu BAT-AEEL	
CCGT, ≥ 600 MW _t	57-60,5	50-60	Brak poziomu BAT-	Brak poziomu BAT-AEEL	
CCGT w elektrociepłowni, 50-600 MW _t	53-58,5	46-54	65-95	Brak poziomu BAT-AEEL	
CCGT w elektrociepłowni, ≥ 600 MW _t	57-60,5	50-60	65-95	Brak poziomu BAT-AEEL	

⁽¹⁾ Te poziomy BAT-AEEL nie mają zastosowania do bloków eksploatowanych < 1 500 h/rok.
⁽²⁾ W przypadku bloków elektrociepłowniczych, ma zastosowanie tylko jeden z poziomów BAT-AEEL „Sprawność elektryczna netto” lub „Całkowite zużycie paliwa netto”, w zależności od budowy bloku elektrociepłowniczego (tj. albo bardziej zorientowanego na generowanie elektryczności, albo na generowanie ciepła).
⁽³⁾ Poziomy BAT-AEEL dla całkowitego zużycia paliwa netto mogą nie być osiągalne, jeżeli potencjalne zapotrzebowanie na ciepło jest niskie.
⁽⁴⁾ Te poziomy BAT-AEEL nie mają zastosowania do obiektów generujących tylko elektryczność.
⁽⁵⁾ Te poziomy BAT-AEEL mają zastosowanie do bloków stosowanych w aplikacjach napędu mechanicznego.
⁽⁶⁾ Te poziomy mogą być trudne do osiągnięcia w przypadku silników dostrojonych do osiągnięcia poziomów emisji NO_x niższych, niż 190 mg/Nm³.

10.4.1.2 Emisje NO_x, CO, niemetanowych lotnych związków organicznych i CH₄ do powietrza

BAT 41. Aby zapobiegać emisjom NO_x pochodzącym ze spalania gazu ziemnego w kotłach lub ograniczać je, BAT ma wykorzystywać jedną z technik podanych poniżej lub ich połączenie.

Technika		Opis	Stosowalność
a	Stopniowanie powietrza i/lub paliwa	Zobacz opis w dziale 10.8.3. Stopniowanie powietrza jest często skojarzone z palnikami o niskim poziomie emisji NO _x .	Zastosowanie ogólne
b	Recyrkulacja gazu odlotowego	Zobacz opis w dziale 10.8.3.	
c	Palniki o niskiej emisji NO _x (LNB)		
d	Nowoczesny system sterowania	Zobacz opis w dziale 10.8.3. Ta technika jest często stosowana w połączeniu z innymi technikami lub może być stosowana samodzielnie do obiektów energetycznego spalania eksploatowanych < 500 h/rok.	Stosowalność do starych obiektów energetycznego spalania może być ograniczona potrzebą modernizacji systemu spalania i/lub sterowania.
e	Ograniczenie temperatury powietrza spalania	Zobacz opis w dziale 10.8.3.	Ma ogólne zastosowanie w obrębie ograniczeń skojarzonych z potrzebami procesowymi
f	Selektywna redukcja niekatalityczna NO _x (SNCR)		Nie ma zastosowania do obiektów energetycznego spalania eksploatowanych < 500 h/rok z wysoko zmiennymi obciążeniami kotła. Stosowalność może być ograniczona w przypadku obiektów energetycznego spalania eksploatowanych w przedziale od 500 h/rok do 1500 h/rok ze znacznie zmieniającymi się obciążeniami kotła
g	Selektywna redukcja katalityczna (SCR)		Nie ma zastosowania dla obiektów energetycznego spalania eksploatowanych < 500 h/rok. Ogólnie nie nadają się do obiektów energetycznego spalania o mocach < 100 MW. Mogą występować techniczne i ekonomiczne ograniczenia dla modernizowania istniejących obiektów energetycznego spalania, eksploatowanych przez 500 h/rok do 1500 h/rok.

BAT 42. Aby zapobiegać emisjom NO_x pochodzącym ze spalania gazu ziemnego w turbinach gazowych lub ograniczać je, BAT ma wykorzystywać jedną z technik podanych poniżej lub ich połączenie.

Technika		Opis	Stosowalność
a.	Nowoczesny system sterowania	Zobacz opis w dziale 10.8.3. Ta technika jest często stosowana w połączeniu z innymi technikami lub może być stosowana samodzielnie do obiektów energetycznego spalania eksploatowanych < 500 h/rok.	Stosowalność do starych obiektów energetycznego spalania może być ograniczona potrzebą modernizacji systemu spalania i/lub sterowania.
b.	Dodatek wody/pary	Zobacz opis w dziale 10.8.3.	Stosowalność może być ograniczona na skutek dostępności wody.
c.	Suchoe palniki o niskiej emisji NO _x (DLN)		Stosowalność może być ograniczona w przypadku turbin, do których pakiet modernizacyjny nie jest dostępny lub gdy zamontowane są dodatkowe systemy wody/pary.
d.	Koncepcja projektowa niskiego obciążenia	Dostosowanie sterowania procesem i powiązanego wyposażenia do utrzymywania dobrej sprawności spalania, gdy zapotrzebowanie na energię zmienia się, np. poprzez poprawianie możliwości sterowania przepływem powietrza wlotowego lub poprzez dzielenie procesu spalania na rozłączone stopnie spalania.	Stosowalność może być ograniczona konstrukcją turbiny gazowej
e.	Palniki o niskiej emisji NO _x (LNB)	Zobacz opis w dziale 10.8.3.	Ogólnie stosowalne do uzupełniającego opalania dla wytwornicy pary z odzyskiem ciepła (HRSG) w przypadku obiektów energetycznego spalania z blokiem gazowo - parowym z turbiną gazową (CCGT).
f.	Selektywna redukcja katalityczna (SCR)		Nie ma zastosowania w przypadku obiektów energetycznego spalania eksploatowanych < 500 h/rok Ogólnie nie nadają się do istniejących obiektów energetycznego spalania o mocach < 100 MW; Modernizowanie istniejących obiektów energetycznego spalania może być ograniczane poprzez dostępność wystarczającej przestrzeni. Mogą występować techniczne i ekonomiczne ograniczenia dla modernizowania istniejących obiektów energetycznego spalania, eksploatowanych przez 500 h/rok do 1500 h/rok.

BAT 43. Aby zapobiegać emisjom NO_x pochodzącym ze spalania gazu ziemnego w silnikach lub ograniczać je, BAT ma wykorzystywać jedną z technik podanych poniżej lub ich połączenie.

Technika		Opis	Stosowalność
a.	Nowoczesny system sterowania	Zobacz opis w dziale 10.8.3. Ta technika jest często stosowana w połączeniu z innymi technikami lub może być stosowana samodzielnie do obiektów energetycznego spalania eksploatowanych < 500 h/rok.	Stosowalność do starych obiektów energetycznego spalania może być ograniczona potrzebą modernizacji systemu spalania i/lub sterowania.
b.	Koncepcja spalania ubogiej mieszanki paliwowej.	Zobacz opis w dziale 10.8.3. Ogólnie stosowane w połączeniu z selektywną redukcją katalityczną (SCR)	Ma zastosowanie tylko do nowych silników opalanych gazem.
c.	Nowoczesna koncepcja spalania ubogiej mieszanki paliwowej.	Zobacz opis w dziale 10.8.3.	Ma zastosowanie tylko do nowych silników z zapłonem iskrowym
d.	Selektywna redukcja katalityczna (SCR)		Modernizowanie istniejących obiektów energetycznego spalania może być ograniczane przez dostępność wystarczającej przestrzeni. Nie ma zastosowania dla obiektów energetycznego spalania eksploatowanych < 500 h/rok Mogą występować techniczne i ekonomiczne ograniczenia dla modernizowania istniejących obiektów energetycznego spalania, eksploatowanych przez 500 h/rok do 1500 h/rok.

BAT 44. Aby zapobiegać emisjom CO pochodzącym ze spalania gazu ziemnego lub ograniczać je, BAT ma zapewniać zoptymalizowane spalanie i/lub wykorzystywać katalizatory utleniania.

Opis

Zobacz opis w Dziale 10.8.3.

Tabela 10.24: Poziomy emisji skojarzone z BAT (BAT-AEL) dla emisji NO_x do powietrza ze spalania gazu ziemnego w turbinach gazowych

Typ obiektu energetycznego spalania	Całkowite znamionowe doprowadzane ciepło obiektu energetycznego spalania	Poziomy BAT-AEL (mg/Nm ³) ⁽¹⁾ ⁽²⁾	
		Średnia roczna ⁽³⁾ ⁽⁴⁾	Średnia dobowo lub średnia w okresie próbkowania
Turbiny gazowe pracujące w cyklu otwartym (OCGT) ⁽⁵⁾ ⁽⁶⁾			
Nowe turbiny gazowe pracujące w cyklu	≥ 50	15-35	25-50
Istniejące turbiny gazowe pracujące w cyklu otwartym (z wyjątkiem turbin do aplikacji napędu mechanicznego) - wszystkie oprócz obiektów eksploatowanych < 500 h/rok	≥ 50	15-50	25-55 ⁽⁷⁾
Bloki gazowo-parowe z turbiną gazową (CCGT) ⁽⁵⁾ ⁽⁸⁾			
Nowe bloki gazowo - parowe z turbiną	≥ 50	10-30	15-40
Istniejące bloki gazowo - parowe z turbiną gazową o całkowitym zużyciu paliwa netto < 75 %	≥ 600	10-40	18-50
Istniejące bloki gazowo - parowe z turbiną gazową o całkowitym zużyciu paliwa netto ≥ 75 %	≥ 600	10-50	18-55 ⁽⁹⁾
Istniejące bloki gazowo - parowe z turbiną gazową o całkowitym zużyciu paliwa netto < 75 %	50-600	10-45	35-55
Istniejące bloki gazowo - parowe z turbiną gazową o całkowitym zużyciu paliwa netto ≥ 75 %	50-600	25-50 ⁽¹⁰⁾	35-55 ⁽¹¹⁾
Turbiny gazowe cyklu otwartego i bloki gazowo - parowe z turbiną gazową			
Turbina gazowa włączona do eksploatacji nie później, niż 27 listopada 2003r., lub istniejąca turbina gazowa do stosowania awaryjnego i eksploatowana < 500 h/rok	≥ 50	Brak BAT-AEL	60-140 ⁽¹²⁾ ⁽¹³⁾
Istniejąca turbina gazowa do aplikacji napędu mechanicznego - wszystkie oprócz obiektów eksploatowanych < 500 h/rok	≥ 50	15-50 ⁽¹⁴⁾	25-55 ⁽¹⁵⁾
<p>⁽¹⁾ Te poziomy BAT-AEL obowiązują również dla spalania gazu ziemnego w turbinach opalanych dwoma paliwami.</p> <p>⁽²⁾ W przypadku turbiny gazowej wyposażonej w suche palniki o niskiej emisji NO_x (DLN), te poziomy BAT-AEL obowiązują tylko gdy działanie DLN jest skuteczne.</p> <p>⁽³⁾ Te poziomy BAT-AEL nie mają zastosowania do istniejących obiektów eksploatowanych < 1 500 h/rok.</p> <p>⁽⁴⁾ Optymalizowanie działania istniejącej techniki dla ograniczenia emisji NO_x może ponadto prowadzić do poziomów emisji CO z górnego końca charakterystycznego przedziału dla emisji CO, podanego za tą tabelą.</p> <p>⁽⁵⁾ Te poziomy BAT-AEL nie mają zastosowania do istniejących turbin do aplikacji napędu mechanicznego lub obiektów eksploatowanych < 1 500 h/rok.</p> <p>⁽⁶⁾ Dla obiektów o sprawności elektrycznej netto (EE) większej niż 39% może być stosowany współczynnik korekcyjny dla górnego końca przedziału, odpowiadający [górną koniec] x EE / 39, gdzie EE jest sprawnością energii elektrycznej netto lub sprawnością energii mechanicznej netto obiektu, określoną przy podstawowych warunkach obciążenia ISO.</p> <p>⁽⁷⁾ Górny koniec tego przedziału wynosi 80 mg/Nm³ w przypadku obiektów, które zostały włączone do eksploatacji nie później niż 27 listopada 2003 r. i są eksploatowane pomiędzy 500 h/rok a 1500 h/rok.</p> <p>⁽⁸⁾ Dla obiektów o sprawności elektrycznej netto (EE) większej niż 55 % może być stosowany współczynnik korekcyjny dla górnego końca przedziału BAT-AEL, odpowiadający [górną koniec] x EE / 55, gdzie EE jest sprawnością elektryczną netto, określoną przy podstawowych warunkach obciążenia ISO.</p> <p>⁽⁹⁾ Dla innych istniejących obiektów, włączonych do eksploatacji nie później, niż 7 stycznia 2014 r., górny koniec przedziału poziomów BAT-AEL wynosi 65 mg/Nm³.</p> <p>⁽¹⁰⁾ Dla innych istniejących obiektów, włączonych do eksploatacji nie później, niż 7 stycznia 2014 r., górny koniec przedziału poziomów BAT-AEL wynosi 55 mg/Nm³.</p> <p>⁽¹¹⁾ Dla innych istniejących obiektów, włączonych do eksploatacji nie później, niż 7 stycznia 2014 r., górny koniec przedziału poziomów BAT-AEL wynosi 80 mg/Nm³.</p> <p>⁽¹²⁾ Dolny koniec przedziału BAT-AEL dla NO_x może być osiągnięty przy stosowaniu suchych palników o niskiej emisji NO_x.</p> <p>⁽¹³⁾ Te poziomy są charakterystyczne</p> <p>⁽¹⁴⁾ Dla innych istniejących obiektów, włączonych do eksploatacji nie później, niż 7 stycznia 2014 r., górny koniec przedziału poziomów BAT-AEL wynosi 60 mg/Nm³.</p> <p>⁽¹⁵⁾ Dla innych istniejących obiektów, włączonych do eksploatacji nie później, niż 7 stycznia 2014 r., górny koniec przedziału poziomów BAT-AEL wynosi 65 mg/Nm³.</p>			

Jako wskazanie, roczne średnie poziomy emisji CO dla każdego typu istniejącego obiektu energetycznego spalania, eksploatowanego $\geq 1\,500$ h/rok i dla każdego typu nowego obiektu energetycznego spalania, będą ogólnie następujące:

- Nowa turbina gazowa w cyklu otwartym ≥ 50 MW_t: $< 5-40$ mg/Nm³. Dla obiektów o sprawności elektrycznej netto (EE) większej niż 39% może być stosowany współczynnik korekcyjny dla górnego końca tego przedziału, odpowiadający [górnny koniec] x EE / 39, gdzie EE jest sprawnością energii elektrycznej netto lub sprawnością energii mechanicznej netto obiektu, określoną przy podstawowych warunkach obciążenia ISO.
- Istniejące turbiny gazowe cyklu otwartego o mocy ≥ 50 MW_t (z wyjątkiem turbin do aplikacji napędu mechanicznego): $< 5-40$ mg/Nm³. Górny koniec tego przedziału będzie ogólnie wynosił 80 mg/Nm³ w przypadku istniejących obiektów, które nie mogą być wyposażone w suche techniki ograniczania emisji NO_x, lub 50 mg/Nm³ dla obiektów pracujących przy niskim obciążeniu.
- Nowy blok gazowo - parowy z turbiną gazową ≥ 50 MW_t: $< 5-30$ mg/Nm³. Dla obiektów o sprawności elektrycznej netto (EE) większej niż 55 % może być stosowany współczynnik korekcyjny dla górnego końca przedziału, odpowiadający [górnny koniec] x EE / 55, gdzie EE jest sprawnością energii elektrycznej netto, określoną przy podstawowych warunkach obciążenia ISO.
- Istniejący blok gazowo - parowy z turbiną gazową ≥ 50 MW_t: $< 5-30$ mg/Nm³. Górny koniec tego przedziału będzie ogólnie wynosił 50 mg/Nm³ dla obiektów pracujących przy niskim obciążeniu.
- Istniejące turbiny gazowe o mocy ≥ 50 MW_t do aplikacji napędu mechanicznego: $< 5-40$ mg/Nm³. Górny koniec tego przedziału będzie ogólnie wynosił 50 mg/Nm³ gdy obiekty pracują przy niskim obciążeniu.

W przypadku turbiny gazowej wyposażonej w suche palniki o niskiej emisji NO_x (DLN), te charakterystyczne poziomy obowiązują tylko gdy działanie DLN jest skuteczne.

Tabela 10.25: Poziomy emisji skojarzone z BAT (BAT-AEL) dla emisji NO_x do powietrza ze spalania gazu ziemnego w kotłach i silnikach

Typ obiektu energetycznego spalania	Poziomy BAT-AEL (mg/Nm ³)			
	Średnia roczna ⁽¹⁾		Średnia dobową lub średnia w okresie próbkowania	
	Nowy obiekt	Istniejący obiekt ⁽²⁾	Nowy obiekt	Istniejący obiekt ⁽³⁾
Kocioł	10-60	50-100	30-85	85-110
Silnik ⁽⁴⁾	20-75	20-100	55-85	55-110 ⁽⁵⁾

⁽¹⁾ Optymalizowanie działania istniejącej techniki dla ograniczenia emisji NO_x może ponadto prowadzić do poziomów emisji CO z górnego końca charakterystycznego przedziału dla emisji CO, podanego za tą tabelą.
⁽²⁾ Te poziomy BAT-AEL nie mają zastosowania do obiektów eksploatowanych $< 1\,500$ h/rok.
⁽³⁾ Dla obiektów eksploatowanych < 500 h/rok, te poziomy są informacyjne.
⁽⁴⁾ Te poziomy BAT-AEL obowiązują tylko dla silników o zapłonie iskrowym i silników dwupaliwowych. Nie mają one zastosowania do silników wysokoprężnych.
⁽⁵⁾ W przypadku silników do zastosowań awaryjnych, eksploatowanych < 500 h/rok, w których nie można zastosować koncepcji spalania ubogiej mieszanki, ani zastosowania selektywnej redukcji katalitycznej, górny koniec przedział

Jako wskazanie, średnie roczne poziomy emisji CO będą ogólnie wynosić:

- $< 5-40$ mg/Nm³ dla istniejących kotłów, eksploatowanych $\geq 1\,500$ h/rok;
- $< 5-15$ mg/Nm³ dla nowych kotłów;
- $30-100$ mg/Nm³ dla istniejących silników, eksploatowanych $\geq 1\,500$ h/rok i dla nowych silników.

BAT 45. Aby ograniczyć emisje do powietrza niemetanowych lotnych związków organicznych (NMVOC) i metanu (CH₄), pochodzące ze spalania gazu ziemnego w silnikach gazowych o zapłonie iskrowym na ubogą mieszankę, BAT ma zapewnić zoptymalizowane spalania i/lub wykorzystanie katalizatorów utleniania.

Opis

Zobacz opis w Dziale 10.8.3. Katalizatory utleniania nie są skuteczne w ograniczaniu emisji nasyconych węglowodorów, zawierających mniej niż cztery atomy węgla.

Tabela 10.26: Poziomy emisji skojarzone z BAT (BAT-AEL) dla emisji do powietrza formaldehydu i CH₄ ze spalania gazu ziemnego w silnikach o zapłonie iskrowym na ubogą mieszankę

Znamionowa doprowadzana moc cieplna obiektu energetycznego spalania (MW _t)	Poziomy BAT-AEL (mg/Nm ³)		
	Formaldehyd	CH ₄	
	Średnia z okresu próbkowania		
	Nowe lub istniejące obiekty	Nowy obiekt	Istniejący
≥ 50	5-15 ⁽¹⁾	215-500 ⁽²⁾	215-560 ⁽¹⁾ / ⁽²⁾

⁽¹⁾ Dla istniejących obiektów eksploatowanych < 500 h/rok, te poziomy są informacyjne.
⁽²⁾ Ten poziom BAT-AEL jest wyrażony jako C przy pracy z pełnym obciążeniem.

10.4.2 Wnioski BAT dla spalania gazów procesowych powstałych przy produkcji żelaza i stali

Jeżeli nie podano inaczej, wnioski BAT przedstawione w tym dziale mają ogólnie zastosowanie do spalania gazów procesowych żelaza i stali (gazu wielkopiecowego, gazu koksowniczego, gazu konwertorowego), indywidualnie, w połączeniu lub jednocześnie z innymi paliwami gazowymi i/lub ciekłymi. Dodatkowo obowiązują one dla ogólnych wniosków BAT, podanych w Dziale 10.1.

10.4.2.1 Efektywność energetyczna

BAT 46. W celu zwiększenia sprawności energetycznej spalania gazów procesowych żelaza i stali, BAT ma wykorzystywać odpowiednie połączenie technik podanych w BAT 12 i poniżej.

Technika	Opis	Stosowalność
a System zarządzania gazem procesowym	Zobacz opis w dziale 10.8.2.	Ma zastosowanie tylko do zintegrowanych stalowni

Tabela 10.27: Poziomy sprawności energetycznej skojarzone z BAT (BAT-AEEL) dla spalania gazów procesowych żelaza i stali w kotłach

Typ bloku energetycznego spalania	BAT-AEEL ⁽¹⁾ ⁽²⁾	
	Sprawność elektryczna netto	Całkowite zużycie paliwa netto
Istniejący kocioł gazowy opalany wieloma	30-40	50-84
Nowy kocioł gazowy opalany wieloma paliwami ⁽⁴⁾	36-42,5	50-84

⁽¹⁾ Te poziomy BAT-AEEL nie mają zastosowania w przypadku bloków eksploatowanych < 1 500 h/rok..
⁽²⁾ W przypadku bloków elektrociepłowniczych, ma zastosowanie tylko jeden z poziomów BAT-AEEL „Sprawność elektryczna netto” lub „Całkowite zużycie paliwa netto”, w zależności od budowy bloku elektrociepłowniczego (tj. albo bardziej zorientowanego na generowanie elektryczności, albo na generowanie ciepła).
⁽³⁾ Te poziomy BAT-AEEL nie mają zastosowania do obiektów generujących tylko elektryczność.
⁽⁴⁾ Szeroki przedział sprawności energetycznych w blokach elektrociepłowniczych silnie zależy od lokalnego zapotrzebowania na elektryczność i ciepło.

Tabela 10.28: Poziomy sprawności energetycznej skojarzone z BAT (BAT-AEEL) dla spalania gazów procesowych żelaza i stali w kotłach w blokach gazowo - parowych z turbiną gazową

Typ bloku energetycznego spalania	BAT-AEEL ⁽¹⁾ ⁽²⁾		
	Sprawność elektryczna netto (%)		Całkowite zużycie paliwa netto (%) ⁽³⁾
	Nowy blok	Istniejący blok	
Elektrociepłowniczy blok gazowo -	> 47	40-48	60-82
CCGT	> 47	40-48	Brak poziomu BAT-AEEL

⁽¹⁾ Te poziomy BAT-AEEL nie mają zastosowania w przypadku obiektów eksploatowanych < 1 500 h/rok.
⁽²⁾ W przypadku bloków elektrociepłowniczych, ma zastosowanie tylko jeden z poziomów BAT-AEEL „Sprawność elektryczna netto” lub „Całkowite zużycie paliwa netto”, w zależności od budowy bloku elektrociepłowniczego (tj. albo bardziej zorientowanego na generowanie elektryczności, albo na generowanie ciepła).
⁽³⁾ Te poziomy BAT-AEEL nie mają zastosowania do obiektów generujących tylko elektryczność.

10.4.2.2 Emisje NO_x i CO do powietrza

BAT 47. Aby zapobiegać emisjom NO_x pochodzącym ze spalania gazów procesowych żelaza i stali w kotłach lub ograniczać je, BAT ma wykorzystywać jedną z technik podanych poniżej lub ich połączenie.

Technika		Opis	Stosowalność
a	Palniki o niskiej emisji NO _x (LNB)	Zobacz opis w dziale 10.8.3. Specjalnie zaprojektowane palniki o niskiej emisji NO _x w wielu rzędach według typu paliwa, lub zawierające specjalne cechy dla opalania wielopaliwowego (np. wiele dedykowanych dysz dla spalania różnych paliw, lub zawierające wstępne mieszanie paliw)	Zastosowanie ogólne
b	Stopniowanie powietrza	Zobacz opis w dziale 10.8.3.	
c	Stopniowanie paliwa		
d	Recykulacja gazu odlotowego		
e	System zarządzania gazem procesowym	Zobacz opis w dziale 10.8.2.	Ogólnie stosowane w ramach ograniczeń skojarzonych z dostępności różnych typów paliwa
f	Nowoczesny system sterowania	Zobacz opis w dziale 10.8.3. Ta technika jest stosowana w połączeniu z innymi technikami	Stosowalność do starych obiektów energetycznego spalania może być ograniczona potrzebą modernizacji systemu spalania i/lub sterowania.
g	Selektywna redukcja niekatalityczna NO _x (SNCR)	Zobacz opis w dziale 10.8.3.	Nie ma zastosowania dla obiektów energetycznego spalania eksploatowanych < 500 h/rok
h	Selektywna redukcja katalityczna (SCR)		Nie ma zastosowania dla obiektów energetycznego spalania eksploatowanych < 500 h/rok Ogólnie nie nadają się do obiektów energetycznego spalania o mocach < 100 MW _t . Modernizowanie istniejących obiektów energetycznego spalania może być ograniczane poprzez dostępność wystarczającej przestrzeni i przez konfigurację obiektu energetycznego spalania

BAT 48. Aby zapobiegać emisjom NO_x pochodzącym ze spalania gazów procesowych żelaza i stali w bokach gazowo - parowych z turbiną gazową lub ograniczać je, BAT ma wykorzystywać jedną z technik podanych poniżej lub ich połączenie.

Technika		Opis	Stosowalność
a	System zarządzania gazem procesowym	Zobacz opis w dziale 10.8.2.	Ogólnie stosowane w ramach ograniczeń skojarzonych z dostępności różnych typów paliwa
b	Nowoczesny system sterowania	Zobacz opis w dziale 10.8.3. Ta technika jest stosowana w połączeniu z innymi technikami	Stosowalność do starych obiektów energetycznego spalania może być ograniczona potrzebą modernizacji systemu spalania i/lub sterowania.
c	Dodatek wody/pary	Zobacz opis w dziale 10.8.3. W dwupaliwowych turbinach gazowych wykorzystujących suche palniki o niskiej emisji NO _x do spalania gazów procesowych żelaza i stali, przy spalaniu gazu ziemnego ogólnie stosowane jest dodawanie wody/pary.	Stosowalność może być ograniczona na skutek dostępności wody.
d	Suche palniki o niskiej emisji NO _x (DLN)	Zobacz opis w dziale 10.8.3. DLN które spalają gazy procesowych żelaza i stali różnią się od tych, które spalają tylko gaz ziemny	Ma zastosowanie w ramach ograniczeń skojarzonych z reaktywnością gazów procesowych żelaza i stali, takich jak gaz koksowniczy. Stosowalność może być ograniczona w przypadku turbin, do których pakiet modernizacyjny nie jest dostępny lub gdy zamontowane są dodatkowe systemy wody/pary.
e	Palniki o niskiej emisji NO _x (LNB)	Zobacz opis w dziale 10.8.3.	Stosowalne tylko do uzupełniającego opalania dla wytwornic pary z odzyskiem ciepła (HRSG) w obiektach energetycznego spalania z blokiem gazowo - parowym z turbiną gazową (CCGT).
f	Selektywna redukcja katalityczna (SCR)		Modernizowanie istniejących obiektów energetycznego spalania może być ograniczane poprzez dostępność wystarczającej przestrzeni.

BAT 49. Aby zapobiegać emisjom CO pochodzącym ze spalania gazów procesowych żelaza i stali lub ograniczać je, BAT ma wykorzystywać jedną z technik podanych poniżej lub ich połączenie.

Technika		Opis	Stosowalność
a	Optymalizacja spalania	Zobacz opis w dziale 10.8.3.	Zastosowanie ogólne
b	Katalizator utleniania		Ma zastosowanie tylko do bloków gazowo - parowych z turbiną gazową (CCGT). Stosowalność może być ograniczona poprzez brak przestrzeni, wymagania obciążenia i zawartość siarki w paliwie.

Tabela 10.29: Poziomy emisji skojarzone z BAT (BAT-AEL) dla emisji NO_x do powietrza ze spalania 100% gazów procesowych żelaza i stali

Typ obiektu energetycznego spalania	Poziom referencyjny O ₂ (% obj.)	Poziomy BAT-AEL (mg/Nm ³) (1)	
		Średnia roczna	Średnia dobowo lub średnia w okresie próbkowania
Nowy kocioł	3	15-65	22-100
Istniejący kocioł	3	20-100 (2)(3)	22-110 (2)(4)(5)
Nowe bloki gazowo - parowe z turbiną gazową	15	20-35	30-50
Istniejący blok gazowo - parowy z turbiną gazową	15	20-50 (2)(3)	30-55 (5)(6)

(1) Oczekuje się, że obiekty spalające mieszankę gazów o równoważnej wartości opałowej > 20 MJ/Nm³ będą emitować ilości z górnego końca przedziałów poziomów BAT-AEL.

(2) Dolny koniec przedziału poziomu BAT-AEL może być osiągnięty przy stosowaniu selektywnej redukcji katalitycznej (SCR).

(3) Dla obiektów eksploatowanych < 1500 h/rok, te poziomy BAT-AEL nie mają zastosowania.

(4) W przypadku obiektów włączonych do eksploatacji nie później, niż 7 stycznia 2014 r., górny koniec przedziału poziomów BAT-AEL wynosi 160 mg/Nm³. Ponadto górny koniec przedziału poziomów BAT-AEL może być przekroczony, gdy nie można stosować SCR i przy stosowaniu wysokiego udziału gazu koksowniczego (np. > 50 %) i/lub przy spalaniu gazu koksowniczego o względnie wysokim poziomie H₂. W tym przypadku górny koniec przedziału BAT-AEL wynosi 220 mg/Nm³.

(5) Dla obiektów eksploatowanych < 500 h/rok, te poziomy są informacyjne.

(6) W przypadku obiektów włączonych do eksploatacji nie później, niż 7 stycznia 2014 r., górny koniec przedziału poziomów BAT-AEL wynosi 70 mg/Nm³.

Jako wskazanie, średnie roczne poziomy emisji CO będą ogólnie wynosić:

- < 5-100 mg/Nm³ dla istniejących kotłów, eksploatowanych ≥ 1 500 h/rok;
- < 5-35 mg/Nm³ dla nowych kotłów;
- < 5-20 mg/Nm³ dla istniejących bloków gazowo - parowych z turbiną gazową (CGGT), eksploatowanych ≥ 1 500 h/rok lub nowych CGGT

10.4.2.3 Emisje SO_x do powietrza

BAT 50. Aby zapobiegać emisjom SO_x pochodzącym ze spalania gazów procesowych żelaza i stali lub ograniczać je, BAT ma wykorzystywać połączenie technik podanych poniżej.

Technika	Opis	Stosowalność
a	System zarządzania gazem procesowym i wybór paliwa pomocniczego	Ogólnie stosowane w ramach ograniczeń skojarzonych z dostępności różnych typów paliwa
b	Wstępna obróbka gazu koksowniczego w hucie i stalowni	Ma zastosowanie tylko do obiektów energetycznego spalania gazu koksowniczego

Tabela 10.30: Poziomy emisji skojarzone z BAT (BAT-AEL) dla emisji SO₂ do powietrza ze spalania 100% gazów procesowych żelaza i stali

Typ obiektu energetycznego spalania	Poziom referencyjny O ₂ (%)	Poziomy BAT-AEL dla SO ₂ (mg/Nm ³)	
		Średnia roczna ⁽¹⁾	Średnia dobową lub średnia w okresie próbkowania ⁽²⁾
Nowy lub istniejący kocioł	3	25-150	50-200 ⁽³⁾
Nowy lub istniejący blok gazowo - parowy z turbiną gazową	15	10-45	20-70

⁽¹⁾ Dla istniejących obiektów eksploatowanych < 1500 h/rok, te poziomy BAT-AEL nie mają zastosowania.
⁽²⁾ Dla istniejących obiektów eksploatowanych < 500 h/rok, te poziomy są informacyjne.
⁽³⁾ Górny koniec przedziału poziomu BAT-AEL może być przekroczony w przypadku wykorzystywania wysokiego udziału gazu koksowniczego (np. > 50 %). W tym przypadku górny koniec przedziału BAT-AEL wynosi 300 mg/Nm³.

10.4.2.4 Emisje pyłu do powietrza

BAT 51. Aby ograniczać emisje pyłu pochodzące ze spalania gazów procesowych żelaza i stali, BAT ma wykorzystywać jedną z technik podanych poniżej lub ich połączenie.

Technika	Opis	Stosowalność
a Wybór/zarządzanie paliwami	Stosowanie kombinacji gazów procesowych i paliw pomocniczych o niskiej uśrednionej zawartości pyłu lub popiołu	Ogólnie stosowane w ramach ograniczeń skojarzonych z dostępności różnych typów paliwa
b Wstępna obróbka gazu wielkopieczowego w hucie i stalowni	Stosowanie jednego lub kombinacji urządzeń suchego odpylania (np. deflektorów, odpylaczy, cyklonów, elektrofiltrów) i/lub dalszego ograniczania zapylenia (płuczki Venturiego, płuczki typu rusztowego, płuczki ze szczeliną pierścieniową, mokre elektrofiltry, dezyntegratory)	Ma zastosowanie tylko wtedy, gdy spalany jest gaz wielkopieczowy
c Wstępna obróbka gazu konwertorowego w hucie i stalowni	Stosowanie odpylania suchego (np. elektrofiltr lub filtr workowy) lub mokrego (np. mokry elektrofiltr lub płuczka). Dalsze opisy podano w dokumencie referencyjnym BAT Żelazo i stal	Ma zastosowanie tylko wtedy, gdy spalany jest gaz konwertorowy
d Odpylacz elektrostatyczny (ESP)	Zobacz opis w dziale 10.8.5.	Ma zastosowanie tylko do obiektów energetycznego spalania, spalających znaczny udział paliw pomocniczych o wysokiej zawartości popiołu.
e Filtr workowy		

Tabela 10.31: Poziomy emisji skojarzone z BAT (BAT-AEL) dla emisji pyłu do powietrza ze spalania 100% gazów procesowych żelaza i stali

Typ obiektu energetycznego spalania	Poziomy BAT-AEL dla pyłu (mg/Nm ³)	
	Średnia roczna ⁽¹⁾	Średnia dobową lub średnia w okresie próbkowania ⁽²⁾
Nowy lub istniejący kocioł	2-7	2-10
Nowy lub istniejący blok gazowo	2-5	2-5

⁽¹⁾ Dla istniejących obiektów eksploatowanych < 1500 h/rok, te poziomy BAT-AEL nie mają zastosowania.
⁽²⁾ Dla istniejących obiektów eksploatowanych < 500 h/rok, te poziomy są informacyjne.

10.4.3 Wnioski BAT dla spalania gazowych i/lub płynnych paliw na platformach morskich

Jeżeli nie podano inaczej, wnioski BAT przedstawione w tym dziale, mają ogólnie zastosowanie do spalania paliw gazowych i/lub ciekłych na platformach morskich. Dodatkowo obowiązują one dla ogólnych wniosków BAT, podanych w Dziale 10.1.

BAT 52. Aby poprawić ogólną charakterystykę środowiskową spalania paliw gazowych i/lub ciekłych na platformach morskich, BAT ma wykorzystywać jedną z technik podanych poniżej lub ich połączenie.

Techniki		Opis	Stosowalność
a	Optymalizacja procesu	Optymalizowanie procesu w celu minimalizowania wymagań mocy mechanicznej	Zastosowanie ogólne
b	Kontrolowanie strat ciśnienia	Optymalizowanie i utrzymywanie systemów na wlocie i wylocie w sposób, który utrzymuje straty ciśnienia tak niskie, jak to wykonalne	
c	Kontrola obciążenia	Eksploatowanie wielu agregatów generatorowych i sprężarkowych w punktach obciążenia, które minimalizują emisje zanieczyszczeń	
d	Minimalizowanie „rezerwy wirującej”	Przy pracy z wirującą rezerwą z powodów niezawodności eksploatacyjnej, liczba dodatkowych turbin jest minimalizowana, z wyjątkiem okoliczności wyjątkowych	
e	Wybór paliwa	Zapewnianie dostarczania gazu opałowego z punktu w nadwodnym procesie ropy naftowej i gazu ziemnego, który oferuje minimalny zakres parametrów spalania gazu opałowego, np. wartość opałową i minimalne stężenia związków siarkowych, dla minimalizowania powstawania SO ₂ . Dla ciekłych paliw destylacyjnych, preferencji udziela się paliwom o niskiej zawartości siarki	
f	Rozrząd wtryskiwaczy	Optymalizowanie rozrządu wtryskiwaczy w silnikach	
g	Odzyskiwanie ciepła	Wykorzystywanie ciepła wylotowego turbiny/silnika dla celów grzewczych platformy;	Ogólnie ma zastosowanie do nowych obiektów energetycznego spalania. W istniejących obiektach energetycznego spalania stosowalność może być ograniczona przez poziom zapotrzebowania ciepła i rozplanowanie obiektu energetycznego spalania (przestrzeń)
h	Integracja zasilania wielu pól gazowych / naftowych	Stosowanie centralnego źródła zasilania dla zasilania szeregu uczestniczących platform, zlokalizowanych na różnych polach gazowych / naftowych	Stosowalność może być ograniczona w zależności od lokalizacji różnych pól gazowych / naftowych i organizacji różnych uczestniczących platform, w tym wyrównania harmonogramów czasowych dotyczących planowania, rozruchu i zaprzestawania produkcji.

BAT 53. Aby zapobiegać emisjom NO_x do powietrza ze spalania paliw gazowych i/lub paliw ciekłych na platformach morskich lub ograniczać je, BAT ma wykorzystywać jedną z technik podanych poniżej lub ich połączenie.

Technika		Opis	Stosowalność
a	Nowoczesny system sterowania	Zobacz opis w dziale 10.8.3.	Stosowalność do starych obiektów energetycznego spalania może być ograniczona potrzebą modernizacji systemu spalania i/lub sterowania.
b	Suuche palniki o niskiej emisji NO_x (DLN)		Ma zastosowanie do nowych turbin gazowych (wyposażenie standardowe) w ramach ograniczeń skojarzonych ze zmiennością jakości paliwa. Stosowalność może być ograniczona dla istniejących turbin gazowych poprzez: dostępność pakietu modernizacyjnego (dla eksploatacji przy niskim obciążeniu), skomplikowania organizacji platformy i dostępności przestrzeni.
c	Koncepcja spalania ubogiej mieszanki paliwowej		Ma zastosowanie tylko do nowych silników opalanych gazem.
d	Palniki o niskiej emisji NO_x (LNB)		Ma zastosowanie tylko do kotłów.

BAT 54. Aby zapobiegać emisjom CO do powietrza ze spalania paliw gazowych i/lub paliw ciekłych na platformach morskich lub ograniczać je, BAT ma wykorzystywać jedną z technik podanych poniżej lub ich połączenie.

Technika		Opis	Stosowalność
a	Optymalizacja spalania	Zobacz opis w dziale 10.8.3.	Zastosowanie ogólne
b	Katalizator utleniania		Nie ma zastosowania dla obiektów energetycznego spalania eksploatowanych < 500 h/rok Modernizowanie istniejących obiektów energetycznego spalania może być ograniczane poprzez dostępność wystarczającej przestrzeni i przez ograniczenia ciężaru.

Tabela 10.32: Poziomy emisji skojarzone z BAT (BAT-AEL) dla emisji NO_x do powietrza ze spalania paliw gazowych w turbinach gazowych cyklu otwartego na platformach morskich

Typ obiektu energetycznego spalania	Poziomy BAT-AEL (mg/Nm^3) ⁽¹⁾
	Średnia z okresu próbkowania
Nowa turbina gazowa, spalająca paliwa gazowe ⁽²⁾	15-50 ⁽³⁾
Istniejąca turbina gazowa, spalająca paliwa gazowe ⁽²⁾	< 50-350 ⁽⁴⁾

⁽¹⁾ Te poziomy BAT-AEL opierają się na założeniu dostępności > 70 % mocy podstawowego obciążenia w danej dobie.
⁽²⁾ Obejmuje to turbiny gazowe jednopaliwowe i dwupaliwowe.
⁽³⁾ Górny koniec przedziału BAT-AEL wynosi 250 mg/Nm^3 jeżeli nie są dostępne suche palniki o niskiej emisji NO_x .
⁽⁴⁾ Dolny koniec przedziału poziomy BAT-AEL może być osiągnięty przy stosowaniu suchych palników o niskiej emisji NO_x .

Jako wskazanie, średnie poziomy emisji CO w okresie próbkowania będą ogólnie wynosić:

- < 100 mg/Nm^3 dla istniejących turbin gazowych spalających paliwa gazowe na platformach platformach morskich, eksploatowanych $\geq 1\ 500$ h/rok;
- < 75 mg/Nm^3 dla nowych turbin gazowych spalających paliwa gazowe na platformach platformach morskich.

10.5 Wnioski BAT dla obiektów energetycznego spalania wielopaliwowego

10.5.1 Wnioski BAT dla spalania paliw procesowych z przemysłu chemicznego

Jeżeli nie podano inaczej, wnioski BAT przedstawione w tym dziale mają ogólnie zastosowanie do spalania paliw procesowych z przemysłu chemicznego, indywidualnie, w połączeniu lub jednocześnie z innymi paliwami gazowymi i/lub ciekłymi. Dodatkowo obowiązują one dla ogólnych wniosków BAT, podanych w Dziale 10.1.

10.5.1.1 Ogólna efektywność środowiskowa

BAT 55. W celu zwiększenia ogólnej charakterystyki środowiskowej spalania gazów procesowych z przemysłu chemicznego, BAT ma wykorzystywać odpowiednie połączenie technik podanych w BAT 6 i poniżej.

Technika		Opis	Stosowalność
a	Wstępna obróbka paliw procesowych z przemysłu chemicznego	Wykonanie wstępnej obróbki paliwa na miejscu i/lub poza obiektem energetycznego spalania w celu poprawienia charakterystyki środowiskowej spalania paliwa.	Ma zastosowanie w ramach ograniczeń skojarzonych z charakterystyką paliwa procesowego i dostępnością miejsca.

10.5.1.2 Efektywność energetyczna

Tabela 10.33: Poziomy sprawności energetycznej skojarzone z BAT (BAT-AEEL) dla spalania w kotłach paliw procesowych z przemysłu chemicznego

Typ bloku energetycznego spalania	BAT-AEEL ⁽¹⁾ ⁽²⁾			
	Sprawność elektryczna netto (%)		Całkowite zużycie paliwa netto (%)	
	Nowy blok	Istniejący blok	Nowy blok	Istniejący blok
Kocioł wykorzystujący ciekłe paliwa procesowe z przemysłu chemicznego, łącznie z przypadkiem ich mieszania z ciężkim olejem opałowym, olejem napędowym i/lub innymi paliwami ciekłymi	> 36,4	35,6-37,4	80-96	80-96
Kocioł wykorzystujący gazowe paliwa procesowe z przemysłu chemicznego, łącznie z przypadkiem ich mieszania z gazem ziemnym i/lub innymi paliwami gazowymi	39-42,5	38-40	78-95	78-95

⁽¹⁾ Te poziomy BAT-AEEL nie mają zastosowania do bloków eksploatowanych < 1 500 h/rok.
⁽²⁾ W przypadku bloków elektrociepłowniczych, ma zastosowanie tylko jeden z poziomów BAT-AEEL „Sprawność elektryczna netto” lub „Całkowite zużycie paliwa netto”, w zależności od budowy bloku elektrociepłowniczego (tj. albo bardziej zorientowanego na generowanie elektryczności, albo na generowanie ciepła).
⁽³⁾ Te poziomy BAT-AEEL mogą nie być osiągalne, jeżeli potencjalne zapotrzebowanie na ciepło jest niskie.
⁽⁴⁾ Te poziomy BAT-AEEL nie mają zastosowania do obiektów generujących tylko elektryczność.

10.5.1.3 Emisje NO_x i CO do powietrza

BAT 56. Aby zapobiegać emisjom NO_x do powietrza lub ograniczać je, jednocześnie ograniczając emisje CO do powietrza ze spalania paliw procesowych z przemysłu chemicznego, BAT ma wykorzystywać jedną z technik podanych poniżej lub ich połączenie.

Technika		Opis	Stosowalność
a	Palniki o niskiej emisji NO _x (LNB)	Zobacz opis w dziale 10.8.3.	Zastosowanie ogólne
b	Stopniowanie powietrza		
c	Stopniowanie paliwa	Zobacz opis w dziale 10.8.3. Stosowanie stopniowania paliwa przy stosowaniu mieszanek paliwa ciekłego może wymagać specjalnej konstrukcji palnika.	Zastosowanie ogólne
d	Recyrkulacja gazu odlotowego	Zobacz opis w dziale 10.8.3.	Ogólnie ma zastosowanie do nowych obiektów energetycznego spalania. Ma zastosowanie do istniejących obiektów energetycznego spalania w ramach ograniczeń skojarzonych z bezpieczeństwem instalacji chemicznej
e	Dodatek wody/pary		Stosowalność może być ograniczona na skutek dostępności wody.
f	Wybór paliwa		Ma zastosowanie w obrębie ograniczeń skojarzonych z dostępnością różnych typów paliwa i/lub alternatywnego zastosowania paliwa procesowego
g	Nowoczesny system sterowania		Stosowalność do starych obiektów energetycznego spalania może być ograniczona potrzebą modernizacji systemu spalania i/lub sterowania.
h	Selektywna redukcja niekatalityczna NO _x (SNCR)		Ma zastosowanie do istniejących obiektów energetycznego spalania w ramach ograniczeń skojarzonych z bezpieczeństwem instalacji chemicznej. Nie ma zastosowania dla obiektów energetycznego spalania eksploatowanych < 500 h/rok. Stosowalność może być ograniczona w przypadku obiektów energetycznego spalania eksploatowanych w przedziale od 500 h/rok do 1500 h/rok z często zmieniającymi się paliwami i często zmieniającymi się obciążeniami
i	Selektywna redukcja katalityczna (SCR)		Ma zastosowanie do istniejących obiektów energetycznego spalania w ramach ograniczeń skojarzonych z konfiguracją przewodu, dostępnością miejsca i z bezpieczeństwem instalacji chemicznej. Nie ma zastosowania dla obiektów energetycznego spalania eksploatowanych < 500 h/rok. Mogą występować techniczne i ekonomiczne ograniczenia dla modernizowania istniejących obiektów energetycznego spalania, eksploatowanych przez 500 h/rok do 1500 h/rok. Ogólnie nie nadają się do obiektów energetycznego spalania o mocach < 100 MW _t

Tabela 10.34: Poziomy emisji skojarzone z BAT (BAT-AEL) dla emisji NO_x do powietrza ze spalania w kotłach 100% paliw procesowych z przemysłu chemicznego

Faza paliwa wykorzystywana w obiekcie energetycznego spalania	Poziomy BAT-AEL (mg/Nm ³)			
	Średnia roczna		Średnia dobową lub średnia w okresie próbkowania	
	Nowy obiekt	Istniejący obiekt ⁽¹⁾	Nowy obiekt	Istniejący obiekt ⁽²⁾
Mieszanina gazów i cieczy	30-85	80-290 ⁽³⁾	50-110	100-330 ⁽³⁾
Tylko gazy	20-80	70-100 ⁽⁴⁾	30-100	85-110 ⁽⁵⁾

(¹) Dla obiektów eksploatowanych < 1500 h/rok, te poziomy BAT-AEL nie mają zastosowania.
(²) Dla obiektów eksploatowanych < 500 h/rok, te poziomy są informacyjne.
(³) Dla istniejących obiektów o mocy < 500 MW_t włączonych do eksploatacji nie później niż 27 listopad 2003 r., wykorzystujących paliwa ciekłe o zawartości azotu wyższej niż 0,6% wag, górny koniec przedziału poziomów BAT-AEL wynosi 380 mg/Nm³.
(⁴) Dla innych istniejących obiektów, włączonych do eksploatacji nie później, niż 7 stycznia 2014 r., górny koniec przedziału poziomów BAT-AEL wynosi 180 mg/Nm³.
(⁵) Dla innych istniejących obiektów, włączonych do eksploatacji nie później, niż 7 stycznia 2014 r., górny koniec przedziału poziomów BAT-AEL wynosi 210 mg/Nm³.

Jako wskazanie, roczne średnie poziomy emisji CO dla istniejących obiektów, eksploatowanych ≥ 1500 h/rok i dla nowych obiektów, będą ogólnie < 5-30 mg/Nm³.

10.5.1.4 Emisje SO_x, HCl i HF do powietrza

BAT 57. Aby zapobiegać pochodzącym ze spalania paliw procesowych z przemysłu chemicznego emisjom do powietrza SO_x, HCl i HF lub ograniczać je, BAT ma wykorzystywać jedną z technik podanych poniżej lub ich połączenie.

Technika		Opis	Stosowalność
a	Wybór paliwa	Zobacz opis w dziale 10.8.4.	Ma zastosowanie w obrębie ograniczeń skojarzonych z dostępnością różnych typów paliwa i/lub alternatywnego zastosowania paliwa procesowego
b	Wstrzykiwanie sorbentu do kotła (w palenisku lub w złożu)		Ma zastosowanie do istniejących obiektów energetycznego spalania w ramach ograniczeń skojarzonych z konfiguracją przewodu, dostępnością miejsca i z bezpieczeństwem instalacji chemicznej.
c	Wstrzykiwanie sorbentu do przewodu (DSI)		Mokre odsiarczanie gazów odlotowych i odsiarczanie gazów odlotowych z użyciem wody morskiej nie mają zastosowania do obiektów energetycznego spalania, eksploatowanych < 500 h/rok.
d	Suchy absorber natryskowy (SDA)		
e	Mokre przemywanie	Zobacz opis w dziale 10.8.4. Gdy nie jest stosowane mokre odsiarczanie gazów odlotowych, to w celu ograniczenia emisji SO _x stosowane jest mokre przemywanie w celu usuwania HCl i HF.	Mogą występować techniczne i ekonomiczne ograniczenia dla stosowania mokrego odsiarczania gazów odlotowych i odsiarczania gazów odlotowych z użyciem wody morskiej do obiektów energetycznego spalania o mocy < 300 MW _t i dla modernizowania obiektów energetycznego spalania, eksploatowanych przez 500 h/rok do 1500 h/rok poprzez zastosowanie mokrego odsiarczania gazów odlotowych i odsiarczania gazów odlotowych z użyciem wody morskiej.
f	Mokre odsiarczanie gazów odlotowych; (mokre FGD)	Zobacz opis w dziale 10.8.4.	
g	Odsiarczanie gazów odlotowych wodą morską		

Tabela 10.35: Poziomy emisji skojarzone z BAT (BAT-AEL) dla emisji SO₂ do powietrza ze spalania w kotłach 100% paliw procesowych z przemysłu chemicznego

Typ obiektu energetycznego spalania	Poziomy BAT-AEL (mg/Nm ³)	
	Średnia roczna ⁽¹⁾	Średnia dobową lub średnia w okresie próbkowania ⁽²⁾
Nowe lub istniejące kotły	10-110	90-200

⁽¹⁾ Dla istniejących obiektów eksploatowanych < 1500 h/rok, te poziomy BAT-AEL nie mają zastosowania.
⁽²⁾ Dla istniejących obiektów eksploatowanych < 500 h/rok, te poziomy są informacyjne.

Tabela 10.36: Poziomy emisji skojarzone z BAT (BAT-AEL) dla emisji HCl i HF do powietrza ze spalania w kotłach paliw procesowych z przemysłu chemicznego

Całkowite znamionowe doprowadzane ciepło obiektu energetycznego	Poziomy BAT-AEL (mg/Nm ³)			
	HCl		HF	
	Średnia próbek uzyskanych w trakcie jednego roku			
	Nowy obiekt	Istniejący obiekt ⁽¹⁾	Nowy obiekt	Istniejący obiekt ⁽¹⁾
< 100	1-7	2-15 ⁽²⁾	< 1-3	< 1-6 ⁽³⁾
> 100	1-5	1-9 ⁽²⁾	< 1-2	< 1-3 ⁽³⁾

⁽¹⁾ Dla obiektów eksploatowanych < 500 h/rok, te poziomy są informacyjne.
⁽²⁾ W przypadku obiektów eksploatowanych < 1 500 h/rok, górny koniec przedziału poziomów BAT-AEL wynosi 20 mg/Nm³.
⁽³⁾ W przypadku obiektów eksploatowanych < 1 500 h/rok, górny koniec przedziału poziomów BAT-AEL wynosi 7 mg/Nm³.

10.5.1.5 Emisje pyłu i metali zawartych w pyłe do powietrza

BAT 58. Aby zapobiegać pochodzącym ze spalania paliw procesowych z przemysłu chemicznego emisjom do powietrza pyłów, metali zawartych w pyłach lub ograniczać je, BAT ma wykorzystywać jedną z technik podanych poniżej lub ich połączenie.

Technika		Opis	Stosowalność
a	Odpylacz elektrostatyczny (ESP)	Zobacz opis w dziale 10.8.5.	Zastosowanie ogólne
b	Filtr workowy		
c	Wybór paliwa	Zobacz opis w dziale 10.8.5. Stosowanie kombinacji paliw procesowych z przemysłu chemicznego i paliw pomocniczych o niskiej uśrednionej zawartości pyłu lub popiołu	Ma zastosowanie w obrębie ograniczeń skojarzonych z dostępnością różnych typów paliwa i/lub alternatywnego zastosowania paliwa procesowego
d	Suchy lub półsuchy system odsiarczania gazów odlotowych	Zobacz opis w dziale 10.8.5. Ta technika jest stosowana głównie do kontroli SO _x , HCl i/lub HF.	Zobacz stosowalność wBAT 57
e	Mokre odsiarczanie gazów odlotowych; (mokre FGD)		

Tabela 10.37: Poziomy emisji skojarzone z BAT (BAT-AEL) dla emisji pyłu do powietrza ze spalania w kotłach mieszanin gazów i cieczy zestawionych w 100% paliw procesowych z przemysłu chemicznego

Całkowite znamionowe doprowadzane ciepło obiektu energetycznego spalania (MW _t)	Poziomy BAT-AEL dla pyłu (mg/Nm ³)			
	Średnia roczna		Średnia dobową lub średnia w okresie próbkowania	
	Nowy obiekt	Istniejący obiekt ⁽¹⁾	Nowy obiekt	Istniejący obiekt ⁽²⁾
< 300	2-5	2-15	2-10	2-22 ⁽³⁾
> 300	2-5	2-10 ⁽⁴⁾	2-10	2-11 ⁽³⁾

⁽¹⁾ Dla obiektów eksploatowanych < 1500 h/rok, te poziomy BAT-AEL nie mają zastosowania.
⁽²⁾ Dla obiektów eksploatowanych < 500 h/rok, te poziomy są informacyjne.
⁽³⁾ Dla innych obiektów, włączonych do eksploatacji nie później, niż 7 stycznia 2014 r., górny koniec przedziału poziomów BAT-AEL wynosi 25 mg/Nm³.
⁽⁴⁾ Dla innych obiektów, włączonych do eksploatacji nie później, niż 7 stycznia 2014 r., górny koniec przedziału poziomów BAT-AEL wynosi 15 mg/Nm³.

10.5.1.6 Emisje lotnych związków organicznych, polichlorowanych dibenzo-dioksyn i furanów do powietrza

BAT 59. Aby zapobiegać pochodzącym ze spalania paliw procesowych z przemysłu chemicznego emisjom do powietrza lotnych związków organicznych i polichlorowanych dibenzo-dioksyn i -furanów lub ograniczać je, BAT ma wykorzystywać jedną z technik podanych w BAT 6 i poniżej.

Technika		Opis	Stosowalność
a	Wstrzykiwanie aktywowanego	Zobacz opis w dziale 10.8.5.	Ma zastosowanie jedynie do obiektów energetycznego spalania wykorzystujących paliwa uzyskiwane z procesów chemicznych wykorzystujących substancje chlorowane.
b	Szybkie ochładzanie wykorzystujące mokre przemywanie/skraplacz gazów odlotowych	Zobacz opis mokrego przemywania/skraplacza gazów odlotowych w Dziale 10.8.4	
c	Selektywna redukcja katalityczna (SCR)	Zobacz opis w Dziale 10.8.3 System selektywnej redukcji katalitycznej (SCR) jest dostosowany i większy niż system SCR stosowany wyłącznie do ograniczania emisji NO _x .	Odnosnie do stosowalności selektywnej redukcji katalitycznej i przyspieszonego ochładzania, zobacz BAT 56 i BAT 57.

Tabela 10.38: Poziomy emisji skojarzone z BAT (BAT-AEL) dla emisji polichlorowanych dibenzo-dioksyn i -furanów i całkowitego lotnego węgla organicznego do powietrza ze spalania w kotłach 100% paliw procesowych z przemysłu chemicznego

Zanieczyszczenie	Jednostka	Poziomy BAT-AEL
		Średnia z okresu próbkowania
Polichlorowane dibenzo-dioksyny i -furan (PCDD/F) ⁽¹⁾	ng I-TEQ/Nm ³	< 0,012-0,036
Całkowita zawartość lotnych substancji organicznych	mg/Nm ³	0,6-12

⁽¹⁾ Te poziomy BAT-AEL mają zastosowanie jedynie do obiektów wykorzystujących paliwa uzyskiwane z procesów chemicznych wykorzystujących substancje chlorowane.

10.6 Wnioski BAT dla współspalania odpadów

Jeżeli nie podano inaczej, wnioski BAT przedstawione w tym dziale, mają ogólnie zastosowanie do współspalania odpadów w obiektach energetycznego spalania. Dodatkowo obowiązują one dla ogólnych wniosków BAT, podanych w Dziale 10.1.

Gdy odpady są sparametryzowanymi, poziomy BAT-AEL w tym dziale mają zastosowanie do całej objętości generowanych gazów odlotowych.

Ponadto, gdy odpady są współspalane razem z paliwami objętymi przez Dział 10.2, poziomy BAT-AEL ustanowione w Dziale 10.2 mają również zastosowanie do (i) całej objętości generowanych gazów odlotowych i (ii) do objętości gazów odlotowych wynikającej ze spalania paliw objętych przez ten dział z zastosowaniem formuły reguły mieszania według Aneksu VI (część 4) do Dyrektywy 2010/78/UE, w której poziomy BAT-AEL dla objętości gazów wynikającej ze spalania odpadów mają być określone na podstawie BAT 61.

10.6.1 Ogólna efektywność środowiskowa

BAT 60. W celu poprawienia ogólnej charakterystyki środowiskowej współspalania odpadów w obiektach energetycznego spalania, dla zapewnienia stabilnych warunków spalania i ograniczenia emisji zanieczyszczeń do powietrza, BAT ma wykorzystywać technikę BAT 60 (a) i połączenie technik podanych w BAT 6 i/lub innych technik poniżej.

Technika	Opis	Stosowalność
a	Wstępne przyjęcie i przyjęcie odpadów	Zastosowanie ogólne
b	Wybór/ograniczenie odpadów	Ma zastosowanie w ramach ograniczeń skojarzonych z polityką gospodarowania odpadami danego kraju członkowskiego
c	Mieszanie odpadów z paliwem głównym	Mieszanie jest możliwe tylko wtedy, gdy zachowanie się podstawowego paliwa, jak i odpadów przy mieleniu jest podobne, lub gdy ilość odpadów jest bardzo mała w porównaniu z paliwem stałym.

d	Suszenie odpadów	Wstępne suszenie odpadów przed wprowadzeniem ich do komory spalania, w celu utrzymania wysokiej sprawności kotła	Stosowalność może być ograniczona przez niewystarczające odzyskiwalne ciepło z procesu, przez wymagane warunki spalania lub przez zawartość wilgoci w odpadach.
e	Wstępna obróbka odpadów	Zobacz techniki opisane w dokumentach referencyjnych BAT Obróbka odpadów i Spalanie odpadów, łącznie z mieleniem, pirolizą i zgazowaniem	Zobacz stosowalność w dokumencie referencyjnym BAT Obróbka odpadów i Spalanie odpadów

BAT 61. W celu zapobiegania zwiększonym emisjom zanieczyszczeń ze współspalania odpadów w obiektach energetycznego spalania, BAT ma na celu podjęcie odpowiednich środków dla zapewnienia, że emisje substancji zanieczyszczającego w części gazów odlotowych powstających ze współspalania odpadów nie będą wyższe niż te, które powstają z zastosowania wniosków BAT dla spalania odpadów.

BAT 62. W celu zminimalizowania oddziaływania recyklingu pozostałości ze współspalania odpadów w obiektach energetycznego spalania, BAT ma na celu utrzymanie dobrej jakości gipsu, popiołów i żużli, jak również innych pozostałości, zgodnie z wymaganiami ustalonymi dla ich recyklingu gdy obiekt nie współspala odpadów, poprzez zastosowanie jednej lub połączenia kilku technik podanych w BAT 60 i/lub poprzez ograniczanie współspalania do frakcji odpadów o stężeniach zanieczyszczeń podobnych do tych, które zawarte są w innych spalanych paliwach.

10.6.2 Efektywność energetyczna

BAT 63. W celu zwiększenia sprawności energetycznego współspalania odpadów, BAT ma wykorzystywać odpowiednie połączenie technik podanych w BAT 12 i BAT 19, w zależności od typu stosowanego głównego paliwa i konfiguracji obiektu.

Skojarzone z BAT poziomy sprawności energetyczne (BAT-AEEL) są podane Tabeli 10.40 dla współspalania odpadów z biomasą i/lub torfem, a w Tabeli 10.39 dla współspalania odpadów z węglem i/lub lignitem.

10.6.3 Emisje NO_x i CO do powietrza

BAT 64. Aby zapobiegać emisjom NO_x do powietrza lub ograniczać je,

BAT 65. Aby zapobiegać emisjom NO_x do powietrza lub ograniczać je, jednocześnie ograniczając emisje CO i N₂O do powietrza ze współspalania odpadów z biomasą i/lub torfem, BAT ma wykorzystywać jedną z technik podanych w **BAT 24** lub ich połączenie

10.6.4 Emisje NO_x, HCl i HF do powietrza

BAT 66. Aby zapobiegać pochodzącym ze współspalania odpadów z węglem i/lub lignitem emisjom SO_x, HCl i HF do powietrza lub ograniczać je, BAT ma wykorzystywać jedną z technik podanych w BAT 21. lub ich połączenie.

BAT 67. Aby zapobiegać pochodzącym ze współspalania odpadów z biomasą i/lub lignitem emisjom SO_x, HCl i HF do powietrza lub ograniczać je, BAT ma wykorzystywać jedną z technik podanych w BAT 25. lub ich połączenie.

10.6.5 Emisje pyłu i metali zawartych w pyłe do powietrza

BAT 68. Aby zapobiegać pochodzącym ze współspalania odpadów z węglem i/lub lignitem emisjom pyłu i metali zawartych w pyłe do powietrza lub ograniczać je, BAT ma wykorzystywać jedną z technik podanych w BAT 22. lub ich połączenie.

Tabela 10.39: Poziomy emisji skojarzone z BAT (BAT-AEL) dla emisji metali do powietrza ze współspalania odpadów z węglem i/lub lignitem

Znamionowa doprowadzana moc cieplna obiektu energetycznego spalania (MW _e)	Poziomy BAT-AEL		Okres uśredniania
	Sb+As+Pb+Cr+Co+Cu+Mn+Ni+V (mg/Nm ³)	Cd+Tl (μg/Nm ³)	
< 300	0,005-0,5	5-12	Średnia z okresu próbkowania
□ 300	0,005-0,2	5-6	Średnia próbek uzyskanych w trakcie jednego roku

BAT 69. Aby zapobiegać pochodzącym ze współspalania odpadów z biomasą i/lub torfem emisjom pyłu i metali zawartych w pyłe do powietrza lub ograniczać je, BAT ma wykorzystywać jedną z technik podanych w BAT 26. lub ich połączenie.

Tabela 10.40: Poziomy emisji skojarzone z BAT (BAT-AEL) dla emisji metali do powietrza ze współspalania odpadów z biomasą i/lub torfem

Poziomy BAT-AEL (średnia próbek uzyskanych w trakcie jednego roku)	
Sb+As+Pb+Cr+Co+Cu+Mn+Ni+V (mg/Nm ³)	Cd+Tl (μg/Nm ³)
0,075-0,3	< 5

10.6.6 Emisje rtęci do powietrza

BAT 70. Aby zapobiegać pochodzącym ze współspalania odpadów z biomasą, torfem, węglem i/lub lignitem emisjom rtęci do powietrza lub ograniczać je, BAT ma wykorzystywać jedną z technik podanych w BAT 23 i BAT 27. lub ich połączenie.

10.6.7 Emisje lotnych związków organicznych, polichlorowanych dibenzo-dioksyn i furanów do powietrza

BAT 71. Aby zapobiegać pochodzącym ze współspalania odpadów z biomasą, torfem węglem i/lub lignitem emisjom do powietrza lotnych związków organicznych i polichlorowanych dibenzo-dioksyn i -furanów lub ograniczać je, BAT ma wykorzystywać jedną z technik podanych w BAT 6, BAT 26 i poniżej.

Technika		Opis	Stosowalność
a	Wstrzykiwanie aktywowanego węgla	Zobacz opis w dziale 10.8.5. Ten proces opiera się na adsorpcji cząstek substancji zanieczyszczającej na aktywowanym węglu	Zastosowanie ogólne
b	Szybkie ochładzanie wykorzystujące mokre przemywanie/skrapacz gazów odlotowych	Zobacz opis mokrego przemywania/skrapacza gazów odlotowych w Dziale 10.8.4	
c	Selektywna redukcja katalityczna (SCR)	Zobacz opis w dziale 10.8.3. System selektywnej redukcji katalitycznej (SCR) jest dostosowany i większy niż system SCR stosowany wyłącznie do ograniczania emisji NO _x .	Zobacz stosowalność w BAT 20 i w BAT 24

Tabela 10.41: Poziomy emisji skojarzone z BAT (BAT-AEL) dla emisji polichlorowanych dibenzo-p-dioksyn i furanów (PCDD/F) i całkowitego lotnego węgla organicznego (TVOC) do powietrza ze współspalania odpadów z biomasą, torfem, węglem i/lub lignitem

Typ obiektu energetycznego spalania	Poziomy BAT-AEL		
	PCDD/F (ng I-TEQ/Nm ³)	TVOC (mg/Nm ³)	
	Średnia z okresu próbkowania	Średnia roczna	Średnia dobową
Obiekt energetycznego spalania, opalanych biomasą, torfem, węglem i/lub lignitem	< 0,01-0,03	< 0,1-5	0,5-10

10.7 Wnioski BAT dla zgazowywania

Jeżeli nie podano inaczej, wnioski BAT przedstawione w tym dziale, mają ogólnie zastosowanie do wszystkich obiektów zgazowania, skojarzonych bezpośrednio z obiektami energetycznego spalania i obiektami bloku gazowo-parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa (IGCC). Dodatkowo obowiązują one dla ogólnych wniosków BAT, podanych w Dziale 10.1.

10.7.1 Efektywność energetyczna

BAT 72. W celu zwiększenia sprawności energetycznej bloków gazowo - parowych ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa i bloków zgazowania, BAT ma wykorzystywać odpowiednie połączenie technik podanych w BAT 12 i poniżej.

Technika		Opis	Stosowalność
a	Odzyskiwanie ciepła z procesu zgazowania	Jako że gaz syntezowy musi być ochłodzony, by go dalej oczyszczać, można odzyskiwać energię do wytwarzania dodatkowej pary do dodawania co cyklu turbiny parowej, umożliwiając wytwarzanie dodatkowej energii elektrycznej.	Ma zastosowanie tylko do bloków gazowo - parowych ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa i bloków zgazowania skojarzonych bezpośrednio z kotłami z wstępną obróbką gazu syntezowego, która wymaga ochładzania gazu syntezowego.
b	Integracja procesów zgazowania i spalania	Blok może być zaprojektowany z pełną integracją jednostki zasilania powietrzem (ASU) i turbiny gazowej, gdzie całe powietrze doprowadzane do ASU jest dostarczane (pobierane) ze sprężarki turbiny gazowej	Stosowalność jest ograniczona do bloków gazowo - parowych ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa do szybkiego dostarczania energii elektrycznej do sieci, gdy obiekty energii odnawialnej nie są dostępne
c	Suchy układ podawania surowca	Stosowanie suchego układu do podawania paliwa do gazogeneratora, w celu poprawienia sprawności energetycznej procesu zgazowania.	Ogólnie ma zastosowanie do nowych bloków
d	Zgazowanie wysokotemperaturowe i wysokociśnieniowe	Zastosowanie techniki zgazowania o wysokotemperaturowych i wysokociśnieniowych parametrach roboczych, w celu maksymalizacji sprawności przemiany energii	Ogólnie ma zastosowanie do nowych bloków
e	Ulepszenia projektowe	Ulepszenia projektowe, takie jak: <ul style="list-style-type: none"> modyfikacja wykładziny ogniotrwałej i/lub układ chłodzenia gazogeneratora; zamontowanie ekspandera do odzyskiwania energii ze spadku ciśnienia gazu syntezowego przed spalaniem 	Ogólnie ma zastosowanie do bloków gazowo - parowych ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa

Tabela 10.42: Poziomy sprawności energetycznej skojarzone z BAT (BAT-AEEL) dla bloków gazowo - parowych ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa i bloków zgazowania

Typ konfiguracji bloku energetycznego spalania	Poziomy BAT-AEEL		
	Sprawność elektryczna netto (%) bloku gazowo - parowego ze		Całkowite zużycia paliwa netto (%) nowego lub istniejącego bloku zgazowania
	Nowy blok	Istniejący blok	
Blok zgazowania bezpośrednio skojarzony z kotłem bez uprzedniej obróbki gazu syntezowego	Brak poziomu BAT-AEEL		> 98
Blok zgazowania bezpośrednio skojarzony z kotłem z uprzednią obróbką gazu syntezowego	Brak poziomu BAT-AEEL		> 91
Blok gazowo - parowy ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa	Brak poziomu BAT-AEEL	34-46	> 91

10.7.2 Emisje NO_x i CO do powietrza

BAT 73. Aby zapobiegać emisjom NO_x do powietrza i/lub ograniczać je, jednocześnie ograniczając emisje CO do powietrza z obiektów gazowo - parowych ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa, BAT ma wykorzystywać jedną z technik podanych poniżej lub ich połączenie.

Technika		Opis	Stosowalność
a	Optymalizacja spalania	Zobacz opis w dziale 10.8.3.	Zastosowanie ogólne
b	Dodatek wody/pary	Zobacz opis w dziale 10.8.3. Pewna ilość pary średnio ciśnieniowej z turbiny parowej jest ponownie wykorzystywana do tego celu	Ma zastosowanie tylko do części turbiny gazowej obiektu bloku gazowo - parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa Stosowalność może być ograniczona na skutek dostępności wody.
c	Suche palniki o niskiej emisji NO _x (DLN)	Zobacz opis w dziale 10.8.3.	Ma zastosowanie tylko do części turbiny gazowej obiektu bloku gazowo - parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa Ogólnie ma zastosowanie do nowych bloków gazowo - parowych ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa Ma zastosowanie dla poszczególnych przypadków indywidualnie dla istniejących bloków gazowo - parowych ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa, w zależności od dostępności pakietu modernizacyjnego. Nie ma zastosowania dla gazu syntezowego o zawartości wodoru > 15 %.
d	Rozcieńczanie gazu syntezowego odpadowym azotem z jednostki zasilania powietrzem (ASU)	ASU oddziela tlen od azotu zawartego w powietrzu, w celu dostarczenia tlenu o wysokiej jakości do gazogeneratora. Odpadowy azot z ASU jest ponownie wykorzystywany do ograniczania temperatury spalania w turbinie gazowej, poprzez wstępne mieszanie z gazem syntezowym przed spalaniem	Ma zastosowanie tylko wtedy, gdy do procesu zgazowania stosowana jest ASU.
e	Selektywna redukcja katalityczna (SCR)	Zobacz opis w Dziale 10.8.3	Nie ma zastosowania dla bloków gazowo - parowych ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa, eksploatowanych < 500 h/rok Modernizowanie istniejących bloków gazowo - parowych ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa może być ograniczane poprzez dostępność wystarczającej przestrzeni. Mogą występować techniczne i ekonomiczne ograniczenia dla modernizowania istniejących bloków gazowo - parowych ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa, eksploatowanych przez 500 h/rok do 1500 h/rok.

Tabela 10.43: Poziomy emisji skojarzone z BAT (BAT-AEL) dla emisji NO_x do powietrza z obiektów gazowo - parowych ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa

Całkowite znamionowe doprowadzane ciepło bloku gazowo - parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa	Poziomy BAT-AEL (mg/Nm ³)			
	Średnia roczna		Średnia dobową lub średnia w okresie próbkowania	
	Nowy obiekt	Istniejący obiekt	Nowy obiekt	Istniejący obiekt
> 100	10-25	12-45	1-35	1-60

Jako wskazanie, roczne średnie poziomy emisji CO dla istniejących obiektów, eksploatowanych ≥ 1 500 h/rok i dla nowych obiektów, będą ogólnie < 5-30 mg/Nm³.

10.7.3 Emisje NO_x do powietrza

BAT 74. Aby ograniczać emisje SO_x pochodzące z bloków gazowo - parowych ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa, BAT ma wykorzystywać technikę podaną poniżej.

Technika		Opis	Stosowalność
a	Usuwanie kwaśnego gazu	Związki siarki z podawanego surowca procesu zgazowania są usuwane z gazu syntezowego poprzez usuwanie kwaśnego gazu, np. w reaktorze hydrolizy COS (HCN) i absorpcji H ₂ S z wykorzystaniem rozpuszczalnika, takiego jak metyldietanoloamina. Siarka jest następnie odzyskiwana jako ciekła albo stała siarka pierwiastkowa (np. poprzez zespół Clausa), lub jako kwas siarkowy, w zależności od potrzeb rynkowych	Stosowalność może być ograniczona w przypadku biomasowych bloków gazowo - parowych ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa, z uwagi na bardzo niską zawartość siarki w biomasie.

Skojarzony z BAT poziom emisji (BAT-AEL) dla emisji SO₂ do powietrza z bloków gazowo - parowych ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa ≥ 100 MW_t wynosi 3-16 mg/Nm³, wyrażony jako średnia roczna.

10.7.4 Emisje pyłu, metali zawartych w pyłe, amoniaku i chlorowców do powietrza

BAT 75. Aby zapobiegać emisjom pyłu, metali zawartych w pyłe, amoniaku i fluorowców do powietrza z bloków gazowo - parowych ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa, BAT ma wykorzystywać połączenie technik podanych poniżej.

Technika		Opis	Stosowalność
a	Filtracja gazu syntezowego	Odpylanie z wykorzystaniem cyklonów popiołów lotnych, filtrów workowych, elektrofiltrów i filtrów świecowych celem usuwania popiołów lotnych i nieprzekształconego węgla. Filtry workowe i elektrofiltry są stosowane w przypadku temperatur gazu syntezowego do 400 °C	Zastosowanie ogólne
b	Recykulacja smół gazu syntezowego i popiołów do gazogeneratora	Smoly i popioły o wysokiej zawartości węgla generowane w surowym gazie syntezowym są oddzielane w cyklonach i zawracane do gazogeneratora, w przypadku niskiej temperatury gazu syntezowego na wylocie gazogeneratora (< 1 100 °C).	
c	Przemywanie gazu syntezowego	Gaz syntezowy przepływa przez płuczkę wodną, po stronie odpływowej innych technik(i) odpylania, gdzie oddzielane są chlorki, amoniak, cząstki stałe i halogenki.	

Tabela 10.44: Poziomy emisji skojarzone z BAT (BAT-AEL) dla emisji pyłu i metali zawartych w pyłe do powietrza z obiektów gazowo - parowych ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa

Znamionowa doprowadzana moc cieplna bloku gazowo - parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa (MW _t)	Poziomy BAT-AEL		
	Sb+As+Pb+Cr+Co+Cu+Mn+Ni+V (mg/Nm ³) (Średnia w okresie pobierania próbek)	Hg (μg/Nm ³) (Średnia w okresie pobierania próbek)	Pył (mg/Nm ³) (średnia roczna)
≥ 100	< 0,025	< 1	< 2,5

10.8 Opis technik

10.8.1 Techniki ogólne

Technika	Opis
Nowoczesny system sterowania	Zastosowanie komputerowego, automatycznego systemu do regulowania sprawności spalania i obsługiwanie zapobiegania i/lub ograniczania emisji zanieczyszczeń. Obejmuje to również zastosowanie wysokosprawnego monitorowania.
Optymalizacja spalania	Środki podejmowane dla maksymalizacji sprawności przemiany energii, np. w palenisku/kotle, z jednoczesnym minimalizowaniem emisji (zwłaszcza CO). Jest to osiągnięte poprzez połączenie technik, obejmujących dobry projekt urządzeń energetycznego spalania, optymalizację temperatury (np. sprawne mieszanie paliwa i powietrza spalania) i czasu przebywania w strefie spalania oraz stosowanie nowoczesnego systemu sterowania.

10.8.2 Techniki zwiększania efektywności energetycznej

Technika	Opis
Nowoczesny system sterowania	Zobacz dział 10.8.1
Gotowość do pracy jako elektrociepłownia	Środki podejmowane dla umożliwienia późniejszego eksportowania użytecznej ilości ciepła do obciążenia cieplnego poza obiektem w sposób, który pozwoli osiągnąć co najmniej 10% ograniczenie zużycia energii podstawowej w porównaniu do oddzielnego generowania ciepła i wytwarzania energii elektrycznej. Obejmuje to identyfikowanie i utrzymywanie dostępu do specjalnych punktów w układzie pary, z których para może być pobierana, jak również udostępnienia wystarczającej przestrzeni dla umożliwienia późniejszego montowania pozycji takich, jak orurowanie, wymienniki ciepła, dodatkowa wydajność demineralizacji wody, rezerwy obiekt kotłowy i turbiny przeciwpiężne. Systemy bilansu obiektu (BoP) i systemy sterowania/oprzysławiania nadające się do modernizacji. Możliwe jest również późniejsze podłączenie turbin(y) przeciwpiężnych.
Cykl kombinowany	Połączenie dwóch lub więcej cykli termodynamicznych, np. cyklu Braytona (turbina gazowa/silnik spalinowy) z cyklem Rankine'a (turbina parowa/kocioł), do przekształcania strat ciepła z gazów odlotowych pierwszego cyklu na użyteczną energię w kolejnych cyklach.
Optymalizacja spalania	Zobacz dział 10.8.1
Skrapalacz gazu odlotowego	Wymiennik ciepła, gdzie woda jest wstępnie podgrzewana przez gaz odlotowy zanim zostanie ogrzana w skraplaczu pary. Para zawarta w gazach odlotowych skrapla się zatem w miarę ochładzania przez wodę grzewczą. Skraplacz gazów odlotowych jest wykorzystywany zarówno celem zwiększenia sprawności energetycznej bloku energetycznego spalania, jak i usuwania zanieczyszczeń, takich jak pył, SO _x , HCl i HF z gazów odlotowych.
System zarządzania gazem procesowym	System, który umożliwia kierowanie gazów procesowych żelaza i stali, które mogą być wykorzystane jako paliwa (np. gaz wielkopiecowy, koksowniczy, konwertorowy) do obiektów energetycznego spalania, w zależności od dostępności tych paliw i typu obiektów energetycznego spalania w zintegrowanych stalowniach.
Warunki nadkrytyczne pary	Zastosowanie układu pary, w tym układów przegrzewu pary, w których para może osiągać ciśnienia powyżej 220,6 bar i temperatury > 540°C.
Warunki ultra-nadkrytyczne pary	Zastosowanie układu pary, w tym układów przegrzewu pary, w których para może osiągać ciśnienia powyżej 250-300 bar i temperatury ponad 580-600 °C.
Mokry komin	Konstrukcja komina, umożliwiająca skraplanie pary wodnej z nasyconych gazów odlotowych i unikania w ten sposób stosowania przegrzewacza gazów odlotowych po mokrym odsiarczaniu spalin.

Technika	Opis
Nowoczesny system sterowania	Zobacz dział 10.8.1
Stopniowanie powietrza	Tworzenie kilku stref spalania w komorze spalania o różnych zawartościach tlenu dla ograniczania emisji NO _x i zapewniania zoptymalizowanego spalania. Technika ta angażuje podstawową strefę spalania z opalaniem substechiometrycznym (np. z niedoborem powietrza) i drugą strefę ponownego spalania (pracującą przy nadmiarze powietrza) celem poprawy spalania. Niektóre stare, małe kotły mogą wymagać ograniczenia wydajności, aby umożliwić utworzenie przestrzeni dla stopniowania powietrza.
Połączone techniki dla ograniczania emisji NO _x i SO _x	Zastosowanie złożonych i zintegrowanych technik kombinowanego ograniczania zawartości NO _x , SO _x i często innych zanieczyszczeń z gazów odlotowych, np. węgla aktywowanego i procesów DeSONO _x . Mogą one być stosowane albo pojedynczo, albo w połączeniu z innymi technikami podstawowymi w kotłach opalanych sproszkowanym węglem.
Optymalizacja spalania	Zobacz dział 10.8.1
Suche palniki o niskiej emisji NO _x (DLN)	Palniki turbin gazowych, które obejmują wstępne mieszanie powietrza i paliwa przed napływaniem do komory spalania. Poprzez mieszanie powietrza i paliwa przed spalaniem, osiągany jest jednorodny rozkład temperatury i niższa temperatura płomienia, dając w efekcie niższe emisje NO _x .
Recyrkulacja gazów odlotowych lub gazów spalinowych (FGR/EGR)	Recyrkulacja części gazów odlotowych do komory spalania celem zastąpienia części świeżego powietrza spalania, z podwójnym skutkiem zmniejszania temperatury i ograniczania zawartości O ₂ dla utleniania azotu, a tym samym ograniczania generowania NO _x . Implikuje to dostarczanie gazów odlotowych z paleniska do płomienia, celem ograniczania zawartości tlenu, a tym samym temperatury płomienia. Zastosowanie palników specjalnych lub innych zabiegów opiera się na wewnętrznej recyrkulacji gazów ze spalania, które chłodzą podstawę płomieni i zmniejszają zawartość tlenu w najgorętszej części płomieni.
Wybór paliwa	Zastosowanie paliwa o niskiej zawartości azotu.
Stopniowanie paliwa	Technika ta opiera się na ograniczaniu temperatury płomienia lub umiejscowionych gorących punktów poprzez tworzenie kilku stref spalania w komorze spalania, o różnych poziomach wstrzykiwania paliwa i powietrza. Modernizacja może być mniej skuteczna w mniejszych obiektach niż w większych obiektach.
Koncepcja spalania ubogiej mieszanki i rozwinięta koncepcja spalania ubogiej mieszanki	Kontrolowanie szczytowej temperatury płomienia poprzez warunki spalania ubogiej mieszanki jest podstawowym podejściem spalania dla ograniczania tworzenia NO _x w silnikach gazowych. Spalanie ubogiej mieszanki zmniejsza stosunek paliwa do powietrza w strefach, gdzie generowane są NO _x , tak że szczytowa temperatura płomienia jest mniejsza niż stechiometryczna, adiabatyczna temperatura płomienia, ograniczając w ten sposób ciepłe tworzenie NO _x . Optymalizacja tej koncepcji nosi nazwę „rozwiniętej koncepcji spalania ubogiej mieszanki”.
Palniki o niskiej emisji NO _x (LNB)	Technika ta (obejmująca palniki o ultra- niskiej lub zaawansowanej niskiej emisji NO _x) opiera się na zasadach ograniczania szczytowych temperatur płomienia; palniki kotła są zaprojektowane do opóźniania, ale poprawiania spalania i zwiększania wymiany ciepła (zwiększona emisyjność płomienia). Mieszanie powietrza/paliwa ogranicza dostępność tlenu i zmniejsza szczytową temperaturę płomienia, opóźniając dzięki temu przemianę azotu związanego z paliwem do NO _x i tworzenie ciepłych NO _x , jednocześnie utrzymując wysoką sprawność spalania. Może być skojarzone ze zmodyfikowaną budową komory spalania pieca. Budowa palników o ultra-niskiej emisji NO _x (ULNB) obejmuje stopniowanie spalania (powietrze/paliwo) i recyrkulację gazów skrzyni ogniowej (wewnętrzna recyrkulacja gazów odlotowych). Na wykonanie tej techniki może oddziaływać konstrukcja kotła przy modernizowaniu starych obiektów.
Koncepcja niskiej emisji NO _x ze spalania w silnikach wysokoprężnych	Technika ta składa się z połączenia wewnętrznych modyfikacji silnika, np. optymalizacji spalania i wtrysku paliwa (bardzo opóźniony rozrząd wtrysku paliwa w połączeniu z bardzo wczesnym zamykaniem zaworu powietrza dolotowego), turbodoładowania lub cyklu Millera.
Katalizator utleniania	Zastosowanie katalizatora (który zazwyczaj zawiera metale szlachetne, takie jak pallad lub platyna) do utleniania tlenku węgla i niespalonych węglowodorów z tlenem, celem tworzenia CO ₂ i pary wodnej.

Ograniczenie temperatury powietrza spalania	Zastosowanie powietrza spalania w temperaturze otoczenia. Powietrze spalania nie jest wstępnie podgrzewane w regeneracyjnym wstępnym podgrzewaczu powietrza.
Selektywna redukcja katalityczna (SCR)	Selektywna redukcja tlenków azotu amoniakiem lub mocznikiem w obecności katalizatora. Technika ta opiera się na redukcji NO _x do azotu w złożu katalitycznym, poprzez reakcję z amoniakiem (w ogólnym roztworze wodnym) w optymalnej temperaturze roboczej około 300-450 °C. Może być stosowanych kilka warstw katalizatora. Wyższą redukcję NO _x osiąga się dzięki zastosowaniu kilku warstw katalizatora. Konstrukcja tej techniki może być modułowa i można stosować specjalne katalizatory i/lub wstępne podgrzewanie, by radzić sobie z niskimi obciążeniami lub z szerokim oknem temperatury gazów odlotowych. „Wewnątrzprzewodowa” lub „ucieczkowa” selektywna redukcja katalityczna (SCR) jest techniką, która łączy selektywną redukcję niekatalityczną (SNCR) z SCR po stronie odpływowej, co zmniejsza ucieczkę amoniaku z zespołu SNCR.
Selektywna redukcja niekatalityczna NO _x (SNCR)	Selektywna redukcja tlenków azotu amoniakiem lub mocznikiem bez katalizatora. Technika ta opiera się na redukcji NO _x do azotu poprzez reakcję z amoniakiem lub mocznikiem w wysokiej temperaturze. Okno temperatury roboczej jest utrzymywane w pomiędzy 800 °C i 1 000 °C dla optymalnego przebiegu reakcji.
Dodatek wody/pary	Woda i para są wykorzystywane jako rozcieńczalnik do ograniczania temperatury spalania w turbinach gazowych, silnikach lub kotłach, a w ten sposób tworzenia ciepłych NO _x . Jest ona albo wstępnie mieszana z paliwem przed jego spalaniem (emulsja paliwowa, nawilżanie lub nasycanie) lub bezpośrednio wtryskiwana do komory spalania (wtryskiwanie wody/pary).

10.8.4 Techniki ograniczania emisji NO_x, HCl i HF do powietrza

Technika	Opis
Wstrzykiwanie sorbentu kotłowego (w palenisku lub w złożu)	Bezpośrednie wstrzykiwanie suchego sorbentu do komory spalania, lub dodatek adsorbentów na bazie magnezu lub wapnia do złoża w kotle ze spalaniem na złożu fluidalnym. Powierzchnia cząsteczek sorbentu reaguje z SO ₂ w gazach odlotowych lub w kotle ze złożem fluidalnym. Jest ona najczęściej stosowana w połączeniu z techniką ograniczenia zapylenia.
Sucha płuczka cyrkulacyjnym złożem fluidalnym (CFB)	Gazy odlotowe z wstępnego podgrzewacza powietrza kotła napływają do absorbera cyrkulacyjnego złoża fluidalnego na spodzie i przepływają pionowo w górę poprzez sekcję Venturiego, gdzie stały sorbent i woda są wstrzykiwane oddzielnie do strumienia gazów odlotowych. Jest ona najczęściej stosowana w połączeniu z techniką ograniczenia zapylenia.
Połączone techniki dla ograniczania emisji NO _x i SO _x	Zobacz dział 10.8.3
Wstrzykiwanie sorbentu do przewodu (DSI)	Wstrzykiwanie i dyspergowanie suchego sproszkowanego sorbentu w strumieniu gazów odlotowych. Sorbent (np. węgiel sodu, wodorowęgiel sodu, uwodnione wapno) reaguje z kwaśnymi gazami (np. gazowymi gatunkami siarki i HCl) by tworzyć substancję stałą, która jest usuwana przez techniki ograniczenia zapylenia (filtr workowy lub odpylanie elektrostatyczne). Wstrzykiwanie sorbentu do przewodu jest najczęściej stosowane w połączeniu z techniką ograniczenia zapylenia.
Skrapacz gazu odlotowego	Zobacz Dział 10.8.2
Wybór paliwa	Zastosowanie paliwa o niskiej zawartości siarki, chloru i/lub fluoru
System zarządzania gazem	Zobacz Dział 10.8.2
Odsiarczanie gazów odlotowych wodą morską	Specjalny, nieregeneracyjny typ mokrego przemywania wykorzystujący naturalną alkaliczność wody morskiej do absorbowania kwaśnych związków zawartych w gazach odlotowych. Ogólnie wymaga ograniczenia zapylenia po stronie dopływowej.
Suchy absorber natryskowy (SDA)	Zawieszenie/roztwór odczynnika alkalicznego jest wprowadzane i dyspergowane w strumieniu gazów odlotowych. Materiał ten reaguje z gazowymi substancjami siarkowymi by tworzyć substancję stałą, która jest usuwana z użyciem technik ograniczenia zapylenia (filtr workowy lub elektrofiltr). Suchy absorber natryskowy jest najczęściej stosowany w połączeniu z filtrem workowym.
Mokre odsiarczanie gazów odlotowych (Mokre FGD)	Technika lub połączenie technik przemywania, poprzez które tlenki siarki są usuwane z gazów odlotowych poprzez różne procesy, ogólnie angażujące sorbent alkaliczny do wychwytywania gazowego SO ₂ i przekształcania go na substancje stałe. W procesie mokrego przemywania, gazowe związki są rozpuszczane w odpowiedniej cieczy (roztwór wodny lub alkaliczny). Można osiągnąć jednoczesne usuwanie związków stałych i gazowych. Po stronie odpływowej mokrej płuczki, gazy odlotowe są nasycone wodą i przed wyładowaniem gazów odlotowych konieczne jest oddzielenie jej kropeł. Ciecz powstająca z mokrego przemywania jest przesyłana do instalacji oczyszczania ścieków, a substancje nierozpuszczalne są gromadzone poprzez sedimentację lub filtrację.
Mokre przemywanie	Wykorzystywanie cieczy, typowo wody lub roztworu wodnego, do wychwytywania kwaśnych związków z gazów odlotowych poprzez absorpcję.

10.8.5 Techniki ograniczania emisji pyłu, metali, w tym rtęci, i/lub polichlorowanych dibenzo-p-dioksyn i furanów do powietrza

Technika	Opis
Filtr workowy	Filtry workowe lub tkaninowe są zbudowane z porowatych, tkanych lub filcowanych tkanin, poprzez które przepuszczane są gazy w celu usuwania cząstek. Zastosowanie filtra workowego wymaga wyboru tkaniny odpowiedniej dla charakterystyki gazów odlotowych i maksymalnej temperatury roboczej.
Wstrzykiwanie sorbentu do kotła (w palenisku lub w złożu)	Zobacz opis ogólny w Dziale 10.8.4. Występują powiązane korzyści, w postaci ograniczenia emisji pyłu i metali.
Wstrzykiwanie sorbentu węglowego (np. aktywowanego węgla lub fluorowcowanego aktywowanego węgla) do gazów odlotowych	Adsorpcja rtęci i/lub polichlorowanych dibenzo-p-dioksyn i furanów, takich jak (fluorowcowany) węgiel aktywowany, z obróbką chemiczną lub bez niej. Układ wstrzykiwania sorbentu może być ulepszony poprzez dodanie uzupełniającego filtra workowego.
Suchy lub półsuchy system odsiarczania gazów odlotowych	Zobacz opis ogólny każdej z technik (tj. absorber suchego rozpylania (SDA), wstrzykiwanie sorbentu do kanału (DSI), sucha płuczka z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym (CFB) w Dziale 10.8.4. Występują powiązane korzyści, w postaci ograniczenia emisji pyłu i metali.
Odpylacz elektrostatyczny (ESP)	Odpylacze elektrostatyczne (elektrofiltry) pracują w taki sposób, że cząsteczki są ładowane i oddzielane pod wpływem pola elektrycznego. Elektrofiltry są w stanie pracować w szerokim zakresie warunków. Sprawność ograniczania typowo zależy od ilości pól, czasu przebywania (wielkości), właściwości katalizatora i urządzeń usuwania cząstek stałych po stronie dopływowej. Elektrofiltry ogólnie obejmują od dwóch do pięciu pól. Najnowocześniejsze (wysokosprawne) elektrofiltry mają do siedmiu pól.
Wybór paliwa	Zastosowanie paliwa o niskiej zawartości popiołu lub metali (np. rtęci).
Multicyklony	Zestaw układów kontroli zapylenia, opartego na sile odśrodkowej, dzięki której cząstki są oddzielane od gazu nośnikowego i odkładane w jednej lub kilku obudowach.
Zastosowanie fluorowcowanych dodatków w paliwie	Dodatek związków fluorowcowych (np. dodatków bromowanych) do pieca, w celu utleniania rtęci pierwiastkowej do postaci rozpuszczalnych lub cząsteczkowych, a w ten sposób poprawianie usuwania rtęci w układach ograniczania po stronie odpywowej.
Mokre odsiarczanie gazów odlotowych; (mokre FGD)	Zobacz opis ogólny w 10.8.4. Występują powiązane korzyści, w postaci ograniczenia emisji pyłu i metali.

10.8.6 Techniki ograniczania emisji do wód

Technika	Opis
Adsorpcja na węglu aktywowanym	Zatrzymywanie rozpuszczalnych zanieczyszczeń na powierzchni substancji stałych, silnie porowatych cząstek (adsorbentu). Aktywowany węgiel jest typowo stosowany do adsorpcji związków organicznych i rtęci.
Aerobowa obróbka biologiczna	Utlennianie biologiczne rozpuszczonych zanieczyszczeń organicznych tlenem, z wykorzystaniem metabolizmu mikroorganizmów. W obecności rozpuszczonego tlenu - wstrzykiwanego jako powietrze lub czysty tlen - składniki organiczne są mineralizowane do dwutlenku węgla i wody lub są przekształcane na inne metabolity i biomasę. W pewnych warunkach zachodzi również aerobowa nityfikacja, dzięki czemu mikroorganizmy utleniają amoniak (NH_4^+) do pośredniego azotynu (NO_2^-), który jest następnie dalej utleniany do azotanu (NO_3^-).
Beztlenowa/anaerobowa obróbka biologiczna	Biologiczne ograniczanie zanieczyszczeń z wykorzystaniem metabolizmu mikroorganizmów (np. azotanu (NO_3^-) jest redukowany do pierwiastkowego gazowego azotu, utlenione postaci rtęci są redukowane do pierwiastkowej rtęci. Beztlenowa/anaerobowa obróbka ścieków pochodzących z użycia mokrych systemów ograniczania, jest typowo wykonywana w bioreaktorach z nieruchomą warstwą, wykorzystujących aktywowany węgiel jako nośnik. Beztlenowa/anaerobowa obróbka biologiczne dla usuwania rtęci jest stosowana w połączeniu z innymi technikami.
Koagulacja i flokulacja	Koagulacja i flokulacja są stosowane do oddzielania zawieszonych cząstek stałych od ścieków i są często wykonywane w kolejnych krokach. Koagulacja jest wykonywana przez dodawanie koagulantów z ładunkami przeciwnymi do ładunków zawieszonych cząstek stałych. Flokulacja jest wykonywana przez dodawanie polimerów, tak że zderzenia mikrocząstek powodują ich złączanie się, wytwarzając w ten sposób większe kłaczkę
Krystalizacja	Usuwanie zanieczyszczeń jonowych ze ścieków przez krystalizowanie ich na materiale zarodnikowym, takim jak piasek lub minerały, w procesie złoża fluidalnego.
Filtracja	Oddzielanie cząstek stałych od ścieków przez przepuszczanie ich przez medium porowate. Obejmuje to różne typy technik, np. filtrację na piasku, mikrofiltrację i ultrafiltrację.
Flotacja	Oddzielanie cząstek stałych lub ciekłych od ścieków poprzez przyłączenie ich do drobnych pęcherzyków gazu, zazwyczaj powietrza. Utrzymujące się na powierzchni wody cząsteczki gromadzą się na powierzchni wody i są zbierane zgarniaczami.
Wymiana jonowa	Zatrzymywanie zanieczyszczeń jonowych ze ścieków i ich zastępowanie przez lepiej akceptowane jony, z zastosowaniem żywicy wymiany jonowej. Zanieczyszczenia są tymczasowo zatrzymywane, a następnie uwalniane do regeneracji lub cieczy wypływającej.
Zobojętnianie	Regulowanie pH ścieków do poziomu obojętnego pH (około 7) poprzez dodawanie chemikaliów. Wodorotlenek sodu (NaOH) wodorotlenek wapnia (Ca(OH)_2) są ogólnie stosowane do zwiększania pH, podczas gdy kwas siarkowy (H_2SO_4), kwas solny (HCl) lub dwutlenek węgla (CO_2) są ogólnie stosowane do zmniejszania pH. W trakcie zobojętniania może następować wytrącanie niektórych zanieczyszczeń.
Oddzielanie wody i oleju	Usuwanie wolnego oleju ze ścieków poprzez oddzielanie grawitacyjne, z użyciem urządzeń takich, jak oddzielnik Amerykańskiego Instytutu Naftowego, przerywacz z blachy falistej lub przerywacz z płytą równoległą. Po oddzieleniu oleju od wody normalnie następuje flotacja, wspomagana przez koagulację/flokulację. W niektórych przypadkach przed oddzieleniem oleju od wody może być konieczne łamanie emulsji.
Utlennianie	Przekształcanie zanieczyszczeń przez chemiczne czynniki utleniające na podobne związki, które są mniej niebezpieczne i/lub łatwiejsze do ograniczenia. W przypadku ścieków pochodzących z wykorzystania mokrych systemów ograniczania, może być wykorzystywane powietrze do utleniania siarczynu (SO_3^{2-}) do siarczanu (SO_4^{2-}).
Strącanie	Przekształcanie rozpuszczonych zanieczyszczeń na nierozpuszczalne związki, poprzez dodawanie odczynników strącających. Tworzone stałe, wytrącone osady są następnie oddzielane przez sedymentację, flotację lub filtrację. Typowymi chemikaliami stosowanymi do strącania metalu są wapno, dolomit, wodorotlenek sodu, węglan sodu, siarczek sodu i związki siarczkoorganiczne. Sole wapnia (inne niż wapno) są stosowane do strącania siarczanu lub fluorku.

Sedymentacja	Oddzielanie zawieszonych cząstek stałych przez osadzanie grawitacyjne.
Przemywanie	Usuwanie wypłukiwalnych zanieczyszczeń (np. amoniaku) ze ścieków poprzez kontakt z wysokim przepływem strumienia gazu w celu przeniesienia ich do fazy gazowej. Zanieczyszczenia są usuwane z gazu przemywającego w obróbce po stronie odpływowej i mogą być potencjalnie wykorzystane ponownie.

11 NOWE TECHNIKI

11.1 Wspólne procesy i techniki dla wytwarzania energii

11.1.1 Obiekt węglowy o wysokiej temperaturze i ciśnieniu i warunkach superkrytycznych

Sprawności > 50 % mogą być osiągnęte przy warunkach pary o 320-330 bar, 630-650 °C pary świeżej i 650-680 °C pary przegrzanej. Europejski projekt badawczy Nowoczesnej elektrowni (700 °C) PF, z warunkami pary 350/700/720 (ciśnienie bezwzględne, °C pary świeżej i przegrzanej), ma sprawności w zakresie 52-55 %.

Dostępność tych elektrowni zależy od zapewnienia, na poziomie akceptowalnym finansowo, specjalnych stopów wymaganych dla materiałów konstrukcyjnych kotła, które mogą pracować przy tak wysokich temperaturach i ciśnieniach (Dział 4.1.6 [54, UK-TWG 2012]).

11.2 Powszechne procesy spalania technicznego

11.2.1 Techniki ograniczania emisji tlenków siarki

11.2.1.1 Technologia pęcherzykowa

Systemy odsiarczania na końcu instalacji (mokre odsiarczanie gazów odlotowych) wykorzystujące technologię pęcherzykową (lub połączenie technologii pęcherzykowej i natryskowej) zamiast pomp obiegowych, zostały opracowane przez kilka przedsiębiorstw, w tym Alstom, Chiyoda, AE&E i inne.

Relacjonowanymi korzyściami skojarzonymi z eliminacją pomp recyklingu, dysz natryskowych, kolektorów, oddzielnych zbiorników utleniania i zagęszczaczy są: zwarta budowa przy osiągnięciu wysokich stopni odsiarczania; niski koszt kapitałowy; i ograniczone zużycie energii.

Systemy te są obecnie wdrażane w niektórych obiektach opalanych olejem i opalanych węglem [37, EGTEI 2012]

11.2.2 Kombinowane techniki ograniczania emisji tlenków siarki i tlenków azotu

11.2.2.1 Nowe procesy katalityczne gazu/substancji stałych

Niektórymi procesami, które są obecnie opracowywane, są proces 'Oczyszczanie gazów odlotowych Parsons' i proces 'Lurgi CFB'. Procesy te zostały zainstalowane tylko w skali instalacji pilotażowej i dlatego nie są przedstawiane w tym rozdziale.

11.2.2.2 Wtrysk zasad

Proces ten wykorzystuje bezpośrednio wstrzykiwanie jednego lub więcej suchych sorbentów, jak wodorowęglan sodu, do strumienia gazów odlotowych. Testy wykazały możliwość wstrzykiwania alkaliów do pieca, kanału lub natryskowej suchej płuczki, dla połączonego ograniczania zawartości SO_2 i NO_x , jak również usuwania innych gazów kwaśnych (np. HCl). Mechanizm, poprzez który to następuje, nie jest w pełni zrozumiały, ale te procesy mogą znacznie ograniczać zawartość NO_x . Osiąga się aż do 90 % ograniczenia NO_x w zależności od czynników takich jak stosunek SO_2 do NO_x w gazach odlotowych, temperatura reakcji, granulometria sorbentu i czas przebywania. Oprócz niepewności dotyczącej charakterystyki ograniczania zawartości NO_x , problemem wstrzykiwania alkaliów jest to, że wyższe stężenia NO_2 mogą nadawać gazom odlotowym brązowo - pomarańczowe zabarwienie. Jako że ten proces nadal jest w fazie demonstracyjnej, nie można podać żadnych informacji o ogólnej sprawności.

11.2.2.3 Mokry skrubler z dodatkami do usuwania NO_x

Procesy te ogólnie opierają się na istniejącej technice mokrego przepłukiwania dla usuwania SO_2 (kamień wapienny lub szlamy wapienne) z dodatkami stosowanymi dla osiągnięcia usuwania NO_x . Wykazano, że dodatki takie jak $Fe(II)$, EDTA i żółty fosfor osiągają różne sprawności usuwania NO_x w skali instalacji laboratoryjnej lub pilotażowej. W skali komercyjnej, eksploatowano około 10 mokrych, kombinowanych instalacji usuwania SO_2 i NO_x z wydajnościami bloku wynoszącymi 10 000 200 000 m^3/h . W procesach tych wykorzystuje się CO_2 lub O_3 jako czynnik utleniający, który jest dodawany do gazu, zanim zostanie on poddany mokremu przepłukiwaniu z sodem celem usunięcia 30-80% NO_x i ponad 90% SO_2 . Dodatkowo poprzez przepłukiwanie sodowo z zastosowaniem $NaClO$ jako dodatku usuwane jest ponad 95% rtęci. Procesy te nie nadają się do obrabiania wielkich objętości gazu, z uwagi na wysoki koszt czynnika utleniającego i problemy utylizacji ścieków zawierających azotyny i azotany. Z powodu braku informacji, czy ten proces jest

rzeczywiście stosowane do dużego obiektu energetycznego spalania, nie można podać żadnych informacji o ogólnej sprawności.

11.2.3 Techniki ograniczania emisji metali

11.2.3.1 Filtracja membranowa do ograniczania zawartości metali w ściekach ze skrubera

Opis

Obróbka ścieków z płuczek mokrych (kondensat gazów odlotowych z pieca) z zastosowaniem membran ceramicznych z węgliku krzemu (SiC). Opisana technika opiera się na przykładzie dostarczonym przez LiqTech [88, Denmark 2013]

Opis techniczny

Filtracja membranowa na membranach z węgliku krzemu jest procesem oddzielania napędzanym przez ciśnienie działające od wewnątrz na zewnątrz. Membrany ceramiczne są eksploatowane w tak zwanym trybie przepływu krzyżowego. Filtracja w przepływie krzyżowym jest metodą filtracji, w której doprowadzany przepływ jest styczny do powierzchni membrany w celu porywania dalej odrzuconych cząstek i rozpuszczonych substancji. Płyn podawany jest rozdzielany na dwa strumienie produktu, przesącz, który jest zubożony o odrzucone cząstki i pozostałość (lub koncentrat), który jest wzbogacony w te cząstki. Membrany ceramiczne oczyszczają się wykorzystując wymywanie zwrotne, impuls zwrotny i czyszczenie na miejscu (CIP) i/lub wyplukiwanie wzmocnione chemicznie (CEB).

Osiągana korzyść dla środowiska

Koszt eksploatacji i oddziaływanie na środowisko mogą być znacznie ograniczone w przypadku ponownego wykorzystywania uzdatnionej wody z płuczki w układzie zamkniętym, tj. zanieczyszczona ciecz jest przepuszczana przez membrany SiC po których następują membrany odwrotnej osmozy. W przypadku ponownego wykorzystywania uzdatnionej wody, można osiągnąć szacunkowo 80% zmniejszenia zużycia czystej wody; wyładowywanie ścieków i przemieszczanie szlamu chemicznego oraz koszty z tym związane mogą być również zmniejszone o 90%.

Charakterystyka obciążania środowiska i dane eksploatacyjne

Wyniki z elektrowni w Danii dotyczące usuwania metali ciężkich ze strumienia ścieków z płuczki z zastosowaniem membran SiC są podane w tabeli poniżej.

Tabela 11.1: Usuwanie metali ciężkich i innych zanieczyszczeń ze ścieków z płuczki

	Surowiec	Przesącz	Ograniczenie
Przewodność	118 mS/m	36,5 mS/m	69 %
Arsen	0,0003 ppm	0,0002 ppm	33 %
Bar	0,033 ppm	0,0097 ppm	71 %
Ołów	0,004 ppm	0,0001 ppm	97,5 %
Kadm*	0,0038 ppm	0,00005 ppm	99 %
Rtęć	0,0007 ppm	< 0,00005 ppm	93 %
Nikiel	0,0042 ppm	0,0006 ppm	86 %
Chrom	0,0033 ppm	0,001 ppm	70 %
Miedź	0,0026 ppm	0,002 ppm	23 %
Mangan	0,103 ppm	0,031 ppm	70 %
Selen	0,0014 ppm	0,0003 ppm	79 %
Chlor	85 ppm	16 ppm	81 %
Siarczan	210 ppm	43 ppm	80 %
Azotany	20 ppm	12 ppm	40 %
Sód	54,7 ppm	18 ppm	67 %
Wapń	42,2 ppm	8,89 ppm	79 %
Całkowity węgiel (TOC)	0,5 ppm	0,2 ppm	60 %

Efekty krzyżowe mediów

Brak.

Zagadnienia techniczne właściwe dla stosowalności

Technologia filtracji na membranie SiC może być ogólnie stosowana w strumieniach ścieków, które wymagają usuwania zawieszonych metali. Membrany SiC mogą radzić sobie w ekstremalnych środowiskach dzięki ich wysokiej odporności cieplnej i chemicznej.

Opłacalność

Przykładowe dane dla instalacji ultrafiltracji 25 m³/h z membraną SiC są przedstawione w następującej tabeli.

Tabela 11.2: Parametry ekonomiczne dla przykładowej instalacji ultrafiltracji z membraną SiC

Wydajność	25 m ³ /h
Strumień na m ²	350-400 litr/m ²
Liczba elementów membrany SiC	10 szt.
Całkowity koszt inwestycyjny instalacji - Capex	300 000-400 000 euro
Całkowite koszty eksploatacji - Opex, rocznie	50000 euro
Typowe oszczędności wody (80%)	20 m ³ /h na godzinę pomnożone przez lokalną cenę wody
Typowe oszczędności na zrzutach (90%) - Szacowana opłata za odprowadzanie ścieków 3 euro/m ³	3 euro za m ³ /h = 22,5 m ³ *24*365*3 euro= 591 300 euro
Czas zwrotu	< 1 rok
Źródło: [88. Denmark 2013]	

Siła napędowa dla wdrożenia

- Wyższe opłaty za odprowadzanie ścieków zawierających metale ciężkie.
- Ograniczenie zużycia wody i ponowne wykorzystywanie wody
- Zastąpienie kilku technologii jednym etapem filtracji.
- Zgodność z nowymi standardami jakości odprowadzania ścieków.

Przykładowe obiekty

- Elektrownia, Randers, Dania (Eksperyment pilotażowy w skali przemysłowej, 2012).
- Elektrownia, Niemcy (Eksperyment pilotażowy w skali przemysłowej, 2013) i trwający projekt dla systemu pełnej skali, do odbioru ruchowego w 2014 r.
- Elektrownia, Niemcy (Eksperyment pilotażowy w skali przemysłowej, 2013+2014).

11.2.4 Procesy wychwytywania CO₂

W celu ograniczenia emisji CO₂ poza poziomy, które mogą być osiągnęte przez maksymalizowanie sprawności cieplnej procesów i technik generowania energii, emisje CO₂ z obiektów energetycznego spalania opalanych paliwami kopalnymi mogą być wychwytywane, a następnie transportowane i przechowywane pod ziemią.

Dodatkowa instalacja wychwytywania węgla wymaga dodatkowego zużycia energii, np. do ogrzewania koniecznego dla desorpcji CO₂. Dlatego też procesy wychwytywania CO₂ prowadzą do utraty sprawności szacowanej na 8-12 punktów procentowych dla istniejących elektrowni opalanych węglem. Z powodu spadku sprawności skojarzonego z wychwytywaniem CO₂, zwiększanie sprawności elektrowni opalanych paliwami kopalnymi jest pierwszym krokiem. Równoległe, priorytetami są poprawa sprawności energetycznych procesów wychwytywania CO₂ i optymalizacja cyklu parowego dla zapotrzebowania ciepła przez CO₂. [54, UK- TWG 2012]

Rozwój technologii wychwytywania CO₂ jest kontynuowany przez globalnych dostawców elektrowni we współpracy z przedsiębiorstwami dostaw mediów, uniwersytetami i rządami, zwłaszcza w Europie, Ameryce Północnej i Australii. Obecnie opracowywanych jest kilka rozwiązań. Są one zazwyczaj klasyfikowane jako procesy wychwytywania po spalaniu, tlenowo - paliwowe i wstępnego spalania: [280, EPPSA 2012]

- Proces po spalaniu polega na wydzielaniu CO₂ które jest rozcieńczone w gazach odlotowych ze spalania. Obecnie wychwytywanie po spalaniu jest najnowocześniejszą technologią. Rozpuszczalniki dla wychwytywania CO₂ po spalaniu mogą być fizyczne, chemiczne lub pośrednie. Najbardziej prawdopodobne jest stosowanie rozpuszczalników chemicznych, takich jak aminy. Innymi rozwiązaniami wychwytywania są absorpcja (nowe rozpuszczalniki, schładzany amoniak), adsorpcja, anty-sublimacja i membrany.
- Procesy spalania tlenowego polegają na spalaniu paliwa w tlenie. Gazy wytwarzane przez proces spalania tlenowego to głównie woda i CO₂, z której CO₂ może być łatwo usuwane na końcu procesu.
- Procesy przed spalaniem wiążą się z przemianą (gazyfikacją lub częściowym utlenianiem) paliwa do gazu syntezowego (tlenku węgla i wodoru), które następnie poddawane są reakcji z parą w reaktorze przemiany celem przekształcenia CO do CO₂ lub innej substancji organicznej. W procesie tym wytwarzany jest wysoko stężony CO₂, który łatwo jest usuwać absorbentami fizycznymi. H₂ może następnie być spalany w turbinie gazowej. Na chwilę obecną żaden z istniejących bloków gazowo - parowych ze zintegrowanym zgazowaniem nie obejmuje przemiany tlenku węgla z parą wodną i wychwytywaniem CO₂.

Wymagany poziom czystości CO₂ determinuje wybór technik ograniczania zawartości zanieczyszczenia. Poziom i charakter zanieczyszczeń w strumieniu CO₂ może wpływać na niektóre procesy wychwytywania CO₂, które są wrażliwe na zanieczyszczenia i może być również ważny dla transportu i magazynowania CO₂. Na przykład, NO₂ i SO₂ z gazów odlotowych reagują z aminami (wychwytywanie po spalaniu) by tworzyć stabilne, nieregenerowalne sole i powodować w ten sposób utratę niektórych amin. Z aminami specyfikacja SO₂ jest zazwyczaj ustalana jako < 40 mg/Nm³, a specyfikacja NO₂ jako < 50 mg/Nm³ (na podstawie średniej dobowej, w warunkach normalnych i poziomie O₂ wynoszącym 6 %). W zależności od zastosowanego rozpuszczalnika chemicznego, specyfikacja może być inna). Limity dla SO_x mogą być osiągnięte przez zastosowanie niektórych technologii odsiarczania gazów odlotowych. Doświadczenie pokazuje, że instalacje odsiarczania gazów odlotowych z kamieniem wapiennym i gipsem mogą być projektowane na ograniczanie emisji SO₂ nawet do 10 mg/Nm³ przy wzroście kosztów kapitałowych o około % i 27 % wzroście

kosztów eksploatacyjnych. Limity dla NO_x są technicznie osiągalne poprzez zastosowanie palników o niskiej emisji NO_x i selektywnej redukcji katalitycznej.

Dostępne są inne typy technologii wychwytywania i geologicznego składowania dwutlenku węgla (CCS), ale nie są jeszcze dojrzałe na tyle, by zastosować je w dużych obiektach energetycznego spalania.

Wychwytywanie i magazynowanie CO_2 w elektrowniach jest obecnie demonstrowane w instalacjach pilotażowych małej skali. Pierwsza instalacja demonstracyjna dużej skali jest eksploatowana od października 2014 na Bloku 3 (160 MW obiekt opalany węglem) w elektrowni Boundary Dam w Esteven, Saskatchewan, w Kanadzie. Przy całkowitym koszcie obiektu wynoszącym 1,5 miliarda dolarów kanadyjskich, pierwsze analizy finansowe szacują, że osiągnięty koszt wychwytywania i geologicznego składowania dwutlenku węgla jest nadal stale wyższy, niż cele dla roku 2020 lub poniżej 25 euro za tonę unikniętej emisji CO_2 .

Nie ma zgody co do tego, która z opcji (spalanie końcowe, spalanie wstępne czy spalanie tlenowe) będzie najmniej kosztowna w przyszłości; każda ma argumenty za i przeciw, a ich koszty wydają się porównywalne. Straty sprawności wynikające z wychwytywania CO_2 staną się niższe dla przyszłych elektrowni.

Rozważane opcje wychwytywania węgla obejmują zgazowanie węgla przed spalaniem, spalanie tlenowo - paliwowe i spalanie końcowe. Prowadzone są próby kilku metod przepłukiwania po spalaniu. [36, EGTEI 2012] [37, EGTEI 2012]

Efekty krzyżowe mediów

Tam gdzie wymagane jest dodatkowe ograniczenie SO_2 celem osiągnięcia niezbędnej czystości strumienia gazowego CO_2 , będzie to kompensowało wyższe emisje SO_2 wynikające ze względnie wysokiej straty sprawności dla wychwytywania węgla. Jednak można oczekiwać zwiększenia emisji NO_x i pyłu o ilość proporcjonalną do kosztu paliwa dla realizowania wychwytywania i geologicznego składowania dwutlenku węgla. Bezpośrednie emisje NH_3 mogą również wzrastać na skutek degradacji amin stosowanych w technologiach wychwytywania po spalaniu. [317, EEA 2011]

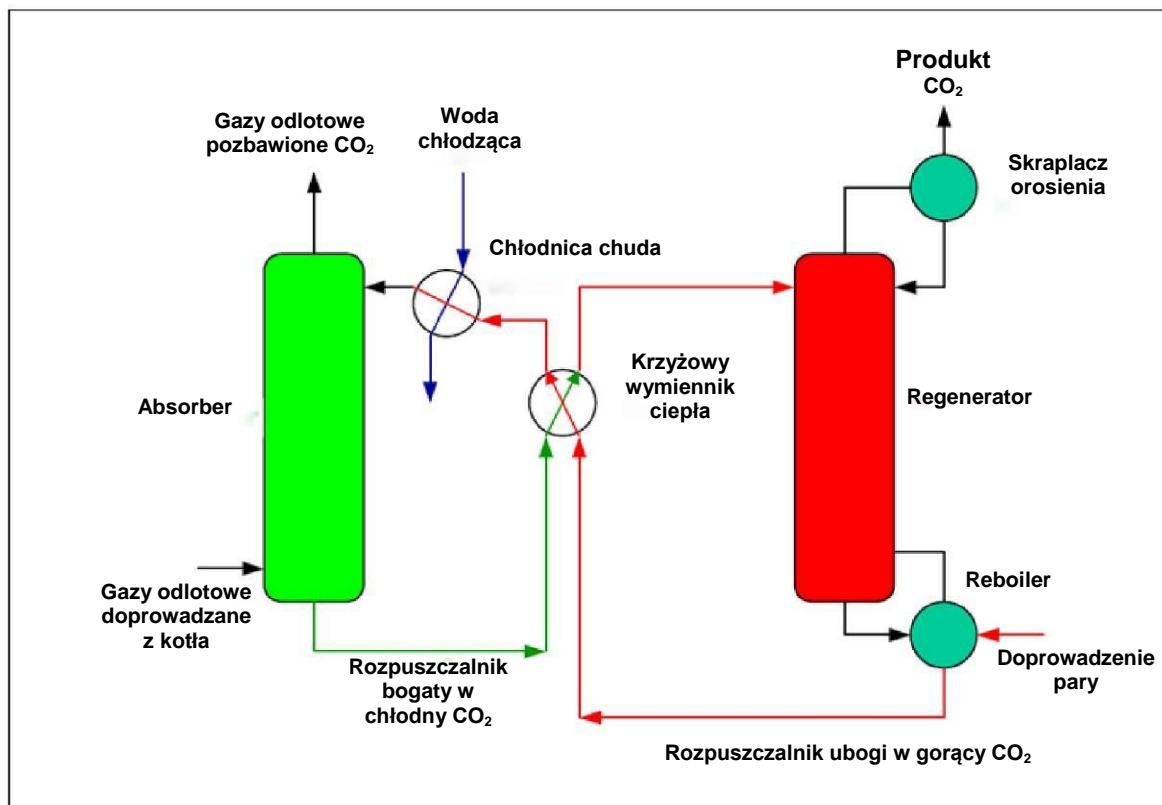
11.2.4.1 Procesy wychwytywania CO_2 z dopalaniem

[280, EPPSA 2012]

11.2.4.1.1 Proces aminowy

W procesie aminowym dla wychwytywania dwutlenku węgla z gazów odlotowych generowanych przez elektrownie, gaz odlotowy jest obrabiany wodnym roztworem aminowym, który reaguje z CO_2 . Zwiększanie temperatury odwraca reakcję i CO_2 jest uwalniany. Roztwór jest poddawany recyklingowi do ponownego wykorzystania. Kilka instalacji pilotażowych, zamontowanych w procesie aminowym eksploatowano w ostatnich latach. Podczas gdy następujący opis procesu zakłada zastosowanie kotła wielozadaniowego opalanego węglem, proces aminowy może być modyfikowany, stosownie do potrzeb, do usuwania CO_2 po spalaniu z wielu różnych procesów spalania wielozadaniowego i przemysłowego.

Schemat rodzajowy procesu aminowego przedstawiono na rys. 11.1.



Rysunek 11.1: Proces aminowy wykorzystujący UCARSOL™ FGC 3000 (Alstom i Dow Chemical)

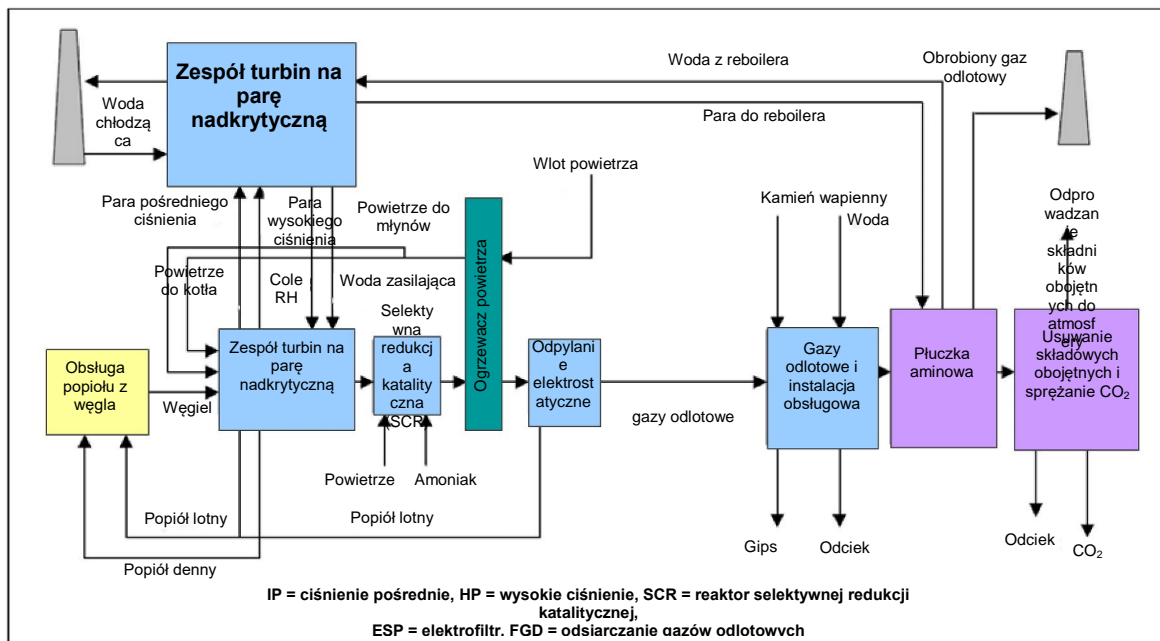
Proces aminowy opiera się na chemizmie systemu amina-CO₂-H₂O i zdolności roztworu aminowego do absorbowania CO₂ przy niskich temperaturach i uwalniania CO₂ przy umiarkowanie podwyższonych temperaturach. CO₂ i woda wytwarzają kwas węglowy do reagowania z roztworem aminowym w kolumnie absorpcyjnej, tworząc związki chemiczne (karbaminian i wodorowęglan), skutkując usuwaniem CO₂ ze strumienia gazowego. W przykładowym procesie pokazanym na fig. 11.1, CO₂ jest absorbowany w roztworze aminowym w temperaturze około 50 °C (120 °F) i pod ciśnieniem atmosferycznym. Podstawowa reakcja absorpcji jest opisana w postaci jonowej następująco:



R-NH₂ reprezentuje aminę stosowaną w procesie.

Typowa sprawność usuwania CO₂ wynosi 90%, chociaż w dobrze zaprojektowanych absorberach mogą być osiągnięte sprawności do 99%.

Rys. 11.2 przedstawia uproszczony schemat przepływu elektrowni z wychwytywanie CO₂ po spalaniu.



Rysunek 11.2: Uproszczony schemat przepływu elektrowni z wychwytywaniem CO₂ po spalaniu.

Gazy odlotowe z kotła są ujmowane po stronie odpływowej dowolnego zamontowanego urządzenia Systemu kontroli jakości powietrza (AQCS). Stężenia NO₂ (dwutlenku azotu), SO₂, SO₃ (tlenków siarki), HCl, (kwasu solnego), rtęci i cząstek zawieszonych (PM) muszą być utrzymywane na względnie niskim poziomie, by zapobiegać współ-absorpcji i pogarszaniu roztworu aminowego. Stężenia SO_x powinny idealnie być utrzymywane poniżej 20 ppmw. NO₂, część NO_x która będzie reagować z roztworem aminowym, powinno być utrzymywane poniżej 10 ppmv. Ponadto temperatura gazów odlotowych napływających do absorbera CO₂ powinna być niższa od 50 °C (120 °F). Aby spełnić te wymagania może być konieczne zainstalowanie dodatkowych urządzeń Systemu kontroli jakości powietrza.

Wentylatory wspomagające przezwyciężają spadek ciśnienia skojarzony ze zbiornikami instalacji i układem przewodów. Gazy odlotowe są transportowane do układu absorpcji CO₂ do obróbki, a następnie do komina do odprowadzenia do atmosfery. Urządzenie monitorujące (analyzer CO₂) mierzy CO₂ zawarte w gazach odlotowych napływających do układu absorpcji CO₂ jak również poziom CO₂ przy opuszczaniu układu absorpcji. Informacje te determinują sprawność absorbera.

Gazy odlotowe opuszczające górę absorbera, zawierające głównie azot, tlen, wodę i niskie stężenie CO₂, są odprowadzane do istniejącego przewodu wylotowego. W normalnych warunkach nie wymagają one żadnego przegrzewania.

Roztwór bogaty w CO₂ opuszczający absorber CO₂ zawiera 3-10 mol % CO₂ w roztworze. Strumień bogatego roztworu aminowego opuszczający absorber CO₂ jest ogrzewany w wymiennikach ciepła bogatego/ubogiego roztworu i przesyłany do regeneratora poprzez jeden lub więcej punktów doprowadzania. W niektórych procesach połowa doprowadzanego surowca przechodzi przez jeden wymiennik i jest przesyłana do środka regeneratora.

Regeneracja odwraca reakcje absorpcji przy zastosowaniu ciepła. Kolumna regeneratora zawiera urządzenia przesyłu masy (półki lub wypełnienie losowe). Bogaty roztwór przepływa tam w dół kolumny w przeciwnym kierunku do pary wytwarzanej przez wrzącą część ubogiego roztworu opuszczającego dno kolumny regeneratora.

Przepływ ubogiego roztworu jest w całości lub w części przesyłany do reboilera regeneratora, gdzie część roztworu (głównie woda) jest odparowywana, jednocześnie dostarczając energię do usuwania CO₂ (ciepło desorpcji) z roztworu. Para sprzyja rozcieńczeniu niezbędnemu dla wypłukiwania CO₂ z bogatego roztworu. Pozostała część ubogiego roztworu, która nie jest odparowywana, napływa do zbiornika ściekowego kolumny regeneratora, skąd jest odpompowywana z powrotem na szczyt absorbera CO₂ poprzez wymienniki ciepła bogatego/ubogiego roztworu i chłodnicy roztworu ubogiego. Gorący ubogi roztwór jest chłodzony w

krzyżowe wymienniki ciepła, a odzyskiwane ciepło ogrzewa bogaty roztwór pochodzący z absorbera CO₂. Para obciążona CO₂ opuszcza górę kolumn regeneracyjnych po przejściu przez wysokosprawnny eliminator mgły, by minimalizować przenoszenie wody i aminy.

Układ sprężania CO₂ może wykorzystywać integralnie sprzężone sprężarki odśrodkowe o wielu stopniach sprężania. Sprężarki są wyposażone w chłodnice pośrednie i chłodnice końcowe, gdzie CO₂ jest ochładzany z wykorzystaniem kondensatu z cyklu parowo/wodnego jako medium chłodniczego. Zapewniony jest zespół osuszania CO₂ do usuwania wilgoci z produktu CO₂. Wykorzystywane są standardowe technologie osuszania, takie jak glikol trójetylenowy (TEG) lub adsorbery z sitem molekularnym (MSA).

Niezbędna jest filtracja roztworu aminowego dla ograniczenia stopnia spieniania w kolumnie absorpcyjnej i utrzymywania optymalnej zdolności pochłaniania CO₂ w roztworze aminy. Nierozpuszczalne zanieczyszczenia mogą zazwyczaj być usuwane przez filtrację mechaniczną. Rozpuszczalne zanieczyszczenia, które są aktywne powierzchniowo, mogą być usuwane w pewnym stopniu przez filtrację na węglu aktywowanym. Przed napłynięciem do adsorbera CO₂, strumień zejściowy 10 % - w zależności od obciążenia pyłem - ubogiego roztworu przepływa przez filtry z wkładem mechanicznym i możliwie również przez filtr z węglem aktywowanym, by ograniczyć zanieczyszczenia w roztworze aminy. Usuwają one cząstki stałe z rozpuszczalnika i drobin węгля, które mogą wydostawać się ze złoża węglowego.

Amina jest stosowana w roztworze wodnym do selektywnego wychwytywania CO₂ z gazów odlotowych (mieszanka gazów N₂, CO₂, O₂ i innych gazów śladowych) poprzez chemiczną absorpcję w gazowo - cieczowej wieży kontaktowej (absorberze) przy względnie niskich temperaturach, a obciążona CO₂amina jest przemywana (desorpcja chemiczna) we względnie wyższej temperaturze, celem oddzielenia CO₂ i zregenerowania roztworu aminy do ponownego użycia. W tym procesie na skutek cyklicznego poddawania aminy działaniu różnych warunków procesowych, głównie temperatury, O₂ i śladowych ilości mocnych gazów kwaśnych, niewielka część aminy podlega nieodwracalnej zmianie chemicznej. W ciągłym, cieczowym procesie zachodzącym w obiegu zamkniętym, te śladowe ilości będą się akumulować. Zadaniem regeneratora jest oddzielanie aktywnej części roztworu aminowego od nieaktywnych, stabilnych produktów ubocznych soli organicznych.

W Norwegii wykazano, że aminowy proces absorpcji po spalaniu był zdolny do radzenia sobie z dużymi i gwałtownymi zmianami obciążenia obiektu energetycznego spalania i z warunkami rozruchu / wyłączenia z ruchu.

Przykładowe obiekty pilotażowe

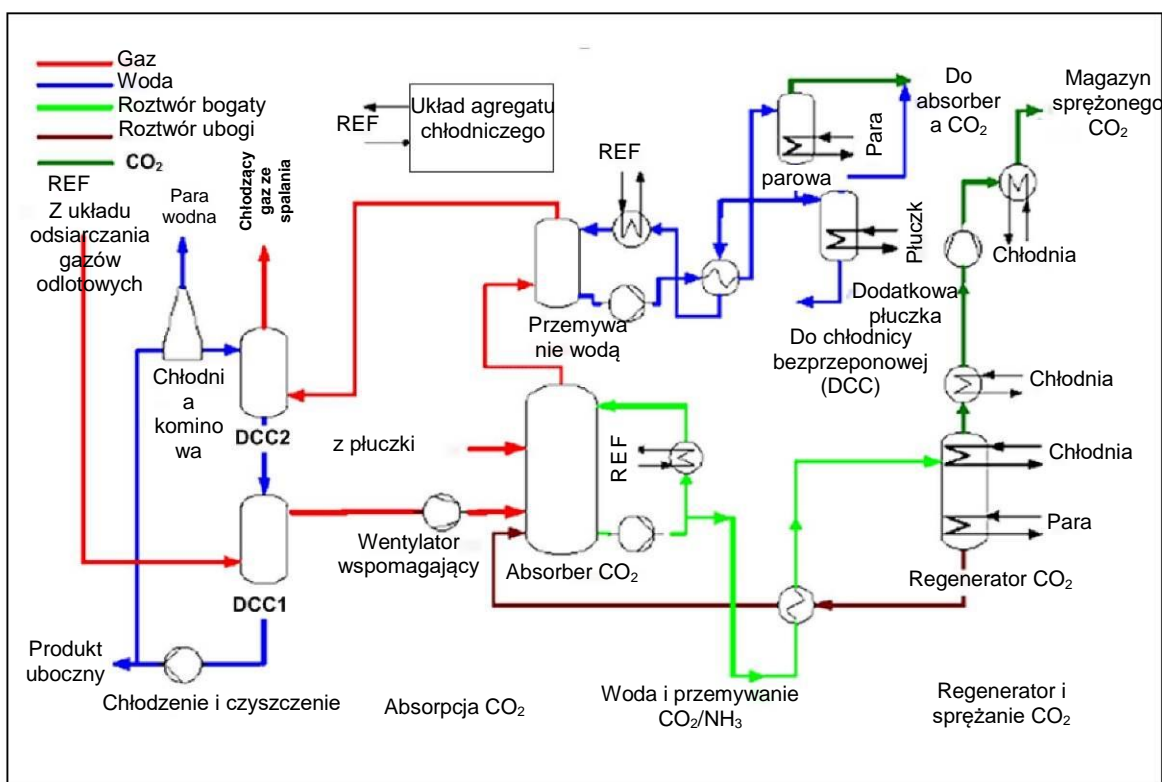
Południowy Charleston, Zachodnia Virginia (USA). Instalacja pilotażowa, dobrana na około 5 ton CO₂ na dobę, z frakcji bocznej z opalanego węglem kotła przemysłowego.

C2A2, Le Havre (Francja). Instalacja pilotażowa dobrana na około 25 ton CO₂ na dobę, wychwytywanego ze strumienia zejściowego gazów odlotowych o wielkości 6,5 ton na godzinę z opalanego węglem kotła o mocy 600 MW_e. Testowy program wychwytywania węgla pracował pomiędzy lipcem 2013 i marcem 2014. Instalacja pilotażowa Maasvlakte (MPP 3) Electrabel, E.ON - Hitachi Power Europe (Holandia). ~1.1 Mt CO₂ rocznie przewidziane do wychwytywania, składając się na 5 Mt CO₂ ogółem w fazie demonstracyjnej projektu na opalanym węglem obiekcie o mocy 1 100 MW_e (równoważnej 250 MW_e dla instalacji wychwytywania węgla).

11.2.4.1.2 Proces ze schłodzonym amoniakiem

Gazy odlotowe opuszczające system mokrego odsiarczania są ochładzane i przesyłane do absorbera CO₂, gdzie CO₂ zawarte w gazach odlotowych reaguje z węglanem amonu by tworzyć wodorowęglan amonu (ABC). Strumień gazów odlotowych, z którego usunięto większość CO₂, powraca do istniejącego komina celem wyładowania, a strumień upustowy jest przesyłany do zakładowego układu oczyszczania ścieków do przetwarzania. Roztwór bogaty w wodorowęglan amonu (ABC) jest przesyłany do kolumny regeneratora pod ciśnieniem. W regeneratorze dodawane jest ciepło by oddzielić CO₂ i zwrócić roztwór węglanu amonu (AC) do absorbera CO₂ do ponownego wykorzystania. Strumień CO₂ jest przemywany by usunąć nadmiar amoniaku, następnie sprężany i transportowany do układu magazynowania.

W procesie schładzania amoniaku (CAP), CO_2 jest absorbowany w amoniakalnym roztworze w temperaturach niższych, niż temperatura wyjściowa z układu odsiarczania gazów odlotowych. Dlatego też chłodzenie gazów odlotowych jest niezbędnym krokiem w procesie, powodującym kondensację wilgoci zawartej w gazach odlotowych. Gazowy amoniak (NH_3) jest uwalniany z roztworu amoniakalnego w trakcie absorpcji CO_2 . Aby zminimalizować emisję gazowego NH_3 , absorpcja CO_2 jest przeprowadzana w niższych temperaturach gazów odlotowych. Ogólnie niższa temperatura absorpcji daje niższe emisje amoniaku z absorbera CAP i wyższe zużycie energii dla schładzania urządzeń procesowych. Wodny węglan amonu ($(\text{NH}_4)_2\text{CO}_3$) jest tworzony w temperaturze, która optymalizuje zapotrzebowanie na energię chłodniczą, sprawność usuwania dwutlenku węgla i par amoniaku z gazów odlotowych. Zbiornik regeneracyjny wytwarza produkt gazowego strumienia CO_2 poprzez odwracanie reakcji absorpcji dzięki doprowadzaniu ciepła. Produktowy strumień CO_2 opuszcza zbiornik regeneratora CAP pod wyższym ciśnieniem, niż w innych procesach CO_2 . Daje to mniejszą liczbę stopni po stronie odpływowej urządzeń sprężania CO_2 . Produkty reakcji amoniaku i wody są przemywane i wykraplane z powstającego strumienia gazowego do wykorzystania jako odczynnik i odpowiednio rozpuszczalnik przemywania gazów odlotowych. Szczegółowy schemat procesu przedstawiono na rys. 11.3.



Rysunek 11.3: Schemat przepływowy procesu schładzania amoniaku

Część gazów odlotowych z wylotu systemu mokrego odsiarczania gazów odlotowych (WFGD) po stronie dopływowej jest kierowana do procesu schładzania amoniaku do obróbki. Strumień gazów odlotowych zawiera pomiędzy 10% i 13% CO_2 , zależnie od mocy i eksploatacji obiektu. Temperatura gazów odlotowych wynosi w przybliżeniu 52-57 °C (125-135 °F) i są one nasycone wilgocią. Występują również zanieczyszczenia reszkowe, takie jak SO_2 , SO_3 , HCl , i cząstki stałe (PM).

System kondycjonowania gazów odlotowych składa się z dwóch sekcji wypełnionych żłódek, chłodnicy bezprzeponowej 1 (DCC1) i chłodnicy bezprzeponowej 2 (DCC2) i obwodu obiegowego, poprzez wyparną chłodnię kominową (patrz rys. 11.3)

Gazy odlotowe są chłodzone w DCC1 by wykonać kondensację i usunięcie wilgoci. pH roztworu w obwodzie DCC1/DCC2 jest kontrolowane by umożliwić wysoką sprawność wychwytywania SO_2 NH_3 w DCC2.

Zastosowanie dopływającego SO_2 i kwaśnych gazów jest skuteczne w usuwaniu amoniaku, jako że 1 mol SO_2 wprowadzony do DCC2 reaguje z 2 molami NH_3 opuszczającymi płuczkę wodną, by dawać produkt siarczanu amonu.

W zależności od temperatury roboczej absorbera i stężenia amoniaku w roztworze jonowym, obrobione gazy odlotowego opuszczające układ absorbera zawierają zmienne ilości gazowego amoniaku. Amoniak zawarty w gazach odlotowych musi być wychwycony i zawrócony do procesu, by minimalizować straty amoniaku z systemu, kontrolować emisje amoniaku do środowiska i utrzymać stabilne warunki robocze. Kolumna NH_3 płuczki wodnej jest przeznaczona do absorbowania większości dopływającego amoniaku, by zawracać go do procesu.

Bogaty roztwór amoniakalny jest pompowany z absorbera do regeneratora poprzez serię wymienników ciepła, w celu odzyskania ciepła z uboższego strumienia amoniakalnego, który opuszcza dno regeneratora. W kolumnie regeneratora, w miarę doprowadzania ciepła, z bogatego roztworu wydziela się CO_2 . Skład strumienia pary opuszczającego regenerację jest funkcją temperatury, ciśnienia, i względnych stężeń CO_2 , amoniaku i wody w roztworze.

Przy umiarkowanie podwyższonych temperaturach, ciśnienie par CO_2 w roztworze amoniakalnym rośnie gwałtownie, podczas gdy ciśnienie par amoniaku i wody pozostaje względnie niskie. W wyniku tego przy wysokim ciśnieniu z regeneratora emitowane jest CO_2 , co jest znaczącą właściwością tej technologii. Wyższe ciśnienie strumienia produktu CO_2 znacznie ogranicza moc i wielkość sprężarki CO_2 po stronie odpływowej. Dodatkowo CO_2 z regeneratora zawiera bardzo niskie stężenia amoniaku (< 50 ppm) i pary wodnej (< 0,3 mol %), dając niskie ogólne zużycie ciepła. Strumień produktu CO_2 może być łatwo przepłukiwany i chłodzony, by wytwarzać wyjątkowo czysty strumień gazowego CO_2 .

Płuczka odzyskiwania amoniaku jest przewidziana do odpędzania amoniaku z wody amoniakalnej. Konstrukcja oparta na niskociśnieniowym odpędzaniu amoniaku jest rekomendowana na podstawie doświadczenia uzyskanego w instalacjach pilotażowych. Zobacz odnośną część Działu 11.2.4.11 gdzie podano opis układu sprężania CO_2 .

Przykładowe obiekty pilotażowe

Elektrownia We Energies Pleasant Prairie P4, Wisconsin (USA). Blok, obliczony na około 15 000 ton CO_2 rocznie, rozpoczął eksploatację w czerwcu 2008 r.

Blok E.ON Karlshamn Field Validation Unit (Szwecja). Blok pilotażowy, zaprojektowany do wychwytywania 15 000 ton CO_2 rocznie przy pełnej wydajności, został włączony do eksploatacji w 2009 r. i pracował przez około 2000 godzin, osiągając stopień wychwytywania 90%.

Obiekt AEP Mountaineer Product Validation Facility, Zachodnia Virginia (USA). Strumień zejściowy 30 MW z obiektu o mocy 1 300 MW, równoważny 0,1 Mt/rok CO_2 . Pomiędzy październikiem 2009 r. i grudniem 2010 r., wychwycone zostało 21000 ton CO_2 przy stopniu wychwytywania > 90 % i zmagazynowaniu 15000 ton. Dostępność procesu osiągała niemal 100% zarówno dla wychwytywania, jak i magazynowania.

11.2.4.1.3 Techniki biokatalizy do usuwania CO_2 z gazów odlotowych

Najnowszym osiągnięciem w dziedzinie technik wychwytywania węgla jest zastosowanie enzymów do usuwania CO_2 z gazów odlotowych. Przykładem jest własny system, opracowany przez Akermin, Inc., który zawiera anhidrazę węglanową jako biokatalizator do przyspieszania oddzielania CO_2 poprzez sprzyjanie uwadnianiu CO_2 do wodorowęglanu w stanie znacznie wyższym, niż aminy. W tym systemie, problem niskiej stabilności enzymu przy wysokim pH, temperaturze i siłach ścinających został podjęty przez obudowanie enzymu w cienkiej błonie polimerowej w bezpośredniej bliskości granicy faz gaz - ciecz.

Relacjonowane korzyści tej techniki obejmują: niskie koszty inwestycyjne dzięki eliminacji pomocniczych podzespołów (np. płuczki polerującej, chłodnicy bezprzeponowej, kolumn przemysłowych, regeneratorów rozpuszczalnika);

zmniejszona powierzchnia zajmowana przez system; unikanie emisji rozpuszczalnika; minimalne wymagania co do wymiany roztworu; ograniczone wymagania w zakresie konserwacji.

Przykładowe obiekty pilotażowe

Blok pilotowy Akermin w National Carbon Capture Center w Wilsonville, AL. Zgłoszono, że obiekt ten w 2013 r. przepracował 1 600 godzin, wychwytyjąc CO₂ z gazów odlotowych obiektu opalanego gazem.

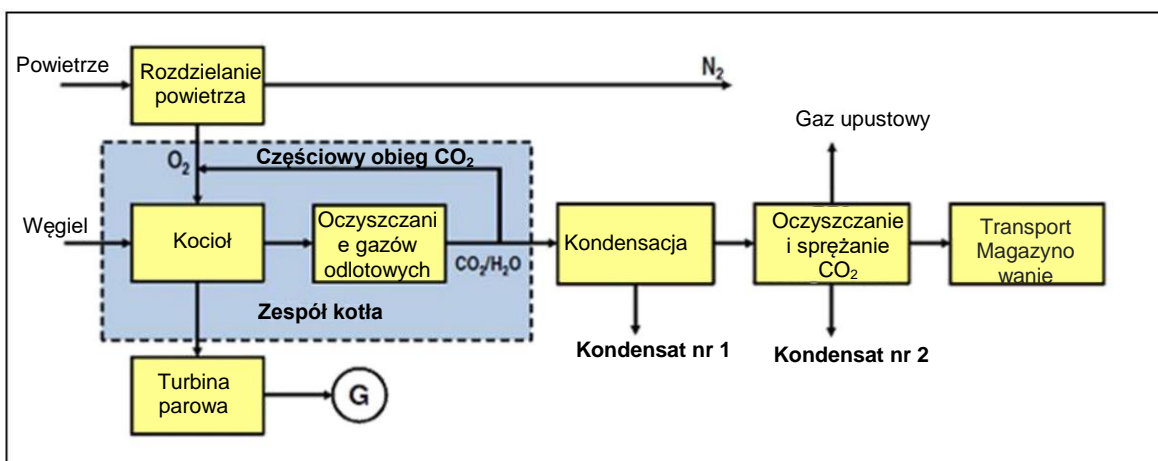
Oczyszczalnia ścieków Biofos w Kopenhadze, Dania. Jako pierwszy projekt tego typu w skali komercyjnej, instalacja ta jest ustawiona do usuwania CO₂ z biogazu, by wytwarzać do 2,6 miliona metrów sześciennych bio-metanu klasy sieciowej.

11.2.4.2 Spalanie tlenowo - paliwowe

Systemy spalania tlenowo - paliwowego dla wychwytywania CO₂ charakteryzują się spalaniem węgla ze względnie czystym O₂, rozcieńczanym obrobionymi lub nieobrobionymi, zawracanymi ponownie do obiektu gazami odlotowymi. W tych warunkach, podstawowymi produktami spalania są woda (H₂O) i CO₂ o wysokim stężeniu. CO₂ jest oddzielany przez skraplanie H₂O. Spalanie z czystym tlenem powodowałoby zbyt wysoką temperaturę płomienia, toteż mieszanina jest rozcieńczana gazami odlotowymi zawracanymi do ponownego wykorzystania. Zawracane gazy odlotowe mogą również być wykorzystane do przenoszenia paliwa do kotła. Spalanie tlenowo-paliwowe wytwarza około 75% mniej gazów odlotowych, niż spalanie z zastosowaniem powietrza i wytwarza gazy odlotowe składające się zasadniczo z CO₂ i H₂O. Po skropleniu H₂O, wysoko stężony CO₂ jest oczyszczany i sprężany do stanu ciekłego lub nadkrytycznego, w zależności od środków transportu.

Dla usuwania innych, podrzędnych składowych gazów, takich jak N₂, O₂ i argon z wysoko stężonego gazu odlotowego CO₂ może być konieczny dodatkowy stopień oczyszczania w celu wytwarzania strumienia CO₂, który spełnia wymagania dla skierowania go do rurociągu lub magazynowania. Z powodu wysokiego stężenia CO₂ i ograniczonej objętości gazu, ten etap oczyszczania powinien być względnie tani.

Proces tlenowo - paliwowy opiera się zasadniczo na konwencjonalnym procesie elektrowni i wykorzystuje element składowe, które w większej części są technicznie dojrzałe. Głównymi dodatkowymi elementami składowymi są zespół rozdzielania powietrza (ASU), skraplacz gazów odlotowych i systemy oczyszczania i sprężania CO₂. Dodatkowymi właściwościami projektowymi w kotle są recykulacja spalin i układy mieszania tlenu. Materiały wybierane na różne elementy składowe powinny nadawać się do tlenowych warunków spalania. Systemy rozdzielania powietrza i sprężania CO₂ potrzebują dodatkowej energii z elektrowni i to powoduje spadek sprawności netto. Rysunek 11.4 przedstawia schemat przepływu spalania tlenowo - paliwowego w elektrowni.



Rysunek 11.4: Uproszczony schemat przepływu elektrowni ze spalaniem tlenowo paliwowym

Skutki spalania w atmosferach O_2/CO_2 na konstrukcję kotła zależą od wybranego stężenia tlenu w utleniaczu: jeżeli zawartość O_2 wynosi około 23-28% w masie, konstrukcję kotła z nadmuchem powietrza można zasadniczo przyjąć taką, jaka jest, natomiast jeżeli zawartość O_2 jest wyższa, palenisko może być mniejsze.

W procesie tlenowo- paliwowym, niemal całość N_2 jest usuwana z powietrza, dając w efekcie strumień, który zawiera około 95-97,5% O_2 . Z uwagi na usuwanie N_2 z powietrza, spalanie tlenowo - paliwowe wytwarza około 75% mniejszą objętość produktów spalania, niż spalanie z użyciem powietrza. Mniejsza objętość gazu pozwala również na łatwiejsze usuwanie zanieczyszczeń gazów odlotowych (SO_x , NO_x , rtęć, cząstki stałe) przy niższym koszcie. Ponieważ N_2 jest usuwany z powietrza, wytwarzanie NO_x z kotła jest również znacznie ograniczone.

Konfiguracja technologii tlenowo - paliwowej pierwszej generacji wykorzystuje proces kriogeniczny do oddzielania O_2 , spalanie atmosferyczne do przemiany paliwa, konwencjonalne metody kontroli zanieczyszczeń (SO_x , NO_x , rtęć, cząstki stałe), i mechaniczne sprężanie CO_2 . Konfiguracja pierwszej generacji może być wykorzystywana do modernizowania istniejących elektrowni bez znacznych modyfikacji, ale wymaga znacznej, dodatkowej przestrzeni dla przyjęcia dodatkowych elementów składowych.

W nowoczesnej konfiguracji spalania tlenowo-paliwowego drugiej generacji, kriogeniczne rozdzielanie powietrza może być zastąpione przez inne technologie, np. proces chemicznego pętlowania, w którym tlen jest przenoszony z powietrza do paliwa poprzez nośnik tlenu. Jednak takie technologie są na wczesnym etapie rozwoju i nie będą możliwe do zastosowania w nowych obiektach przed rokiem 2020 i być może nie do istniejących zasobów. Spalanie tlenowo - paliwowe drugiej generacji będzie prawdopodobnie pracować przy wyższych stężeniach tlenu, zwiększając w ten sposób wyzwania, ale także zwiększając ogólną sprawność obiektu i zmniejszając rozmiar kotła.

Systemy kontroli jakości powietrza (AQCS) wymagane dla procesu spalania tlenowo - paliwowego nie różnią się od systemów stosowanych do konwencjonalnych elektrowni parowych, tj. system usuwania pyłu, system $DeNO_x$, jeżeli jest wymagane przez eksploatację obiektu (praca w trybie dualny lub przy obciążeniu częściowym w powietrzu), i system $DeSO_x$. Systemem usuwania pyłu może być albo elektrofiltr albo układ filtrów workowych, a dla $DeSO_x$ można rozważać zarówno mokre, jak i suche systemy odsiarczania. Skraplacz gazów odlotowych (FGC) jest umieszczany za AQCS do usuwania pary wodnej i wytwarzania strumienia bogatego w CO_2 , który spełnia wymagania bloku przetwarzania gazu. Te urządzenia są bardziej wyspecjalizowane dla łańcucha spalania tlenowego i często nie występują w konwencjonalnej elektrowni.

W skraplaczu gazy odlotowe są ochładzane przez wodę chłodzącą, albo bezpośrednio, albo pośrednio. Skroplona woda jest gromadzona na dnie skraplacza gazów odlotowych do dalszej obróbki. Pewna część kondensatu jest wykorzystywana do procesu schładzania i jest pompowana na górę skraplacza, gdzie jest rozprowadzana do gazów odlotowych. Po kondensacji następuje absorpcja śladowych ilości gazów kwaśnych, niewychwyconych w poprzedzającym zespole $DeSO_x$. Do wody chłodzącej może być dodawany roztwór wodorotlenku sodowego, by zubożać wychwytywane kwasy.

Przykładowe obiekty pilotażowe

Obiekt symulacji kotła Windsor, Connecticut (USA). Kocioł opalany tlenem-sproszkowanym węglem, o mocy 15 MW_t .

Schwarze Pumpe (Germany). Kocioł opalany tlenem-sproszkowanym węglem, o mocy 30 MW_t .

Lacq (Francja). Opalany gazem kocioł 30 MW_t .

CIUDEN (Hiszpania). Opalany węglem kocioł 30 MW_t w trybie tlen-cyrkulacyjne złożo fluidalne.

Podstawy dla obliczania emisji z elektrowni tlenowo - paliwowej

Jeżeli CO_2 jest usuwany ze strumienia gazów odlotowych, ogólna objętość gazów odlotowych uwalnianych do atmosfery jest zmniejszana; jednak w Europie metryki dla emisji nadal łączą wartości graniczne dla klasycznych zanieczyszczeń (zwłaszcza NO_x , SO_x , CO i cząstek stałych) z objętościami gazów odlotowych (mg/Inm^3) i dlatego muszą być ponownie rozważone. Wyrażenie poziomów emisji oparte na jednostce wolumetrycznej gazów odlotowych może być wygodnie zastosowane do normalnych procesów spalania przy opalaniu z użyciem powietrza. Gdy paliwa są spalane z powietrzem, dokładny skład powietrze jest znany, zawierając

głównie O₂ (20,95 % obj.) i N₂ (78,09 % obj.) Z powodu wysokiego stężenia azotu w powietrzu, stężenia CO₂ w powietrzu wynoszą typowo 3-15 % obj. (substancji suchej), w zależności od paliwa i technologii spalania.

Gdy spalanie jest wykonywane bez powietrza, to azot z powietrza nie rozcieńcza stężeń emisji w gazach odlotowych. Oznacza to, że stężenia emisji z kotła są typowo znacznie wyższe przy opalaniu z tlenem, niż przy opalaniu z powietrzem. Jednak gazy odlotowe procesu tlenowo-paliwowego z kotła są uwalniane bezpośrednio do atmosfery tylko wtedy, jeżeli jakieś przypadkowe, krótkotrwałe przerwanie pracy CPU (bloku sprężania i oczyszczania) lub linii transportowania CO₂ uniemożliwia odbieranie CO₂ i nie ma sensu wyłączenie zespołu rozdzielania powietrza i przełączania kotła na spalanie z użyciem powietrza. W przypadku dłuższego przerwania pracy systemu wychwytywania i geologicznego składowania dwutlenku węgla, zostaną wyłączone albo zarówno kocioł, jak i zespół rozdzielania powietrza (ASU), albo - jeżeli kocioł jest zaprojektowany tak, że może pracować przy spalaniu z powietrzem, to może on kontynuować wytwarzanie energii.

Przy normalnym działaniu systemu wychwytywania i geologicznego składowania dwutlenku węgla, całość gazów odlotowych z procesu spalania tlenowego jest odprowadzana do bloku sprężania i oczyszczania i nie przewiduje się żadnych emisji do powietrza z samego kotła. Zamiast tego, gazy obojętne (nie ulegające skropleniu) w strumieniu CO₂ do bloku sprężania i oczyszczania są oddzielane i upuszczane w trakcie oczyszczania i sprężania CO₂. Jednak masowe natężenia przepływu składników emisji (SO_x, NO_x, CO, itp.) do atmosfery z bloku wychwytywania węgla są znacznie niższe, niż przy opalaniu z użyciem powietrza.

Przy powyższych założeniach, poziomy emisji oparte na stężeniach i jednostkach objętościowych nie mają zastosowania do procesów wychwytywania i geologicznego składowania dwutlenku węgla. Procesy wychwytywania i geologicznego składowania dwutlenku węgla mogą wytwarzać wysokie stężenia składników emisji przy małych natężeniach przepływu gazu, do uwalniania do atmosfery.

Procesy wychwytywania i geologicznego składowania dwutlenku węgla mogą wytwarzać niewielkie ilości gazów upuszczanych (pomimo technologii wychwytywania), które mogą mieć wysokie stężenia emisji, przekraczające bieżące limity oparte na stężeniach. Jednak emisje są znacznie niższe niż te, które są wytwarzane przez kotły opalane z użyciem powietrza (np. jeśli porównać w okresie rocznym). Dlatego też poziomy emisji w zastosowaniach wychwytywania i geologicznego składowania dwutlenku węgla mogą być dogodnie wyrażane w przeliczeniu na energię, np. jako miligramy na megadżule (mg/MJ) albo miligramy na megawatogodziny (mg/MWh). [280, EPPSA 2012]

11.2.4.3 Gotowość do wychwytywania węgla

Chociaż gotowość do wychwytywania węgla nie jest pojawiającą się techniką jako taką, to jest powiązana z pojawiającymi się technikami wychwytywania i geologicznego składowania dwutlenku węgla.

Zgodnie z postanowieniami ustalonymi w Dyrektywie 2009/31/WE (Dyrektywa CCS (wychwytywania i geologicznego składowania dwutlenku węgla)), Artykuł 36 IED ustanawia wymaganie prawne gotowości do wychwytywania węgla dla wszystkich obiektów > 300MW_e, które spełniają niezbędne warunki w kategoriach: dostępność odpowiednich lokalizacji składowania; techniczna i ekonomiczna wykonalność obiektów transportowania; oraz techniczna i ekonomiczna wykonalność modernizacji do wychwytywania CO₂.

Obiekt gotowy do wychwytywania węgla (CCR) jest obiektem, który może obejmować wychwytywanie CO₂, gdy zaistnieją niezbędne czynniki prawne lub ekonomiczne. Celem budowania obiektów, które są gotowe do wychwytywania jest ograniczenie ryzyka uwięzienia zasobów i „blokady węglowej”. Deweloperzy obiektów CCR powinni podejmować odpowiedzialność za zapewnianie, by wszystkie znane czynniki, które uniemożliwiłyby zamontowanie i eksploatację wychwytywania CO₂, będące pod ich kontrolą, zostały zidentyfikowane i wyeliminowane.

W Wlk. Brytanii zostały ustanowione formalne kryteria, wymagające, żeby zezwolenia na wszystkie nowe elektrownie o mocach > 300 MW_e mogły być udzielane wyłącznie wtedy, jeżeli są one uznane jako obiekty gotowe do wychwytywania węgla (CCR). [54, UK-TWG 2012]. Wymagania CCR zaproponowane w 2009 r. przez Departament Energii i Zmian klimatycznych Wielkiej Brytanii obejmują wykazanie, że:

- dostępna jest wystarczająca przestrzeń na miejscu lub w pobliżu, dla przyjęcia urządzeń wychwytywania węgla w przyszłości;

- modernizacja poprzez wprowadzenie wybranej technologii wychwytywania węgla jest technicznie wykonalna;
- prawdopodobieństwa, że podłączenie do pełnego łańcucha wychwytywania i geologicznego składowania dwutlenku węgla będzie ekonomicznie wykonalne w granicach okresu trwałości użytkowej elektrowni.

W przypadku uzyskania zezwolenia, operatorzy elektrowni będą następnie zobowiązani do:

- zapewnienia, że utrzymywana jest kontrola nad przestrzenią wymaganą dla zamontowania urządzeń wychwytywania węgla;
- okresowego przekazywania sprawozdań czy nadal technicznie wykonalne jest zmodernizowanie elektrowni do chwili gdy elektrownia przejdzie do modernizacji poprzez wychwytywanie i geologiczne składowanie dwutlenku węgla (CCS), technologia CCS rozwija się i do konfiguracji elektrowni mogą być wprowadzane modyfikacje.

11.2.4.3.1 Wymogi dotyczące przestrzeni i dostępu do obiektu

Potrzebne będzie zapewnienie przestrzeni dla urządzeń wychwytywania CO₂ (płuczek, sprężarek CO₂, instalacji wytwarzania tlenu, itp.) i dodatkowej infrastruktury, obejmującej wodę chłodniczą i instalacje elektryczne, strefy barier bezpieczeństwa, układy rur i dowiązania do istniejących urządzeń. Dalsza przestrzeń może być potrzebna w trakcie budowy, do przechowywania urządzeń i materiałów i dla dostępu do istniejącego obiektu.

Modernizacja poprzez wprowadzenie wychwytywania CO₂ ograniczyłaby moc oddawaną netto: jeżeli moc oddawana netto z obiektu musiałaby być utrzymana, konieczne byłoby również zapewnienie przestrzeni na budowę dodatkowego obiektu generowania energii elektrycznej.

11.2.4.3.2 Inwestycje wstępne w zapewnienie gotowości do wychwytywania węgla w elektrowniach

Można wykonać dalsze inwestycje wstępne, by ograniczyć koszty i przestoje związane z modernizacją poprzez wychwytywanie CO₂. Niektóre potencjalne inwestycje wstępne CCR mają zastosowanie do wszystkich technologii, w tym przewymiarowane pomosty rurowe i dokonanie przystosowań dla rozbudowy systemu sterowania obiektu i rozdziału energii elektrycznej na miejscu. Te inwestycje wstępne mogłyby być względnie atrakcyjne, jako że są one ogólnie niskokosztowe, a mogłyby dać w efekcie znaczne ograniczenia kosztów i przestojów dla modernizacji. Inne potencjalne inwestycje wstępne mają zastosowanie dla konkretnych technologii wychwytywania, jak nakreślono poniżej.

Obiekty na sproszkowany węgiel z wychwytywaniem po spalaniu

Głównymi obszarami obiektu, które będą podlegać oddziaływaniu modernizacji poprzez wychwytywanie CO₂, są blok obróbki gazów odlotowych i turbina parowa wraz z jej osprzętem. Gaz doprowadzany do płuczek CO₂ po spalaniu musi mieć niskie stężenia SO_x i NO₂ by minimalizować degradację obecnych (i prawdopodobnie przyszłych) rozpuszczalników. Jeżeli elektrownia ma być wybudowana bez przystosowania dla odsiarczania gazów odlotowych, należy wykonać przygotowania dla dodania odpowiedniego systemu odsiarczania gazów odlotowych, gdy będzie dokonywana modernizacja poprzez wychwytywanie CO₂. Jeżeli obiekt ma być zbudowany z systemem odsiarczania gazów odlotowych, to system odsiarczania gazów odlotowych powinien być zaprojektowany tak, by spełniać wymagania czystości dla wychwytywania CO₂ lub należy wykonać przygotowania dla poprawienia sprawności odsiarczania gazów odlotowych w przyszłości.

Przy stosowaniu aminowej technologii odpędzania po spalaniu, około 40-50% niskociśnieniowej pary musi być pobierane z turbiny parowej, do wykorzystania w reboilerze regeneratora aminy. Istnieją różne sposoby, na które może być zaprojektowana turbina parowa, by minimalizować straty związane z wprowadzaniem pobierania pary przy modernizacji i umożliwiania przyszłych zmian poziomów pobierania. Po modernizacji poprzez wychwytywanie, dostępne byłoby więcej niskiej klasy ciepła do wstępnego podgrzewania wody doprowadzanej do kotła. Ma to pewne oddziaływania na turbinę parową i urządzenia wstępnego podgrzewania kondensatu, które powinny być wzięte pod uwagę w projekcie gotowości do wychwytywania węgla (CCR).

Inwestycja wstępna w wysokosprawny, ultra-nadkrytyczny cykl parowy zminimalizowałaby ilość CO₂, która musiałaby zostać wychwycona, przetransportowana i zmagazynowana na kWh energii elektrycznej.

Inwestycja ta miałaby dodatkową korzyść z ograniczenia emisji CO₂ nawet jeszcze przed modernizacją poprzez gotowość do wychwytywania węgla (CCR).

Obiekty energetycznego tlenowego spalania sproszkowanego węgla

Należy minimalizować przecieki powietrza do kotła i jego osprzętu, by unikać zanieczyszczenia produktowego CO₂. Przewody powietrzne i wentylatory powinny być zaprojektowane tak, by umożliwiać ich ponowne wykorzystanie do recyklingu gazów odlotowych po przekształceniu obiektu na spalanie tlenowe. Po przekształceniu na spalanie tlenowe, system odsiarczania gazów odlotowych może, ale nie musi być potrzebny, w zależności od budowy obiektu i zawartości siarki w paliwie. Jeżeli zamierza się stosować odsiarczanie gazów odlotowych (FGD) po przekształceniu na spalanie tlenowe, instalacja FGD powinna być zaprojektowana tak, by mogła być dostosowana do różnych przepływów gazu i jego składu. Modyfikacja cyklu parowego dla wykorzystywania dodatkowego ciepła niskiej klasy i inwestycja wstępne w cykl ultra-nadkrytycznej pary, jak wspomniano powyżej, dla wychwytywania po spalaniu, ma również zastosowanie do spalania tlenowego.

Obiekty gazowo - parowe ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa i wychwytywaniem przed spalaniem

Modernizacja obiektu gazowo - parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa, poprzez wychwytywanie CO₂, wiązałaby się z dodaniem konwerterów przemiany tlenku węgla z parą wodną, modyfikacji instalacji usuwania gazu kwaśnego by umożliwić oddzielanie przez nią również CO₂, przestawienie turbin gazowych na spalanie wodoru i pewne zmiany w układzie pary. Reakcja przemiany tlenku węgla z parą wodną jest egzotermiczna, co zmniejsza ogólne ciepło spalania gazu opałowego.

Aby uniknąć konieczność eksploataowania turbiny gazowej przy zmniejszonym obciążeniu po modernizacji poprzez wychwytywanie, co powodowałoby utratę sprawności i dodatkowe koszty, można dokonać przygotowań dla zwiększenia wydajności instalacji zgazowania, instalacji wytwarzania tlenu i innych instalacji pomocniczych. Zamiar modernizacji poprzez wychwytywanie CO₂ mógłby również mieć implikacje dla wyboru gazogeneratora i turbiny gazowej.

Obiekty opalane gazem ziemnym o cyklu złożonym

Obiekty opalane gazem ziemnym o cyklu złożonym mogą być modernizowane poprzez wychwytywanie przed lub po spalaniu. Dla wychwytywania po spalaniu, konieczne byłoby pobieranie pary z turbiny parowej, jak opisano powyżej dla obiektu opalanego węglem. Dla wychwytywania przed spalaniem, konieczne byłoby zmodernizowanie częściowego utleniania gazu ziemnego, przemiany tlenku węgla z parą wodną i instalacji oddzielania CO₂, turbinę gazową należałoby przystosować do spalania wodoru, a wytwornica pary z odzyskiem ciepła i turbina parowa musiałyby radzić sobie z wynikającymi zmianami w natężeniu przepływu gazów odlotowych, ich składzie i temperaturze. Wszystkie te kwestie należy wziąć pod uwagę w projekcie obiektu gotowego do wychwytywania.

11.3 Zgazowanie / upłynnianie / piroliza paliw

W tabeli 11.3 zestawiono szereg technologii zgazowania, które były lub są rozwijane przez różne organizacje w kilku krajach.

Tabela 11.3: Technologie zgazowania

Nazwa technologii	Typ gazogeneratora	Właściciel i lokalizacja	Bieżący stan i wielkość	Uwagi
British Gas/Lurgi (BGL)	Załużanie w złożu ruchomym	Enviroterm (Niemcy), Allied Technologies (US)	Blok o średnicy 12 ft z węglem i odpadami (obecnie wyłączony)	Oferowany komercyjnie dla ~1 000 t/dobę
Econo Power International Corporation (EPIC)	Dwustopniowy, ze stałym złożem i nadmuchem powietrza, ciśnienie atmosferyczne	EPIC (US)	Szeroko stosowany w Chinach Typowa wielkość 3,6 m średnicy, 250 MMBtu/h gazów odlotowych	Dwa gazogeneratory zamówiono la Homeland, IA
EAGLE	Suchy surowiec, dwustopniowy z porywaniem	JPower (Japonia)	Program testowy na instalacji pilotażowej 150 t/dobę	Blok gazowo parowy ze zintegrowanym zgazowaniem 170 MW planowany na 2016 r.
Aerojet Rocketdyne	Suchy surowiec, dwustopniowy z porywaniem w przepływie w dół	Aerojet Rocketdyne (USA)	Koncepcyjny. Pilotażowy gazogeneratora w GTI 2009	Większe bloki planowane są w Chinach, USA i Kolumbii.
HT Winkler	Cyrkulacyjne złożo fluidalne	Uhde (Germany)	Instalacja pilotażowa 25 bar 150 mtpd eksploatowana w latach 1990. Blok 10 bar 800 t/dobę eksploatowany w latach 1985-1994	Przyszły rozwój nieznan
KRW	Pęcherzykowe złożo fluidalne	KBR (USA)	Blok 800 t/dobę dla bloku gazowo - parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa 100 MW. Nie został pomyślnie uruchomiony	Przyszły rozwój mało prawdopodobny
SES (GTI U Gas)	GTI na złożu fluidalnym	Wyłączna licencja dla SES (2006)	Gazogeneratory 4x100 t/dobę przy 4 bar w Szanghaju Zespół rozdziału mocy 25 bar w GTI	Dodatkowe gazogeneratory mają być dostarczone do Chin
HRL IDGCC (blok gazowo - parowy ze zintegrowanym osuszaniem zgazowaniem paliwa)	Cyrkulacyjne złożo fluidalne	Research Labs (HRL) (Australia)	Program badawczy na bloku 10 MW (1997-8)	IDGCC 400 MW planowany w Latrobe Valley
BHEL	Złożo fluidalne	BHEL (Indie)	Instalacja pilotowa 30 mtpd	Blok gazowo - parowy ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa 130 MW. planowany w
GreatPoint Energy - bluegas™	Katalityczne złożo fluidalne	GreatPoint Energy (USA)	Testy pilotażowe w GTI Uzyskano finansowanie na większy blok.	Zaplanowanych jest kilka projektów w Chinach i USA.
Hydromax	Stopiony metal (żelazo i cyna)	Alchemix (Arizona, USA)	Blok wsadowy 0,3m w CSIRO, Australia	Proces cykliczny. Licencjonowany dla Diversified Energy, AZ
Pyroneer	Niskotemperaturowe zgazowanie w cyrkulacyjnym złożu fluidalnym	DONG Energy Power (Dania)	Instalacja zgazowania 6 MW elastyczna co do paliwa w Asnss Power Station w Kalundborg, odpowiednia do zgazowania słomy, włókien z mierzwy, upraw energetycznych, itp.	Gaz jest bardzo czysty, dzięki niskiej temperaturze zgazowania i może być podawany bezpośredni do kotła węglowego.

Węglowy i wielopaliwowy blok gazowo - parowy ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa

- TPRI (Termal Power Research Institute) opracował suchy, zasilany węglem, dwufazowy gazogenerator ze złożem pyłowym, który ma być zastosowany w projekcie bloku gazowo - parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa (IGCC) w projekcie GreenGen w Chinach. Potrzebna jest udana demonstracja ich technologii zgazowania o wielkości komercyjnej, zanim będą rzeczywiście mogli być traktowani jako oferujący obiekty IGCC z niezbędnymi gwarancjami.
- Gazogeneratory Siemens o mocy 500 MW_t mają zdolność przetwarzania około 1800 ton węgla dziennie. W 2009 r. Siemens zaproponował większy gazogenerator 1200 MW_t. Mogą być oferowane zarówno zespoły zgazowania, jak i bloku energetycznego.
- KBR/Southern Company utworzyły sojusz oparty na technologii zgazowania KBR Transport. Od tej chwili będzie ona określana jako technologia TRIG™. Potrzebna jest udana demonstracja ich technologii zgazowania o wielkości komercyjnej, zanim będą rzeczywiście mogli być traktowani jako oferujący obiekty IGCC z niezbędnymi gwarancjami.
- ECUST (East China University of Science & Technology - Politechnika Wschodniochińska) opracowała swoją własną wersję gazogeneratora ze złożem pyłowym zasilanego szlamem w przepływie w dół; w Chinach zainicjowano 13 projektów komercyjnych, a teraz jest ona oferowana na rynku międzynarodowym.

Złoże fluidalne BHEL (Indie)

Gazogenerator BHEL działa z nadmuchem powietrza, a testy zgazowania na instalacji pilotowej 30 mtpd z zastosowaniem węgla Singareni (40% popiołu) wykazały stopień przemiany węgla 88-89 % i sprawność zimnego gazu 68,8 % przy wartości opałowej gazu syntezowego 1050 kcal/Nm³. BHEL planuje projekt bloku gazowo - parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa na złożu fluidalnym, o mocy 125 MW, z Andra Pradesh Genco w Vijaywada w Południowych Indiach. Omawiany był również podobny projekt z NTPC w Auraiya w Północnych Indiach, ale NTPC i BHEL nie mogły uzgodnić warunków i NTPC planuje obecnie kontynuować dalej samodzielnie projekt bloku gazowo - parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa i wybierze konsultanta do przygotowania specyfikacji projektowej.

GreatPoint Energy

GreatPoint Energy (GPE) jest przedsiębiorstwem typu start-up zlokalizowanym w Massachusetts, które planuje komercjalizację własnego, katalitycznego procesu zgazowania, bluegas™, do przetwarzania węgla i koksu naftowego na gaz syntezowy bez stosowania tlenu. Wydaje się on w znacznej mierze pochodzić od procesu zgazowania katalitycznego Exxon, prowadzonego krótko w skali pilotażowej w latach 1980. Niewielki blok badano w elastycznej instalacji testowej GTI w Des Plaines, IL przez ~1 200 godzin. Planowana jest budowa obiektu pilotowego 1-3 stpd w elektrowni Dominion's Brayton Point w Massachusetts. Istnieją również plany późniejszej rozbudowy do 40-50 stpd.

Proces katalityczny Exxon był badany w Bloku rozwojowym procesu o wielkości 1 mtpd. W procesie dodawane jest 10-15% węglanu potasu do węgla w gazogeneratorze z pęcherzykowym złożem fluidalnym, co umożliwia zachodzenie reakcji zgazowania, przemiany gazu wodą i metanizacji w pojedynczym zbiorniku w tej samej temperaturze. Niektórymi zagadnieniami do rozwiązania w dalszym rozwoju technologii Exxon są:

- wysokie zużycie węglanu potasu;
- niezawodne i niedrogi odzyskiwanie katalizatora;
- rozbudowa gazogeneratora;
- unikanie aglomerowania w gazogeneratorze;
- wysokie stopień recyklingu gazu syntezowego;
- opłacalne odzyskiwanie ciepła dla gazu syntezowego kierowanego do recyklingu.

Zgazowanie Hydromax w roztopionym metalu

Hydromax to proces cykliczny, wykorzystujący zgazowanie w kąpeli roztopionego metalu (stopu żelaza i cyny). W procesie przewiduje się zastosowanie dwóch lub więcej pieców do wytapiania w kąpeli roztopionego metalu, pracujących w sposób cykliczny. Węglowa substancja mineralna tworzy warstwę żużlu w kąpeli, która musi być okresowo usuwana. Dwiema częściami cyklicznego procesu są reakcja pary i tlenu z żelazem celem wytwarzania wodoru i tlenku żelaza oraz redukcja tlenku żelaza z powrotem do żelaza pierwiastkowego z wytwarzaniem gazu syntezowego.

Ulepszenia gazogeneratora ze złożem pyłowym

Główne ulepszenia gazogeneratorów ze złożem pyłowym są zestawione w tym dziale.

Gazogeneratory z podawaniem szlamu (GE/Texaco, E Gas, ECUST) mają tę zaletę, że są w stanie pompować podawany surowiec pod wysokimi ciśnieniami. Energia wykorzystywana do pompowania jest niższa niż energia wykorzystywana do sprężania gazu transportującego. W niektórych schematach sugerowano wykorzystywanie pompowania szlamu dla uzyskiwania wysokich ciśnień i z dodatkowym suszeniem popiołu, by uzyskiwać nadawę suchego węgla z ponownym dodawaniem do gazu syntezowego odparowanej rzutowo pary po stronie odpływowej gazogeneratora, by zapewnić wilgotność gazu syntezowego dla reakcji przemiany tlenku węgla z parą wodną. Inną alternatywą jest podawanie węgla jako węgla w ciekłym szlamie CO₂ z etapem osuszania rzutowego lub bez niego. Takie usprawnienia mogą być szczególnie korzystne dla występujących w wielkich ilościach i tanich, niskiej klasy węglach, takich jak sub-bitumiczne węgle w Powder River Basin (PRB).

Pratt & Whitney Rocketdyne (PWR), z finansowym i technicznym wsparciem ExxonMobil i DOE, również opracowują swoją własną wersję pompy stałej nadawy dla wysokociśnieniowych gazogeneratorów ze złożem pyłowym.

Dla procesu GE/Texaco najważniejszymi pracami rozwojowymi są ulepszenie przemiany węgla na przejście (potencjalnie w połączeniu z nowym, ulepszonym układem podawania i/lub gazogeneratorami o większej objętości, by umożliwić dłuższy czas przebywania) i system ciągłego opadania szlamu, dla uniknięcia stosowania koszy samowładawczych ze śluzą. Zastąpienie płuczki węglowej przez filtr ciepłego lub gorącego gazu może istotnie ograniczyć koszty eksploatacji i konserwacji skojarzone z obwodami czarnej i szarej wody wokół płuczki i poprawiłoby dostępność obiektu. Zastosowanie chłodzonego sita zamiast wykładziny ogniotrwałej dla gazogeneratora mogłoby również ograniczyć wymuszone przestoje i poprawić dostępność.

Rozwój technologii ECUST w Chinach, z jej czterema poziomo przeciwstawnymi wtryskiwaczami w konfiguracji przepływu w dół reprezentuje potencjalne ulepszenie względem technologii GE i Siemens pojedynczego wtryskiwacza w przepływie w dół. Powinno to poprawić przemianę węgla przez unikanie trajektorii bezpośredniego podawania surowca do wylotu gazogeneratora.

Zaproponowano gazogenerator wyższego ciśnienia E Gas o wysokiej budowie walcowej, typu ESTR (z transportem na zażużlonym złożu pyłowym). Jednak ostatnio zasugerowano, by ostatecznie dostosować bieżącą budowę odwróconego T (niekiedy zwaną żelaznym krzyżem) do większych rozmiarów i nieco wyższych ciśnień. Poprawi to sprawność dla węgla gorszej jakości i może umożliwić tańsze wychwytywanie CO₂ poprzez zastosowanie systemu fizycznej absorpcji, takiego jak Selexol. Chociaż metan jest wytwarzany z nadawy drugiego stopnia, dwustopniowe gazogeneratory mogą pracować tylko z nieznaczną ilością nadawy szlamu węglowego do drugiego stopnia i z dodatkową wodą jako wodą schładzającą, i do wytwarzania gazu syntezowego o niskiej zawartości metanu i wysokiej zawartości wilgoci, spójnie z potrzebami dla aplikacji wodoru, wysokiego wychwytywania CO₂ i syntezy. Eksploatacja prowadzona w ten sposób może również eliminować potrzebę stosowania chłodnicy gazu syntezowego. Można zauważyć, że E-Gas już zawiera proces ciągłego usuwania żużla i filtr gorącego gazu w swoim procesie.

Sponsorowane opracowanie badawczo rozwojowe IEA GHG wraz z Foster Wheeler Italiana wykazało, że gazogeneratory ze złożem pyłowym i nadawą suchego węgla, takie jak proponowane przez Shell i Siemens, stają się droższe i mniej sprawne przy wysokich ciśnieniach, jeżeli stosowane są systemy pneumatycznego transportu surowca z kosztami samowładawczymi ze śluzą. Wyższe ciśnienia wymagają większej ilości transportowego azotu na jednostkę nadawy węglowej. Rzeczywisty ciągły, wysokociśnieniowy podajnik węgla, korzystnie węgla w stanie dostawy lub minimalnie osuszonego, byłby ulepszeniem rynkowym. Jednak gaz transportowy nadal byłby wymagany do przemieszczania węgla pod ciśnieniem do wtryskiwaczy gazogeneratora. W aplikacji wychwytywania i syntezy CO₂ gaz syntezowy jest poddawany przemianie tlenku węgla z parą wodną i część CO₂ jest usuwana. To wychwycone CO₂ może następnie być wykorzystane jako gaz transportowy dla podawania węgla, ograniczając zużycie gazu obojętnego w oczyszczaniu i syntezie po stronie odpływowej i być może poprawiać opłacalność procesu. Te organizacje mogłyby również potencjalnie wykorzystywać swoje doświadczenia w podawaniu suchego węgla, by przyjąć coś podobnego do systemu rzutowego pompowanego szlamu jako nadawy pod wysokim ciśnieniem. Shell wykorzystuje obecnie drogą chłodnicę gazu w swoim procesie zgazowania paliwa stałego; jednak dla wychwytywania CO₂, produkcji i syntezy wodoru, w 2007 r. oferował on tańszy system częściowego schładzania. Proces Shell zawiera już sito chłodzące (ścianę wodną) i filtr gorącego gazu, ale odniósłby korzyść z systemu ciągłego usuwania żużla.

Gazogenerator EAGLE jest dwustopniowym reaktorem ze złożem pyłowym, z nadmuchem tlenu, nadawą suchego węgla i ścianą membranową. Pilotażowa instalacja gazogeneratorsa o wydajności 150 mt/dobę została zbudowana w Wakamatsu Research Facility of JPower (dawniej Electric Power Development Corporation (EPDC)) w Japonii. Relacjonowano typowy skład gazu jako zawierający ~55 % CO, ~24 % wodoru i ~18 % azotu (wysoka zawartość azotu może być oczekiwana, z uwagi na względnie niewielki rozmiar i stosowanie azotu do przedmuchiwania przyrządów, itp.). Aktualizacja od JPower i Chugoku powiadomiła o tworzeniu przedsięwzięcia wspólnego dla ich projektu bloku gazowo - parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa (IGCC) w stacji Chugoku Osaki w Hiroshimie i zwiększenie mocy od pierwotnej 150 MW do 170 MW. Projekt ten ma obejmować system wychwytywania węgla (CCS). Początkowe operacje są planowane na koniec roku 2016. Badanie katalizatorów przemiany tlenu węgla z parą wodną i fizycznych rozpuszczalników dla wychwytywania CO₂ są kontynuowane w pilotażowym gazogeneratorze EAGLE.

Ekonomia skali

Większe gazogeneratory spowodowałyby znaczną poprawę ekonomiczną w większości zastosowań rynkowych. Ponadto wszystkie dalsze trendy rynkowe, wymienione poniżej, wskazują na potrzebę większych gazogeneratorsów, by dopasować je do zapotrzebowań na paliwo urządzeń po stronie odpływowej w racjonalny, wieloczołowy sposób:

- turbiny gazowe o większej sprawności od różnych dostawców, o wyższych stosunkach ciśnienia i temperaturach opalania, będą mieć wyższe wymagania paliwowe przy dostosowaniu do bloku gazowo - parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa (IGCC);
- rynek IGCC 50 Hz wymaga gazogeneratorsów o wielkościach spełniających zapotrzebowania turbin gazowych na paliwo, które są ~ 1,4 większe niż te, które wymagane są dla równoważnych turbin 60 Hz;
- ekonomia skali jest bardzo ważna dla wszystkich aplikacji, łącznie z technologią przemiany węgla do cieczy (coal-to-liquids), wykorzystującą syntezę Fischer Tropsch, metanol lub EMRE MTG.

Nowoczesne koncepcyjne bloki energetyczne

Niektóre nowoczesne koncepcje mogłyby potencjalnie wychwytywać CO₂ z gazów odlotowych bloków energetycznych. Dla takich koncepcji nie byłoby ograniczenia dla dopuszczalnych składników paliwa (np. metanu) w gazie syntezowym.

Opalany tlenowo silnik rakietowy, zaproponowany przez Clean Energy Systems, mógłby być opalany czystym syngazem o dowolnym składzie, a po skropleniu wilgoci, dawałby strumień wylotowy czystego CO₂, który mógłby być osuszany i sprężany do transportowania i sekwestracji. Blok demonstracyjny 5 MW badano w pobliżu Bakersfield, Kalifornia, przy wsparciu od US DOE i Siemens. Większy blok o mocy ~50 MW może być zastosowany w Fazie 3 projektu partnerskiego sekwestracji WESTCARB dla dostarczania CO₂ w dużym projekcie sekwestracji w Basenie San Joaquin.

Siemens opracowuje ogniwo paliwowe Solid Oxide Fuel Cell (SOFC) które wciela funkcję utleniania (podobną do membran przekazywania tlenu (Oxygen Transfer Membranes (OTM)) opracowywanych przez Air Products i Praxair w ramach programu DOE (Departamentu Energii) dla wykonywania spalania gazu anodowego do CO₂ i wilgoci. SOFC mogłoby być zasilane czystym gazem syntezowym o dowolnym składzie (pod warunkiem jego wystarczającej czystości), a powstający strumień wylotowy mógłby być suszony i sprężany celem transportowania i sekwestracji. SOFC o mocy 250 kW z funkcją OTM zostało dostarczone przez Siemens do Shell Hydrogen w lokalizacji w Norwegii. Jednak nie ma zbyt wielu nowych informacji o tym bloku testowym.

Zgazowanie biomasy

Niskotemperaturowe zgazowanie w cyrkulacyjnym złożu fluidalnym: Pyroneer

DONG Energy opracowało ostatnio i uruchomiło obiekt zgazowania o mocy 6 MW na elastyczne paliwa w Asnæs Power Station w Kalundborg, odpowiedni do zgazowania słomy, włókien mierzwy, upraw energetycznych, itp. Technologia zgazowania Pyroneer została opracowana z myślą o zapewnieniu współspalania dużych ilości frakcji biomasy o dużej alkaliczności w kotłach opalanych węglem. Frakcje biomasy, takie jak słoma, wierzba i mискant, zawierają duże ilości alkaliów, które mają tendencję do korodowania we współczesnych wysokosprawnych technologiach kotłów nadkrytycznych i

dezaktywacji systemów katalitycznego oczyszczania DeNO_x . Ponadto technologia bezpośredniego współspalania ma tendencję do „niszczenia” alkaliów i składników odżywczych w biomase, stąd też te użyteczne gatunki nie mogą być łatwo ponownie wykorzystywane jako nawóz, jako że są mieszane z popiołem lotnym węgla. Jeżeli biomasa jest spalana w odpowiednio niskiej temperaturze, kłopotliwe gatunki alkaliów mogą być utrzymywane w stanie stałym. Mogą one być następnie oddzielane od tworzonych gazów przez cyklon, a zamiast powodowania korozji w kotle, mogą być ponownie wykorzystane jako produkt nawozowy.

W najnowszej wersji tej technologii, można rozdzielać frakcje biomasy i odpadów na czysty, palny gaz i użyteczny produkt nawozowy. Oczekuje się, że będzie możliwe usuwanie około 90% alkaliów występujących w biomase, stąd też będzie możliwe uzyskiwanie względnie wysokich stosunków węgla do biomasy w kotle, bez pracy przy ograniczonej temperaturze pary i ograniczonej sprawności. Technologia ta umożliwia zastępowanie 0,95 GJ węgla przez 1 GJ biomasy. Zamiarem jest dalsze rozbudowa tej technologii do 50-150 MW. Oczekiwano, że DONG Energy uruchomi gazogenerator o mocy 50 MW w 2015 r.

Ponadto technologia ta ma potencjał wyposażenia w filtr gorącego gazu, a zatem produkowany gaz może być wykorzystywany w aplikacjach opalanych gazem. Gazogenerator może również pracować pod ciśnieniem i być wykorzystywany w różnych konfiguracjach, które mogą dostarczać gaz syntezowy do dalszego przetwarzania w turbinach gazowych lub w produkcji ciekłych paliw i chemikaliów.

Gaz ten jest bardzo czysty, dzięki niskiej temperaturze zgazowania i może być podawany bezpośredni do kotła węglowego. Maksymalne temperatury robocze wynoszą 700-750 °C. Wadą niskotemperaturowego procesu cyrkulacyjnego złoża fluidalnego jest to, że wytwarza on gaz o wysokiej zawartości smoły.

Technologia 'Güssing' (Vienna University of Technology) (Politechnika Wiedeńska)

Technologia ta wykorzystuje złożo fluidalne i parę do zgazowania (złożo fluidalne z szybką cyrkulacją wewnętrzną).

Obiekt Güssing (Austria) jest komercyjnym obiektem produkującym energię elektryczną i ciepłowniczą dla otaczających terenów, ale obiekt ten jest również rdzeniem energetycznego centrum badawczego skupiającego się na technikach zgazowania z układem powiązanych projektów pilotażowych, na przykład produkcji gazu syntezowego i metanolu, przetwarzania FT i wykorzystania ogniw paliwowych typu SOFC. [293, Brandin et al. 2011]

Obiekt wykorzystuje zgazowanie parowe i jest pośrednio ogrzewany przez materiał gorącego złoża z zewnętrznej rury wznoszącej. Gazogenerator można opisać jako mający budowę pęcherzykowego złoża fluidalnego z wewnętrzną cyrkulacją. Część głównego pęcherzykowego złoża fluidalnego, zawierająca nieprzetworzony węgiel odbarwiający, jest przemieszczana do rury wznoszącej, gdzie styka się z powietrzem jako medium rury wznoszącej. Węgiel odbarwiający jest spalany w trakcie transportowania do góry rury wznoszącej, ogrzewając porwany materiał złoża w tym procesie. Na górze rury wznoszącej, gorący, stały materiał złoża jest oddzielany w cyklonie i zwracany do pęcherzykowego złoża fluidalnego, podczas gdy gazy odlotowe przepływają do komina. Obiekt wykorzystuje wióry drzewne jako biopaliwo.

Obiekt ma całkowite ciepło doprowadzone 8 MW_t, i wytwarza 2 MW_e energii elektrycznej i 4,5 MW_t energii ciepłowniczej. Sprawność przemiany biomasy na energię elektryczną wynosi 25 %, a sprawność ogólna wynosi 81 %.

Projekt GoBiGas (Szwecja)

Projekt dla produkcji 20 MW gazu syntezowego jest w fazie odbioru ruchowego. Obiekt GoBiGas jest projektowany jako 100 MW_{SG} dwuzłożowe FICFB (złożo fluidalne z szybką cyrkulacją wewnętrzną) z *kogeneracją biopaliw i energii ciepłowniczej* - i obejmuje możliwość prowadzenia pewnej ilości gazu do silnika gazowego lub turbiny gazowej do produkcji elektryczności i ciepła.

MELINA i OLGA (ECN, Holandia)

Podobnie jak proces Güssing, został on opracowany specjalnie dla produkcji gazu syntezowego. OLGA to technologia usuwania smoły. Zaproponowano sprawność przemiany biomasy na gaz syntezowy wynoszącą 70%.

Zgazowanie w ciągu wznoszącym

Jest ona prowadzona w gazogeneratorze w ciągu wznoszącym z silnikiem gazowym w Harboore. Smoła z gazu jest gromadzona i wykorzystywana w kotle. W procesie wykorzystywana jest technologia Babcock & Wilcox Volund, i eksportowana do Woch i Japonii. Technologia ta jest w fazie komercyjnej, ale wielkości obiektów są małe.

Zgazowanie etapowe

Viking i WEISS Hadsund wykorzystują dwustopniowy gazogenerator o ciągu odwrotnym. Suszenie i piroliza paliwa biomasowego, zgazowanie węgla odbarwiającego i krakowanie smoły daje bardzo czysty gaz, który może być wykorzystywany w silnikach gazowych. Technologia ta jest w fazie komercyjnej, ale jedynie w małych obiektach < 1 MW_e.

11.3.1 IGCC (blok gazowo-parowy ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa)

Zobacz opis ogólny w Rozdziale 4.

Obiekty IGCC prezentują znaczną zaletę dla przemywania CO₂ w porównaniu do innych cieplnych procesów generowania elektryczności, dzięki niskim rzeczywistym przepływom objętościowym na skutek niższych przepływów molowych i wyższych poziomów ciśnienia. W połączeniu z umiarkowanie wysokimi poziomami CO₂ prowadzi to do mniejszych rozmiarów kolumn i wysokiego ciśnienia parcjalnego CO₂.

Kilka przedsiębiorstw i instytucji prowadzi badania w ramach programów US DOE (Dep. Energii USA) dla zoptymalizowanego spalania w cyklu złożonym o niskim poziomie emisji NO_x, z wtórnym ograniczaniem NO_x (mianowicie selektywną redukcją katalityczną, SCR), poprzez kontrolowaną reakcję przemiany tlenku węgla z parą wodną. Poprzez kontrolowanie tej reakcji można normalizować jakość gazu, a gaz rozcieńczać dla regulowania temperatury płomienia i żądanych poziomów docelowych gęstości energii - głównych wyznaczników tworzenia NO_x w spalaniu po stronie odpływowej. Złoże katalityczne jest zasilane bogatą w paliwo mieszanką paliwo/gaz i chłodzone pośrednio poprzez pozostające powietrze spalania, które miesza się dalej po stronie odpływowej do spalania w turbinie.

Uważa się, że IGCC może w przyszłości osiągnąć sprawność 50 % (w przeliczeniu na wartość opałową).

[36, EGTEI 2012] [37, EGTEI 2012]

11.3.2 Podziemne zgazowanie węgla kamiennego

Podziemne zgazowanie węgla (i generowanie energii) podlegają badaniom i próbom w byłym ZSRR, Chinach, Europie i USA przed rokiem 2000. Ostatnio prowadzone były testy w skali pilotażowej w Australii, Kanadzie, Chinach i Południowej Afryce i były proponowane w dodatkowych krajach, w tym Wielkiej Brytanii, Polsce, Ukrainie, Chinach, Rosji i USA.

Podziemne zgazowanie węgla (UCG) wiąże się z reagowaniem (spalaniem) węgla na miejscu/w pokładzie, z wykorzystaniem mieszaniny powietrza/tlenu, potencjalnie z pewną ilością pary, dla wytwarzania gazu syntezowego. Para może pochodzić z wody, która przesącza się do wnętrza podziemnej, z wody już obecnej w pokładzie węgla lub z celowo wstrzykiwanej pary. Spalenie pewnej ilości węgla generuje ciepło wystarczające do podtrzymywania reakcji procesowych. Zgazowanie w podwyższonych temperaturach przy stechiometrycznym niedoborze tlenu zasadniczo wytwarza gazy wodór i tlenek węgla, w połączeniu z wieloma innymi produktami, w tym dwutlenkiem węgla, węglowodorami takimi jak metan, smoły i związkami takimi, jak siarkowodór i siarczan karbonylu (COS) powstające z zanieczyszczeń w węglu.

Produkowany gaz syntezowy jest oczyszczany i może być wykorzystywany w obiektach energetycznego spalania lub jako surowiec wejściowy do wytwarzania chemikaliów/ciekłych paliw. Podziemne zgazowanie węgla oferuje potencjał wykorzystywania energii zmagazynowanej w węglu w ekonomiczny i środowiskowo wrażliwy sposób, zwłaszcza ze złóż, które nie są możliwe do wydobywania konwencjonalnymi sposobami. Jeżeli podziemne zgazowanie węgla zostałyby pomyślnie opracowane i szeroko rozpowszechnione, wówczas światowe zasoby węgla mogłyby zostać zrewidowane w górę o znaczną ilość. Wybór miejsca, gdzie mogłoby być prowadzone podziemne zgazowanie węgla ma krytyczne znaczenie dla wszelkiego zagospodarowania, jako że warunki geologiczne muszą być odpowiednie.

Wypróbowywano szereg technologii w różnych skalach, aż do skali przemysłowej. Podczas gdy zostały ustanowione pewne zasady, metodyki i techniki monitorowania, wyniki nie są jeszcze takie, by pozwalać na traktowanie podziemnego zgazowania węgla jako techniki sprawdzonej komercyjnie.

Wcześniej w 2009 r. Władze węglowe Wielkiej Brytanii przyznały pierwszą licencję w Wielkiej Brytanii na wykorzystywanie węgla poprzez zastosowanie podziemnego zgazowania węgla. W udzielonej licencji wstępnym horyzontami docelowymi są nieurabiane pokłady węgla zalegające na głębokościach od 500 m do 3500 m. [285, Couch 2009]

11.4 Spalanie paliw stałych

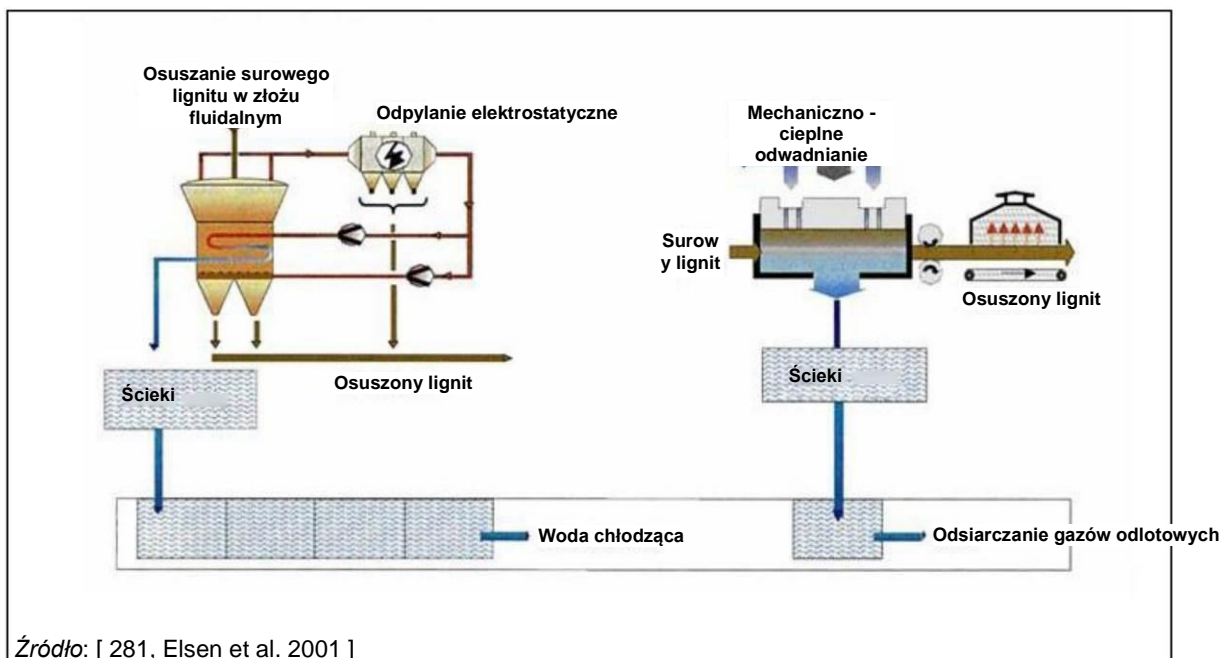
11.4.1 Spalanie węgla kamiennego i/lub brunatnego

11.4.1.1 Obiekty pilotażowe dla wstępnego suszenia węgla brunatnego ciepłem niskotemperaturowym

Oczekuje się, że technologia wstępnego osuszania lignitu doprowadzi teoretycznie do wzrostu sprawności obiektów opalanych lignitem o 4 do 5 punktów procentowych. Celem tej techniki jest osuszanie lignitu, który dostarczany jest jako wilgotny bezpośrednio z kopalni odkrywkowej, ciepłem o niskiej temperaturze 120 °C do 150 °C, zamiast gorącymi gazami odlotowymi o temperaturze 1 000 °C. Ponadto celem jest by energia potrzebna do odparowania wody zawartej w lignicie była odzyskiwana przez skraplanie oparów. W tym celu dostępne są dwa różne procesy.

Jednym z nich jest mechaniczne odwadnianie cieplne i jest on obecnie opracowywany. Instalacja pilotażowa dla tego procesu wytwarza 12 ton suchego lignitu na godzinę, przy zawartość wody około 22%. Lignit jest ogrzewany i ściskany przy ciśnieniu 60 bar i temperaturze 200 °C w celu oddzielenia wody, po czym jest ponownie przegrzewany.

Drugi proces dla osuszania lignitu jest już w późniejszej fazie rozwoju. Wiąże się on z suszeniem lignitu w urządzeniu ze złożem fluidalnym z wewnętrznym wykorzystaniem ciepła odpadowego. Para rozpraszana z osuszacza jest oddzielana z zawartych w niej cząstek lignitu za pomocą elektrofiltru. Następnie jest ona sprężana ponownie przez sprężarkę, która pracuje w procesie otwartej pompy ciepła, a na koniec jest skraplana wewnątrz węzownic rurowych, które są wykorzystywane jako powierzchnie grzewcze w osuszaczu. Ciepło skraplania jest w ten sposób przekazywane do złoża fluidalnego, by suszyć lignit. Część odpylonej pary jest wykorzystywana do fluidyzowania lignitu i jest podawana do urządzenia przez wentylator. Instalacja pilotażowa tej technologii wytwarza 90 ton suchego lignitu na godzinę, przy zawartość wody około 12 %. Oba procesy pokazano na rysunku 11.5.



Rysunek 11.5: Instalacja pilotażowa do suszenia lignitu

Ostatnim wdrożeniem drugiego procesu jest technologia WTA (Wirbelschicht-Trocknung mit interner Abwarmenutzung, osuszanie w złożu fluidalnym z wewnętrznym wykorzystaniem ciepła odpadowego), opracowana przez RWE. Energia potrzebna do suszenia jest wstrzykiwana poprzez wymienniki ciepła, zintegrowane w osuszaczu na złożu fluidalnym i ogrzewane parą. Osuszanie zachodzi w niemal 100% czystej, nieznacznie przegrzanej parze wodnej. Przy ciśnieniu w układzie około 1,1 bar i

przy temperaturze złoża fluidalnego 110 °C, zawartość reszkowa wilgoci jest rzędu 12% w przypadku lignitu Rhenish.

Prototypowa instalacja WTA w NiederauBem jest największym na świecie systemem osuszania lignitu ze wsadem 210 ton surowego lignitu na godzinę i odparowaniem wody 100 ton na godzinę.

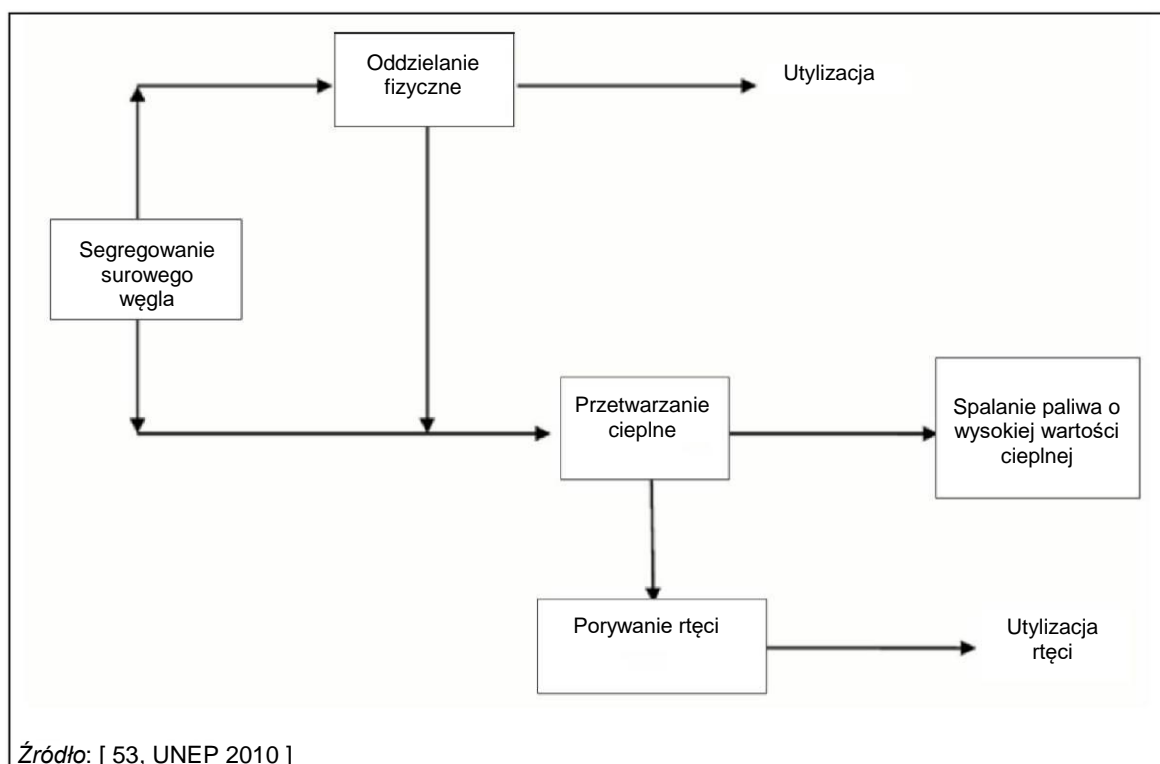
[282, EPPSA 2012]

11.4.1.2 Ograniczanie emisji rtęci

11.4.1.2.1 Wzbogacanie węgla

Wzbogacanie węgla jest pojawiającą się techniką przygotowania węgla, która poprawia właściwości węgla ponad to, co można osiągnąć przez samo tylko przemywanie węgla. Obejmuje ona przemywanie węgla jako podstawowy etap, ale następnie wykorzystuje dodatkową obróbkę dla ograniczania zawartości rtęci w węglu. Przykładem jest proces K-Fuel, który jest w istocie procesem kontrolowania wielu zanieczyszczeń przed spalaniem, jako że dodatkowo do ograniczania emisji rtęci obniża on również emisje PM, SO₂ i NO_x. Wzbogacony węgiel może być uzyskiwany z węgla bitumicznych lub sub-bitumicznych, albo lignitu. Powstające paliwo ma mniejszą zawartość popiołu, wyższą wartość opałową i wytwarza mniejsze emisje zanieczyszczeń, niż nieprzerabiany węgiel.

Jest to proces dwuetapowy, jak pokazano na rysunku 11.6.



Rysunek 11.6: Prezentacja wzbogacania węgla w procesie K-Fuel

Tymi dwoma etapami są:

- oddzielanie fizyczne: proces oddzielania grawitacyjnego, mokry lub suchy, wykorzystywany jest do usuwania popiołu wraz z innymi zanieczyszczeniami;
- przetwarzanie cieplne: następuje po oddzieleniu fizycznym, wykorzystuje zbiorniki przetwarzania cieplnego pracujące przy wysokiej temperaturze i ciśnieniu (240 °C i 340 kPa).

Projekty demonstracyjne wykazały ograniczenie emisji rtęci do 70% w procesie K-Fuel, a ograniczenia 28-66% dla szeregu węgla niższej klasy. Ograniczenia emisji SO₂ i NO_x sięgały odpowiednio 40 % i 46 %, chociaż zmienia się to w zależności od typów węgla.

Z uwagi na ograniczone doświadczenie eksploatacyjne, nie ma obecnie odpowiednich informacji dla oszacowania ceny przetwarzanego węgla. W przyszłości cena dla K-Fuel może opierać się na cenie konkurencyjnego węgla na podstawie wartości opałowej plus dodatkowe kredyty za korzyści środowiskowe (ograniczenie emisji SO₂, NO_x i rtęci).

11.4.1.2.2 Katalizatory utleniające

Katalizatory utleniania mogą mieć postać sproszkowanych chemikaliów, wstrzykiwanych do kotła lub do gazów odlotowych kotła, by wspomagać przemianę rtęci pierwiastkowej na utlenioną rtęć, która jest łatwiejsza do wychwytywania. Utlenianie rtęci pierwiastkowej, która jest następnie gromadzona przez urządzenia kontroli cząstek stałych lub absorbowana na systemie mokrej płuczki, ma potencjał by być niezawodną i opłacalną strategią kontrolowania rtęci dla niektórych obiektów opalanych węglem.

Departament Energii USA cytuje przykłady katalizatorów utleniania testowanych w działających elektrowniach, łącznie z następującymi:

- URS Corporation badało katalizatory utleniania na obiekcie, który spala mieszankę lignitu Texas i węgla sub-bitumicznych. Testy wykonane w kwietniu 2005 r. wykazały, że katalizatory utleniania umożliwiały mokrej płuczce osiągnięcie ograniczania emisji rtęci w przedziale od 76% do 87% w porównaniu z tylko 36% ograniczeniem w warunkach wyjściowych.
- URS badało również katalizatory utleniania w kotle spalającym niskosiarkowy węgiel bitumiczny, wyposażonym w elektrofiltr po stronie zimnej. W tym siedmioletnim programie badano katalizatora na bazie złota i platyny i został on ukończony z końcem roku 2010, przy czym zarejestrowano kilka ograniczeń doświadczalnych.

Parametrami podlegającymi dokładnemu badaniu były: ilość katalizatora wymagana do osiągnięcia wysokich udziałów procentowych utleniania rtęci, okres trwałości katalizatora i sprawność wychwytywania rtęci.

Występują również katalizatory utleniania ze stałymi, aktywnymi warstwami na metalowej lub ceramicznej konstrukcji nośnej. Wykonywane są testy z dodatkowym katalizatorem Hg w katalizatorach DeNO_x.

[2, EEB 2012] [38, US-GAO 2009]

11.4.1.2.3 Inne nowe technologie kontroli

Proces 'Tief Process' został opatentowany przez NETL Departamentu Energii USA i licencjonowany dla Nalco Mobotec. Może to być opłacalna alternatywa dla wstrzykiwania sorbentu. Niektóre wstępne oszacowania kosztów dokonane przez NETL i opublikowane w 2006 r. wskazują wyrównane oszczędności kosztów, które wynosiłyby około 50% wyrównanych kosztów konwencjonalnego systemu z wstrzykiwaniem aktywowanego węgla. Nie zidentyfikowano żadnych aplikacji etapu komercyjnego tej techniki.

Na podstawie tego 'Tief Process', NETL ostatnio (2012) opatentowało 'Tief carbon catalyst' do utleniania rtęci w strumieniach odcieków elektrowni, generowanych ze źródeł przemysłowych, w tym elektrowniach opalanych węglem. Aktywnym składnikiem katalizatora jest częściowo spalony węgiel, określany nazwą 'Tief' (Złodziej), które może być wstępnie obrabiany halogenkiem lub pozostawiony bez obróbki w obecności gazu odciekowego porywanego z halogenkiem. Stwierdza się, że ten katalizator ma podwójne zalety w postaci wysokich poziomów utleniania rtęci i wysokich poziomów adsorpcji dla halogenków lub związków zawierających halogenki. Ta technologia miałaby zalety dłuższego okresu trwałości katalizatora i jednocześnie niższe koszty długoterminowe. [2, EEB 2012] [38, US-GAO 2009]

11.4.1.2.4 Proces utleniania fotochemicznego

Utlenianie fotochemiczne jest opatentowanym procesem, który wprowadza światło ultrafioletowe do gazów wylotowych, by wspomagać przekształcanie rtęci na utlenioną postać, do odbierania w innych urządzeniach kontroli zanieczyszczeń.

[2, EEB 2012] [38, US-GAO 2009]

11.4.1.3 Technologie jednoczesnej kontroli wielu zanieczyszczeń

Poniżej przedstawiono pojawiające się technologie kontrolowania wielu zanieczyszczeń:

- Regeneracyjna technologia aktywowanego koksu (ReACT™), system opracowany, przebadany przez Hamon Research-Cottrel (HRC) składa się z aktywowanego koksu w ruchomym złożu z regeneracją koksu przed powrotem do adsorbera, z kwasem siarkowym jako produktem ubocznym. Zgłaszane są sprawności usuwania > 90 % dla SO₂ i rtęci i > 20 % dla NO_x; stężenie cząstek stałych również byłoby ograniczane o 50%.

W sierpniu 2013 r., HRC ogłosiło, że odebrało pełne zezwolenie na postępowanie z projektowaniem, zakupami i montażem systemu ReACT™ na bloku 320 MW_e w elektrowni Wisconsin, spalającej węgiel PRB. Szacowany koszt tego projektu wynosił 250 milionów dolarów USA.

- Przedsiębiorstwo z USA Eco Power Solutions opracowało, przebadano i skomercjalizowało system wykorzystujący proces wstrzykiwania ozonu dla przemiany NO_x. Aerosol w postaci mgły jest mieszany z roztworem nadtlenu wodoru celem przemiany SO_x który jest skraplany wspólnie z innymi zanieczyszczeniami w węzłownicach, by usuwać wszystkie emisje spalania ze strumienia gazu wylotowego. Proces ten przekształca NO_x i SO_x na kwas azotowy i siarkowy w strumieniu ścieków, zbieranych na dnie zespołu. Jednocześnie niespalone węglowodory i substancje stałe są usuwane w trakcie fazy skraplania wraz z kwasem węglowym, powstającym z rozpuszczonego CO₂. Ścieki te mogą być następnie oczyszczane i poddawane recyklingowi.

Zgłaszane są sprawności usuwania > 99 % i > 98 % odpowiednio dla SO_x i NO_x jak również wysokie sprawności usuwania dla rtęci, arsenu, niklu i cząstek stałych (> 95 %). HCl byłby również usuwany z wysoką sprawnością, a CO₂ byłoby również częściowo wychwytywane (30-50%). Twierdzi się, że koszty kapitałowe tego systemu są o 25% niższe niż koszty alternatyw, a ograniczenie kosztu za tonę emisji będzie o 20-40% niższe niż dla technologii tradycyjnych. Inną zaletą jest to, że ta technologia może być zainstalowana i działać w ciągu 30 miesięcy.

- Izraelskie przedsiębiorstwo Lextran opracowało i skomercjalizowało proces, w którym absorpcja jest realizowana przez reagowanie SO₂ i NO_x z własnym katalizatorem w procesie w środowisku mokrej płuczki, zastępując emulsję wapniową. Katalizator Lextran jest substancją organiczną w postaci emulsji, która zawiera aktywną grupę siarkowo - tlenową, o właściwościach katalitycznych, która poprawia reakcje utleniania SO_x i NO_x do SO₄ i anionów NO₃. Po umożliwieniu wstępnego utlenienia, katalizator Lextran jest uwalniany i zwracany z powrotem do procesu, pozostawiając zanieczyszczenia w postaci chemicznej odpowiedniej do stania się komercyjnie korzystnymi produktami ubocznymi (nawozami) po dalszym zobojętnianiu amoniakiem, KOH lub innymi podstawowymi odczynnikami do kontrolowania typu produktu ubocznego. Możliwymi produktami ubocznymi są zatem głównie azotan amonowy, siarczan amonowy, siarczan potasowy, azotan potasowy i inne.

Testy wykazały, że technologia Lextran będzie zdolna do usuwania do 99% SO_x i do 90% NO_x. Badanie prowadzone przez Electric Power Research Institute sugeruje, że kocioł o mocy 500 MW wykorzystujący tę technologię mógłby zaoszczędzić szacunkowo 40% łączonych kosztów kapitałowych i eksploatacyjnych na przestrzeni 10 lat w porównaniu z podstawowymi metodami kontroli zanieczyszczeń.

11.5 Spalanie paliw płynnych

11.5.1 Spalanie komercyjnych płynnych paliw ropopochodnych w kotłach / silnikach / turbinach

11.5.1.1 Dwustopniowe turbodoładowanie dla dużych wewnętrznych silników spalinowych

Połączenie cyklu Millera (wczesne taktowanie zamykania zaworów dolotowych przed dolnym punktem zwrotnym i wysokociśnieniowe doładowanie są wykorzystywane do ograniczania emisji NO_x , a jednocześnie obniżania zużycia paliwa i emisji CO_2 , przy osiągnięciu wyższej gęstości mocy (zwiększona moc jednostki). W ostatnich latach dwustopniowe turbodoładowanie znalazło swoje pierwsze zastosowania w dziedzinie silników samochodowych i szybkoobrotowych. Dla dużych silników stacjonarnych, koncepcja ta jest obecnie w fazie demonstracyjnej, z uwagi na zwiększone skomplikowanie.

Koncepcja Millera została wprowadzona w etapach w dużych silnikach średnioobrotowych, by przezwyciężyć kompromis pomiędzy tworzeniem ciepłych NO_x i zużyciem paliwa. W większych silnikach, z uwagi na możliwą przyszłą ekstremalną koncepcję Millera, jednostopniowa turbosprężarka jest niewystarczająca i będzie potrzebne dwustopniowe turbodoładowanie.

Badanie prototypu w warunkach laboratoryjnych wykazało potencjał ograniczenia emisji NO_x o 60% przy jednoczesnym zmniejszeniu zużycia paliwa do 3%. Pozostają jednak liczne trudności techniczne do przezwyciężenia, zanim duże, średnioobrotowe silniki wysokoprężne z dwustopniowym turbodoładowaniem będą szerzej stosowane.

W szczególności tam, gdzie dla dalszego obniżenia emisji NO_x będzie potrzebne połączenie z selektywną redukcją katalityczną, w przypadku paliw zawierających siarkę temperatura spalin za turbiną drugiej turbosprężarki byłaby za niska by uniknąć kondensacji wodorosiarczanu amonu, toteż urządzenie SCR musiałyby być wstawione pomiędzy turbiny pierwszej i drugiej turbosprężarki, co wpływa na przejściowe zachowanie się silnika.

W konsekwencji przed komercyjnym wprowadzeniem połączonej selektywnej redukcji katalitycznej i dwustopniowego turbodoładowania Millera potrzebne są dalsze prace badawczo - rozwojowe i szerokie testy.

[287, EUROMOT 2012]

11.5.2 Zastosowania ogniwi paliwowych

Oczekuje się, że zastosowania ogniwi paliwowych będą przyszłą techniką energetyczną dla czystych paliw ciekłych. Mogą one oferować ulepszenia w ochronie środowiska i oczekuje się doprowadzenia do wyższych sprawności energetycznych (potencjalnie nawet do 70%). Zanim będą mogły być szeroko zastosowane, wymagane jest potwierdzenie stabilności działania przez kwalifikujący okres trwałości użytkowej. W tej chwili rozmiar obiektów pilotażowych jest mały w porównaniu do dużych obiektów energetycznego spalania.

11.6 Spalanie paliw gazowych

11.6.1 Spalanie gazu ziemnego w kotłach / silnikach / turbinach

11.6.1.1 Cykl Millera oraz turbodoładowanie dwustopniowe silnikach opalanych gazem o mieszance ubogiej

Odnosnie do ogólnego opisu połączenia cyklu Millera i dwustopniowego turbodoładowania, zobacz Dział 6.1.4.2 pod nagłówkiem spalania paliw ciekłych.

Silniki gazowe cyklu Otto spalające ubogą mieszanke dają znaczne obniżenie wytwarzania NO_x ; tym niemniej maksymalna temperatura cyklu jest czynnikiem ograniczającym dla średniego skutecznego ciśnienia i sprawności z uwagi na efekt stukowy. Cykl Millera umożliwia znaczne ograniczenie temperatury spalania i w konsekwencji pozwala na wyższe stopnie sprężania, wyższe ciśnienia opalania i wyższe średnie ciśnienia skuteczne.

Badania laboratoryjne wykazały podobny wzrost sprawności, jak w badaniach silników wysokoprężnych. Jednak badania wykazały zwiększone ucieczki metanu na skutek wyższego ciśnienia w cylindrach. W konsekwencji podstawowe, stosowane obecnie techniki ograniczania ogólnej emisji węglowodorów w silnikach gazowych będą musiały być dalej rozwijane, by utrzymać poziomy ucieczki metanu osiągnane przez silniki gazowe znajdujące się obecnie na rynku. W dalszego ograniczenia ucieczek metanu przy koncepcji dwustopniowego turbosprężania, może być potrzebne opracowaniu odpowiednich wtórnych metod ograniczania (patrz Dział 11.6.1.2). [287, EUROMOT 2012]

11.6.1.2 Praca nad pozostałościami metanu po spalaniu w silnikach opalanych gazem o mieszance ubogiej

Od początku lat 1990, podstawowe środki wewnątrz silników były stosowane do ograniczania emisji węglowodorów, przy jednoczesnym utrzymywaniu niskich poziomów NO_x . Testy wykazały, że istnieje dalszy potencjał ograniczenia węglowodorów w środkach podstawowych, ale występują czynniki ograniczające, które nie pozwalają na całkowite uniknięcie niespalonego paliwa.

Okolo połowy lat 1990 rozpoczął się rozwój wtórnych technik ograniczania metanu. Te trwające nadal prace dały w efekcie opracowanie kilku koncepcji, ale także wykazały szereg problemów technicznych, które muszą być jeszcze rozwiązane. Badano różne opcje wtórnego ograniczania emisji, w tym stosowanie katalizatora utleniania, procesu plazmowego, dopalaczy i rekuperacyjnych utleniaczy cieplnych. Podczas gdy proces plazmowy i dopalacz nie są dalej opisywane z uwagi na wysoki koszt energetyczny, to dwa inne procesy zarysowano poniżej. [286, EUROMOT 2012]

11.6.1.2.1 Katalizator utleniający

Testy z katalizatorami utleniania w kontekście silników na ubogą mieszanke wykazały, że na skutek wyższej temperatury zapłonu metanu w porównaniu z CO lub innymi węglowodorami, temperatura wylotowa rzędu 400-450 °C jest za niska dla skutecznego ograniczania emisji CH_4 i powinna być podniesiona o co najmniej okolo 200 °C.

By osiągnąć żądany poziom temperatury, można umieścić katalizator utleniania w strumieniu gazów odlotowych przed turbosprężarką lub poprzez zastosowanie regeneracyjnych wymienników ciepła za turbosprężarką. Podczas gdy ta druga opcja wpływa istotnie na dynamikę i sprawność silnika, to pierwsza nie, ale reprezentuje ona zwiększone wyzwania projektowe.

Dodatkowym wyzwaniem, wykazany w badaniach było szybkie degradowanie aktywności katalizatora, wymagające opracowania schematu regeneracji. Wysokie koszty katalizatorów utleniania opartych na metalu szlachetnym również przyczyniają się do pozostałych wyzwań komercyjnej opłacalności produktu.

11.6.1.2 Utleniacz rekuperacyjny

Zasad działania utleniaczy rekuperacyjnych opiera się na złożu wewnętrznym (typowo piasku lub materiale ceramicznym) które jest rozgrzewane do temperatury do 800 °C, umożliwiając zapłon CH_4 . Złoże wewnętrzne magazynuje ciepło uwalniane przez rozkład CH_4 i niekiedy jest również rozgrzewane przez dodatkowe źródło ciepła. Kierunek przepływu spali do/z reaktora jest przełączany w okresach czasu, by utrzymać w złożu możliwie jak najwięcej ciepła. Ciepło złoża jest w sposób ciągły transportowane ku wylotowi złoża przez spaliny. Gazy wylotowe napływające do wlotu reaktora są ogrzewane przez złoże, a zawarte w nich węglowodory są zapalane w środku złoża. By kompensować wysoki spadek ciśnienia powodowany przez złoże wewnętrzne, mogą być potrzebne dodatkowe gazy wylotowe.

Reaktory rekuperacyjne oferują wysokie ograniczenie zawartości całkowitych węglowodorów i CH_4 ale mają duże rozmiary i koszty kapitałowe. Wymagają one także stałego działania, stąd też nie nadają się dla zastosowań w trybie przerywanej pracy, takiej jak obiekty obciążen szczytowych.

11.6.1.3 Spalanie tlenowe

Spalanie tlenowe umożliwia wychwytywanie CO_2 poprzez bezpośrednie sprężanie spalin bez dalszego chemicznego wychwytywania lub oddzielania. Optymalizacja konkurencyjności procesu spalania tlenowego do generowanie energii wymaga szeregu opracowań:

- dostosowanie kriogenicznych zespołów rozdzielania powietrza do bardziej energetycznie efektywnego wykorzystania i zdolności eksploatacyjnej w stosowaniu w dużych palnikach spalania tlenowego;
- elektrownie lub opracowanie nowych technologii spalania tlenowego, takich jak spalanie z pętlowaniem chemicznym;
- dostosowanie technologii spalania do spalania tlenowego;
- bezpieczna eksploatacja przy ulepszonym opalaniu tlenowym i kwestie bezpieczeństwa związane z dwutlenkiem węgla;
- optymalizacja wymiany ciepła w kotle;
- optymalizacja cyklu parowego w celu skompensowania strat sprawności na skutek wychwytywania węgla;
- optymalizacja recyrkulacji gazów odlotowych.

Do roku 2010 zaplanowano kilka obiektów demonstracyjnych 10-50 MW_t , a kilka bloków demonstracyjnych 100-500 MW_t potencjalnie do około 2015 r. Technologie spalania tlenowego mogą być dostępne komercyjnie około 2020.

Ograniczenie emisji NO_x (w przeliczeniu na emisje masowe) w procesach spalania tlenowego wynika głównie z bardzo niskiego stężenia N_2 z powietrza w komorze spalania. Zmniejszenie tworzenia NO_x jest z kolei wynikiem recyrkulacji gazów odlotowych (i wzajemnych oddziaływań pomiędzy zawracanymi do obiegu NO_x , azotem z paliwa i węglowodorami uwalnianymi z paliwa). [36, EGTEI 2012]

11.6.1.4 Spalanie katalityczne

Spalanie katalityczne jest technologią, która spala paliwo bezpłomieniowo. Proces ten uwalnia tę samą ilość energii jak systemy spalania płomieniowego, ale przy niższej temperaturze szczytowej. Co ważne, ta niższa temperatura leży poniżej progu, przy którym tworzone są NO_x . Jest to osiągnięte przez spalanie na powierzchni katalitycznej opartej na palladzie. Jako że przedział temperatury, w którym aktywny jest katalizator, jest ograniczony, zarówno na dolnym końcu (niewystarczająca aktywność), jak i górnym końcu (degradacja) proces spalania składa się z trzech etapów:

- Spalanie wstępne: Zintegrowane palnik wstępny podnosi temperaturę napływającej mieszaniny gaz/powietrze do wartości wymaganej dla uaktywnienia katalizatora. Ma to zastosowanie głównie w sytuacjach niskiego obciążenia. W palniki wstępnym typowo zużywana jest tylko mała część paliwa.
- Spalanie katalityczne: Spalanie katalityczne zachodzi przy względnie niskich temperaturach, wstrzymując dzięki temu tworzenie NO_x . Spalane jest tutaj niecałe paliwo, jako że spowodowałoby to nadmierny wzrost temperatury katalizatora, degradując w ten sposób katalizator.
- Spalanie homogeniczne: Pozostała część paliwa jest spalana w warunkach ubogiej mieszanki paliwowej. Nie zachodzi niestabilność płomienia, jako że temperatura wlotowa tej strefy jest już dosyć wysoka, z powodu spalania katalitycznego po stronie napływowej.

Technologia katalitycznej komory spalania, która jest bardzo obiecującą technologią, właśnie wchodzi do komercyjnego wykorzystania w USA. Informacje dostarczane przez producentów opierają się głównie na instalacjach „zademonstrowanych praktycznie”. Spalanie katalityczne zademonstrowano tylko w skali pilotażowej na turbinie gazowej 1,5 MW_e. Opracowywane są projekty do zastosowania turbiny gazowej o mocy 170 MW_e. Oczekuje się, że zastosowanie tej techniki pozwoli uzyskać poziomy NO_x mniejsze niż 10 mg/Nm³.

11.6.1.5 Spalanie bezpłomieniowe

Opis

Spalanie bezpłomieniowe jest osiągane poprzez rozcieńczanie substratów reakcji poprzez silną recyrkulację spalonych gazów i ma na celu spalanie gazów przy temperaturach powyżej temperatur samozapłonu (~850 °C), osiągając jednocześnie bardzo niskie emisje NO_x i wysoką sprawność grzewczą. Nazwa „spalanie bezpłomieniowe” pochodzi od faktu, że w piecach wysokotemperaturowych nie ma widocznego płomienia (patrz rysunek 11.7). W tej konfiguracji strumienie ciepła promieniowanego ze ściany zapobiegają obserwowaniu płomienia czołowego.



Rysunek 11.7: Typowy obraz spalania uzyskiwanego za pomocą palnika bezpłomieniowego

Tradycyjne palniki o niskiej emisji NO_x do kotłów:

- mogą wytwarzać wysokie emisje CO;
- nie pozwalają na wysokie zakresy modulacji obciążenia cieplnego;
- wymagają dużych stosunków powietrza (ograniczając sprawność energetyczną kotła);
- mogą wytwarzać długie płomienie, które mogą uszkadzać kocioł.

Reżim spalania bezpłomieniowego może rozwiązać te problemy.

Konwencjonalne palniki mogą utrzymywać stabilność spalania poprzez stabilność płomienia. Stąd też konwencjonalne palniki prowadzą do dużych gradientów temperatury, powodując wysokie stopnie tworzenia NO_x w gorących strefach. Stan spalania bezpłomieniowego może być uzyskiwany różnymi środkami. Jedną drogą, skomercjalizowaną już dla dużych temperatur wlotowych powietrza (piece przemysłowe), jest oparta na zwiększeniu stopnia recyrkulacji do wysokich stopni recyrkulacji w celu utrzymania stabilnego spalania. W istocie, dla stopni recyrkulacji powyżej pewnego stosunku ($K_v > 3$ (Milani i Wunning, 2001)), wysoki pęd wstrzykiwania mieszanki paliwowo-powietrznej utrzymuje stabilne spalanie pod warunkiem, że zabezpieczony jest zapłon samoczynny w punkcie mieszania substratu. Jednocześnie wysokie poziomy rozcieńczenia indukowane przez wysokie stopnie recyrkulacji minimalizują gradient temperatury jak również fluktuacje w komorze spalania.

Osiągane korzyści dla środowiska

Ograniczenie emisji NO_x.

Charakterystyka obciążania środowiska i dane eksploatacyjne

Stężenia NO_x niższe niż 50 mg/Nm³ (przy 3 % O₂), bez żadnej zewnętrznej recyrkulacji gazów odlotowych lub wtórnych technik ograniczania NO_x.

Stan wdrożenia

Koncepcja bezpłomieniowego spalania została wprowadzona w latach 1980 i 1990 dla zastosowań pieców przemysłowych (np. pieców szklarskich), gdzie temperatury są znacznie wyższe (> 1 000 °C) niż spotykane w obiektach energetycznego spalania.

Działalność badawcza (projekt CANOE) była prowadzona od 2010 przez CRIGEN (ENGIE, poprzednio GDF Suez) w stowarzyszeniu z CORIA (Universite de Rouen / INSA Rouen) i Ecole Centrale de Paris, w celu przeniesienia tej koncepcji do kotłów. Działania te opierały się na symulacjach komputerowych, testach pilotażowych w skali laboratoryjnej i w skali półprzemysłowej (łącznie ze stabilnością płomienia, opracowaniem narzędzi modelowania, wykrywania „płomienia” ze względów bezpieczeństwa, oszacowań kosztów, itp.), ze skupieniem na kotłach opalanych gazem (rury płomieniowe i rury wodne) gdzie temperatury są niższe niż 1000 °C.

Poczynając od 2015 r., projekt zostanie zweryfikowany na kotle płomieniówkowym 1 MW_t. Wyniki pokazują, że można uzyskać emisje NO_x niższe niż 50 mg/Nm³ (przy 3 % O₂) w całym zakresie obciążenia cieplnego.

Dodatkowe badania w pełnej skali demonstracyjnej (5 MW_t) są spodziewane w 2016 r., a palniki komercyjne o mocach w przedziale 10-500 MW_t są spodziewane do 2018 r.

Ekonomia i stosowalność

Modernizacje są głównym celem dla przemysłowych kotłów opalanych gazem ziemnym (prosta zmiana palnika i minimalne modyfikacje kotła), chociaż nowe obiekty mogą również skorzystać z tej technologii. Oddziaływanie ekonomiczne spalania bezpłomieniowego opiera się na wysokiej sprawności cieplnej, długim okresie sprawności użytkowej kotła i niskich kosztach eksploatacji

Siła napędowa dla wdrożenia

- Osiągnięcie niskich stężeń NO_x bez wtórnych technik ograniczania NO_x.
- Wysoki zakres modulacji.
- Krótki płomień.

Literatura referencyjna

[318, Ourliac et al. 2015] [319, Ourliac et al. 2015] [320, Stierlin et al. 2011] [321, Stierlin 2011] [322, Villiermaux et al. 2008] [323, Levy et al. 2004] [324, Milani et al. 2002] [325, Milani et al. 2002]

11.6.1.6 Zamknięte chłodzenie parą

Innym nowoczesnym osiągnięciem w dziedzinie turbin gazowych jest zastosowanie chłodzenia parą zamiast chłodzenia powietrzem w blokach gazowo - parowych z turbiną gazową (CCGT). Zazwyczaj powietrze pobierane ze sprężarki turbiny gazowej jest wykorzystywane do chłodzenia wału turbiny i układu łopatek. Ilość powietrza chłodzącego sięga 20-25% przepływu powietrza sprężarki. Pobierane powietrze nie jest dostępne dla procesu spalania i traci ciśnienie przepływając przez wąskie kanały w łopatkach turbiny, co powoduje straty sprawności w procesie turbiny gazowej. Poprzez stosowanie pary zamiast sprężonego powietrza, te wady są eliminowane. Chłodzenie parą jest bardziej skuteczne, niż chłodzenie powietrzem.

W turbinach wspomnianych powyżej, stosowany jest system pary chłodzącej w obiegu zamkniętym. Para chłodzi gorące podzespoły, takie jak łopatki, kierownice lub elementy przejściowe turbiny. Zużyta para nie jest mieszana z głównym przepływem gazu poprzez turbinę gazową (jak w układzie otwartym), ale jest kierowana z powrotem do układu pary, gdzie może być rozprężona jako para przegrzana poprzez turbinę parową. Para do chłodzenia jest pobierana z sekcji wylotowej wysokociśnieniowej turbiny parowej. Para jest przegrzewana do temperatury przegrzewu, a następnie mieszana z parą przegrzaną z wytwornicy pary z odzyskiwaniem ciepła (HRSG) i prowadzona do sekcji ciśnienia pośredniego turbiny parowej dla dalszego rozprężania. Para chłodząca nie oddziałuje na główny przepływ przez turbinę gazową i w zasadzie nie powinno występować zużycie wody. Para chłodząca w obiegu zamkniętym ma pewne wady w blokach gazowo - parowych z turbiną gazową, pracujących w trybie elastycznym.

Poprzez zastosowanie chłodzenia parowego, temperatura wlotowa turbiny jest zwiększana bez żadnego relewantnego wzrostu temperatury spalania. W wyniku tego uzyskiwana jest wyższa sprawność bez wzrostu emisji NO_x . Chłodzenie parą zamiast powietrzem silnie zmniejsza upuszczanie powietrza ze sprężarki, sprężonego powietrza, a zatem zużycie mocy przez sprężarkę. Daje to również wyższą sprawność turbiny gazowej, a w szczególności ograniczenie emisji zanieczyszczeń.

Dzięki tej nowej technologii chłodzenia, może być osiągnięta poprawa sprawności cyklu złożonego o jeden lub dwa punkty procentowe i można oczekiwać sprawności 60%. Kilku producentów systemów opracowało technologię bloku gazowo - parowego z turbiną gazową przekraczających 58% sprawności w eksploatacji komercyjnej, ale żaden z nich nie osiągnął 60%. W nadchodzących latach spodziewany jest wzrost sprawności do 62%.

Przykładowe obiekty

Chociaż ta koncepcja nadal podlega dalszemu rozwojowi, system chłodzenia w obiegu zamkniętym jest już stosowany w systemach komercyjnych, takich jak seria „H” bloków gazowo - parowych z turbiną gazową (CCGT) firmy GE. Przykładowymi obiektami są:

- CCGT Baglan Bay w Wielkiej Brytanii;
- TEPCO Futtsu 4, obiekt o mocy 1 520 MW_e w Japonii;
- obiekt CCGT Inland Empire w Południowej Kalifornii.

[55, EEB 2012]

11.6.1.7 Dalszy potencjał rozwojowy

Niektóre dalsze ważne potencjalne ulepszenia obejmują:

- ulepszanie materiałów i chłodzenia, by umożliwić osiągnięcie temperatur wlotowych turbiny 1 500 °C dla turbin gazowych typu ramowego i 1 700 °C dla turbin gazowych pochodzenia lotniczego;
- ograniczanie ilości sprężonego powietrza wykorzystywanego dla medium chłodzącego;
- chłodzenie łopatek zewnętrznym przepływem chłodzącym (woda lub para);
- w przyszłości, ogólne stosowanie łopatek monokryształowych;

- ulepszenie profilu temperatury na wlocie turbiny; bez gorących punktów, ogólna temperatura może być ustalona tuż poniżej limitu temperatury stanowiącego przez materiał. [123, Eurelectric 2001]

11.6.1.8 Możliwości rekuperacji

Istnieje kilka opcji odzyskiwania ciepła gazów wylotowych do procesu turbiny gazowej. W tym dziale opisuje się niektóre z tych funkcji.

11.6.1.8.1 Turbina gazowa z chłodzeniem międzystopniowym i rekuperatorem (ICR)

Duża część energii, która jest generowana przez turbinę, jest potrzebna do napędzania sprężarki. Sposobem poprawienia sprawności turbiny gazowej jest ograniczenie pracy sprężarki poprzez chłodzenie przepływu powietrza poprzez sprężarkę. Moc sprężarki jest proporcjonalna do przepływu objętościowego. Teoretycznie, chłodzenie za każdym stopniem sprężarki da największe ograniczenie pracy sprężarki, jednak w praktyce wykonalna jest tylko ograniczająca liczba stopni chłodzenia.

Jeżeli temperatura gazu wylotowego turbiny gazowej jest wyższa niż temperatura powietrza wylotowego ze sprężarki, możliwe jest przekazywanie pewnej ilości ciepła z gazów wylotowych do powietrza wylotowego sprężarki. Poprawia to sprawność turbiny gazowej, ponieważ potrzebne jest mniej paliwa do ogrzewania gazu do żądanej temperatury wlotowej turbiny. Ten rodzaj rekuperacji może być głównie wykorzystywany do turbin gazowych o umiarkowanym stopniu sprężania lub do turbin gazowych ze sprężarkami chłodzonymi międzystopniowo.

Projekty wcielające zastosowanie zarówno chłodzenia międzystopniowego sprężarki, jak i rekuperacji według opisu, mogą osiągać sprawność 54% obliczaną przy temperaturze na wlocie turbiny 1 200 °C. [123, Eurelectric 2001]

11.6.1.8.2 Cykl HAT

W cyklu turbiny z nawilżonym powietrzem (HAT), nawilżanie sprężonego powietrza za sprężarką powietrza umożliwia zwiększenie temperatury sprężonego powietrza. W cyklu HAT, całe powietrze jest nasycone parą wodną, z wykorzystaniem ciepła odpadowego z chłodnic międzystopniowych sprężarki i z wylotu turbiny gazowej. W tym cyklu może być wykorzystywana wyższa możliwa ilość regenerowanego ciepła z gazów wylotowych, niż w procesie z chłodzeniem międzystopniowym i rekuperacją. Trudność w tym cyklu polega na tym, że standardowe turbiny gazowe nie mogą być wykorzystywane w tym procesie, jako że przepływ masowy poprzez turbinę jest nadmiernie zwiększany na skutek nasycenia całego powietrza sprężarki wodą. Wysoka zawartość pary wodnej w powietrzu spalania może również stwarzać problemy dla palników, chociaż w tym procesie niższy stopień sprężania sprężarki daje wyższą sprawność. Dla temperatury wlotowej turbiny 1 200 °C wykonalne jest uzyskanie sprawności około 53%. [123, Eurelectric 2001]

11.6.1.8.3 Proces TOPHAT

W tym procesie powietrze jest nawilżane na wlocie sprężarki poprzez wstrzykiwanie wody. Teoretycznie wstrzykiwanie jest także możliwe po każdym stopniu sprężarki. Poprawia to sprawność turbiny gazowej nawet do 55%, obliczaną dla temperatury wlotowej turbiny 1 200 °C, która jest najwyższą wartością dla sprawności cykli opisanych wcześniej. Dalsze ulepszenie cyklu TOPHAT jest możliwe poprzez wstrzykiwanie wody pomiędzy różnymi stopniami sprężarki. Dlatego też woda musi być podgrzewana i sprężana. W celu ogrzewania wody wstrzykiwanej, wykorzystywane jest ciepło gazów wylotowych. [123, Eurelectric 2001]

11.6.1.8.4 Cykl CHAT

Cykl rozszerzonej, kaskadowej turbiny z nawilżaniem (CHAT) wykorzystuje niskociśnieniowej i wysokociśnieniową turbinę gazową na oddzielnych wałach i zestawioną z istniejących sprężarek i turbin, by umożliwić zwiększony przepływ masowy poprzez turbiny dzięki nasycaniu wodą. Cykl ten obejmuje chłodzenie międzystopniowe pomiędzy oddzielnymi sprężarkami, jak również przegrzewanie gazów wylotowych pomiędzy oddzielnymi turbinami. [123, Eurelectric 2001]

11.6.1.9 Zaawansowane podejście do wykorzystania mieszanki ubogiej w silnikach gazowych

Wcielenie wstrzykiwania wody i innych technik do silników gazowych spalających ubogą mieszankę jest punktem skupienia trwających prac badawczo - rozwojowych prowadzonych przez kilku wytwórców silników i jest kontynuowane jako część programu Departamentu Energii USA Nowoczesne systemy silników tłokowych (ARES). Jednym z celów tego programu jest opracowanie średniej wielkości silnika na gaz ziemny o sprawności 45% (HHV) pracującego przy poziomach emisji NO_x 15 mg/Nm³. Wielkości bloków silnikowych uczestniczących w programie ARES leżą w przedziale 1-2 MW na wale. [22, US-EPA 2008]

11.6.2 Spalanie gazu syntezowego w kotłach / silnikach / turbinach

11.6.2.1 Podziemne (zgazowanie węgla oraz) wytwarzanie energii

Podziemne zgazowanie węgla i generowanie energii jest techniką ostatnio zaproponowaną przez Wielką Brytanię. Zobacz Dział 11.3.2 gdzie podano dalsze szczegóły.

11.6.3 Zastosowania ogni w paliwowych

Wodorowe ogniwa paliwowe do produkcji elektryczności w skali małej do średniej i produkcji szczytowej, mogą być traktowane jako alternatywy dla turbin gazowych cyklu otwartego i silników tłokowych. Należy również rozważyć produkcję wodoru ze źródeł odnawialnych lub z pozaszczytowych nadwyżek mocy i magazynowania. [54, LCP TWG 2012]

12 UWAGI KOŃCOWE I ZALECENIA DOTYCZĄCE PRZYSZŁYCH PRAC

Ramy czasowe procesu przeglądu

Kluczowe kamienie milowe dla procesu przeglądu dokumentu referencyjnego BAT dla dużych obiektów energetycznego spalania zestawiono w Tabeli 12.1.

Tabela 12.1: Kluczowe kamienie milowe przeglądu dokumentu referencyjnego BAT dla dużych obiektów energetycznego spalania

Kluczowy kamień milowy	Data
Reaktywacja TWG (Technicznej Grupy Roboczej)	Styczeń 2011
Wezwanie do składania życzeń (przedłożono około 2400 życzeń poprzez TWD do przeglądu)	Marzec - maj 2011
Rozpoczynające spotkanie TWG	Październik 2011
Warsztaty dla sfinalizowania szablonu kwestionariusza właściwego dla obiektu	Grudzień 2011
Gromadzenie informacji	Listopad 2011 - Wrzesień 2012
Pierwszy szkic znowelizowanego dokumentu referencyjnego BAT Duże obiekty energetycznego spalania	Czerwiec 2013
Koniec okresu komentowania pierwszej wersji (odebrano 8510 komentarzy)	Wrzesień 2013
Nieformalne, pośrednie spotkanie TWG	Czerwiec 2014
Końcowe spotkanie TWG	Czerwiec 2015
Webinar i konsultacje pisemne dotyczące pozostałych zagadnień po końcowym spotkaniu TWG.	Lipiec - wrzesień 2015.

W trakcie procesu przeglądu, EIPPCB ogółem złożyło wizyty w 24 obiektach w sześciu krajach członkowskich (Hiszpania, Holandia, Niemcy, Polska, Estonia i Finlandia).

Źródła informacji i luki informacyjne

W trakcie procesu przeglądu, TWG podzieliło się kilkuset dokumentami poprzez system informacyjny BAT Komisji (BATIS). Obejmowały one około:

- 425 raportów i studiów przypadku;
- 583 kwestionariuszy właściwych dla obiektu, obejmujących ogółem:
 - 112 obiektów energetycznego spalania węgla, w tym 11 obiektów współspalania odpadów,
 - 36 obiektów energetycznego spalania lignitu, w tym 9 obiektów współspalania odpadów,
 - 65 obiektów energetycznego spalania biomasy i/lub torfu, w tym 15 obiektów współspalania odpadów,
 - 190 obiektów energetycznego spalania gazu ziemnego (37 kotłów, 7 silników gazowych i 146 turbin gazowych),
 - 73 obiekty energetycznego spalania paliwa ciekłego (29 kotłów, 32 silniki gazowe i 12 turbin gazowych),
 - 61 obiektów energetycznego spalania, spalających gazy procesowe żelaza i stali,
 - 31 obiektów energetycznego spalania, spalających ciekłe i gazowe paliwa procesowe z branży (petro)chemicznej,
 - 9 obiektów energetycznego spalania spalających inne paliwa i/lub odpady,
 - 5 obiektów zgazowania, spośród których 3 nie są objęte zakresem dokumentu referencyjnego BAT Duże obiekty energetycznego spalania.

Kwestionariusze właściwe dla obiektu zostały przedłożone z większości krajów UE przez poszczególnych operatorów, z pomocą federacji przemysłowych i zostały sprawdzone przez Kompetentne władze kraju członkowskiego.

Wkłady w postaci projektu tekstu dla dokumentu referencyjnego BAT zostały dostarczone przez EPPSA, EURELECTRIC, EUTurbines, Marcogaz, EUROFER i CEFIC.

Wszystkie te dokumenty zostały ocenione przez EIPPCB i uwzględnione przy sporządzaniu tego dokumentu. Jedynie bardzo nieliczne spośród nich nie mogą być współdzielone przez BATIS z uwagi na przykład na ograniczenia wynikające z praw autorskich lub kwestie poufności.

Ponadto po przedłożeniu dokumentów, TWG wykonała określone zadania:

- Została ustanowiona podgrupa do sporządzenia projektu propozycji dla tekstu rozdziału o zgazowaniu i zaprojektowania powiązanego szablonu kwestionariusza właściwego dla obiektu.
- Dodatkowe gromadzenie danych na poziomie obiektów zostało przeprowadzone pomiędzy czerwcem 2014 i wrześniem 2014 w celu uzupełnienia dostępnych danych dla oceny możliwych zależności pomiędzy emisjami krótkoterminowymi i długoterminowymi.
- Został ustanowiony zespół zadaniowy do gromadzenia dodatkowych danych o projektowych sprawnościach energetycznych na poziomie obiektów pomiędzy czerwcem 2014 i wrześniem 2014.

W wyniku tego w dokumencie referencyjnym BAT Duże obiekty energetycznego spalania włączono około 340 pozycji literatury (zobacz dział Literatura).

Stopień zgodności osiągnięty w trakcie wymiany informacji

Ogółem dla tego sektora zostało ustanowionych 85 wniosków BAT. Te wnioski BAT obejmują:

- 257 przedziałów BAT-AEL plus 74 alternatywne poziomy, wyrażone w przypisach do tabel BAT-AEL,
- 74 przedziały BAT-AEEL plus 5 alternatywnych poziomów, wyrażonych w przypisach do tabel BAT-AEEL,
- 19 charakterystycznych przedziałów poziomu emisji plus 7 alternatywnych poziomów emisji.

Na końcowym spotkaniu TWG w czerwcu 2015 r., osiągnięto wysoki stopień zgodności w większości spośród tych wniosków BAT. Jednak różni członkowie TWG wyrazili 88 odmiennych poglądów.

Liczba odmiennych poglądów jest wyjaśniona wysoką liczbą wniosków BAT, przedziałów BAT-AEL i BAT-AEEL w tym dokumencie, jak również przez wysoką liczbę członków TWG aktywnie zaangażowanych w procesie przeglądu dokumentu referencyjnego BAT, a zwłaszcza w końcowym spotkaniu TWG (140 uczestników).

Należy zauważyć, że dla większości wniosków BAT, dla który wyrażono odmienne poglądy, poglądy te obejmowały członków TWG wnoszących o wyższy poziom ochrony środowiska, jak również członków TWG wyrażających pogląd, że uzgodnione wnioski byłyby zbyt surowe.

Szczegółowy przegląd wyrażonych odmiennych poglądów jest przedstawiony w Tabeli 12.2.

Tabela 12.2: Wyrażone poglądy odmienne

Nr	Wniosek BAT	Pogląd odmienny	Wyrażony przez	Alternatywny proponowany poziom (jeżeli jest)	
1	Zakres	Wyłączyć z zakresu dokumentu referencyjnego BAT Duże obiekty energetycznego spalania (LCP BREF) Działanie 5.2 Aneksu I do IED, z wyjątkiem spalania odpadów, które są biomasą według definicji w Artykule 3(31) IED.	RO, UK	N/D	
2	Zakres	Wyłączyć całe współspalanie niebezpiecznych odpadów z zakresu LCP BREF	SE, CAN Europa, EEB	N/D	
3	Definicja obiektu energetycznego spalania	Zmienić definicję obiektów energetycznego spalania w następujący sposób: Dla celów tych wniosków BAT, połączenie utworzone z: <ul style="list-style-type: none"> • ... • oddzielnych obiektów energetycznego spalania, które są zainstalowane w taki sposób, że uwzględniając czynniki techniczne i ekonomiczne, ich gazy odlotowe, w ocenie kompetentnej władzy, będą wyładowywane poprzez wspólny komin. jest traktowane jako pojedynczy obiekt energetycznego spalania. [...] Dla celów tych wniosków BAT, instalacja na tym samym miejscu, która ma techniczne połączenie i która mogłaby mieć wpływ na emisje i zanieczyszczenie (np. techniki ograniczania wdrożone w obiekcie energetycznego spalania) jest traktowana jako nieodłączna część tego obiektu energetycznego spalania".	EEB	N/D	
4	Definicja obiektu energetycznego spalania	Zmienić definicję obiektu energetycznego spalania na: „Każde urządzenie techniczne, w którym paliwa są utleniane w celu wykorzystania generowanego w ten sposób ciepła. Dla zakresu tych wniosków BAT, połączenie utworzone przez oddzielne bloki energetycznego spalania, których gazy odlotowe są lub mogą być wyładowywane przez wspólny komin, traktuje się jako pojedynczy obiekt energetycznego spalania. Dla obliczania całkowitego znamionowego ciepła doprowadzanego takiego połączenia, należy dodać do siebie wydajności wszystkich rozważanych bloków energetycznego spalania, które mają znamionowe ciepło doprowadzane co najmniej 15 MW.” Usunąć słowo „ogółem” z pierwszej kolumny wszystkich tabel BAT-AEL.	FI	N/D	
5	BAT 4	Przeredagować stopkę ⁽⁴⁾ : W przypadku selektywnej redukcji katalitycznej (SCR) lub selektywnej redukcji niekatalitycznej (SNCR) połączonych z mokrymi technikami ograniczania (np. mokre/półmokre odsiarczanie gazów odlotowych lub skraplacz gazów odlotowych), częstotliwość monitorowania emisji NH ₃ może wynosić co najmniej raz na rok, jeżeli potwierdzono, że emisje są wystarczająco stabilne.	CZ	N/D	
6	BAT 7	Usunąć stwierdzenie, które ustala wyższy koniec przedziału poziomu NH ₃ BAT–AEL na 15 mg/Nm ³ w przypadku obiektów energetycznego spalania, spalających biomasę i pracujących przy zmiennych obciążeniach i w przypadku silników spalających ciężkie oleje opałowe/olej napędowy	NL, CAN Europe, EEB	N/D	
7	BAT 15	Zmniejszyć górne końce przedziałów BAT-AEL dla emisji do wody dla kilku parametrów	Całkowity węgiel organiczny (TOC)	CAN Europe, EEB	20 mg/l
			COD	CAN Europe, EEB	60 mg/l
			Fluor	EEB	12 mg/l
			Siarczyn	CAN Europe, EEB	5 mg/l

8	BAT 20, BAT 24, BAT 28, BAT 33, BAT 38, BAT 44, BAT 49, BAT 56, BAT 73	Ustalić dobowe i roczne poziomy BAT–AEL dla emisji CO do powietrza, zamiast rocznych poziomów charakterystycznych	DE	N/D
		Ustalić roczne poziomy BAT–AEL dla emisji CO do powietrza, zamiast rocznych poziomów charakterystycznych	AT, BE	N/D
9	BAT 20	Dodać w ograniczeniu stosowalności techniki SNCR, że „nie ma ona zastosowania do nowych i istniejących obiektów opalanych lignitem o mocy $\geq 300 \text{ MW}_t$ ”.	EL	N/D
10	BAT 20	Dodać w ograniczeniu stosowalności techniki SCR, że „Stosowalność dla obiektów opalanych lignitem może być ograniczona przez charakterystykę paliwa”	EL	N/D
11	BAT 20 Tabela 10.3	Zmienić górny koniec przedziałów rocznych poziomów BAT–AEL emisji NO_x dla kotłów ze spalaniem w złożu fluidalnym (FBC) o mocy $\geq 300 \text{ MW}_t$, spalających węgiel i/lub lignit i kotłów na sproszkowany węgiel (PC) opalanych lignitem	CZ, SK	180 mg/Nm^3 (FBC) 200 mg/Nm^3 (PC)
			EE, EURACOAL	200 mg/Nm^3
			DE, EL, PL, EURELECTRIC	190 mg/Nm^3
			CZ, SK	200 mg/Nm^3 (opalone lignitem kotły na sproszkowany węgiel)
12	BAT 20 Tabela 10.3	Zmniejszyć górny koniec przedziału poziomu BAT–AEL emisji NO_x dla nowych, opalanych węglem kotłów na sproszkowany węgiel o mocy $\geq 300 \text{ MW}_t$	EEB	70 mg/Nm^3
		Zmniejszyć przedział rocznego poziomu BAT–AEL emisji NO_x dla nowych, opalanych węglem kotłów na sproszkowany węgiel o mocy $\geq 300 \text{ MW}_t$	CAN Europe	< 50–70 mg/Nm^3
13	BAT 20 Tabela 10.3	Zmniejszyć górny koniec przedziałów rocznego i dobowego poziomu BAT–AEL emisji NO_x dla istniejących, opalanych węglem kotłów na sproszkowany węgiel o mocy $\geq 300 \text{ MW}_t$	EEB	85 mg/Nm^3 (rocznie) 140 mg/Nm^3 (dobowo)
		Zmniejszyć przedział rocznego poziomu BAT–AEL emisji NO_x dla istniejących, opalanych węglem kotłów na sproszkowany węgiel o mocy $\geq 300 \text{ MW}_t$	CAN Europe	< 50–70 mg/Nm^3
14	BAT 21 Tabela 10.4	Zmienić roczne przedziały BAT–AEL emisji SO_2 dla wszystkich istniejących i nowych obiektów energetycznego spalania o mocy $\geq 300 \text{ MW}_t$	CAN Europe	< 10–75 mg/Nm^3
		Zmienić roczne i dobowe przedziały BAT–AEL emisji SO_2 dla wszystkich istniejących i nowych obiektów energetycznego spalania o mocy $\geq 300 \text{ MW}_t$	A) Węgiel:	EEB Istniejące obiekty: < 40 mg/Nm^3 (Rocznie) < 75 mg/Nm^3 (Dobowo)

					<p><u>Istniejące obiekty:</u> <130 mg/Nm³ (Rocznie) < 205 mg/Nm³ (Dobowo) <u>Nowe obiekty:</u> < 75 mg/Nm³ (Rocznie) < 110 mg/Nm³ (Dobowo)</p>
			B) Lignit (13,25 % S. suchej):		
			C) Lignit (<1 % S. suchej):		<p><u>Istniejące obiekty:</u> < 40 mg/Nm³ (Rocznie) < 75 mg/Nm³ (Dobowo) <u>Nowe obiekty:</u> < 20 mg/Nm³ (Rocznie) < 60 mg/Nm³ (Dobowo)</p>
15	BAT 21 Tabela 10.4	Zwiększyć górny koniec przedziału BAT–AEL rocznej emisji SO ₂ dla istniejących kotłów na sproszkowany węgiel, opalanych węglem i lignitem		EL	170 mg/Nm ³
16	BAT 21 (Obiekty o mocy ≥ 300 MW _t , spalające lokalny lignit, które nie mogą osiągnąć poziomów BAT–AEL ustalonych w Tabeli 10.4).	Zmienić we wzorze (i) współczynnik mnożenia dla nowych systemów odsiarczania spalin		CZ. EL. SK. Euroheat & Power	RCG x 0,02 przy maksimum 200 mg/Nm ³
		Zmienić we wzorze (ii) współczynnik mnożenia i górny koniec przedziału dla istniejących systemów odsiarczania spalin		EURACOAL	RCG x 0,04 przy maksimum 400 mg/Nm ³
17	BAT 21 Tabela 10.5	Dodać następującą stopkę do wszystkich przedziałów BAT–AEL w tabeli 10.5: „W przypadku kotłów ze spalaniem na złożu fluidalnym (FBC) wykorzystujących technikę suchej sorpcji dla ograniczenia emisji SO ₂ , wyższy koniec przedziału wynosi 60 mg/Nm ³ dla obiektów używających lignitu i dla obiektów używających węgla o zawartości chloru 500 mg/kg lub mniejszej (suchej masy).”		PL. EURACOAL. EURELECTRIC	N/D
18	BAT 22 Tabela 10.6	Zmienić wyższy koniec przedziału rocznego poziomu BAT–AEL dla istniejących, opalanych lignitem obiektów o mocach > 1 000 MW, włączonych do eksploatacji nie później niż 7 stycznia 2014.		CZ. EL. SK. EURACOAL. Euroheat & Power	10 mg/Nm ³

19	BAT 22 Tabela 10.6	Zmienić wyższy koniec przedziału dobowego poziomu BAT–AEL dla istniejących obiektów, włączonych do eksploatacji nie później niż 7 stycznia 2014.	EURACOAL	16 mg/Nm ³
20	BAT 22 Tabela 10.6	Zmniejszyć górny koniec przedziałów rocznego poziomu BAT–AEL dla nowych i istniejących obiektów o mocy 300 –1000 MW _t .	EEB	3,5 mg/Nm ³ (Nowe) 6 mg/Nm ³ (Istniejące)
		Zmniejszyć górny koniec rocznych przedziałów poziomu BAT–AEL pyłu dla nowych i istniejących obiektów ≥ 1 000 MW _t .	EEB	3,5 mg/Nm ³ (Istniejące)
			CAN Europe, EEB	< 2 mg/Nm ³ (Nowe)
21	BAT 23. f	Zmienić ograniczenie stosowalność techniki „Wstrzykiwanie sorbentu węgla ...” na „Stosowalne w ramach ograniczeń podanych przez wymagania jakości produktu ubocznego do odzyskiwania”	CZ, EE, EL, EURACOAL, EURELECTRIC	N/D
22	BAT 23.g	Zmienić ograniczenie stosowalności techniki „Stosowanie dodatków fluorowcowanych” na „Stosowalne w ramach ograniczeń podanych przez wymagania jakości produktu ubocznego do odzyskiwania, kontroli emisji halogenków do środowiska i długoterminowego potencjału korozyjnego”.	CZ, EL, EURACOAL, EURELECTRIC	N/D
23	BAT 23 Tabela 10.7	Ustawić wspólny poziom BAT–AEL rtęci dla wszystkich nowych i istniejących obiektów opalanych węglem i lignitem	CAN Europe	< 1 µg/Nm ³
24	BAT 23 Tabela 10.7	Dodać stopkę wspominającą, że poziomy BAT–AEL nie obowiązują dla obiektów eksploatowanych < 1 500 h/rok	CZ, EURACOAL	N/D
25	BAT 23 Tabela 10.7	Zmniejszyć górny koniec przedziału BAT–AEL dla nowych i istniejących obiektów opalanych węglem < 300 MW _t .	EEB	0,6 µg/Nm ³ (Nowe) 3,5 µg/Nm ³ (Istniejące)
26	BAT 23 Tabela 10.7	Zmniejszyć górny koniec przedziału BAT–AEL dla nowych i istniejących obiektów opalanych węglem ≥ 300 MW _t .	EEB	0,5 µg/Nm ³ (Nowe) 1,5 µg/Nm ³ (Istniejące)
27	BAT 23 Tabela 10.7	Zwiększyć górny koniec przedziału BAT–AEL rtęci dla istniejących obiektów opalanych lignitem o mocy < 300 MW _t .	CZ, EL, PL, EURACOAL, EURELECTRIC, Euroheat & Power	20 µg/Nm ³
28	BAT 23 Tabela 10.7	Zmniejszyć górny koniec przedziału BAT–AEL rtęci dla nowych i istniejących obiektów opalanych lignitem < 300 MW _t .	EEB	1 µg/Nm ³ (Nowe) 3,5 µg/Nm ³ (Istniejące)
29	BAT 23 Tabela 10.7	Zwiększyć górny koniec przedziału BAT–AEL rtęci dla istniejących obiektów opalanych lignitem o mocy ≥ 300 MW _t .	CZ	18 µg/Nm ³
			EL, PL, EURACOAL, EURELECTRIC, Euroheat & Power	20 µg/Nm ³

30	BAT 23 Tabela 10.7	Zmniejszyć górny koniec przedziału BAT–AEL rtęci dla nowych i istniejących obiektów opalanych lignitem > 300 MW _t	EEB	1 µg/Nm ³ (Nowe) 3 µg/Nm ³ (Istniejące)
31	BAT 23 Tabela 10.7	Usunąć stopkę (')	EL, EURACOAL, EURELECTRIC	N/D
32	BAT 24 Tabela 10.9	Zmniejszyć górny koniec przedziałów rocznego i dobowego poziomu BAT–AEL emisji NO _x dla istniejących obiektów < 100 MW _t . Dodać stopkę, wskazującą że dla obiektów włączonych do eksploatacji nie później niż 7 stycznia 2014 r., przedział poziomu BAT–AEL NO _x dla istniejących obiektów o mocy < 100 MW _t wynosi 310 mg/Nm ³	FI, CEPI, EURELECTRIC, Euroheat & Power	250 mg/Nm ³ (Rocznie) 275 mg/Nm ³ (dobowo)
33	BAT 24 Tabela 10.9	Zmniejszyć górny koniec przedziału poziomu BAT–AEL NO _x dla nowych obiektów o mocy < 100 MW _t	BE	180 mg/Nm ³
34	BAT 24 Tabela 10.9	Zwiększyć górny koniec rocznego i dobowego przedziału poziomu BAT–AEL NO _x dla istniejących kotłów z pęcherzykowym złożem fluidalnym o mocach 100–300 MW _t włączonych do eksploatacji nie później niż 7 stycznia 2014r.	CEPI, Euroheat & Power	240 mg/Nm ³ (Rocznie)
			IE	250 mg/Nm ³ (rocznie) 250 mg/Nm ³ (dobowo)
		Zwiększyć górne końce rocznego i dobowego przedziału poziomu BAT–AEL NO _x dla kotłów z pęcherzykowym złożem fluidalnym o mocach 100–300 MW _t włączonych do eksploatacji nie później niż 7 stycznia 2014r., w przypadku ograniczeń stosowalności SNCR	FI	250 mg/Nm ³ (rocznie) 275 mg/Nm ³ (dobowo)
			EURELECTRIC	220 mg/Nm ³ (rocznie) 240 mg/Nm ³ (dobowo)
35	BAT 24 Tabela 10.9	Zwiększyć górny koniec przedziałów rocznego i dobowego poziomu BAT–AEL emisji NO _x dla nowych i istniejących obiektów 100-300 MW _t .	BE	<u>Nowe:</u> 165 mg/Nm ³ (dobowo)
			EEB	<u>Istniejące:</u> 140 mg/Nm ³ (Rocznie) 190 mg/Nm ³ (dobowo)

36	BAT 24 Tabela 10.9	Zwiększyć górny koniec przedziałów rocznego i dobowego poziomu BAT–AEL emisji NO X dla nowych i wszystkich istniejących obiektów $\geq 300 \text{ MW}_t$	BE	<p><u>Nowe:</u> 55 mg/Nm³ (rocznie) 85 mg/Nm³ (dobowo)</p> <p><u>Istniejące:</u> 150 mg/Nm³ (rocznie) 165 mg/Nm³ (dobowo)</p>
37	BAT 25	Zmienić ograniczenia stosowalności technik SDA i DSI na „Ogólnie stosowalne do nowych kotłów. Nie mają zastosowania do istniejących kotłów wyposażonych ESP i technikę ograniczanie emisji pyłu”	FI, CEPI	N/D
38	BAT 25 Tabela 10.10	Zwiększyć górny koniec przedziału rocznego poziomu BAT–AEL SO ₂ dla istniejących obiektów o mocy $\geq 100 \text{ MW}_t$ o średniej zawartości siarki 0,1% lub wyższej	FI	160 mg/Nm ³
39	BAT 25 Tabela 10.10	Zwiększyć górny koniec przedziału rocznego i dobowego poziomu BAT–AEL dla SO ₂ dla istniejących obiektów o mocy $< 100 \text{ MW}_t$ o średniej zawartości siarki 0,1 % lub wyższej	FI, EURELECTRIC	300 mg/Nm ³ (rocznie) 330 mg/Nm ³ (dobowo)
			CEPI, Euroheat & Power	200 mg/Nm ³ (rocznie) 330 mg/Nm ³ (dobowo)
40	BAT 25 Tabela 10.10	Zmniejszyć górny koniec przedziału rocznego i dobowego poziomu BAT–AEL dla SO ₂ dla istniejących obiektów o mocy $\geq 100 \text{ MW}_t$ spalających paliwa o średniej zawartości siarki 0,1 % lub wyższej	NL	Wyrównać z innymi poziomami BAT–AEL dla biomasy/torfu o zawartości siarki $< 0,1 \%$
41	BAT 25 Tabela 10.10	Zwiększyć górny koniec przedziałów rocznego i dobowego poziomu BAT–AEL emisji SO ₂ dla nowych i istniejących obiektów $< 100 \text{ MW}_t$	EEB	<p><u>Nowe:</u> 50 mg/Nm³ (rocznie) 85 mg/Nm³ (dobowo)</p> <p><u>Istniejące:</u> 65 mg/Nm³ (rocznie) 180 mg/Nm³ (dobowo)</p>
42	BAT 25 Tabela 10.11	Dodać stopkę ⁽¹⁾ , że wyższy koniec przedziału rocznego poziomu BAT–AEL HCl dla istniejących obiektów 50 mg/Nm ³ w przypadku istniejących obiektów eksploatowanych z ESP	FI, CEPI, EURELECTRIC, Euroheat & Power	N/D
43	BAT 26 Tabela 10.12	Zwiększyć górne końce rocznego i dobowego przedziału poziomu BAT–AEL pyłu dla obiektów $< 100 \text{ MW}_t$ włączonych do eksploatacji nie później niż 7 stycznia 2014r.	DK	25 mg/Nm ³ (dobowo)
			FI, SE	24 mg/Nm ³ (dobowo)

			CEPI	22 mg/Nm ³ (rocznie)
44	BAT 26 Tabela 10.12	Zwiększyć górny koniec przedziałów rocznego i dobowego poziomu BAT–AEL emisji pyłu dla nowych i istniejących obiektów < 100 MW _t	EEB	<u>Nowe:</u> 3,5 mg/Nm ³ (rocznie) 6 mg/Nm ³ (dobowo) <u>Istniejące:</u> 6 mg/Nm ³ (rocznie) 12 mg/Nm ³ (dobowo)
45	BAT 26 Tabela 10.12	Zwiększyć górny koniec przedziałów rocznego poziomu BAT–AEL emisji pyłów dla nowych i istniejących obiektów o mocy 100 – 300 MW _t .	CEPI	18 mg/Nm ³
46	BAT 26 Tabela 10.12	Zwiększyć górny koniec przedziałów rocznego i dobowego poziomu BAT–AEL emisji pyłu dla nowych i istniejących obiektów 100-300 MW _t	EEB	<u>Nowe:</u> 3,5 mg/Nm ³ (rocznie) 12 mg/Nm ³ (dobowo) <u>Istniejące:</u> 5 mg/Nm ³ (rocznie) 16 mg/Nm ³ (dobowo)
47	BAT 26 Tabela 10.12	Zwiększyć górny koniec przedziału dobowego poziomu BAT–AEL pyłu dla istniejących obiektów, włączonych do eksploatacji nie później niż 7 stycznia 2014 i stosujących tylko ESP	FI	18 mg/Nm ³
48	BAT 26 Tabela 10.12	Zmniejszyć górny koniec przedziałów rocznego i dobowego poziomu BAT–AEL emisji pyłu dla nowych i istniejących obiektów ≥ 300 MW _t	EEB	<u>Nowe:</u> 3 mg/Nm ³ (rocznie) 8 mg/Nm ³ (dobowo) <u>Istniejące:</u> 5 mg/Nm ³ (rocznie) 10 mg/Nm ³ (dobowo)
49	BAT 27	Zmniejszyć górny koniec przedziału poziomu BAT–AEL rtęci	CAN Europe	< 1 µg/Nm ³
50	BAT 29 Tabela 10.15	Zwiększyć górny koniec przedziału dobowego poziomu BAT–AEL SO ₂ dla przemysłowych kotłów spalających HFO i obiektów ciepłowniczych o mocach < 300 MW _t , włączonych do eksploatacji nie później niż 27 listopada 2003 r., eksploatowanych < 1500 h/rok, i dla których nie mają zastosowania techniki wtórne ograniczania lub zmiana paliwa z HFO na inne paliwo (gaz ziemny, olej napędowy, LNG, itp).	FI, CEPI, Euroheat & Power	850 mg/Nm ³
51	BAT 29 Tabela 10.15	Zwiększyć górny koniec przedziałów rocznego poziomu BAT–AEL emisji SO ₂ dla nowych i istniejących kotłów < 300 MW _t	EEB	75 mg/Nm ³
			CAN Europe	100 mg/Nm ³
52	BAT 30 Tabela 10.16	Zwiększyć górny koniec przedziału dobowego poziomu BAT–AEL pyłu dla przemysłowych kotłów i obiektów ciepłowniczych o mocach < 100 MW _t , włączonych do eksploatacji nie później niż 27 listopada 2003 r., eksploatowanych < 1500 h/rok, i dla których nie mają zastosowania techniki wtórne ograniczania lub zmiana paliwa z HFO na inne paliwo (gaz ziemny, olej napędowy, LNG, itp)	FI	30 mg/Nm ³
53	BAT 31 Tabela 10.17	Zmienić dolny koniec przedziału sprawności elektrycznej netto dla nowych silników tłokowych opalanych HFO i olejem napędowym – pojedynczy cykl	EUROMOT	40 %
		Zmienić przedział sprawności elektrycznej netto dla nowych silników tłokowych opalanych HFO i olejem napędowym – cykl złożony		> 46,9 %

Rozdział 12

54	BAT 32 Tabela 10.18	Zwiększyć górny koniec przedziałów rocznego i dobowego BAT–AEL emisji NO _x dla nowych obiektów wyposażonych w SCR i zlokalizowanych na oddalonych wsiach	EL, EURELECTRIC, EUROMOT	240 mg/Nm ³ (rocznie) 300 mg/Nm ³ (dobowo)
		Zastosować stopki ⁽¹⁾ i ⁽²⁾ również do nowych obiektów, które nie mogą być wyposażone we wtórne techniki ograniczania z przyczyn techniczno-ekonomicznych	EL, UK, EURELECTRIC, EUROMOT	N/D
55	BAT 32 Tabela 10.18	Zmniejszyć górny koniec przedziału poziomu BAT–AEL NO _x dla istniejących obiektów	CAN Europe	250 mg/Nm ³
56	BAT 32 Tabela 10.18	Wyrazić TVOC jako roczne poziomy BAT–AEL, a nie jako poziomy charakterystyczne	DE, CAN Europe	N/D
57	BAT 33	Zwiększyć górny poziom charakterystyczny dla CO	EL, EURELECTRIC	190 mg/Nm ³
			EUROMOT	192 mg/Nm ³
58	BAT 34 Tabela 10.19	Zmodyfikować stopkę ⁽³⁾ w następujący sposób: „Górny koniec przedziału rocznego poziomu BAT–AEL emisji SO ₂ wynosi 280 mg/Nm ³ , a górny koniec przedziału dobowego BAT–AEL emisji SO ₂ wynosi 300 mg/Nm ³ , jeżeli nie może być zastosowana żadna wtórna technika”, i zastosować je oba do istniejących i nowych obiektów.	EURELECTRIC, EUROMOT, EL	N/D
59	BAT 35 Tabela 10.20	Zwiększyć górne końce przedziałów rocznego i dobowego poziomu BAT–AEL emisji pyłu dla nowych obiektów	EL, FI, EURELECTRIC, EUROMOT	20 mg/Nm ³ (rocznie) 30 mg/Nm ³ (dobowo)
		Zwiększyć górne końce przedziałów rocznego i dobowego poziomu BAT–AEL emisji pyłu dla nowych obiektów, zlokalizowanych na oddalonych wsiach/SIS/MIS	EL, FI, UK, EURELECTRIC, EUROMOT	35 mg/Nm ³ (rocznie) 45 mg/Nm ³ (dobowo)
60	BAT 35 Tabela 10.20	Zmniejszyć górne końce przedziałów rocznego i dobowego poziomu BAT–AEL emisji pyłu dla nowych i istniejących obiektów	EEB	<u>Nowe:</u> 7 mg/Nm ³ (rocznie) 15 mg/Nm ³ (dobowo) <u>Istniejące:</u> 20 mg/Nm ³ (rocznie) 40 mg/Nm ³ (dobowo)
			CAN Europe	<u>Istniejące:</u> 10 mg/Nm ³ (rocznie)
61	BAT 35 Tabela 10.20	Dodać stopkę wspominającą, że roczne poziomy BAT–AEL emisji pyłu dla istniejących obiektów stosujących tylko wybór paliwa mają zastosowanie przy obciążeniu MCR silnika > 85 %, w warunkach ustalonych	EUROMOT	N/D
62	BAT 40 Tabela 10.23	Rozszerzyć stopkę (6) przez dodanie: „Te poziomy mogą nie być osiągalne w obiektach spalających gaz ziemny o liczbie metanowej mniejszej niż 80”.	EUROMOT	N/D
		Dodać stopkę obowiązującą dla wszystkich poziomów BAT–AEEL dla silników gazowych, wspominającą że „Może występować negatywne oddziaływanie na te poziomy w przypadku obiektów wyposażonych w transformator wysokiego napięcia”	EUROMOT	N/D

63	BAT 42 Tabela 10.24	Zwiększyć górny koniec przedziału rocznego poziomu BAT–AEL NO _x dla nowych obiektów OCGT	EUTurbines	55 mg/Nm ³
64	BAT 42 Tabela 10.24	Zmniejszyć dolny koniec przedziału rocznego i dobowego poziomu BAT–AEL NO _x dla nowych obiektów OCGT	EEB	6mg/Nm ³ (rocznie) 7mg/Nm ³ (dziennie)
65	BAT 42 Tabela 10.24	Zwiększyć górny koniec przedziału rocznego poziomu BAT–AEL NO _x dla istniejących CCGT o mocy ≥ 600 MW _t o całkowitym wykorzystaniu paliwa netto < 75 %	EUTurbines	50 mg/Nm ³
66	BAT 42 Tabela 10.24	Zmniejszyć górny koniec przedziału rocznego i dobowego poziomu BAT–AEL NO _x dla istniejących CCGT o mocy ≥ 600 MW _t o całkowitym wykorzystaniu paliwa netto ≥ 75 %	AT	25 mg/Nm ³ (rocznie) 35 mg/Nm ³ (dobowo)
			BE	55 mg/Nm ³ (dobowo)
			CAN Europe, EEB	30 mg/Nm ³ (rocznie) 45 mg/Nm ³ (dobowo)
67	BAT 42 Tabela 10.24	Zmniejszyć górny koniec przedziałów rocznego i dobowego poziomu BAT–AEL NO _x dla istniejących CCGT o mocy ≥ 600 MW _t o całkowitym wykorzystaniu paliwa netto < 75 %	CAN Europe, EEB	25 mg/Nm ³ (rocznie) 35 mg/Nm ³ (dobowo)
68	BAT 42 Tabela 10.24	Zmienić poziom ustalony w stopce ⁽¹⁰⁾ dotyczący górnego końca przedziału rocznego poziomu BAT–AEL NO _x dla istniejących CCGT o mocach pomiędzy 50 MW _t i 600 MW _t o całkowitym wykorzystaniu paliwa netto ≥ 75 % włączonych do eksploatacji nie później niż 7 stycznia 2014	EL, EURELECTRIC	75 mg/Nm ³
69	BAT 42 Tabela 10.24	Zmniejszyć górny koniec przedziałów rocznego i dobowego poziomu BAT–AEL NO _x dla istniejących CCGT o mocy pomiędzy 50 MW _t i 600 MW _t o całkowitym wykorzystaniu paliwa netto < 75 %	CAN Europe, EEB	30 mg/Nm ³ (rocznie) 40 mg/Nm ³ (dobowo)
70	BAT 42 Tabela 10.24	Zwiększyć dolny i górny koniec przedziału rocznego i dobowego poziomu BAT–AEL NO _x dla istniejących CCGT o mocy pomiędzy 50 MW _t i 600 MW _t o całkowitym wykorzystaniu paliwa netto < 75 %	EURELECTRIC	15–50 mg/Nm ³
71	BAT 43 Tabela 10.25	Zmniejszyć górny koniec przedziału rocznego poziomu BAT–AEL NO _x dla nowych silników spalających gaz ziemny	CAN Europe, EEB	30 mg/Nm ³
		Zmniejszyć górny koniec przedziału dobowego poziomu BAT–AEL dla nowych silników spalających gaz ziemnych i przedziałów rocznych i dziennych poziomów BAT–AEL dla istniejących silników, spalających gaz ziemny	CAN Europe	<u>Nowe:</u> 60 mg/Nm ³ (dobowo) <u>Istniejące:</u> 30 mg/Nm ³ (rocznie) 60 mg/Nm ³ (dobowo)
72	BAT 44	Ustalić poziomy emisji CO jako dobowe i roczne poziomy BAT–AEL dla turbin gazowych, silników i kotłów spalających gaz ziemny, a nie jako roczne poziomy charakterystyczne	CAN Europe, EEB	N/D
73	BAT 47	Usunąć „Selektywna redukcja niekatalizacyjna (SNCR)” spośród technik wymienionych w BAT 47	EUROFER	N/D
74	BAT 49	Usunąć „katalizator utleniający” spośród technik wymienionych w BAT 47	EUROFER	N/D

75	BAT 47 i 48 Tabela 10.29 BAT 50 Tabela 10.30 BAT 51 Tabela 10.31	Zmienić tytuł tabel następująco: „Skojarzone z BAT poziomy emisji do powietrza (BAT–AEL) dla NO _x (odpowiednio SO ₂ i pył) ze spalania minimum 90% gazów procesów żelaza i stali dla kotłów i minimum 55% gazów procesowych żelaza i stali dla CCGT”	EURELECTRIC, EUROFER	N/D
76	BAT 47 i 48 Tabela 10.29	Usunąć stopkę ⁽¹⁾	EUROFER	N/D
77	BAT 47 Tabela 10.29	Zmienić stopkę ⁽²⁾ na: 'roczny przedział 20–100 mg/Nm ³ i dobowy przedział 22–110 mg/Nm ³ można osiągnąć poprzez wdrożenie SCR. Górny koniec przedziału jest skojarzony z maksymalnie do 32% COG w mieszance paliwowej”.	EURELECTRIC, EUROFER	N/D
		Zwiększyć wyższy koniec przedziału rocznego poziomu BAT–AEL dla obiektów, włączonych do eksploatacji nie później niż 7 stycznia 2014.	EUROFER	140 mg/Nm ³
		Zmienić stopkę ⁽⁴⁾ na: „W przypadku obiektów włączonych do eksploatacji nie później, niż 7 stycznia 2014 r., górny koniec przedziału wynosi 160 mg/Nm ³ , odpowiadając maksymalnie 32% COG w mieszance paliwowej. Ponadto górny koniec przedziału poziomów BAT-AEL może być przekroczony, gdy nie można stosować SCR i przy stosowaniu wysokiego udziału gazu koksowniczego (np. > 32 %) i/lub przy spalaniu gazu koksowniczego o względnie wysokim poziomie H ₂ . W tym przypadku górny koniec przedziału wynosi 325 mg/Nm ³ dla obiektów włączonych do eksploatacji nie później niż 27 listopad 2003 lub 220 mg/Nm ³ dla obiektów włączonych do eksploatacji po tej dacie”.	EURELECTRIC, EUROFER	N/D
		Zwiększyć dolny koniec przedziału dobowego poziomu BAT–AEL NO _x dla istniejących kotłów	EURELECTRIC	45 mg/Nm ³
78	BAT 48 Tabela 10.29	Zwiększyć wyższy koniec przedziału dobowego poziomu BAT–AEL dla CCGT spalających gazy procesowe żelaza i stali w przypadku obiektów, włączonych do eksploatacji nie później niż 7 stycznia 2014.	EUROFER	80 mg/Nm ³
79	BAT 50 Tabela 10.30	Zmienić stopkę ⁽³⁾ na: „Górny koniec przedziału poziomu BAT–AEL może być przekroczony w przypadku wykorzystywania wysokiego udziału gazu koksowniczego (np. > 23 %). W tym przypadku górny koniec przedziału BAT-AEL wynosi 425 mg/Nm ³ .”	EUROFER	N/D
		Dodać stopkę dotyczącą górnego końca przedziałów poziomu BAT–AEL emisji SO ₂ wspominającą, że odpowiadają one udziałowi COG do 23 % w przypadku dobowych poziomów BAT–AEL, i do 38 % i w przypadku rocznego BAT–AEL	EURELECTRIC, EUROFER	N/D
80	BAT 51 Tabela 10.31	Zwiększyć górny koniec przedziału dobowego poziomu BAT–AEL pyłu dla kotłów spalających gazy procesowe żelaza i stali	EURELECTRIC, EUROFER	15 mg/Nm ³
81	BAT 51 Tabela 10.31	Usunąć przedział rocznego poziomu BAT–AEL pyłu dla CCGT spalających gazy procesowe żelaza i stali	EUROFER	N/D
82	BAT 53 Tabela 10.32	Usunąć stopkę ⁽²⁾	CAN Europe, EEB	N/D
83	BAT 57 Tabela 10.35	Zmienić tytuł tabeli 10.40 w następujący sposób: „Skojarzone z BAT poziomy emisji (BAT–AEL) dla emisji SO ₂ do powietrza ze spalania w kotłach paliw procesowych z przemysłu chemicznego”, i dołączyć stopkę skojarzoną z „dobową średnią lub średnią z okresu próbkowania” stwierdzającą, że „górny koniec przedziału poziomu BAT–AEL może być różny w dniach, gdy są używane pomocnicze paliwa ciekłe. W tym przypadku górny koniec przedziału BAT–AEL może odpowiadać górnemu końcowi przedziału BAT–AEL obowiązującymi dla odpowiadającego paliwa pomocniczego dla przypadku obiektów eksploatowanych < 1 500 h/rok.”	CEFIC	N/D

84	BAT 58 Tabela 10.37	Zmniejszyć górny koniec przedziału rocznego poziomu BAT–AEL pyłu dla istniejących obiektów	EEB	10 mg/Nm ³
85	BAT 68 Tabela 10.39	Zmniejszyć górne końce przedziałów poziomu BAT–AEL dla obiektów o mocy > 300 MW _t	Cd–Tl	3 µg/Nm ³
86			Sb+As+Pb+Cr+Co+Cu+Mn+Ni +V	0,4 mg/Nm ³
87	BAT 69 Tabela 10.40	Zmniejszyć górny koniec przedziału poziomu BAT–AEL Cd–Tl	CAN Europe, EEB	< 2 µg/Nm ³
88	BAT 71 Tabela 10.41	Oddzielne poziomy TVOC i PCDD/F BAT–AEL powinny być ustanowione dla obiektów energetycznego spalania, spalających węgiel i/lub lignit jak również biomasę i/lub torf	EEB	N/D
Uwaga: N/D: Nie zaproponowanego żadnego alternatywnego poziomu.				

Konsultacja z Forum i następująca formalna procedura przyjęcia Wniosków BAT

Zgodnie z Artykułem 13(3) Dyrektywy, forum wydało swoją opinię dotyczącą dokumentu referencyjnego Najlepszych dostępnych technik (BAT) dla Produkcji masy włóknistej, papieru i tektury, przedstawioną na spotkaniu forum 20 października 2016.

1. Forum przyjęło z zadowoleniem projekt dokumentu referencyjnego Najlepszych dostępnych technik (BAT) dla Dużych obiektów energetycznego spalania, przedstawiony przez Komisję.
2. Forum potwierdziło dyskusje, mające miejsce na jego spotkaniu z 20 października 2016 i uzgodniło, że zmiany do projektu dokumentu referencyjnego Najlepszych dostępnych technik (BAT) dla Dużych obiektów energetycznego spalania, zaproponowane w Aneksie A, powinny zostać wprowadzone do dokumentu końcowego.
3. Forum ponownie potwierdziło komentarze zawarte w Aneksie B jako reprezentujące poglądy niektórych członków forum, co do których zabrakło konsensusu w obrębie forum, pozwalającego włączyć je do dokumentu końcowego

Następnie Komisja uwzględniła opinię Forum o Artykule 13 IED przy sporządzaniu projektu Decyzji Wdrożeniowej Komisji, ustanawiającej wnioski dla najlepszych dostępnych technik (BAT) dla Dużych obiektów energetycznego spalania. Komitet Artykułu 75 IED, na swoim spotkaniu 28 kwietnia 2017 r., wydał pozytywną opinię o tym projekcie Decyzji Wdrożeniowej Komisji.

Następnie Decyzja Wdrożeniowa Komisji (UE) 2017/1442 ustanawiająca wnioski dla najlepszych dostępnych technik (BAT) dla Dużych obiektów energetycznego spalania została przyjęta 31 lipca 2017 i opublikowana w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej (OJ L 212, 17.08.2017, str. 1).

Zalecenia dla przyszłych prac

Wymiana informacji ujawniła szereg zagadnień, którymi należy się zająć w trakcie następnego przeglądu Dokumentu referencyjnego BAT Duże obiekty energetycznego spalania. Obejmuje to następujące zalecenia:

- Zebranie większej ilości informacji o emisjach w trakcie rozruchu, wyłączenia i OTNOC (innych niż normalne warunków eksploatacji).
- Zebrać więcej informacji o eksploatacji silników i turbin do stosowania awaryjnego i o ilości godzin, przez jaką są eksploatowane.
- W odniesieniu do emisji do wody, zebrać:
 - informacje o technikach ograniczania emisji chloru do wody z oczyszczania gazów odlotowych;
 - informacje o technikach ograniczania całkowitej emisji azotu do wody z oczyszczania gazów odlotowych;
 - więcej informacji i technikach obróbki biologicznej.
- W odniesieniu do emisji do powietrza, zebrać:
 - Dane emisji amoniaku ze stosowania selektywnej redukcji katalitycznej (SCR) i/lub selektywnej redukcji niekatalitycznej (SNCR) dla ograniczania emisji NO_x, zwłaszcza dla silników.
 - Więcej informacji o stosowaniu SCR przy spalaniu gazu ziemnego w kotłach.
 - Więcej informacji o stosowaniu SCR przy spalaniu gazu ziemnego w turbinach.
 - Więcej informacji o stosowalności katalizatorów utleniających przy spalaniu gazu ziemnego.
 - Więcej informacji o stosowalności PEMS (Systemu predykcyjnego monitorowania emisji) w innych sektorach poza turbinami gazowymi pracującymi w cyklu otwartym (OCGT). Śledzenie bieżącego rozwoju norm EN dotyczących PEMS.
 - Więcej informacji o obiektach CCGT (blokach gazowo - parowych z turbiną gazową) ze wstrzykiwaniem pary/wody przekształcanych na obiekty OCGT, a zwłaszcza w odniesieniu do dostępności źródła wody o odpowiedniej jakości.

- Więcej informacji o platformach przybrzeżnomorskich, zwłaszcza o stosowaniu dwupaliwowych turbin gazowych, spalających paliwa ciekłe.
- Dalsze informacje o stosowalności techniki SCR do zapobiegania i/lub ograniczania emisji NO_x do powietrza przy jednoczesnym ograniczaniu emisji CO i N_2O do powietrza ze spalania węgla i/lub lignitu, zwłaszcza w odniesieniu do spalania paliw lokalnych.
- Więcej danych o emisjach N_2O z kotłów z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym, opalanych węglem i/lub lignitem.
- Więcej informacji w celu oceny, czy istnieje potrzeba rozróżniania pomiędzy węglem i lignitem, dotycząca poziomów emisji SO_2 .
- Informacje o spalaniu biomasy o wysokiej zawartości alkaliów.
- Więcej informacji o charakterystyce i skuteczności wstrzykiwania sorbentu do kotła dla kotłów z pęcherzykowym złożem fluidalnym, dla zapobiegania i/lub ograniczania emisji SO_x , HCl i HF do powietrza ze spalania stałej biomasy i/lub torfu.
- Więcej informacji o spalaniu słomy i torfu.
- Więcej informacji o spalaniu słomy, dotyczących emisji HF.
- Krótkoterminowe dane o emisjach HCl i informacje o zależności pomiędzy stosowaniem paliw bogatych w S lub pierwiastkową S (rozszerzonych na inne dodatki) i poziomach emisji HCl/HF.
- Więcej informacji, w kontekście współspalania odpadów, o emisjach Mn pochodzących z biomasy i/lub torfu.
- Więcej informacji, w kontekście współspalania odpadów, o emisjach polichlorowanych dibenzo-p-dioksyn i furanów (PCDD/F) w celu przejrzenia, czy występuje potrzeba rozróżniania pomiędzy spalaniem biomasy/torfu i węgla/lignitu.
- Więcej informacji o stosowaniu techniki SCR dla zapobiegania i/lub ograniczania emisji NO_x do powietrza ze spalania ciężkiego oleju opałowego (HFO) i/lub oleju napędowego w silnikach tłokowych w małych, odizolowanych systemach.
- Dalsze informacje o oddziaływaniu wysokich zawartości azotu i wodoru w emisjach NO_x z obiektów energetycznego spalania wykorzystujących paliwa procesowe z przemysłu chemicznego.

Sugerowane tematy dla przyszłych prac badawczo - rozwojowych

Komisja uruchamia i wspiera, poprzez swoje Programy Badań i rozwoju technologicznego, szereg projektów dotyczących czystych technologii, pojawiających się technologii obróbki i recyklingu ścieków i strategii zarządzania. Potencjalnie projekty te mogą zapewniać użyteczny wkład do przyszłych przeglądów dokumentów referencyjnych BAT. Dlatego też zapraszamy czytelników do informowania Europejskiego Biura IPPC o wszelkich wynikach badań, które dotyczą zakresu tego dokumentu (zobacz również piątą dział Wstępu do tego dokumentu).

13 ZAŁĄCZNIKI

13.1 ZAŁĄCZNIK I - Wykaz europejskich obiektów, które wzięły udział gromadzeniu danych w 2012 r.

Tabela 13.1: Lista obiektów europejskich, które wzięły udział w zadaniu gromadzenia danych w 2012 r.

Kody obiektów	Kraj	Nazwa obiektu	Proces spalania	Techniki (Emisje do powietrza i/lub sprawność energetyczna)	Sektor przemysłowy	ciepłota	Typ paliwa (%)	Całkowity czas eksploatacji w normalnych warunkach eksploatacji (godz.)	pernego	włączenia do
001V	AT	Voestalpine Stahl GmbH – Block 01 – Linz	CCGT	DLN – SCR + wstępne podgrzewanie powietrza	Żelazo i stal	165	BF 34 – NG 33 – COG 27 – BOF 5	8072	65	1996
002V	AT	Voestalpine Stahl GmbH – Block 03 – Linz	GasB	LNB – SCR – wstępne podgrzewanie powietrza	Żelazo i stal	109	BF 67 – COG 16 – BOF 11 – NG 6	7817	84	2002
003V	AT	Voestalpine Stahl GmbH – Block 04 – Linz	GasB	LNB – SCR – wstępne podgrzewanie powietrza	Żelazo i stal	90	BF 65 – COG 19 – BOF 11 – NG 5	7132	80	1985
004V	AT	Voestalpine Stahl GmbH – Block 05 – Linz	GasB	LNB – SCR – wstępne podgrzewanie powietrza	Żelazo i stal	90	BF 65 – COG 20 – BOF 11 – NG 4	8221	79	1985
005V	AT	Voestalpine Stahl GmbH – Block 06 – Linz	GasB	FGR – SCR – wstępne podgrzewanie powietrza	Żelazo i stal	223	BF 39 – NG 28 – COG 27 – BOF 6	5561	71	1973
006V	AT	Voestalpine Stahl GmbH – Block 07 – Linz	GasB	FGR – Stopniowanie paliwa – LNB – SCR – wstępne podgrzewanie powietrza	Żelazo i stal	385	BF 62 – COG 17 – BOF 11 – NG 10	7162	87	2010
007V	AT	Voestalpine Stahl Donawitz GmbH & Co KG – Block 01 – Donawitz	GasB	SCR – wstępne podgrzewanie powietrza i paliwa	Żelazo i stal	180	BF 79 – BOF 14 – NG 7	8500	80	2008
008V	AT	Voestalpine Stahl Donawitz GmbH & Co KG – Block 02 – Donawitz	CCGT	DLN – SCR	Żelazo i stal	85	NG 88 – BOF 12	1417	81	2001
009V	AT	Voestalpine Stahl Donawitz GmbH & Co KG – Block 03 – Donawitz	GasB	Wstępne podgrzewanie powietrza	Żelazo i stal	80	BF 81 – BOF 12 – NG 7	994	84	1986
10V	BE	Electrabel GDF Suez – Amercoeur 1 – Roux	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Moc	749	NG 100	6188	87	2009
11–1V	BE	Electrabel GDF Suez – Herdersbrug GT11 – Brugge	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Moc	460	NG 100	6808	83	1998
11–2V	BE	Electrabel GDF Suez – Herdersbrug GT12 – Brugge	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Moc	460	NG 100	7637	83	1998

12V	BE	EDF Luminus – Gent Ringvaart – Gent	CCGT	Suuche palniki o niskiej emisji NO _x	Moc	644	NG 100	7184	92	1997
13V	BE	Electrabel GDF Suez – Les Awirs 4 – Flemalle	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie ciekłym	LNB – Stopniowanie paliwa i powietrza – ESP	Moc	285	WB 100	7849	76	1968
14V	BE	Electrabel GDF Suez – Rodenhuize 4 – Desteldonk	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie ciekłym	FGR – LNB – AS – SCR – ESP	Moc	745	WB Pellets 99	6500	75	1979
15V	BE	Electrabel GDF Suez – Knippegroen–Zelzate 2 – Gent	GasB	Stopniowanie paliwa/powietrza – Oddzielne palniki LNB (BF/NG)	Żelazo i stal	750	BF 92 – NG 8	8290	73	2010
16–1V	BE	EDF Luminus – OCGT31 – Gent	OCGT	Suuche palniki o niskiej emisji NO _x	Moc	150	NG 100	778	71	2008
16–2V	BE	EDF Luminus – OCGT32 – Gent	OCGT	Suuche palniki o niskiej emisji NO _x	Moc	150	NG 100	521	71	2008
17V	BE	E.ON – Langerlo 1 – Genk	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie ciekłym	LNB – Stopniowanie powietrza – FGR – SCR – WFGD – ESP	Moc	1200	Węgiel 92 – WBB 5 – NG 3	5863	76	1975
18–1V	CZ	United Energy – Teplarna Komorany – Most	BFB	Stopniowanie powietrza – BF	Energia i ciepłownictwo	748	Lignit 98 – WBB 2	3608	12	1951
18–2V	CZ	United Energy – Teplarna Komorany – Most	BFB	Stopniowanie powietrza – BF	Energia i ciepłownictwo	760	Lignit 98 – WBB 2	8760	N/D	1951
19VC	CZ	Teplarna Tabor – Boiler K7	CFB	Wstrzykiwanie sorbentu kotłowego – ESP	Energia i ciepłownictwo	74	Lignit 100	5794	86	2010
20–1V	CZ	Dalkia – Teplarna Frydek– Mistek – Boiler K1	PCFB	Cyklon – BF	Energia i ciepłownictwo	42	Węgiel 93 – WBB 7 – NG 3	6636	77	1974
20–2V	CZ	Dalkia – Teplarna Frydek– Mistek – Boiler K2	PCFB	Oddzielacz mechaniczny	Ciepłownictwo	72	Węgiel 99 – Drewno 1	2041	64	1974
21_1V	CZ	Pražská teplarenska – Vytopena Krc K1 – Praga	GasB	Tylko LNB – Ciepłownictwo	Ciepłownictwo	22	NG 100	68	73	1993
21_2V	CZ	Pražská teplarenska – Vytopena Krc K4 – Praga	GasB	Ostatnio zbudowany – Tylko LNB – Ciepłownictwo	Ciepłownictwo	21	NG 100	313	92	2008
21_3V	CZ	Pražská teplarenska – Vytopena Krc K5 – Praga	GasB	Tylko LNB – Ciepłownictwo	Ciepłownictwo	29	NG 100	630	70	2007
22_1V	CZ	Pilzenska teplarenska – Pilzno	PCFB	Palniki o niskiej emisji NO _x (LNB) – stopniowanie powietrza	Energia i ciepłownictwo	157	Lignit 60 – Drewno 40	8014	78	2000

Rozdział 13

22_2V	CZ	Pilzenska teplarenska – Pilzno	CFB	LNB – AS	Energia i ciepłownictwo	39	Leśne R 100	8001	109	2010
23V	CZ	CEZ – Tusimice	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	Stopniowanie powietrza/paliwa – LNB – FGR – WFGD – ESP – Komin = chłodnia kominowa	Moc	890	Lignit 100	7872	69	2009
24V	CZ	CEZ – Elektrownia Detmarovice – Ostrava	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza – WFGD – ESP	Moc	2180	Węgiel 100	8628	N/D	1975
25-1V	CZ	CEZ – FK1 – Hodonin	CFB	Stopniowanie powietrza – FGR – Wstrzykiwanie sorbentu kotłowego – ESP	Moc	144	Lignit 96	8167	81	N/D
25-2V	CZ	CEZ – FK2 – Hodonin	CFB	AS – FGR – Wstrzykiwanie sorbentu – ESP	Moc	144	WB 99,8	7075	70	N/D
26VC	DK	Dong Energy – Avedøreværket , Obiekt 1 – Avedøre	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie ciekłym	LNB – SCR – WFGD – ESP – Para nadkrytyczna	Energia i ciepłownictwo	595	Węgiel 94 – HFO 6	6131	89	1990
27VC	DK	Dong Energy – Avedøreværket, Obiekt 2 – Avedøre	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie ciekłym	LNB – SCR – WFGD – ESP – Para nadkrytyczna	Energia i ciepłownictwo	805	Granulki WB 66 – NG 33 – HFO 1	6830	86	1982
28V	DK	Dong Energy – H.C. Ørsted Værket – København	Ciekie B	LNB – Wybór paliwa	Ciepłownictwo	110	Olej napędowy 100	1030	16	2006
29V	DK	Dong Energy – Herning- værket – Herning	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	LNB – ESP	Energia i ciepłownictwo	289	Wióry WB 59 – Granulki WB 24 – NG 17	5605	77	2008
30V	DK	Silkeborg Forsyning – Silkeborg Kraftvarmeværk – Silkeborg	CCGT	DLN + system sterowania	Energia i ciepłownictwo	230	NG 100	4702	97	1995
31V	DK	Vattenfall – Amagerværket, Obiekt 1 – Amager	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie ciekłym	LNB – AS – SCR – ESP – WFGD – Para nadkrytyczna – CHP	Energia i ciepłownictwo	355	Granulki WB 25	6544	74	1981
33V	DK	Vattenfall – Fynsværket – obiekt 8 – Odense	GB	Stopniowanie powietrza – BF – Złożone WFGD i skraplacz gazów odlotowych	Energia i ciepłownictwo	118	Słoma 100	7103	105	2010
34V	DK	Vattenfall – Nordjyllandsværket Blok 3 – Aalborg	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie ciekłym	LNB – Stopniowanie powietrza – FGR – SCR – WFGD – ESP – Para nadkrytyczna – Podwójne przegrzewanie	Energia i ciepłownictwo	819	Węgiel 100	8242	99	1998
39	EE	CHP AS Sillamäe SEJ – Sillamäe	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie ciekłym	Standardowe palniki – Multicyklony – ESP	N/D	88	Olej łupkowy 91	8760	40	1953
40	EE	Sillamäe Caterpillar CHP – Sillamäe	Silnik SG	Tylko koncepcja spalania ubogiej mieszanki paliwowej	N/D	15	NG 100	8400	89	2004

42V	FI	Kaukaan Voima Oy – elektrownia Kaukaa – Lappeenranta	Cyrkulacyjne złożo fluidalne	LNB – AS – FGR – SNCR – Wstrzykiwanie sorbentu – ESP	Masa włóknista i papier	410	Kora 60 – torf 20 – leśne R 20	7186	59	2009
46V	FI	Porin Prosessivoima – Pori	Cyrkulacyjne złożo fluidalne	SNCR – DSI – BF – ACI	Przemysł chemiczny	206	Torf 47 – WB – 25 Leśne R 16 – Odpady stałe 8 – Węgiel 3	8261	86	1999
49V	FI	Helsingin Energia – Vuosaari B – Helsinki	CCGT	Tylko DLN – modyfikacja łopatek turbiny gazowej	Energia i ciepłownictwo	991	NG 100	8371	40	1998
54V	FI	Helsingin Energia – elektrociepłownia Lassila, blok 1 – Helsinki	Ciekle B	CHP	Ciepłownictwo	132	HFO 95 – olej napędowy 5	83	78	1977
55V	FI	Helsingin Energia – elektrociepłownia Lassila, blok 4 – Helsinki	GasB	Mieszanka HFO/oleju napędowego – Ciepłownictwo	Ciepłownictwo	50	NG 96 – HFO 3 – Olej napędowy 1	1163	79	1995
56V	FI	Helsingin Energia – elektrociepłownia Munkkisaari , blok 1 – Helsinki	Ciekle B	Multicyklony – Stopniowanie powietrza – LNB	Ciepłownictwo	50	HFO 100	266	71	2005
61V	FR	Rhodia – Blok 4 – Chalampé	Ciekle B	SCR – Wybór paliwa	Przemysł chemiczny	110	Ciekle paliwo procesowe 100	8171	52	1966
62-1V	FR	Rhodia – Blok 5 – Chalampé	Kocioł	Selektywna redukcja katalityczna (SCR)	Przemysł chemiczny	180	NG 43	8168	43	1972
62-2V	FR	Rhodia – Blok 5 – Chalampé	Kocioł	Selektywna redukcja katalityczna (SCR)	N/D	180	Ciekle paliwo procesowe 57	8168	43	1972
63V	FR	Rhodia – Blok 6 – Chalampé	GasB	Tylko recyrkulacja gazów odlotowych	Przemysł chemiczny	185	NG 100	7813	50	2001
65-1V	FR	Kronenbourg – K2 – Obernai	GasB	Wielopaliwowe LNB	Żywność i napoje	15	NG 67 – Biogaz 16 – HFO 17	3136	44	1974
65-2V	FR	Kronenbourg – K2 – Obernai	GasB	Wielopaliwowe LNB	Żywność i napoje	15	NG 66.4 – HFO 17.2 – Biogaz 16.4	3136	44	1974
66V	FR	Smurfit/Kappa/Dalkia – Factice	BFB	Stopniowanie powietrza – FGR – BF – Podwójne przegrzewanie – elektrociepłownia	Masa włóknista i papier	124	WB 10 – kora 40 – WB 50	8337,25	109	2010
67V	FR	Sobeji/Total – Lacq	GasB	LNB (FGR) – FGR	Rafinowanie ropy	88	NG 100	8000	70	1959
68V	FR	Cofely – Stains	Ciekle B	LNB – Multicyklony	Ciepłownictwo	65	HFO 100	1800	15	1975

69V	FR	CPCU/Cofely – Saint Ouen	BFB	Stopniowanie powietrza – FGR – SNCR/ecotube, odpylacz mechaniczny, DSI – ESP z wstrzykiwaniem SO_3	Ciepłownictwo	450	Koks węglowy 100	3500		1989
70V	FR	CPCU/Cofely – Grenelle	Ciekle B	Wstrzykiwanie pary – LNB – Stopniowanie paliwa – FGR – SCR – Wybór paliwa – DSI – BF	Ciepłownictwo	178	HFO 100	736	116	
71V	FR	EDF – Blok 2 – Vaires sur Marne	OCGT	Wstrzykiwanie wody	Moc	545	Olej napędowy 100	313	82	2008
72V	FR	Norske Skog – Golbey	BFB	Stopniowanie powietrza – FGR – SNCR – BF	Masa włóknista i papier	85	Odpady stałe 100	8100	100	1998
73V	FR	TOTAL Petrochemicals – kocioł CS1 – Carling	Kocioł	Palniki o niskiej emisji NO_x (LNB) – stopniowanie powietrza	Przemysł chemiczny	133	Gazy procesowe 100	8707	39	1976
74V	FR	UEM – Chambière	CCGT	Tylko DLN + DCS	N/D	142	NG 100	4659	98	1992
75-1V	FR	Naphtachimie – Centrale sud – Kocioł4 – Lavera	Kocioł	Palniki o niskiej emisji NO_x (LNB) – stopniowanie powietrza	Przemysł chemiczny	184	Gazowe paliwo procesowe – 27,9 – cieple paliwo procesowe 24,7 – HFO 47,4	5979	63	1972
75-2V	FR	Naphtachimie – Centrale sud – Kocioł5 – Lavera	Kocioł	SNCR	Przemysł chemiczny	184	Gazowe paliwo procesowe – 15,7 – cieple paliwo procesowe 28,9 – HFO 55,1	8700	68	1972
77V	FR	EDF – Cordemais 4	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	SCR – WFGD – ESP	Moc	1500	Węgiel 98	5492	80	1983
78V	FR	EDF – Cordemais 4	Ciekle B	Wstrzykiwanie pary – LNB – Stopniowanie powietrza	Moc	2000	HFO 100	1102	53	1976
81V	FR	CCIAG – La Poterne – Grenoble	Cyrkulacyjne złożo fluidalne	Stopniowanie powietrza – FGR – SNCR – Wstrzykiwanie sorbentu kotłowego – Cyklon – ESP – Podwójne przegrzewanie	N/D	81	Węgiel 66 – WBB 25 – Odpady 9	4293	85	1993
83V	FR	CCIAG – Vaucanson – Grenoble	Ciekle B	LNB – Stopniowanie paliwa – Wybór paliwa – Multicyklony	N/D	41	HFO 100	219	49	1967
85V	FR	ALFI – Air Liquide – COGENAL – Plateforme de Belle Etoile – Saint Fons	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO_x	Przemysł chemiczny	175	NG 100	3677	70	1998
86V	FR	ALFI – Air Liquide – COGENAL – Plateforme de Belle Etoile – Saint Fons	GasB	LNB	N/D	168	NG 95 – Gazy procesowe z petrochemii 5	8760	16	1964

91V	FR	GIE-Osiris – Kocioł1 – Roussillon	GasB	LNB – Wstępne podgrzewanie powietrza	Przemysł chemiczny	60	NG 100	5665	39	1971
92V	FR	GIE-Osiris – Kocioł3 – Roussillon	GB	Stopniowanie powietrza – ESP	Przemysł chemiczny	90	Węgiel 100	7629	78	1992
93V	FR	GIE-Osiris – Kocioł6 – Roussillon	GB	Stopniowanie powietrza – ESP	Przemysł chemiczny	52	Węgiel 100	6119	56	1957
99V	FR	EON – Centrale Emile HUCHET – Blok4 – Saint Avold	Cyrkulacyjne złoże fluidalne	BF	Moc	330	Węgiel 100	3779	108	1990
100V	FR	EON – Centrale Emile HUCHET – Blok7 – Saint Avold	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Moc	750	NG 100	5309	80	2010
101V	FR	EON – Centrale Emile HUCHET – Blok5 – Saint Avold	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	Stopniowanie powietrza – SCR – WFGD – ESP	Moc	1510	Węgiel 100	2905	94	1984
102V	FR	CRTgaz – Voisines	OCGT	DLE/DLN – Zawór upustowy na powietrzu spalania dla obniżenia nadmiaru powietrza	Napęd mechaniczny	24	NG 100	3435	80	2005
104V	DE	Energie SaarLorLux AG – GDF – HKW Römerbrücke – Saarbrücken	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	N/D	165	NG 100	6591	64	2005
105V	DE	Stadtwerke Bielefeld GmbH – GuD-HKW Hillegossen – Bielefeld	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Masa włóknista i papier	100	NG 100	8284	87	2005
107V	DE	Stadtwerke Leipzig GmbH – Wittenberge–Piesteritz – Wittenberge	Cyrkulacyjne złoże fluidalne	AS – FGR – BF	N/D	67	Leśne R 100	6603	93	2009
108–1V	DE	RWE Innogy Cogen GmbH – Heizkraftwerk Berlin – Neukölln – Berlin	GB	FGR – AS – SNCR – DSI węgiel aktywowany – BF	N/D	53	WB 100 (w tym drewno odpadowe)	7228	94	2004
108–2V	DE	RWE Innogy Cogen GmbH – Heizkraftwerk Berlin – Neukölln – Berlin	GB	FGR – AS – SNCR – DSI węgiel aktywowany – BF	N/D	53	WB 100 (w tym drewno odpadowe)	6750	93	2004
109VC	DE	Pfeifer & Langen KG – Werk Jülich Kessel 5 – Jülich	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	SNCR – 2 cyklony – DSI – BF	Żywność i napoje	115	Lignit 100	4872	82	2004
111–1V	DE	WSW Energie & Wasser AG – HKW Barmen, Block 1 – Wuppertal	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Energia i ciepłownictwo	88	NG 100	6084	94	2005

Rozdział 13

111-2V	DE	WSW Energie & Wasser AG – HKW Barmen, Block 1 – Wuppertal	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Energia i ciepłownictwo	88	NG 100	6052	94	2005
112-1V	DE	WSW Energie & Wasser AG – HKW Barmen, Block 2 – Wuppertal	OCGT	N/D	Moc	119	Olej napędowy 100	5	97	1980
112-2V	DE	WSW Energie & Wasser AG – HKW Barmen, Block 2 – Wuppertal	OCGT	N/D	Moc	119	Olej napędowy 100	10	97	1980
114-1V	DE	Stadtwerke Düsseldorf AG – HKW Düsseldorf Lausward Block A, Fernwärmekessel 1 Düsseldorf	GasB	LNB – Ciepłownictwo	Ciepłownictwo	64	NG 100	1489	55	2000
114-2V	DE	Stadtwerke Düsseldorf AG – HKW Düsseldorf Lausward Block A, Fernwärmekessel 2 – Düsseldorf	GasB	LNB – Ciepłownictwo	Ciepłownictwo	64	NG 100	1317	49	2000
114-3V	DE	Stadtwerke Düsseldorf AG – HKW Düsseldorf Lausward Block B, Fernwärmekessel 1 Düsseldorf	GasB	LNB – Ciepłownictwo	Ciepłownictwo	64	NG 100	1561	51	2004
115V	DE	E.ON Kraftwerke GmbH – Heizwerk FWK Westerholt – Gelsenkirchen	Ciekie B	LNB	Ciepłownictwo	140	Olej napędowy 100	N/D	N/D	2004
116VC	DE	RWE Power AG – Kraftwerk Niederaußem – Bergheim	Kocioł z odprowadzaniem zużła w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza – WFGD – ESP– Para nadkrytyczna	Moc	2306	Lignit 100	6973	80	2003
117-1VC	DE	Vattenfall Europe Generation AG – Kraftwerk Lippendorf, Block R – Böhlen	Kocioł z odprowadzaniem zużła w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza – WFGD – ESP– Para nadkrytyczna	Energia i ciepłownictwo	2465	Lignit 97 – Odpady 3	8306	81	2001
117-2VC	DE	Vattenfall Europe Generation AG – Kraftwerk Lippendorf, Block S – Böhlen	Kocioł z odprowadzaniem zużła w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza – WFGD – ESP– Para nadkrytyczna	Energia i ciepłownictwo	2465	Lignit 97 – Odpady 3	7921	81	2001
119-1V	DE	E.ON Kraftwerke GmbH – Kraftwerk Irsching, Block 5 – GT51 – Vohburg	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Moc	1424	NG 100	6430	75	N/D

119–2V	DE	E.ON Kraftwerke GmbH – Kraftwerk Irsching, Block 5 – GT52 – Vohburg	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Moc	1424	NG 100	6430	75	N/D
121V	DE	RWE Power AG – Kraftwerk Ibbenbüren, Block B – Ibbenbüren	Kocioł z odprowadzaniem żużła w stanie ciekłym	LNB – Stopniowanie powietrza – SCR – WFGD – ESP	Moc	2100	Węgiel 96 – Odpady 1	7958	84	1985
122aVC	DE	Steag GmbH – Kraftwerk Voerde, Block A – Voerde	Kocioł z odprowadzaniem żużła w stanie pyłu	LNB – SCR – WFGD – ESP	Moc	1870	Węgiel 100	6342	78	1982
122bVC	DE	Steag GmbH – Kraftwerk Voerde, Block B – Voerde	Kocioł z odprowadzaniem żużła w stanie pyłu	LNB – SCR – WFGD – ESP	Moc	1870	Węgiel 100	6395	78	1985
123V	DE	E.ON Kraftwerke GmbH – Kraftwerk Staudinger Block 5 – Großkrotzenburg	Kocioł z odprowadzaniem żużła w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza – SCR – WFGD – ESP	Energia i ciepłownictwo	1370	Węgiel 99,9 – Odpady 0,1	7034	73	1992
124bVC	DE	E.ON Kraftwerke GmbH – Kraftwerk Scholven, Block B – Gelsenkirchen	Kocioł z odprowadzaniem żużła w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza – SCR – WFGD – ESP	Energia i ciepłownictwo	990	Węgiel 99	6463	80	1968
124fVC	DE	E.ON Kraftwerke GmbH – Kraftwerk Scholven, Block F – Gelsenkirchen	Kocioł z odprowadzaniem żużła w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza – SCR – WFGD – ESP	Moc	1860	Węgiel 99	4346	78	1985
125V	DE	N.prior Energy GmbH – PN Biomasseheizkraftwerk Papenburg GmbH & Co. KG – Papenburg	Cyrkulacyjne złożo fluidalne	LNB – AS – FGR – DSI Węgiel aktywowany – cyklony – BF	Moc	65	WB 99,8	7857	99	2003
127–1VC	DE	Vattenfall Europe Generation AG – Kraftwerk Schwarze Pumpe Block A – Spremberg	Kocioł z odprowadzaniem żużła w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza – WFGD – ESP – Para nadkrytyczna	Energia i ciepłownictwo	2100	Lignit 98 – Odpady 2	8145	91	1998
127–2VC	DE	Vattenfall Europe Generation AG – Kraftwerk Schwarze Pumpe Block B – Spremberg	Kocioł z odprowadzaniem żużła w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza – WFGD – ESP – Para nadkrytyczna	Energia i ciepłownictwo	2100	Lignit 98,5 – Odpady 1,5	6312	91	1998
128–1VC	DE	Vattenfall Europe Generation AG – Kraftwerk Jämschwalde A – Peitz	Kocioł z odprowadzaniem żużła w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza – WFGD – ESP	Energia i ciepłownictwo	1524	Lignit 97 – Odpady 3	6561	83	1981
128–2VC	DE	Vattenfall Europe Generation AG – Kraftwerk Jämschwalde B – Peitz	Kocioł z odprowadzaniem żużła w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza – WFGD – ESP	Energia i ciepłownictwo	1524	Lignit 97 – Odpady 3	7736	83	1982
128–3VC	DE	Vattenfall Europe Generation AG – Kraftwerk Jämschwalde C – Peitz	Kocioł z odprowadzaniem żużła w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza – WFGD – ESP	Energia i ciepłownictwo	1524	Lignit 98 – Odpady 2	8587	84	1983

128-4VC	DE	Vattenfall Europe Generation AG – Kraftwerk Jämschwalde D – Peitz	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza – WFGD – ESP	Energia i ciepłownictwo	1524	Lignit 98 – Odpady 2	8404	85	1985
129-1VC	DE	Vattenfall Europe Generation AG – Kraftwerk Jämschwalde E – Peitz	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza – WFGD – ESP	Energia i ciepłownictwo	1524	Lignit 100	7700	85	1987
129-2VC	DE	Vattenfall Europe Generation AG – Kraftwerk Jämschwalde F – Peitz	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza – WFGD – ESP	Energia i ciepłownictwo	1524	Lignit 100	7346	85	1988
130VC	DE	RWE Power AG – Kraftwerk Neurath, Block E – Grevenbroich	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza – WFGD – ESP	Moc	1702	Lignit 100	7345	84	1975
131V	DE	E.ON Kraftwerke GmbH – Kraftwerk Wilhelmshaven	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza – SCR – WFGD – ESP	Moc	1870	Węgiel 98,8 – Olej napędowy 1 – Koks 0,2	5721	83	1976
132VC	DE	E.ON Kraftwerke GmbH – Kraftwerk Heyden – Petershagen	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza – SCR – Stopniowanie paliwa – WFGD – ESP	Moc	2150	Węgiel 100	6836	78	1987
133VC	DE	E.ON Kraftwerke GmbH – Kraftwerk Schkopau – Korbetha	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza/paliwa – WFGD – ESP – Para nadkrytyczna	Przemysł energetyczny i chemiczny	1256	Lignit 100	6634	N/D	N/D
134VC	DE	E.ON Kraftwerke GmbH – FWK Buer – Gelsenkirchen	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza – SCR – WFGD – ESP – Para nadkrytyczna	Energia i ciepłownictwo	383	Węgiel 99,5 – HFO 0,5	6909	91	1985
135V	DE	E.ON Kraftwerke GmbH – Kraftwerk Kirchmoser – Brandenburg	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Moc	360	NG 100	4081	95	1994
136V	DE	E.ON Kraftwerke GmbH – Kraftwerk Irsching, Block 4 – Vohburg an der Donau	CCGT	Modernizacja od GT do CCGT – DLN	Moc	900	NG 100	3914	86	2007
137VC	DE	RWE Power AG – Kraftwerk Neurath, Block A – Grevenbroich	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	Stopniowanie powietrza – LNB – FGR – WFGD – ESP	Moc	855	Lignit 100	6720	77	1972
138V	DE	Steag GmbH – Heizkraftwerk Herne, Block 3 – Herne	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie ciekłym	LNB – Stopniowanie powietrza – SCR – WFGD – ESP z wstrzykiwaniem SO ₃	Żelazo i stal	805	Węgiel 91 – COG 9	5225	65	1963
139V	DE	Steag GmbH – Heizkraftwerk Herne, Block 4 – Herne	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza – SCR – WFGD – ESP z wstrzykiwaniem SO ₃ – Para nadkrytyczna	Żelazo i stal	1278	Węgiel 93 – COG 7	6189	62	1989

141V	DE	Grosskraftwerk Mannheim AG – Großkraftwerk Mannheim, Block 6 – Mannheim	Kocioł z odprowadzaniem żużła w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza – SCR – WFGD – ESP	Energia i ciepłownictwo	670	Węgiel 100	6425	86	1975
142V	DE	RWE Power AG – Gersteinwerk – Werne	Kocioł z odprowadzaniem żużła w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza – SCR – WFGD – ESP	Moc	1900	Węgiel 95 – Odpady 4	6749	76	1984
144-1V	DE	RWE Power AG – Kraftwerk Duisburg– Huckingen BlockA – Duisburg	GasB	FGR – Oddzielne palniki LNB (BF/COG/NG)	Żelazo i stal	840	BF 67 – COG 22 – NG 10	6933	48	1975
144-2V	DE	RWE Power AG – Kraftwerk Duisburg– Huckingen BlockB – Duisburg	GasB	FGR – Oddzielne palniki LNB (BF/COG/NG) – Modernizacja automatyki i turbiny S	Żelazo i stal	840	BF 69 – COG 20 – NG 11	7280	54	1976
145V	DE	RWE Power AG – Kraftwerk Duisburg– Hamborn, Block 5 – Duisburg	GasB	LNB – Stopniowanie powietrza – FGR – SCR – Wstępne podgrzewanie powietrza i paliwa	Żelazo i stal	550	BF 85 – COG 14	7871	92	2003
146V	DE	Infracor GmbH – Kraftwerk I – Marl	Kocioł z odprowadzaniem żużła w stanie ciekłym	SCR – WFGD – BF	Przemysł chemiczny	710	Węgiel 90 – Odpady ciekłe 6 – HFO 1 – NG 1	8696	83	1971
147-1	DE	Industriepark Wolfgang GmbH – Kesselhaus – Hanau	GasB	N/D	Przemysł chemiczny	22	NG 100	8736	34	1990
147-2	DE	Industriepark Wolfgang GmbH – Kesselhaus – Hanau	GasB	N/D	Przemysł chemiczny	52	NG 61,1 – Olej napędowy 38,9	8736	N/D	1970
147-3	DE	Industriepark Wolfgang GmbH – Kesselhaus – Hanau	GasB	N/D	Przemysł chemiczny	22	NG 97 – Olej napędowy 3	8736	27	1990
149-1	DE	Evonik Degussa GmbH – Kesselhaus 5 – Krefeld	CCGT	DLN (GT)	Przemysł chemiczny	37	NG 100	7832	87	1995
149-2	DE	Evonik Degussa GmbH – Kesselhaus 4 – Krefeld	GasB	FGR	Przemysł chemiczny	27	NG 100	8550	39	1986
150	DE	Evonik Degussa GmbH – Kesselhaus – Wesseling	GasB	Standardowe palniki (zmodernizowane z węgla na gaz w 1999 r.)	Przemysł chemiczny	176	NG 100	8760	12	1976
152	DE	Evonik Röhm GmbH – Heizkraftwerk – Worms	GasB	LNB stopniowanie powietrza/paliwa	Przemysł chemiczny	127	Procesowe paliwa gazowe (83+12) – NG 4	8300	37	1963

Rozdział 13

153-1	DE	Solvay Chemicals GmbH – Obiekt kogeneracyjny TG 1 – Rheinberg	CCGT	Wstrzykiwanie wody	Przemysł chemiczny	74	NG 100	7030	89	1996
153-2C	DE	Solvay Chemicals GmbH – Kocioł węglowy GN 6 – Rheinberg	Kocioł z odprowadzaniem zużła w stanie ciekłym	LNB – Stopniowanie powietrza – SNCR – DSI	Przemysł chemiczny	192	Węgiel 100	8415	81	1983
153-3	DE	Solvay Chemicals GmbH – Obiekt kogeneracyjny TG 2 – Rheinberg	CCGT	Wstrzykiwanie wody	Przemysł chemiczny	74	NG 100	6478	96	1996
154-1	DE	BASF AG – Ludwigshafen – Mitte – Schnellstartreservessel 10 – Ludwigshafen	Cieple B	Brak technik ograniczania	Przemysł chemiczny	327	Olej napędowy 100	1015	21	1970
154-2	DE	BASF AG – Ludwigshafen – Mitte – Schnellstartreservessel 11 – Ludwigshafen	Cieple B	Brak technik ograniczania	Przemysł chemiczny	327	Olej napędowy 100	1015	21	1970
154-3	DE	BASF AG – Ludwigshafen – Mitte – Kraftwerk Nord Kessel 301 + Kessel 302 – Ludwigshafen	Kocioł	LNB-FGR	Przemysł chemiczny	368	Procesowe paliwo gazowe 43 – NG 30 – Cieple paliwo procesowe 27	7716	63	1964
154-4	DE	BASF AG – Ludwigshafen – Mitte – GuD A800 Block 11 – Ludwigshafen	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Przemysł chemiczny	715	NG 100	8334	72	2005
154-5	DE	BASF AG – Ludwigshafen – Mitte – GuD A800 Block 12 – Ludwigshafen	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Przemysł chemiczny	715	NG 100	8334	72	2005
154-6	DE	BASF AG – Ludwigshafen – Mitte – GuD C211 Block 1 – Ludwigshafen	CCGT	DLN – Planowana modernizacja palnika w 2012	Przemysł chemiczny	500	NG 100	6940	84	1997
154-7	DE	BASF AG – Ludwigshafen – Mitte – GuD C211 Block 2 – Ludwigshafen	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Przemysł chemiczny	500	NG 100	6940	84	1997
156V	DE	CURRENTA GmbH&CO OHG – WSK L57 – Krefeld	Cyrkulacyjne złożo fluidalne	Stopniowanie paliwa – Stopniowanie powietrza – FGR – Wstrzykiwanie sorbentu kotlewo – Cyklon – BF	Przemysł chemiczny	207	Węgiel 61 – NG 25 – paliwo gazowe 11 – odpady ciepłe 2	7884	73	1992
157-1V	DE	Dow Deutschland Anlagen GmbH – Kocioł parowy 15HA – Stade	GasB	LNB-FGR	Przemysł chemiczny	165	NG 25 – H2 75	7452	36	2010

157-2V	DE	Dow Deutschland Anlagen GmbH – Kocioł parowy 16HA – Stade	GasB	LNB-FGR	Przemysł chemiczny	165	NG 25 – H2 75	6792	38	2010
158V	DE	Open Grid Europe GmbH – Werne M8 – Werne, NRW	OCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Napęd mechaniczny	67	NG 100	5996	74	2000
159V	DE	Open Grid Europe GmbH – Emsbüren M2 – Emsbüren, NS	OCGT	DLN do zamontowania w 2014 r.	Napęd mechaniczny	28	NG 100	3168	64	1992
160V	DE	MEGAL GmbH – Waidhaus MEGAL M2 – Waidhaus, BY	OCGT	Przeznaczony do wyłączenia z ruchu celem reinwestycji w 2014	Napęd mechaniczny	53	NG 100	2658	69	1982
161V	DE	E.ON Gas Storage GmbH – Breitbrunn M1 – Breitbrunn, BY	OCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Napęd mechaniczny	32	NG 100	2781	85	1998
162V	DE	METG – Porz M5 – Köln, NRW	OCGT	Katalizator CO – DLN do zamontowania w 2013 r.	Napęd mechaniczny	62	NG 100	456	92	1985
163V	DE	MEGAL GmbH – Mittelbrunn MEGAL M1 – Mittelbrunn, RP	OCGT	DLN do zamontowania w 2014 r.	Napęd mechaniczny	26	NG 100	437	59	1985
164V	DE	NETG – St. Hubert M3 – St. Hubert, NRW	OCGT	DLN – katalizator CO	Napęd mechaniczny	43	NG 100	21	N/D	1974
165V	DE	MEGAL GmbH – Gernsheim MEGAL M4 – Gernsheim, HS	OCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Napęd mechaniczny	33	NG 100	8	79	2009
166V	DE	E.ON Gas Storage GmbH – Bierwang M3 – Bierwang, BY	Silnik SG	Przeznaczony do wyłączenia z ruchu	Napęd mechaniczny	22	NG 100	1784	83	1985
167V	EL	Public Power Corporation S.A. – Meliti SES– Blok I	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	Stopniowanie powietrza/paliwa – LNB – FGR – WFGD – ESP – Para nadkrytyczna	N/D	796	Lignit 100	6945	89	2003
168V	EL	Public Power Corporation S.A. – Aghios Dimitrios SES– Unit III	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	Stopniowanie powietrza/paliwa – FGR – ESP – Wstrzykiwanie sorbentu do kanału pilotowego	N/D	828	Lignit 100	8744	91	1985
169V	EL	Public Power Corporation S.A. – Aghios Dimitrios SES– Unit V	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	Tylko stopniowanie powietrza/paliwa – FGR – ESP	N/D	1047	Lignit 100	8417	95	1997

170V	EL	Public Power Corporation S.A. – Megalopoli B SES– Blok IV	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	FGR – WFGD – ESP	N/D	908	Lignit 100	7755	82	1991
171aV	EL	Public Power Corporation S.A. – Lavrio – Blok IV – GT 4.1	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Moc	374	NG 100	5026	80	1998
171bV	EL	Public Power Corporation S.A. – Lavrio – Blok IV – GT 4.2	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Moc	374	NG 100	4274	79	1998
171cV	EL	Public Power Corporation S.A. – Lavrio – Blok IV – GT 4.3	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Moc	374	NG 100	5473	79	1998
172V	EL	Public Power Corporation S.A. – Chania Power Station– Blok II	OCGT	N/D	Moc	174	Olej napędowy 100	1163	62	1997
173aV	EL	Public Power Corporation S.A. – Chania Power Station CC – UNIT6+ 1/2 TURBINA PAROWA	CCGT	N/D	Moc	149	Olej napędowy 100	6068	74	1992
173bV	EL	Public Power Corporation S.A. – Chania Power Station CC – UNIT7+ 1/2 TURBINA PAROWA	CCGT	N/D	Moc	149	Olej napędowy 100	4788	75	1992
174V	EL	Public Power Corporation S.A. – Elektrownia Rhodes – Blok III	OCGT	Wstrzykiwanie wody	Moc	63	Olej napędowy 100	2277	63	1996
175V	EL	Public Power Corporation S.A. – Atherinolakkos SES– Blok IV	Cieple B	LNB – Atomizer pary – ESP	Moc	136	HFO 100	7737	72	2009
176V	EL	Public Power Corporation S.A. – Atherinolakkos SES– Blok II	Silnik	N/D	Moc	112	HFO 100	6429	86	2004
177V	EL	Public Power Corporation S.A. – Lesvos– Blok 6	Silnik	Wybór paliwa	Moc	19	HFO 100	6909	78	1998
178V	EL	Public Power Corporation S.A. – Lesvos– Blok 8	Silnik	Wybór paliwa	Moc	28	HFO 100	6174	73	2009
179V	EL	Public Power Corporation S.A. – Lesvos– Blok 9	Silnik	Wybór paliwa	Moc	28	HFO 100	6391	69	2009

180 V	EL	Public Power Corporation S.A. – Lesvos– Blok 10	Silnik	Wybór paliwa	Moc	26	HFO 100	6323	74	2000
181V	EL	Public Power Corporation S.A. – Lesvos– Blok 11	Silnik	Wybór paliwa	Moc	25	HFO 100	6940	65	1988
182 V	EL	Heron II – Thiva	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Moc	754	NG 100	8091	76	2010
183	HU	MVM Vertes Power Plant Ltd. – Vertesi Eromu – Oroszlany	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie ciekłym	N/D	Energia i ciepłownictwo	165	Lignit 64 – Drewno 30 – Słoma 5 – Pozostałości petrochemiczne 1	N/D	N/D	1963
184 V	HU	Matrai Eromu ZRt. – Hungary Visonta, Eromu u 11.	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie ciekłym	LNB – Stopniowanie powietrza – WFGD – ESP		2396	Lignit 84	8700	87	1969
185	HU	Sinergy Kft. – Furedi utca elektrociepłownia z silnikiem gazowym – Budapest	Silnik SG	N/D	Energia i ciepłownictwo	42	NG 100	N/D	N/D	2005
186- 1	HU	Elektrociepłownia–Erőmű Kft. – Ujpalotai Elektrownia z silnikiem gazowym – Budapest	Silnik SG	N/D	Energia i ciepłownictwo	54	NG 100	5968	98	2005
187 V	IE	Bord Gais Eireann – Elektrownia Whitegate – Whitegate, Cork	CCGT	DLN – Podwójny przegrzew	Moc	754	NG 100	6941	90	2010
188V	IE	Bord na Móna – Edenderry Power – Edenderry, Co Offaly	BFB	LNB – Stopniowanie powietrza/paliwa – Wstrzykiwanie sorbentu – ESP	N/D	293	Torf 89 – WB 11	7660	87	2000
189V	IE	ESB Energy International – ESB Moneypoint Blok 1 – Co Clare, Irlandia	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie ciekłym	LNB – SCR – sucha płuczka FGD CFB	Moc	970	Węgiel 98 – HFO 2	6690	56	1986
190 V	IE	ESB Energy International – ESB Lough Ree – Co Longford, Irlandia	Cyrkulacyjne złożo fluidalne	AS – SNCR – Wstrzykiwanie sorbentu – BF	Moc	263	Torf 100	8178	89	2004
191V	IE	ESB Energy International – ESB Aghada CCGT – Co Cork, Irlandia	CCGT	DLN – Emulgowane paliwo przy pracy tylko na oleju opałowym – Wstępne podgrzewanie paliwa przy 150 °C	Moc	743	NG 100	3732	85	2010
192 V	IE	Endesa Ireland Ltd. – Tarbert Unit 3 – Tarbert, County Kerry	Ciekle B	N/D	Moc	641	HFO 100	2275	34	1976
193V	IE	Huntstown Power Company Ltd. – Huntstown Power	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Moc	625	NG 100	6039	86	2001

Rozdział 13

		Station – Huntstown Quarry, Finglas, Dublin 11								
195V	IT	Abruzzoenergia SpA – Centrale a Ciclo Combinato di Gissi – Blok 1	CCGT	DLN – Katalizator CO – Podwójne przegrzewanie	Moc	719	NG 100	1396	77	2008
196 V	IT	Abruzzoenergia SpA – Centrale a Ciclo Combinato di Gissi – Blok 2	CCGT	DLN – Katalizator CO – Podwójne przegrzewanie	Moc	719	NG 100	2591	75	2008
197VC	IT	E.ON Produzione S.p.A. – Centrale termoelektryczna di Fiume Santo Unit 3 – Porto Torres (SS)	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza – FGR – SCR – WFGD – ESP	Moc	800	Węgiel 98 – HFO 1,2 – FB 0,5	8112	86	1997
198VC	IT	E.ON Produzione S.p.A. – Centrale termoelektryczna di Fiume Santo Unit 4 – Porto Torres (SS)	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza – FGR – SCR – WFGD – ESP	Moc	800	Węgiel 94 – HFO 6	8256	83	1997
199V	IT	E.ON Produzione S.p.A. – Centrale termoelektryczna di Fiume Santo Unit 1 – Porto Torres (SS)	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie ciekłym	Stopniowanie powietrza – Stopniowanie paliwa – Wybór paliwa	Moc	2400	HFO 100	1717	28	1982
200V	IT	E.ON Produzione S.p.A. – Centrale termoelektryczna di Fiume Santo Unit 2 – Porto Torres (SS)	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie ciekłym	Stopniowanie powietrza – Stopniowanie paliwa	Moc	2400	HFO 100	2064	30	1984
201V	IT	E.ON Produzione S.p.A. – Centrale Termoelektryczna Tavazzano – Montanaso TZ5 – Tavazzano con Villavesco – Montanaso Lombardo (LO)	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Moc	1400	NG 100	3806	77	2004
202V	IT	E.ON Produzione S.p.A. – Centrale Termoelektryczna Tavazzano – Montanaso TZ6 – Tavazzano con Villavesco – Montanaso Lombardo (LO)	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Moc	700	NG 100	1245	82	2005
203V	IT	E.ON Produzione S.p.A. – Centrale Termoelektryczna Tavazzano – Montanaso TZ8 – Tavazzano con	GasB	LNB – FGR – Stopniowanie powietrza – ESP – Przelotowe chłodzenie bezpośrednie	Moc	800	NG 100	1048	64	1992

		Villavesco – Montanaso Lombardo (LO)								
204V	IT	E.ON Produzione S.p.A. – Centrale turbogas di Trapani – GT1	OCGT	Trwająca modernizacja zgodnie z BAT (sucha instalacja niskiej emisji NO _x + części turbiny i sprężarki)	Moc	290	NG 100	1112	66	1987
205V	IT	E.ON Produzione S.p.A. – Centrale turbogas di Trapani – GT2	OCGT	Trwająca modernizacja zgodnie z BAT (sucha instalacja niskiej emisji NO _x + części turbiny i sprężarki)	Moc	290	NG 100	870	57	1988
206V	IT	Ergosud S.p.A. – Centrale termoelettrica di Scandale – SC1	CCGT	DLN – Podwójny przegrzew	Moc	720	NG 100	2520	90	2009
207V	IT	Ergosud S.p.A. – Centrale termoelettrica di Scandale – SC2	CCGT	DLN – Podwójny przegrzew	Moc	720	NG 100	1710	87	2009
208V	IT	Tirreno Power S.p.A. – Centrale termoelettrica "Napoli Levante" NA4 – Napoli	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Moc	688	NG 100	4947	73	2008
209V	IT	A2A S.p.A. – Centrale termoelettrica di Cassano d'Adda – CC2TG5 – Cassano d'Adda (MI)	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Moc	679	NG 100	4389	80	2003
210V	IT	A2A S.p.A. – Centrale termoelettrica di Cassano d'Adda – CC2TG6 – Cassano d'Adda (MI)	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Moc	679	NG 100	4380	82	2006
211V	IT	A2A S.p.A. – Centrale termoelettrica di Monfalcone Unit1 – Monfalcone (GO)	Kocioł z odprowadzaniem zużłta w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza – WFGD – ESP	Moc	418	Węgiel 92 – Odpady 6	6275	95	1965
212V	IT	A2A S.p.A. – Centrale termoelettrica di Monfalcone Unit2 – Monfalcone (GO)	Kocioł z odprowadzaniem zużłta w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza – WFGD – ESP	Moc	433	Węgiel 91 – Odpady stałe 6	6672	93	1970
213V	IT	A2A Calore & Servizi – Centrale LAMARMORA di	Kocioł z odprowadzaniem zużłta w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza – SCR – ESP – SDA – BF	Energia i ciepłownictwo	200	Węgiel 93	3661	78	1988

		Brescia – Blok 3								
214V	IT	IREN ENERGIA S.p.A. – Centrale termoelettrica Torino Nord – Gruppo Termoelettrico a ciclo combinato	CCGT	DLN – SCR – Chłodzone powietrze wlotowe	Energia i ciepłownictwo	698	NG 100	1002	82	2011
215V	IT	IREN ENERGIA S.p.A. – Centrale termoelettrica Torino Nord – Caldaie di Integrazione e Riserva	GasB	LNB – Stopniowanie paliwa – Zamknięte suche chłodzenie + ciepłownictwo	Moc	128	NG 100	N/D	N/D	2011
219V	IT	Enel Produzione S.p.A. – Impianto termoelettrico di Fusina – FS4 – Venezia (VE)	Kocioł z odprowadzaniem żużła w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza/paliwa – SCR – WFGD – ESP – BF	Moc	793	Węgiel 95 – Odpady stałe 2	5937	84	1974
221VC	IT	Enel Produzione S.p.A. – Impianto termoelettrico di Fusina – FS2 – Venezia (VE)	Kocioł z odprowadzaniem żużła w stanie pyłu	Stopniowanie powietrza – SCR – WFGD – BF	Moc	431	Węgiel 98	4993	83	1969
223V	IT	Enel Produzione S.p.A. – Impianto termoelettrico di Portoscuso – SU3	Kocioł z odprowadzaniem żużła w stanie pyłu	LNB – SCR – WFGD – ESP	Moc	670	Węgiel 84	5096	67	1986
224V	IT	Enel Produzione S.p.A. – Impianto termoelettrico di Portoscuso – SU2	Cyrkulacyjne złożo fluidalne	SNCR – Wstrzykiwanie sorbentu kotłowego – BF – WFGD	Moc	800	Węgiel 82 – Drewno 17	7027	25	2006
225V	IT	Enel Produzione S.p.A. – Impianto termoelettrico di Montalto di Castro MC41 – Montalto (VT)	GasB	LNB – SCR – ESP	Moc	1610	HFO 32 – NG 66	654	64	1998
229V	IT	Enel Produzione S.p.A. – Impianto termoelettrico di Montalto di Castro MC43 – Montalto (VT)	OCGT	Wstrzykiwanie wody	Moc	430	NG 100	96	74	1992
241V	IT	Enel Produzione S.p.A. – Impianto G. Ferraris di Leri – Trino Unit1 – Trino Vercellese (VC)	CCGT	DLN (1996)	Moc	860	NG 100	121	59	1996
245V	IT	Enel Produzione S.p.A. – Centrale a ciclo combinato di Porto Corsini F1 –	CCGT	DLN – Podwójny przegrzew	Moc	645	NG 100	4714	90	2002

		Ravenna (RA)								
248V	IT	Enel Produzione S.p.A. – Centrale Santa Barbara Gruppo3 E1 – Cavriglia (AR)	CCGT	DLN – Podwójny przegrzew	Moc	680	NG 100	3112	78	2006
249V	IT	Enel Produzione S.p.A. – Centrale termoelettrica "Ettore Majorana" –Termini Imerese – c3	CCGT	DLN – Podwójny przegrzew	Moc	645	NG 100	7754	80	2005
251V	IT	Enel Produzione S.p.A. – Centrale termoelettrica "Ettore Majorana" –Termini Imerese – c6	OCGT	Standardowe spalanie - Automatyiczna regulacja	Moc	430	NG 100	256	70	1995
253V	IT	Enel Produzione S.p.A. – Torrevaldaliga Nord – Civitavecchia (RM)	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	Stopniowanie powietrza/paliwa – LNB – SCR – WFGD – BF – Para nadkrytyczna	Moc	1420	Węgiel 100	8136	98	2008
256V	IT	Edipower S.p.A. – Centrale termoelettrica di Piacenza – PZ41	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Moc	768	NG 100	3618	72	2005
257V	IT	Edipower S.p.A. – Centrale termoelettrica di Piacenza – PZ42	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Moc	768	NG 100	4583	72	2005
258V	IT	Edipower S.p.A. – Centrale termoelettrica di San Filippo del Mela – SF1	Ciekle B	ESP – WFGD – Stopniowanie powietrza – FGR – SCR	Moc	417	HFO 100	5583	60	1971
259V	IT	Edipower S.p.A. – Centrale termoelettrica di San Filippo del Mela – SF2	Ciekle B	ESP – WFGD – Stopniowanie powietrza – FGR – SCR	Moc	417	HFO 100	3325	64	1971
260V	IT	Edipower S.p.A. – Centrale termoelettrica di San Filippo del Mela – SF3	Ciekle B	Stopniowanie powietrza – FGR – ESP – Wybór paliwa	Moc	417	HFO 100	2062	58	1972
261V	IT	Edipower S.p.A. – Centrale termoelettrica di San Filippo del Mela – SF4	Ciekle B	Stopniowanie powietrza – FGR – ESP – Wybór paliwa	Moc	417	HFO 100	2707	55	1973
262V	IT	Edipower S.p.A. – Centrale termoelettrica di San Filippo del Mela – SF5	Ciekle B	ESP – WFGD – Wstrzykiwanie pary – Stopniowanie powietrza – FGR – SCR	Moc	798	HFO 100	2397	67	1975
263V	IT	Edipower S.p.A. – Centrale termoelettrica di San	Ciekle B	ESP – WFGD – Wstrzykiwanie pary – Stopniowanie powietrza – FGR	Moc	798	HFO 100	1560	69	1975

		Filippo del Mela – SF6		– SCR						
264V	IT	Edipower S.p.A. – Centrale termoelettrica di Sermide – 3E	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Moc	684	NG 100	1156	80	2003
265V	IT	Edipower S.p.A. – Centrale termoelettrica di Sermide – 4G	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Moc	684	NG 100	5201	76	2004
266V	IT	Edipower S.p.A. – Centrale termoelettrica di Sermide – 4H	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Moc	684	NG 100	4794	77	2004
267V	IT	Edipower S.p.A. – Brindisi – BR3	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie ciekłym	FGR – SCR – Zrównoważony przepływ powietrza – Węgiel o niskiej zawartości S – ESP	Moc	857	Węgiel 96 – HFO 4	3421	69	74
268V	IT	Edipower S.p.A. – Brindisi – BR4	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie ciekłym	FGR – SCR – Zrównoważony przepływ powietrza – Węgiel o niskiej zawartości S – ESP	Moc	857	Węgiel 97 – HFO 3	2992	68	1977
269V	IT	Edison S.p.A – Centrale termoelettrica di Candela	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Energia i ciepłownictwo	670	NG 100	7079	90	2005
270V	IT	Edison S.p.A – Marghera Levante – Marghera (VE) – TG3	CCGT	Wstrzykiwanie pary	Przemysł chemiczny	393	NG 100	1731	79	1992
271V	IT	Edison S.p.A – Marghera Levante – Marghera (VE) – TG4	CCGT	Wstrzykiwanie pary	Przemysł chemiczny	393	NG 100	1037	82	1992
272V	IT	Edison S.p.A – Marghera Levante – Marghera (VE) – TG5	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Przemysł chemiczny	669	NG 100	7957	75	2001
273V	IT	ROSEN Rosignano Energia S.p.A. – Centrale di Rosignano TG1 – Rosignano Marittimo (LI)	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Przemysł chemiczny	449	NG 100	8314	93	1997
274V	IT	ROSEN Rosignano Energia S.p.A. – Centrale di Rosignano TG2 – Rosignano Marittimo (LI)	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Przemysł chemiczny	449	NG 100	7322	94	1997
275V	IT	SEF s.r.l – Centrale a ciclo combinato CC1 – Ferrara (FE)	CCGT	Tylko dostrójone DLN – Ulepszone możliwości przepływu powietrza dla szerszego zakresu obciążenia	Moc	683	NG 100	4396	79	2008

276V	IT	SEF s.r.l – Centrale a ciclo combinato CC2 – Ferrara (FE)	CCGT	Tylko dostrójone DLN – Ulepszone możliwości przepływu powietrza dla szerszego zakresu obciążenia	Moc	683	NG 100	6995	76	2008
278V	IT	Empower S.p.A. – Centrale termoelettrica di Brindisi – CC1	CCGT	Tylko dostrójone DLN – Ulepszone możliwości przepływu powietrza dla szerszego zakresu obciążenia	Przemysł chemiczny	685	NG 100	5007	77	2005
279V	IT	Empower S.p.A. – Centrale termoelettrica di Brindisi – CC2	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Przemysł chemiczny	685	NG 95 – Kraking parowy gazu odlotowego (H ₂) 5	8177	84	2005
280V	IT	Empower S.p.A. – Centrale termoelettrica di Brindisi – CC3	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Przemysł chemiczny	685	NG 95 – Kraking parowy gazu odlotowego (H ₂) 5	7546	83	2007
286V	IT	Enel Produzione S.p.A. – Pietro Vanucci Grup01 – Gualdo Cattaneo (PG)	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza – ESP	Moc	200	Węgiel 96	3089	81	1990
288V	IT	Enel Produzione S.p.A. – Bari – GR2	GasB	Palniki o niskiej emisji NO _x (LNB) – stopniowanie powietrza	Moc	180	NG 100	738	75	1959
290V	IT	Enel Produzione S.p.A. – Porto Empedocle gr1	Ciekle B	Wstrzykiwanie pary – LNB – FGR – Wybór paliwa	Moc	200	HFO 100	4439	59	1963
292V	IT	Termica Cologno s.r.l – Cologno Monzese (MI)	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Masa włóknista i papier	112	NG 100	7124	90	1997
293V	IT	Edison S.p.A – Terni – CCGT	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Przemysł chemiczny	190	NG 100	6600	87	2004
294V	IT	Edison S.p.A – Terni – Kocioł pomocniczy	GasB	Standardowe palniki	Przemysł chemiczny	74	NG 100	2168	40	2001
295V	IT	Edison S.p.A – Marghera Azotati TG3 – Marghera (Venezia)	CCGT	Wstrzykiwanie wody – Katalizator CO w kominie obejściowym (przy użytkowaniu w cyklu otwartym) i przed HRSG (przy użytkowaniu w cyklu łączonym)	Moc	235	NG 100	1004	73	2010
296V	IT	Edison S.p.A – Marghera Azotati TG4 – Marghera (Venezia)	CCGT	Wstrzykiwanie wody – Katalizator CO w kominie obejściowym (przy użytkowaniu w cyklu otwartym) i przed HRSG (przy użytkowaniu w cyklu łączonym)	Moc	235	NG 100	1901	82	2009
297V	IT	Polimeri Europa S.p.A. – SA1–B4 – Porto Marghera (VE)	Kocioł	Wybór paliwa – LNB – Stopniowanie powietrza – Podwójne przegrzewanie	Przemysł chemiczny	278	Procesowe paliwo ciekle 66,6 – NG 21,2 – paliwo procesowe gazowe 17	4066	28	1966

Rozdział 13

298V	IT	Polimeri Europa S.p.A. – Porto Marghera (VE)	Kocioł z odprowadzaniem zużła w stanie pyłu	Wybór paliwa – paliwo o niskiej zaw. popiołu – LNB – Stopniowanie powietrza – podwójne przegrzewanie	Przemysł chemiczny	139	Procesowe paliwo ciekłe 64 – NG 19 – paliwo procesowe gazowe 17	7158	72	1966
305V	IT	FENICE S.p.A – Pedrignano (PR)	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	CHP	91	NG 100	N/D	N/D	2008
307V	IT	Società ionica gas S.p.A. – 360–KA–503 – Crotone (KR)	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Napęd mechaniczny	18	NG 100	8400	84	2004
311V	IT	Società ionica gas S.p.A. – 3601–KA–001 – Crotone (KR)	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Napęd mechaniczny	21	NG 100	8400	67	2010
313V	IT	Eni e&p – Distretto Meridionale Centro Olio Val D'agri turbina gazowa V470–MT–001A & HRSG V620–VC–001A – Viggiano (PZ)	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	GOSP (instalacja oddzielania oleju opałowego)	43	NG 75 – Magazynowanie gazu odlotowego do HRSG 25	6739	89	2001
314V	IT	Eni e&p – Distretto Meridionale Centro Olio Val D'agri turbina gazowa V470–MT–001B & HRSG V620–VC–001B – Viggiano (PZ)	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	GOSP (instalacja oddzielania oleju opałowego)	43	NG 75 – Magazynowanie gazu odlotowego do HRSG 25	5557	88	2001
315V	IT	Eni e&p – Distretto Meridionale Centro Olio Val D'agri turbina gazowa V470–MT–001C & HRSG V620–VC–001C – Viggiano (PZ)	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	GOSP (instalacja oddzielania oleju opałowego)	43	NG 75 – Magazynowanie gazu odlotowego do HRSG 25	5492	88	2001
317V	IT	Eni e&p – Distretto Meridionale Centro Olio Val D'agri V620–FG.001 B – Viggiano (PZ)	GasB	LNB	GOSP (instalacja oddzielania oleju opałowego)	66	Gazowe paliwo procesowe	8559	36	2004
318V	IT	Eni e&p – Distretto Meridionale Centro Olio Val D'agri V620–FG.001 C – Viggiano (PZ)	GasB	LNB	GOSP (instalacja oddzielania oleju opałowego)	66	Gazowe paliwo procesowe	8471	36	2004

319	IT	Eridania Sadam S.p.A. – Trecasali (PR)	GasB	Palniki o niskiej emisji NO _x (LNB) – stopniowanie powietrza	Moc	200	NG 100	1512	77	1968
322V	IT	SICET S.r.L. – Ospitale di Cadore (BL)	BFB	AS –FGR	Moc	63	WB 100	6067	93	2011
323V	IT	Ahlstrom Turin SpA – 1 – Mathi (TO)	CCGT	DLN (nowa turbina gazowa 2008) – standardowe palniki (HRSG 1990)	Masa włóknista i papier	67	NG 100	8190		1990
325V	IT	Ahlstrom Turin SpA – 3 – Mathi (TO)	GasB	Stopniowanie paliwa – FGR	Masa włóknista i papier	63	NG 100	8483	31	2000
326V	IT	Ahlstrom Turin SpA – 4 – Mathi (TO)	GasB	LNB	Masa włóknista i papier	18	NG 100	550	44	2007
328V	IT	Cartiere Modesto Cardella S.p.A. – 1 – Lucca (LU)	CCGT	DLN (GT)	Masa włóknista i papier	57	NG 100	8000	57	1997
330V	IT	Eni e&p – Distretto centro settentrionale – Piattaforma Barbara T2 – 1 – 360–MT– 004 – Adriatyk, przed regionem Marche	OCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Napęd mechaniczny na platformie przybrzeżnomorskiej	13	NG 100	8220	97	2001
331V	IT	Eni e&p – Distretto centro settentrionale – Piattaforma Barbara T2 – 1 – 360–MT– 005 – Adriatic Sea, in front of Marche Region	OCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Napęd mechaniczny na platformie przybrzeżnomorskiej	13	NG 100	8220	96	2001
332V	IT	Eni e&p – Distretto centro settentrionale – Piattaforma Barbara T2 – 1 – 360–MT– 006 – Adriatic Sea, in front of Marche Region	OCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Napęd mechaniczny na platformie przybrzeżnomorskiej	13	NG 100	8220	104	2001
333V	IT	Eni e&p – Distretto centro settentrionale – Piattaforma Barbara T2 – 1 – 360–MT– 007 – Adriatic Sea, in front of Marche Region	OCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Napęd mechaniczny na platformie przybrzeżnomorskiej	13	NG 100	8220	102	2001
334V	IT	Snam Rete Gas – Enna (EN) – TC1 PGT25	OCGT	Regulacja prędkości, temperatury wlotowej, stopni łopatek o bezstopniowo zmiennym skoku	Napęd mechaniczny	56	NG 100	866	77	1984
335V	IT	Snam Rete Gas – Enna (EN) – TC4 PGT25–DLE	OCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Napęd mechaniczny	64	NG 100	2040	72	2008

336V	IT	Snam Rete Gas – Messina (ME) – TC6 PGT25plus– DLE	OCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Napęd mechaniczny	76	NG 100	4163	89	2006
337V	IT	Snam Rete Gas – Malborghetto (UD)	CCGT	Regulacja prędkości, temperatury wlotowej, stopni łopatek o bezstopniowo zmiennym skoku	Napęd mechaniczny	31	NG 100	700	73	1976
338V	IT	Snam Rete Gas – Malborghetto (UD)	OCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Napęd mechaniczny	62	NG 100	1131	73	1997
339V	IT	Snam Rete Gas – Masera (VB)	OCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Napęd mechaniczny	36	NG 100	130	85	2002
340V	IT	Snam Rete Gas – Poggio Renatico (FE)	OCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Napęd mechaniczny	33	NG 100	2235	91	2008
341V	IT	Snam Rete Gas – Poggio Renatico (FE)	OCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Napęd mechaniczny	64	NG 100	1205	91	2008
342V	IT	STOGIT – Ripalta Cremasca (CR)	OCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Napęd mechaniczny	62	NG 100	801	86	1998
343V	IT	STOGIT – Ripalta Cremasca (CR)	OCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Napęd mechaniczny	62	NG 100	1802	85	1998
344V	IT	STOGIT – Tresigallo (FE)	OCGT	Regulacja stosunku powietrze/paliwo	Napęd mechaniczny	41	NG 100	923	90	1984
353V	IT	INTERECOGEN S.r.l – S.Croce sull'Arno (PI)	Silnik SG	Koncepcja spalania ubogiej mieszanki paliwowej – SCR	Moc	30	NG 100	3788	67	2010
354V	IT	INTERECOGEN S.r.l – S.Croce sull'Arno (PI)	Silnik SG	Koncepcja spalania ubogiej mieszanki paliwowej – SCR	Moc	37	NG 100	3848	67	2010
358AV	IT	Taranto Energia Srl – (CET 2)	GasB	Kombinowane palniki (LDG, AFO, koks, NG i olej opalowy) – Podwójne przegrzewanie	Żelazo i stal	427	NG 70 – BF 26 – COG 4	5229	81	1973
358BV	IT	Taranto Energia Srl – (CET 2)	GasB	Kombinowane palniki LNB (modernizacja) – Podwójne przegrzewanie	Żelazo i stal	427	NG 68 – BF 29 – COG 3	6728	83	1974
358CV	IT	Taranto Energia Srl – (CET 2)	GasB	Kombinowane palniki LNB (modernizacja) – Podwójne przegrzewanie	Żelazo i stal	427	NG 67 – BF 29 – COG 3 – HFO 1	8475	84	1975
359AV	IT	Taranto Energia Srl – (CET 3)	CCGT	Wstrzykiwanie pary przy użytkowaniu NG – Podwójne przegrzewanie – Wstępne usuwanie pyłu w BFG	Żelazo i stal	441	BF 39 – NG 38 – COG 22 – BOF 2	8123	96	1996

359BV	IT	Taranto Energia Srl – (CET 3)	CCGT	Wstrzykiwanie pary przy użytkowaniu NG – Podwójne przegrzewanie – Wstępne usuwanie pyłu w BFG	Żelazo i stal	441	BF 39 – NG 38 – COG 22 – BOF 2	8163	98	1996
359CV	IT	Taranto Energia Srl – (CET 3)	CCGT	Wstrzykiwanie pary przy użytkowaniu NG – Podwójne przegrzewanie – Wstępne usuwanie pyłu w BFG	Żelazo i stal	441	BF 39 – NG 38 – COG 22 – BOF 2	7514	96	1996
360V	IT	Edison S.p.A – Piombino (LI)	CCGT	Wstrzykiwanie pary przy stosowaniu gazu ziemnego	Żelazo i stal	383	NG 59 – BF 29 – COG 12	8022	100	2001
361V	IT	Edison S.p.A – Piombino (LI)	GasB	Palniki kombinowane (olej i 3 typy gazu) – Paliwo ciekłe (zawartość S 1,5 %)	Żelazo i stal	221	BF 44 – NG 26 – HFO 26 – COG 4	8760	42	1978
362	MT	Silniki wysokoprężne cyklu złożonego – Delimara	Silnik	SCR – DSI – BF	Moc	77	HFO 100	512	97	2012
363	MT	Silniki wysokoprężne cyklu złożonego – Delimara	Silnik	SCR – DSI – BF	Moc	77	HFO 100	566	97	2012
364	MT	Silniki wysokoprężne cyklu złożonego – Delimara	Silnik	SCR – DSI – BF	Moc	77	HFO 100	458	97	2012
365	MT	Silniki wysokoprężne cyklu złożonego – Delimara	Silnik	SCR – DSI – BF	Moc	77	HFO 100	602	97	2012
366V	NL	Essent – Amer–9	Kocioł z odprowadzaniem żużła w stanie ciekłym	LNB – Stopniowanie powietrza – SCR – WFGD – ESP – Para nadkrytyczna	N/D	1600	Węgiel 70 – Drewno 30	8116	85	1995
367V	NL	E.on – Maasvlakte–1	Kocioł z odprowadzaniem żużła w stanie ciekłym	LNB – Stopniowanie powietrza – SCR – typ FGD – ESP	Moc	1384	Węgiel 85 – Drewno 15	7621	65	1987
368V	NL	EPZ – Borssele–12	Kocioł z odprowadzaniem żużła w stanie ciekłym	LNB – Stopniowanie powietrza – SCR – Stopniowanie paliwa – WFGD – ESP	Moc	1080	Węgiel 100	7891	84	1987
369V	NL	Intergen – Maasstrom (Rijnmond 2)	CCGT	DLN – SCR	Moc	742	NG 100	6240	63	2010
370V	NL	GDF SUEZ – Eems–1v5	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Moc	688	NG 100	3581	77	1996
371V	NL	Essent – Den Bosch	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Żywność i napoje	69	NG 100	4364	93	1995
372V	NL	E.on – UCML – Rotterdam– Maasvlakte	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Przemysł chemiczny	N/D	NG i glikol w HRSG	N/D	N/D	N/D

Rozdział 13

373V	NL	Nuon – IJmond-1 – Ijmuiden	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Żelazo i stal	347	BF 96 – NG 1 – BOF 2	6445	92	1997
374V	NL	EDEA – F-3501 – Sittard – Geleen	GasB	LNB – FGR – Wybór paliwa	Przemysł chemiczny	140	Gazy procesowe 100	8100	72	1978
375V	NL	Nuon – WKC2 Emmtec – Emmen	CCGT	Wstrzykiwanie pary	N/D	141	NG 100	7625	28	2003
376NV	PL	Dalkia Poznań SA – EC II Karolin	Kocioł z odprowadzaniem żużła w stanie pyłu	Podawane dane emisji do powietrza dla jednego kotła spośród czterech: ESP – SDA – BF	Energia i ciepłownictwo	920	Węgiel 96 – WBB 1,4 – Roślinne 1,1	8760	N/D	N/D
377V	PL	TAURON Wytwarzanie SA – EC Katowice	PCFB	Stopniowanie powietrza – Wstrzykiwanie sorbentu kotłowego – ESP	Energia i ciepłownictwo	378	Węgiel 92 – szlam 8	7807	80	1999
378V	PL	EC Białystok SA – Białystok	BFB	Stopniowanie powietrza/paliwa – FGR – ESP	Energia i ciepłownictwo	87	WB 100	7874	107	1978
379V	PL	KOGENERACJA SA – EC Wrocław	Kocioł z odprowadzaniem żużła w stanie ciekłym	LNB – Stopniowanie powietrza – Stopniowanie paliwa – Planowane dalsze ulepszenia DeNO _x i odsiarczanie w 2015	Energia i ciepłownictwo	186	Węgiel 57 – Drewno 43	6571	89	1972
380V	PL	EC Kraków SA	Kocioł z odprowadzaniem żużła w stanie ciekłym	LNB – Stopniowanie powietrza – Podwójne przegrzewanie	Energia i ciepłownictwo	331	Węgiel 89 – HB12	6113	92	1978
381V	PL	Dalkia Łódź SA	Kocioł z odprowadzaniem żużła w stanie pyłu	LNB – stopniowanie powietrza/paliwa	Energia i ciepłownictwo	360	Węgiel 95 – drewno 2 – roślinne 3	4118	45	1977
382V	PL	EC Zielona Góra SA	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Energia i ciepłownictwo	383	NG 100	7417	89	2004
383V	PL	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA – EC Lublin Wrotków	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Energia i ciepłownictwo	488	NG 100	5845	87	2002
384-1V	PL	Tauron Wytwarzanie SA – Jaworzno III	Kocioł z odprowadzaniem żużła w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza – Podwójne przegrzewanie	Moc	3360	Węgiel 99	5927	90	1976
384-2V	PL	Tauron Wytwarzanie SA – Jaworzno III, Elektrownia III	Kocioł z odprowadzaniem żużła w stanie pyłu	Palniki o niskiej emisji NO _x (LNB) – stopniowanie powietrza	Moc	3360	Węgiel 99	5927	90	1976
384-3V	PL	Tauron Wytwarzanie SA – Jaworzno III, Elektrownia III	Kocioł z odprowadzaniem żużła w stanie pyłu	Palniki o niskiej emisji NO _x (LNB) – stopniowanie powietrza	Moc	3360	Węgiel 99	5927	90	1976

385V	PL	TAURON Wytwarzanie Spółka Akcyjna – Oddział Elektrownia Jaworzno III w Jaworznie – Elektrownia II	Cyrkulacyjne złoża fluidalne	Zapalanie palników + Stopniowanie powietrza – ESP – Planowana modernizacja dotycząca recykulacji gazów odlotowych NO _x (10 %)	Moc	396	Węgiel 89 – roślinne 11	7627	92	2002
386–1V	PL	PGE Elektrownia Opole SA	Kocioł z odprowadzaniem żużła w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza – WFGD – ESP – Podwójne przegrzewanie	Moc	952	Węgiel 98	4923	81	1993
386–2V	PL	Tauron Wytwarzanie SA – Jaworzno III, Elektrownia III	Kocioł z odprowadzaniem żużła w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza – WFGD – ESP – Podwójne przegrzewanie	Moc	952	Węgiel 98	6551	83	1994
386–3V	PL	PGE Elektrownia Opole SA	Kocioł z odprowadzaniem żużła w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza – WFGD – ESP – Podwójne przegrzewanie	Moc	952	Węgiel 98	6924	81	1996
386–4V	PL	PGE Elektrownia Opole SA	Kocioł z odprowadzaniem żużła w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza – WFGD – ESP – Podwójne przegrzewanie	Moc	952	Węgiel 98	7453	81	97
387VC	PL	Tauron Wytwarzanie SA – Elektrownia Łagisza	Cyrkulacyjne złoża fluidalne	SNCR – Wstrzykiwanie sorbentu kotłowego – ESP – Para nadkrytyczna	Moc	1022	Węgiel 100	6217	78	2009
388NV	PL	Enea SA – Elektrownia Kozienice	Kocioł z odprowadzaniem żużła w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza – WFGD – ESP	Energia i ciepłownictwo	1383	Węgiel 100	5046		1979
389VC	PL	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA – Elektrownia Bełchatów	Kocioł z odprowadzaniem żużła w stanie pyłu	WFGD – ESP	Moc	991	Lignit 100	8104	91	1986
390–1V	PL	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA – Elektrownia Turów	Cyrkulacyjne złoża fluidalne	Stopniowanie powietrza – Wstrzykiwanie sorbentu kotłowego – ESP	Energia i ciepłownictwo	587	Lignit 100	7081	85	1998
390–2V	PL	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA – Elektrownia Turów	Cyrkulacyjne złoża fluidalne	Stopniowanie powietrza – Wstrzykiwanie sorbentu kotłowego – ESP	Energia i ciepłownictwo	587	Lignit 100	7172	86	1998
390–3V	PL	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA – Elektrownia Turów	Cyrkulacyjne złoża fluidalne	Stopniowanie powietrza – Wstrzykiwanie sorbentu kotłowego – ESP	Energia i ciepłownictwo	587	Lignit 100	7200	83	2000
390–4V	PL	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA – Elektrownia Turów	Cyrkulacyjne złoża fluidalne	Stopniowanie powietrza – Wstrzykiwanie sorbentu kotłowego – ESP	Energia i ciepłownictwo	611	Lignit 100	8224	86	2003

390-5V	PL	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA – Elektrownia Turów	Cyrkulacyjne złożo fluidalne	Stopniowanie powietrza – Wstrzykiwanie sorbentu kotłowego – ESP	Energia i ciepłownictwo	611	Lignit 93 – WBB 4 – Roślinne 3	5919	85	2003
390-6V	PL	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA – Elektrownia Turów	Cyrkulacyjne złożo fluidalne	Stopniowanie powietrza – Wstrzykiwanie sorbentu kotłowego – ESP	Energia i ciepłownictwo	611	Lignit 93 – WBB 4 – Roślinne 3	7774	84	2004
391V	PL	ZE PAK SA – Elektrownia Pątnów II	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	Stopniowanie powietrza/paliwa – FGR – WFGD – ESP	N/D	1080	Lignit 100	7724	71	2007
395V	PL	ArcelorMittal Poland S.A. – Elektrociepłownia – Zdzeszowice	GasB	Oddzielne palniki LNB (COG/węgiel) – Obrotowy podgrzewacz powietrza – Podwójne przegrzewanie	Żelazo i stal	330	COG 95	8704	74	1975
398NV	PL	International Paper – Kwidzyn sp. z o.o.	BFB	Stopniowanie powietrza	N/D	84	Kora 11,55 – Leśne R 0,014 – Roślinne 0,152 – Inne stałe 0,815	8296	100	1990
399NV	PL	International Paper – Kwidzyn –	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza – ESP – Planowana modernizacja FGD	N/D	363	Węgiel 44	6809	100	
402NV	PL	EC Nowa Sp. z o.o.	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	Oddzielne palniki LNB (Węgiel – COG/inne gazy) – Podwójne przegrzewanie	Żelazo i stal	1608	BF 51 – C 40 – COG 7 – BOF 2	8760	32	1976
404V	PL	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej – Gliwice Sp. z o.o.	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza/paliwa – FGR	Ciepłownictwo	98	Węgiel 100	1422	69	1985
405VC	PL	Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. Koszalin	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	Stopniowanie powietrza – dwustopniowe cyklony usuwania pyłu	Żelazo i stal	35	Węgiel 100	4684	58	1988
406V	PL	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej "Legionowo" Sp. z o.o.	GB	FGR – Zespół 4 cyklonów	Ciepłownictwo	153	Węgiel 100	4266	12	1977
407V	PL	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Suwałkach Sp. z o.o.	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	Stopniowanie powietrza/paliwa – ESP	Energia i ciepłownictwo	23	Węgiel 100	8500		2008
411V	PL	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. – Oddział Elektrociepłownia Kielce	GB	FS-FGR	Energia i ciepłownictwo	25	Wióry WB 100	4904	79	2009
412-1V	PL	Szczezińska Energetyka Ciepła Sp. z o.o.	Kocioł	LNB – Wybór paliwa	Ciepłownictwo	36	Olej napędowy 98 – NG 2	61	71	2004

412-2V	PL	Szczecińska Energetyka Ciepła Sp. z o.o.	Kocioł	LNB – Wybór paliwa	N/D	36	Olej napędowy 95 – NG 5	30	80	2004
414VC	PL	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. – Oddział Elektrociepłownia Zgierz	BFB	LNB – Stopniowanie powietrza/paliwa – FGR –niska zawartość siarki (0,6 %) – tylko ESP	N/D	78	Lignit 88 – Drewno 12	4618	54	1987
415-1V	PT	Central Termoelectrica do Pego, Abrantes	Kocioł z odprowadzaniem żużła w stanie ciekłym	LNB – Stopniowanie powietrza – SCR – WFGD – ESP	Moc	816	Węgiel 100	5534	73	1992
415-2V	PT	Central Termoelectrica do Pego, Abrantes	Kocioł z odprowadzaniem żużła w stanie ciekłym	LNB – Stopniowanie powietrza – SCR – WFGD – ESP	Moc	816	Węgiel 100	5131	72	1995
416-1V	PT	Central Termoelectrica do Ribatejo, Carregado	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Moc	682	NG 100	3163	81	2003
416-2V	PT	Central Termoelectrica do Ribatejo, Carregado	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Moc	682	NG 100	2953	82	2004
416-3V	PT	Central Termoelectrica do Ribatejo, Carregado	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Moc	682	NG 100	4316	82	2005
417-1V	PT	Central de Ciclo Combinado da Tapada do Outeiro, Medas, Gondomar	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Moc	605	NG 100	4943	82	1999
417-2V	PT	Central de Ciclo Combinado da Tapada do Outeiro, Medas, Gondomar	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Moc	605	NG 100	6286	86	1999
417-3V	PT	Central de Ciclo Combinado da Tapada do Outeiro, Medas, Gondomar	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Moc	605	NG 100	6941	85	1999
418V	PT	Central de Cogeração da Energin, Póvoa de Sta. Iria, Vila Franca de Xira	CCGT	DLN (GT) + LNB (SF)	Przemysł chemiczny	153	NG 100	7626	84	2002
419-1V	PT	Central de Cogeração da SPCG, Sado, Setúbal	CCGT	DLN (GT) + LNB (SF)	Masa włóknista i papier	106	NG 100	6571	93	2009
419-2V	PT	Central de Cogeração da SPCG, Sado, Setúbal	CCGT	DLN (GT) + LNB (SF)	Masa włóknista i papier	106	NG 100	7871	83	2009
421-1V	PT	Powercer – Sociedade de Cogeração de Vialonga, S.A – Central de Cogeração da Powercer, Vialonga, Vila Franca de Xira	CCGT	DLN (GT) + LNB (SF)	Żywność i napoje	34	NG 100	6901	61	2004

421-2V	PT	Powercer – Sociedade de Cogeração de Vialonga, S.A – Central de Cogeração da Powercer, Vialonga, Vila Franca de Xira	GasB	LNB	Żywność i napoje	26	NG 100	1314	N/D	1971
421-3V	PT	Powercer – Sociedade de Cogeração de Vialonga, S.A – Central de Cogeração da Powercer, Vialonga, Vila Franca de Xira	GasB	LNB	Żywność i napoje	61	NG 94 – Biogaz 6	1635	N/D	2004
423V	PT	Central Termoeléctrica a Biomassa da Figueira da Foz	BFB	LNB – FGR – ESP	N/D	95	Kora 99,7	8271	N/D	2009
424-1V	PT	Caldeira Auxiliar a Biomassa (BB – kociol na biomase)	BFB	LNB – AS – FGR – ESP	N/D	99	Kora 87 – HFO 6 – NG 7	7994	38	1990
424-2V	PT	Caldeiras auxiliares a biomassa e fuelóleo, Cacia, Figueira da Foz	BFB	LNB – AS – FGR – ESP	N/D	50	WB 96	7647	77	2009
425-1V	PT	Central Termoeléctrica Sines	GasB	Palniki o niskiej emisji NO _x (LNB) – stopniowanie powietrza	Przemysł chemiczny	178	Gazowe paliwo procesowe – (32+5) – NG 28 – ciekłe paliwo procesowe 31 – HFO 4	8760	85	1980
425-2V	PT	Central Termoeléctrica Sines	GasB	Palniki o niskiej emisji NO _x (LNB) – stopniowanie powietrza	Przemysł chemiczny	357	NG 35 – Ciekłe paliwo procesowe – 32 – HFO 3	8760	43	1980
427-1V	PT	Central Termoeléctrica do Caldeirao – Group 1	Silnik	N/D	Moc	20	HFO 100	643	56	1987
427-2V	PT	Central Termoeléctrica do Caldeirao – Group 2	Silnik	N/D	Moc	20	HFO 100	843	61	1987
427-3V	PT	Central Termoeléctrica do Caldeirao – Group 3	Silnik	N/D	Moc	20	HFO 100	1671	55	1990
427-4V	PT	Central Termoeléctrica do Caldeirao – Group 4	Silnik	N/D	Moc	20	HFO 100	2701	60	1993

427-5V	PT	Central Termoelétrica do Caldeirão – Group 5	Silnik	Koncepcja spalania z niską emisją NO _x	Moc	44	HFO 100	4405	63	2002
427-6V	PT	Central Termoelétrica do Caldeirão – Group 6	Silnik	Koncepcja spalania z niską emisją NO _x	Moc	44	HFO 100	5466	64	2002
427-7V	PT	Central Termoelétrica do Caldeirão – Group 7	Silnik	Koncepcja spalania z niską emisją NO _x	Moc	44	HFO 100	3112	62	2002
427-8V	PT	Central Termoelétrica do Caldeirão – Group 8	Silnik	Koncepcja spalania z niską emisją NO _x	Moc	44	HFO 100	5523	63	2002
428-5V	PT	Central Termoelétrica do Belo jardim – Group 5	Silnik	N/D	Moc	16	HFO 100	6874	69	2003
428-6V	PT	Central Termoelétrica do Belo jardim – Group 6	Silnik	N/D	Moc	16	HFO 100	5841	69	1997
428-7V	PT	Central Termoelétrica do Belo jardim – Group 7	Silnik	N/D	Moc	16	HFO 100	3765	53	1997
428-8V	PT	Central Termoelétrica do Belo jardim – Group 8	Silnik	N/D	Moc	16	HFO 100	3725	69	1997
428-9V	PT	Central Termoelétrica do Belo jardim – Group 9	Silnik	N/D	Moc	32	HFO 100	8568	66	2004
428-10V	PT	Central Termoelétrica do Belo jardim – Group 10	Silnik	N/D	Moc	32	HFO 100	2993	66	2004
429-1V	PT	Central Térmica da Vitória – Group 6	Silnik	Brak technik ograniczania	Moc	20	HFO 100	1766	64	1984
429-2V	PT	Central Térmica da Vitória – Group 11	Silnik	Brak technik ograniczania	Moc	30	HFO 100	7495	58	1992
429-3V	PT	Central Termoelétrica da Vitoria, Madeira – Funchal	OCGT	N/D	Moc	41	Olej napędowy 95	96	88	2004
429-4V	PT	Central Térmica da Vitória III – Group 19	Silnik	Selektywna redukcja katalityczna (SCR)	Moc	40	HFO 100	1978	73	2010
430VC	PT	Central Termoelétrica do Canigal	Silnik	Brak technik ograniczania	Moc	72	HFO 100	8760	74	2000
431V	ES	Central GICC, Puertollano (Ciudad Real)	CCGT	IGCC – Wstrzykiwanie wody i tryb spalania ubogiej mieszanki	Moc	726	Koks 75 – węgiel 25	5325	85	1998

Rozdział 13

432NV	ES	GDF SUEZ – Castelnou Energia	CCGT	Emulgowane paliwo	Moc		NG 100	3332	N/D	2006
433V	ES	Castellon 4, Castellón	CCGT	Tylko DLN – Podwójny przegrzew	Moc	1501	NG 100	6600	50	2008
434V	ES	Velilla 2, Velilla del Río Carrion (Palencia)	Kocioł z odprowadzaniem żużła w stanie ciekłym	LNB – Stopniowanie powietrza – WFGD – ESP	Moc	1016	Węgiel 99,7 – koks 0,3	6110	86	1984
435–1V	ES	CT La Robla, La Robla (León)	Kocioł z odprowadzaniem żużła w stanie ciekłym	Odpylanie elektrostatyczne	Moc	822	Węgiel 100	695	85	1971
435–2V	ES	CT La Robla, La Robla (León)	Kocioł z odprowadzaniem żużła w stanie ciekłym	LNB – Stopniowanie powietrza – WFGD – ESP	Moc	1024	Węgiel 100	2771	81	1984
436–1V	ES	CTCC Sagunto Polígono Industrial del Puerto (Polígono Químico) (Walencja)	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Moc	732	NG 100	6503	79	2007
436–2V	ES	CTCC Sagunto Polígono Industrial del Puerto (Polígono Químico) (Walencja)	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Moc	736	NG 100	6817	79	2007
436–3V	ES	CTCC Sagunto Polígono Industrial del Puerto (Polígono Químico) (Walencja)	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Moc	734	NG 100	6404	80	2007
437V	ES	CT PUENTE NUEVO, ESPIEL (KORDOBA)	Kocioł z odprowadzaniem żużła w stanie ciekłym	LNB – Stopniowanie powietrza/paliwa – FGR– typ FGD – ESP	Moc	872	Węgiel 100	4597	84	1981
438V	ES	CT LOS BARRIOS (CÁDIZ)	Kocioł z odprowadzaniem żużła w stanie pyłu	Stopniowanie powietrza/paliwa – system Flexicom (rozpraszanie paliwa) – FGD – ESP	Moc	1645	Węgiel 100	6218	61	1985
439V	ES	CCGT ESCATRÓN (SARAGOSSA)	CCGT	DLN – Podwójny przegrzew	Moc	1384	NG 100	6453	68	2008
440V	ES	Soto 4, Rivera de Arriba	CCGT	DLN – Emulgowane paliwo (w przypadku podwójnego paliwa)	Moc	747	NG 100	6111	58	2008
441–1V	ES	CT Aboño, Gijón	Kocioł z odprowadzaniem żużła w stanie ciekłym	Oddzielne palniki LNB – tylko ESP – DCS	Żelazo i stal	1094	Węgiel 75 – BF 20 – COG 5	4832	61	N/D
441–2V	ES	CT Aboño, Gijón	Kocioł z odprowadzaniem żużła w stanie pyłu	Oddzielne palniki LNB – WFGD – ESP – DCS	Żelazo i stal	1570	Węgiel 75 – BF 20 – COG 5	8622	68	N/D

442V	ES	Central Térmica Teruel	Kocioł z odprowadzaniem zużycia w stanie ciekłym	LNB – Stopniowanie powietrza – WFGD – ESP	Moc	3000	Węgiel 100	8004	69	1979
443-1V	ES	Alcúdia (Mallorca)	Kocioł z odprowadzaniem zużycia w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza/paliwa – FGR – SDA – BF	Moc	805	Węgiel 97	8680	71	N/D
443-2V	ES	Alcúdia (Mallorca)	Kocioł z odprowadzaniem zużycia w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza/paliwa – FGR – SDA – BF	Moc	755	Węgiel 98	7528	72	N/D
444V	ES	Central Térmica As Pontes (La Coruña)	Kocioł z odprowadzaniem zużycia w stanie pyłu	Niski nadmiar powietrza – LNB – Stopniowanie powietrza/paliwa – FGR – Węgiel niskosiarkowy – ESP	Moc	3800	Węgiel 100	8271	60	1976
445V	ES	C.C. Colón, Huelva	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Moc	719	NG 100	2916	71	2006
446V	ES	GRANADILLA DE ABONA (SANTA CRUZ DE TENERIFE)	CCGT	Wstrzykiwanie wody	Moc	486	Olej napędowy 100	8223	72	2006
447V	ES	Biomasa Sangüesa, (Navarra)	GB	BF	Moc	79	Roślinne 99,7 – NG 0,3	7811	112	2002
449V	ES	Solvay Química, Torrelavega	Kocioł z odprowadzaniem zużycia w stanie pyłu	DBB – węgiel niskosiarkowy – ESP	Przemysł chemiczny	376	Węgiel 94 – NG 5 – HFO 1	8760	56	1987
453V	SE	Jämtkraft AB – Minnesgårdet, Östersund	GB	AS – FGR – skraplacz FG – ESP	Ciepłownictwo	28	WB 99	1700	59	1981
454V	SE	Minnesgårdet P1-3	Ciekle B	LNB – ESP – skraplacz FG – wybór paliwa	Ciepłownictwo	84	HFO 100	270	28	1979
455V	SE	Jämtkraft AB – Lugnvik	CFB	AS – FGR – SNCR z SCR skraplacz FG – ESP – CHP	Energia i ciepłownictwo	138	WB 50 – Kora 19 – leśne R 17 – odpady stałe 8 – torf 6	6918	82	2000
456V	SE	Jämtkraft AB – Lugnvik, Östersund	CFB	FGR – skraplacz FG – ESP – CHP	Ciepłownictwo	28	WB 50 – kora 20 – leśne R 20 – torf 10	2800	65	1984
457V	SE	Jämtkraft AB – Lugnvik, Östersund	BFB	FGR – skraplacz FG – ESP – CHP	Ciepłownictwo	28	WB 50 – kora 20 – leśne R 20 – torf 10	3200	69	1984
458NV	SE	Eskilstuna Energy o Miljö – Vattumannen, Eskilstuna	BFB	LNB – AS – FGR – SNCR	Energia i ciepłownictwo	112	Wióry WB 100	7763	84	2000
460V	SE	Jönköping Energi AB – Munksjö, Jönköping	Kocioł z odprowadzaniem zużycia w stanie ciekłym	LNB – AS – ESP	Energia, ciepłownictwo, masa włóknista i papier	68	Trociny 99,6	7062	55	1963

Rozdział 13

462V	SE	Tekniska verken i Linköping AB – Kraftvärmeverket, Linköping	GB	SNCR – SDA – BF	Energia i ciepłownictwo	74	Węgiel 56 – Odpady 37 – WBB 7	3955	98	1964
464V	SE	Tekniska verken i Linköping AB – Kraftvärmeverket, Linköping	Kocioł	SNCR – WFGD – Cyklon – ESP	Energia i ciepłownictwo	74	Odpady stałe 93 – kora 7	6848	98	N/D
466NV	SE	Hedensbyverket H2	CFB	FGR–SNCR	Energia i ciepłownictwo	98	WB 83 – torf 17 HFO 0,1	8120	70	1997
467NV	SE	Säbyverket Boiler 12	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	LNB	Ciepłownictwo	33	WB Pellets 90	N/D	N/D	1978
468V	SE	Karlshamnsverket Blok 3	Ciekle B	WFGD – ESP – wstrzykiwanie pary – FGR – SCR	Moc	781	HFO 100	631	74	1972
469V	SE	SCA Östrand Steam Kocioł 1	BFB	Odpylanie elektrostatyczne	Masa włóknista i papier	180	Kora 84,5 – HFO 15,5	8616	44	2009
470V	SE	Perstorp Specialty Chemicals AB – Ångcentralen, P6, Perstorp	CFB	FGR – SNCR– BF – ACI – Wstrzykiwanie sorbentu – skraplacz FG	Przemysł chemiczny	50	Drewno 49 – odpady stałe 25 – torf 21	7270	82	1991
472V	SE	Perstorp Specialty Chemicals AB – Ångcentralen, P8, Perstorp	Ciekle B	WESP – mokra płuczka – skraplacz FG	Przemysł chemiczny	17	N/D	8064	84	2007
473V	SE	Kalmar Energi – Moskogen, Kalmar	BFB	FGR – AS – SNCR – skraplacz FG – ESP	Energia i ciepłownictwo	99	WB 99,85	5910	84	2009
476V	SE	E.On Värme Sverige AB – Händelö	CFB	ESP – SNCR – wstrzykiwanie sorbentu – skraplacz FG	Energia i ciepłownictwo	146	leśne R 80 – Odpady stałe 20	5755	83	2009
477V	SE	Borealis AB – Blok kotła parowego wewnątrz instalacji etylenu, Stenungsund	GasB	Palniki o niskiej emisji NO _x (LNB) – stopniowanie powietrza	Przemysł chemiczny	161	Gazy procesowe	8760	46	1969
478-1	TU	İSKENDERUN ENERJİ ÜRETİM VE TİC. A.Ş. – Elektrownia Sugözü – Blok 10, Adana	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza –węgiel niskosiarkowy – WFGD – ESP	Moc	1558	Węgiel 100	8170	92	2003
478-2	TU	İSKENDERUN ENERJİ ÜRETİM VE TİC. A.Ş. – Elektrownia Sugözü – Blok 20, Adana	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza –węgiel niskosiarkowy – WFGD – ESP	Moc	1558	Węgiel 100	7010	91	2003

479V	UK	Drax Power Station – Yorkshire	Kocioł z odprowadzaniem zużła w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza – WFGD – ESP	Moc	1600	Węgiel 90 – drewno 7 – koks 3	8610	N/D	1975
480V	UK	Keadby, Scunthorpe	CCGT	DLN (do modernizacji w 2012 r.)	Moc	1489	NG 100	7646	83	1995
481V	UK	SSE Generation Ltd – Peterhead	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Moc	2031	NG 100	8379	70	2000
482V	UK	Medway	CCGT	DLN – do modernizacji w 2012 r.	Moc	1465	NG 100	7340	74	1995
483	UK	March wood, Southampton	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Moc	N/D	NG 100	7919	N/D	2009
486	UK	Keadby Generation Ltd – Ferrybridge C, Pontefract	Kocioł z odprowadzaniem zużła w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza – WFGD – ESP z wstrzykiwaniem SO ₃	Przemysł chemiczny	1360	Węgiel 100	4000	100	1967
487–1V	UK	Keadby Generation Ltd – Fiddlers Ferry, Warrington	Kocioł z odprowadzaniem zużła w stanie ciekłym	LNB – Stopniowanie powietrza – superniskosiarkowy węgiel – ESP z wstrzykiwaniem SO ₃	Przemysł chemiczny	5269	Węgiel 98 – owoce 2	N/D	N/D	1971
487–2V	UK	Keadby Generation Ltd – Fiddlers Ferry, Warrington	Kocioł z odprowadzaniem zużła w stanie ciekłym	LNB – Stopniowanie powietrza – WFGD – Planowane ulepszenia dla ograniczenia emisji NO _x – ESP z wstrzykiwaniem SO ₃	Przemysł chemiczny	5269	Węgiel 98 – owoce 2	N/D	N/D	1972
487–3V	UK	Keadby Generation Ltd – Fiddlers Ferry, Warrington	Kocioł z odprowadzaniem zużła w stanie ciekłym	LNB – Stopniowanie powietrza – WFGD – ESP z wstrzykiwaniem SO ₃	Przemysł chemiczny	5269	Węgiel 98 – owoce 2	N/D	N/D	1972
487–4V	UK	Keadby Generation Ltd – Fiddlers Ferry, Warrington	Kocioł z odprowadzaniem zużła w stanie ciekłym	LNB – Stopniowanie powietrza – WFGD – ESP z wstrzykiwaniem SO ₃	Przemysł chemiczny	5269	Węgiel 98 – owoce 2	N/D	N/D	1973
488V	UK	Keadby Generation Ltd – Weston Point, Runcorn	CCGT	Wstrzykiwanie pary	N/D	231	NG 100	7895	60	1998
489–1V	UK	Slough Heat and Power Limited FBB1	CFB	AS – Wstrzykiwanie aktywowanego węgla – wstrzykiwanie sorbentu – BF	CHP	92	WB 56 – Leśne R 39 – Węgiel 4 – NG 1	4648	90	1972
489–2V	UK	Slough Heat and Power Limited FBB2	CFB	AS – Wstrzykiwanie aktywowanego węgla – wstrzykiwanie sorbentu – BF	CHP	92	WB 56 – Leśne R 39 – węgiel 4 – NG 1	5313	89	1993
489–3V	UK	Slough Heat and Power – Slough Heat & Power, Slough	GB	Stopniowanie powietrza – SDA – BF – Aktywowany węgiel	CHP	69	Odpady stałe 55 – drewno 38 – NG 6	6803	64	2002
490V	UK	SSEPG Operations Ltd – Burghfield	OCGT	Wstrzykiwanie wody	Moc	142	NG 100	332	89	1997

491V	UK	SSEPG Operations Ltd, Chickerall	OCGT	Wstrzykiwanie wody	Moc	142	NG 100	284	102	1997
493V	UK	RWE npower – Aberthaw Power Station	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	Stopniowanie powietrza – FGD z wodą morską – ESP	Moc	4116	Węgiel 97 – HFO 1,5 – WBB 1,5	4038	89	1971
494V	UK	RWE npower – Staythorpe Power Station	CCGT	Tylko suche palniki o niskim poziomie emisji NO _x ostatnio zbudowane	Moc	740	NG 100	8188	91	2010
495	UK	Rolls-Royce Energy – Derby CHP	CCGT	Tylko DLN – Zastosowanie korekty sprawności	N/D	120	NG 100	3000	N/D	1997
496VC	UK	EDF Energy – West Burton A, Nottinghamshire	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza – WFGD	Moc	1393	Węgiel 97 – HFO 2 – FB 0,4	2406	89	1968
497V	UK	Sizewell B 2035 (2040) Główne generatory z silnikami wysokoprężnymi	Silnik	Wybór paliwa	Moc	13	Olej napędowy 100	64	53	N/D
498V	UK	Sizewell B 2035 (2040) Kotły pomocnicze	Ciekie B	Stopniowanie powietrza – paliwo niskosiarkowe	Ciepło i energia	22	Olej napędowy 100	1187	35	1995
499V	UK	EDF Energy – elektrownia Heysham 1 (turbiny gazowe), Lancashire, UK	OCGT	N/D	Moc	70	Olej napędowy 100	48	95	1978
500V	UK	National Grid Gas plc – Avonbridge East A	OCGT	Suuche palniki o niskiej emisji NO _x	Napęd mechaniczny	75	NG 100	N/D	N/D	2004
501V	UK	National Grid Gas plc – Hatton A	OCGT	Standardowe palniki	Napęd mechaniczny	65	NG 100	870	79	1989
502V	UK	E.ON – Killingholme	CCGT	Suuche palniki o niskiej emisji NO _x	Moc	445	NG 100	3805	96	1992
503V	UK	E.ON – Enfield	CCGT	Dwustopniowe DLN	Moc	687	NG 100	6255	95	1999
504	UK	E.ON – Citigen, London	Silnik DF	Selektywna redukcja katalityczna (SCR)	Energia i ciepłownictwo	39	NG 73 – Olej napędowy 27	2008	63	1995
505V	UK	E.ON – Steven's Croft, Lockerbie	BFB	AS – FGR – DSI węgiel aktywowany – BF	Moc	139	Wióry WB 100	5892	88	2007
506V	UK	Centrica – Langage Energy Centre, Plymouth	CCGT	Suuche palniki o niskiej emisji NO _x	Moc	750	NG 100	5125	98	2009
507V	UK	Centrica – siłownia South Humber Bank, Stallingborough	CCGT	Suuche palniki o niskiej emisji NO _x	Moc	458	NG 100	7358	100	2001

508V	UK	Centrica – Killingholme Power Station	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Moc	448	NG 100	1642	94	1993
509	UK	BASF Performance Products plc – Kocioł na obiekcie, Paisley	GasB	LNB – Planowane obniżenie mocy znamionowej obiektu poniżej 50 MW _t	Przemysł chemiczny	76	NG 100	N/D	N/D	N/D
513V	UK	Polimerieuropa – Grangemouth	GasB	LNB – Stopniowanie powietrza – Przelączenie z HFO na olej napędowy jako paliwo pomocnicze	Przemysł chemiczny	53	NG 100	8256	31	1996
517 V	UK	Dalkia Plc – Alderley Park Energy Centre, Cheshire	GasB	LNB–FGR	N/D	74	NG 100	8760	14	2004
518V	UK	British Sugar – Wisington Sugar Factory, Norfolk	CCGT	DLN (GT) + LNB (SF)	Żywność i napoje	207	NG 82 – DFO 18	8423	81	1998
519V	FR	TOTAL – Kocioł 202 – Gonfreville l'Orcher	Kocioł	LNB – Stopniowanie powietrza i paliwa	Przemysł chemiczny	135	Gazowe paliwo procesowe – 48,3 – ciekłe paliwo procesowe 6,8 – HFO 44,3	8574	58	1972
520V	FR	SOLVAY – GNF – Tavaux	Kocioł z odprowadzaniem żużła w stanie ciekłym	LNB – Stopniowanie powietrza – ESP z wstrzykiwaniem SO ₃	Przemysł chemiczny	134	Węgiel 100	8088	80	1984
521V	FR	SOLVAY – GNB – Tavaux	GasB	Stopniowanie powietrza – FGR – LNB	Przemysł chemiczny	84	NG 64 – H ₂ 36	5586	54	1978
527V	NL	DOW – K5 – Dow Terneuzen	Kocioł	Palniki o niskiej emisji NO _x (LNB) – stopniowanie powietrza	Przemysł chemiczny	285	Gazy procesowe 100	1622	N/D	1976
529	BE	Borealis Polymers NV – PPUT – Beringen	GasB	LNB – Stopniowanie powietrza – FGR	Przemysł chemiczny	108	Gazy procesowe 66 – NG 33	6006	13	1977
535-1	BE	BASF–Antwerpen – Obiekt mediów	GasB	LNB – Stopniowanie powietrza i paliwa	Przemysł chemiczny	165	Ciekłe paliwo procesowe (30,3+3,6+0,5) – Paliwo gazowe 6.6 – NG 59	7678	44	1966
535-2	BE	BASF–Antwerpen – Obiekt mediów	GasB	LNB – Stopniowanie powietrza i paliwa – wybór paliwa	Przemysł chemiczny	208	Ciekłe paliwo procesowe 42 – NG 58	5655	14	1966
535-3	BE	BASF–Antwerpen – Obiekt mediów	GasB	Każde paliwo ma swój własny palnik – LNB – Stopniowanie powietrza i paliwa	Przemysł chemiczny	161	NG 100	2910	9	1966
536	AT	Wien Energie Bundesforste Biomasse Kraftwerk (WEBBK) / Wien– Simmering – Vienna	CFB	AS – FGR – SNCR z SCR – BF	N/D	66	Wióry WB 99,6	7280	99	2006

539V	FI	Keljonlahti power plant – Jyväskylä	CFB	Wstępne podgrzewanie powietrza – AS – SNCR skraplacz FG – ESP – CHP	Energia i ciepłownictwo	485	Torf 70 – WB 30	6857	76	2010
543-1V	UK	Jersey Electricity plc – La Collette Power Station, Jersey	Silnik	N/D	Moc	28	HFO 24 – olej napędowy 76	321	79	1992
543-2V	UK	Jersey Electricity plc – La Collette Power Station, Jersey	Silnik	N/D	Moc	25	HFO 40 – olej napędowy 60	277	115	1992
547V	IT	Enel Produzione – Federico II – Brindisi	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	Stopniowanie powietrza/paliwa – LNB – SCR – WFGD – Para nadkrytyczna	Moc	1700	Węgiel 98	7285	72	1993
586V	IT	Enel Produzione – Portoferraio	OCGT	N/D	Moc	72	Olej napędowy 100	149	86	1974
593-1V	CZ	ArcelorMittal Ostrava	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie ciekłym	Normalne oddzielne palniki (palniki strumieniowe COG – palniki na sproszkowany węgiel) – ESP	Żelazo i stal	199	BF 56 – Węgiel 34 – COG 10	N/D	N/D	1995
593-2V	CZ	ArcelorMittal Ostrava	GasB	Palniki strumieniowe – Wstępne podgrzewanie gazu	Żelazo i stal	71	BOF 75 – COG 25	N/D	N/D	1955
593-3V	CZ	ArcelorMittal Ostrava	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	Oddzielne palniki LNB (Węgiel/COG-BFG) – LNB (węgiel) – Póldachowe palniki ze strumieniem turbulentnym do COG/BFG – ESP – Planowane dodatkowe DeNO _x /DeSO _x	Żelazo i stal	610	Węgiel 83 – BF 12 – COG 5	N/D	N/D	1960
593-4VC	CZ	ArcelorMittal Ostrava	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	Oddzielne palniki LNB (Węgiel/COG-BFG) – LNB (węgiel) – Póldachowe palniki ze strumieniem turbulentnym do COG/BFG – ESP – Planowane dodatkowe DeNO _x /DeSO _x	Żelazo i stal	90	Węgiel 74 – BF 18 – COG 8	N/D	N/D	1953
593-5V	CZ	ArcelorMittal Ostrava	N/D	Ogólnie obiekt 593	Żelazo i stal	1067	Węgiel 65 – BFG 26 – COG 9	8750	64	N/D
595V	FI	Ruukki Metals Oy – Raahe K3 – Raahe	GasB	Normalne oddzielne palniki (BF/COG-olej/olej) – paliwo ciekłe (HFO 0,8 %)	Żelazo i stal	288	BF 75 – HFO 12 – COG 6 – Ciecz 7	8431	87	1975
596V	FI	Ruukki Metals Oy – Raahe K4 – Raahe	GasB	LNB – Stopniowanie powietrza – Paliwo ciekłe (HFO 0,8 % S)	Żelazo i stal	254	BF 82 – HFO 11 – COG 7	7886	106	1990

597V	FR	ArcelorMittal Fos – Centrale Soufflante	GasB	Obejmuje 4 różne kotły (3 od 1972 i jeden od 1996) / Planowane SNCR w jednym z nich 2013	N/D	345	BFG 49 – BOG 6 – COG 33 – paliwo ciekłe 12	8760	N/D	N/D
601-1	DE	Salzgitter Flachstahl GmbH – Kraftwerk SZ–Hallendorf – Salzgitter	GasB	FGR – Oddzielne palniki LNB (COG–ciecze/BF/NG)	Żelazo i stal	1220	BF 54 – COG 32 – BOF 7 –NG 7	8757	50	1988
601-2	DE	Salzgitter Flachstahl GmbH – Kraftwerk SZ–Hallendorf – Salzgitter	GasB	FGR – Oddzielne palniki LNB (do COG/cieczy i BFG/NG)	Żelazo i stal	1220	BF 54 – COG 32 – BOF 7 –NG 7	8757	50	1991
601-3	DE	Salzgitter Flachstahl GmbH – Kraftwerk SZ–Hallendorf – Salzgitter	GasB	FGR – Oddzielne palniki LNB (do COG/cieczy i BFG/NG)	Żelazo i stal	1220	BF 54 – COG 32 – BOF 7 –NG 7	8757	50	1992
601-4	DE	Salzgitter Flachstahl GmbH – Kraftwerk SZ–Hallendorf – Salzgitter	GasB	LNB–FGR	Żelazo i stal	1220	BF 54 – COG 32 – NG 7 –BOF 7	8757	50	2010
601-5	DE	Salzgitter Flachstahl GmbH – Kraftwerk SZ–Hallendorf – Salzgitter	GasB	LNB–FGR	Żelazo i stal	1220	BF 54 – COG 32 – NG 7 –BOF 7	8757	50	2010
602	DE	ThyssenKrupp Steel AG – Kraftwerk Duisburg– Ruhrort, Block 2 – Duisburg	GasB	Normalne oddzielne palniki (czysty BFG / czysty COG) (Stopniowanie paliwa)	Żelazo i stal	179	BF 85 – COG 15	5213	80	1958
603	DE	ThyssenKrupp Steel AG – Kraftwerk Duisburg– Ruhrort, Block 3 – Duisburg	GasB	Normalne oddzielne palniki (czysty BFG / czysty COG) (Stopniowanie paliwa)	Żelazo i stal	722	BF 82 – COG 18	7916	99	1963
605	DE	ThyssenKrupp Steel AG – Kraftwerk Duisburg– Hamborn, Block 3 – Duisburg	GasB	Oddzielne palniki LNB (czysty BFG / łączone COG/NG LNB) – Stopniowanie powietrza / paliwa	Żelazo i stal	178	BF 73 – COG 27	8078	N/D	1958
606	DE	ThyssenKrupp Steel AG – Kraftwerk Duisburg– Hamborn, Block 4 – Duisburg	GasB	Oddzielne palniki LNB (czysty BFG / łączone COG/NG LNB) – Stopniowanie powietrza / paliwa	Żelazo i stal	312	BF 73 – COG 27	8107	76	1976
607	DE	DK Recycling und Roheisen GmbH – Kraftwerk – Duisburg	GasB	Normalne oddzielne palniki (BF/NG)	Żelazo i stal	90	BF 92 – NG 8	7173	62	1981
611V	NL	Tata Steel Mainland Europe – Ketel 15, Ijmuiden	GasB	Kombinowane palniki – FGR	Żelazo i stal	110	BF 61 – COG 38 – NG 1	8378	58	1965
612V	NL	Tata Steel Mainland Europe – Ketel 16, Ijmuiden	GasB	Palniki łączone	Żelazo i stal	110	BF 65 – COG 34 – NG 1	6373	61	1970

613V	NL	Tata Steel Mainland Europe – Ketel 23, Ijmuiden	GasB	Kombinowane palniki – FGR	Żelazo i stal	110	BF 86 – NG 9 – COG 5	7104	54	1973
614V	NL	Tata Steel Mainland Europe – Ketel 24, Ijmuiden	GasB	Kombinowane palniki – FGR	Żelazo i stal	110	BF 68 – COG 28 – NG 4	4513	54	1985
615V	NL	Tata Steel Mainland Europe – Ketel 41, Ijmuiden	GasB	Normalne oddzielne palniki (BFG/NG)	Żelazo i stal	56	BF 90 – NG 10	7580	58	1984
616V	NL	Tata Steel Mainland Europe – STEG11, Ijmuiden	CCGT	CCGT – GT spala NG – Wstrzykiwanie pary – Uzupełniające palniki opalania	Żelazo i stal	110	NG 63 – BF 37	7742	64	1989
617V	PL	ArcelorMittal – Kraków	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	Normalne oddzielne palniki (BF–COG/węgiel) Palnik na sproszkowane paliw i palniki gazowe	Żelazo i stal	552	Węgiel 58 – BF 23 – COG 19	8500	36	1954
618V	PL	ArcelorMittal – Kraków	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	Normalne oddzielne palniki (BF–COG/węgiel) – trwająca modernizacja z 8 LNB na BF + automatyzacja dla pozostałych	Żelazo i stal	294	Węgiel 58 – BF 23 – COG 19	8500	35	1965
619–1V	SE	SSAB EMEA – P1 – OK2, Oxelösund	GasB	Standardowe palniki – paliwo niskosiarkowe (0,4 % HFO)	Żelazo i stal	25	BF 79 – COG 20 – HFO 1	8152	54	1957
619–2V	SE	SSAB EMEA – P2 – OK2, Oxelösund	GasB	Oddzielne palniki LNB – paliwo niskosiarkowe (0,4 % HFO)	Żelazo i stal	25	BF 78 – COG 20 – HFO 2	6725	53	1957
620V	SE	SSAB EMEA – P4, Oxelösund	GasB	Oddzielne palniki LNB (BF–COG)	Żelazo i stal	215	Głównie mieszanka BF–COG	7872	47	1971
621V	SE	Lulekraft AB, LKV, Luleå	GasB	Niskosiarkowe paliwo ciekłe (0,4 %) – Oddzielne palniki LNB (COG–olej napędowy/BF/rezerwowy olej napędowy)	Żelazo i stal	350	BF 90 – olej napędowy 9 – COG 1	7315	81	1982
623V	UK	Tata Steel Europe – MargamA3, Port Talbot	GasB	Oddzielne palniki LNB (NG/mieszany gaz (BF+BOF?))	Żelazo i stal	99	BF 88 – NG 9 – BOF 3	8470	N/D	N/D
624V	UK	Tata Steel Europe – MargamA5, Port Talbot	GasB	FGR – Oddzielne palniki LNB (NG/COG/mieszany gaz?)	Żelazo i stal	50	BF 80 – NG 9 – COG 8 – BOF 3	8668	N/D	N/D
625V	UK	Tata Steel Europe – MargamB, Port Talbot	GasB	FGR – Oddzielne palniki LNB (NG/COG/mieszany gaz?)	Żelazo i stal	80	BF 88 – COG 8 – BOF 2 –NG 2	8620	N/D	N/D
626V	UK	Tata Steel Europe – MargamC, Port Talbot	GasB	FGR – Oddzielne palniki LNB (NG/COG/mieszany gaz?)	Żelazo i stal	268	BF 68 – COG 13 – NG 13 – BOF 6	8760	N/D	N/D

627V	UK	Tata Steel Europe – Kotły użytkowe, Port Talbot	GasB	Oddzielne palniki LNB (NG/BF/COG)	Żelazo i stal	114	BF 56 – COG 42 – NG 2	8760	N/D	N/D
628-1V	UK	Tata Steel Europe – Central Power Station, Scunthorpe	GasB	Kombinowane palniki NEI BFG/COG	Żelazo i stal	108	BF 60 – COG 37 – HFO 3	7769	83	1976
628-2V	UK	Tata Steel Europe – Central Power Station, Scunthorpe	GasB	Kombinowane palniki NEI, palniki BFG/COG – paliwo niskosiarkowe (0,17 %)	Żelazo i stal	108	BF 63 – COG 34 – HFO 3	8022	83	1976
628-3V	UK	Tata Steel Europe – Central Power Station, Scunthorpe	GasB	Peabody–palniki typu M22	Żelazo i stal	49	BF 88 – COG 12	4974	64	1960
629-1V	UK	Tata Steel Europe – Turbo Blower House A, Scunthorpe	GasB	Palnik typu Typhoon, BFG – paliwo niskosiarkowe (0,17 %)	Żelazo i stal	39	BF 96 – COG 3 – HFO 1	8124	70	1953
629-2V	UK	Tata Steel Europe – Turbo Blower House A, Scunthorpe	GasB	Palnik typu Typhoon, BFG – paliwo niskosiarkowe (0,17 %)	Żelazo i stal	39	BF 96 – COG 3 – olej napędowy 1	7619	72	1953
629-3V	UK	Tata Steel Europe – Turbo Blower House A, Scunthorpe	GasB	Palnik typu Typhoon, BFG – paliwo niskosiarkowe (0,17 %)	Żelazo i stal	39	BF 96 – COG 2 – HFO 2	6870	77	1953
629-4V	UK	Tata Steel Europe – Turbo Blower House A, Scunthorpe	GasB	Palnik typu Typhoon, BFG – paliwo niskosiarkowe (0,17 %)	Żelazo i stal	39	BF 96 – COG 2 – HFO 2	7039	73	1953
630-1V	UK	Tata Steel Europe – Turbo Blower House B, Scunthorpe	GasB	Palnik typu Typhoon, BFG – paliwo niskosiarkowe (0,17 %)	Żelazo i stal	54	BF 94 – COG 3 – olej napędowy 3	3851	81	1953
630-2V	UK	Tata Steel Europe – Turbo Blower House B, Scunthorpe	GasB	Palnik typu Typhoon, BFG – paliwo niskosiarkowe (0,17 %)	Żelazo i stal	54	BF 97 – COG 2 – HFO 1	7337	87	1961
632	AT	GuD Kraftwerk Timelkam	CCGT	DLN – SCR – Dostępny tylko przedział – ograniczenie masowego przepływu powietrza dla niskich obciążeń	Moc	705	NG 100	4600	90	2008
654V	BE	T–Power n.v. – Tessenderlo	CCGT	Suche palniki o niskiej emisji NO _x	Moc	750	NG 100	1680	100	2011
655V	DE	Mark–E Aktiengesellschaft Biomasseverstromungsanlage Hagen–Kabel – Hagen	GB	LNB – AS – FGR – SNCR – węgiel aktywowany DSI – BF	Moc	86	WB 99,2 (w tym drewno odpadowe)	8433	74	2004
656V	AT	WIEN Energie GmbH – Donaustadt 3 – Vienna	CCGT	DLN – SCR	Energia i ciepłownictwo	686	NG 100	5831	90	2001

Rozdział 13

657	EE	Tallina Kute – Kadaka BH – Tallinn	GasB	LNB – Stopniowanie powietrza/paliwa – FGR	Ciepłownictwo	316	NG 100	8150	14	1997
658	EE	Tallina Kute –Mustamae BH – Tallinn	GasB	Kombinowane NO _x PM (Stopniowanie powietrza/paliwa i 16 LNB w 1/4 kotłów)	Ciepłownictwo	446	NG 100	N/D	N/D	N/D
659	EE	Tallina Kute – Ulemiste BH – Tallinn	GasB	Standardowe palniki	Ciepłownictwo	255	NG 100	2112	10	1999
660	EE	Fortum Eesti AS – Parnu Niidu CHP – Parnu	BFB	LNB – FGR – SNCR – DSI – BF	N/D	81	Wióry WB 83 – torf 16 – NG 1	7920	97	N/D
661	EE	Fortum Eesti AS – Parnu Suur Joe boilerhouse – Parnu	N/D	N/D	N/D	70	Torf 10 – NG 50 – HFO 1	6768	19	N/D
662V	AT	FHKW Mellach	Kocioł z odprowadzaniem zużła w stanie ciekłym	Stopniowanie powietrza/paliwa – LNB – SCR – WFGD – BF	Energia i ciepłownictwo	543	Węgiel 98,8 – NG 1 – Odpady 0,2	6427	95	1986
664V	FR	Cristal Union – Boiler FML13 – Erstein	GasB	N/D	N/D	51	NG 100	3216	74	
665	DE	GKW Smurfit Kappa Zülpich Papier	N/D	Wstrzykiwanie wody	Masa włóknista i papier	38	NG 19	8426	61	1996
666	SE	ÅC2 Obbola	DBB – inne	SNCR – Stopniowanie powietrza – ESP	Masa włóknista i papier	110	Kora 95	7987	43	1975
667	SE	Smurfit Kappa Kraftliner Piteå	BFB	SNCR – Stopniowanie powietrza – recykulacja gazów odlotowych – BF	Masa włóknista i papier	165	Kora 67 – wióry drzewne 31 – Odpady stałe 2	8500	44	2007
668	SE	Södra Cell Mönsterås	BFB	SNCR – Stopniowanie powietrza – recykulacja gazów odlotowych – ESP	Masa włóknista i papier	96	Kora 95,5	8066	75	1979
669	SE	Södra Cell Mörrum	BFB	Stopniowanie powietrza – Recykulacja gazów odlotowych – ESP	Masa włóknista i papier	111	Kora 95	6400	57	2002
670	SE	Stora Enso Fors	CFB	SNCR – Stopniowanie powietrza – recykulacja gazów odlotowych – ESP	Masa włóknista i papier	61	Leśne R 89 – Kora 8 – granulki 3	8101	96	1985
671	SE	Stora Enso Hylte AB – 2	BFB	SNCR – Stopniowanie powietrza – recykulacja gazów odlotowych – ESP – BF – Płuczka	Masa włóknista i papier	80	Odpady stałe 100	7626	64	1972
672	SE	Stora Enso Hylte AB – 4	CFB	SNCR – Stopniowanie powietrza – recykulacja gazów odlotowych – ESP – Płuczka	Masa włóknista i papier	65	SW 15 – Odpady stałe 65 – kora 20	7627	65	1973

673	SE	Nymölla Mill	BFB	SNCR – Stopniowanie powietrza – recykulacja gazów odlotowych – ESP – Pluczka	Masa włóknista i papier	115	Kora 58 – HFO 17 – gaz naftowy 8 – Paliwo stałe (szlam) 17	8699	49	N/D
674	SE	Stora Enso Skoghall AB Kociół 11	BFB	SNCR z SCR – Stopniowanie powietrza – Recykulacja gazów odlotowych – ESP	Masa włóknista i papier	179	Leśne R 66 – Kora 18 – Trociny 9 – Inne (szlam) 3,5 – Inne (włókna z WWTP) 3,5	7847	54	1977
675	ES	Zicuñaga	Turbina gazowa	DLN - wtrysk wody	Masa włóknista i papier	N/D	Gaz ziemny	N/D	N/D	2008
676	ES	Ence Navia	BFB	N/D	Masa włóknista i papier	75	Kora	N/D	N/D	N/D
677	FI	Metsä Group Simpele	BFB	Stopniowanie powietrza – Recykulacja gazów odlotowych – ESP	Masa włóknista i papier	127	WB 62 – torf 38	8395	51	1976
678	FI	Äänevoima Oy	BFB	Stopniowanie powietrza – Recykulacja gazów odlotowych	Masa włóknista i papier	173	Torf 14 – WB 82,5 – Odpady stałe 3,5	8313	58	2002
679	FI	Stora Enso Imatra	BFB	Stopniowanie powietrza – Recykulacja gazów odlotowych	Masa włóknista i papier	267	Kora 100	N/D	N/D	1992
680	FI	UPM Jämsänkoski	Kociół	Stopniowanie powietrza – Recykulacja gazów odlotowych	Masa włóknista i papier	205	WB 14,1 – Leśne R 60,4 – Torf 19,1 – WB 6,3 – HFO 0,1	8453	52	2002
681	FI	Äänevoima Oy oil	Kociół	Stopniowanie powietrza – LNB – multicyklon	Masa włóknista i papier	93	Ciężki olej opałowy	584	23	1996
682	PT	Setubal	BFB	Stopniowanie powietrza – Recykulacja gazów odlotowych – ESP	Masa włóknista i papier	134	Kora 98,5	6932	52	1978
683	FR	CTBR Tranche 1 – Saint André – La Réunion	GB	Tylko Stopniowanie powietrza – ESP	N/D	101	Węgiel 100	7270	110	1992
684	FR	CTBR Tranche 1 – Saint André – La Réunion	GB	Stopniowanie powietrza – ESP	N/D	116	Roślinne 64 – węgiel 36	8712	101	1992
685	FR	CTG A Tranche 1 – St Louis – La Réunion	GB	Tylko Stopniowanie powietrza – ESP	N/D	103	Węgiel 100	7563	107	1995
686	FR	CTG A Tranche 1 – St Louis – La Réunion	GB	Stopniowanie powietrza – ESP	N/D	128	Roślinne 68 – węgiel 32	8569	91	1995
687	FR	CTM Tranche 1 – Le Moule – Guadeloupe	GB	Tylko Stopniowanie powietrza – ESP	N/D	91	Węgiel 100	7548	104	1998

688	FR	CTM Tranche 1 – Le Moule – Guadeloupe	GB	Tylko Stopniowanie powietrza – ESP	N/D	124	Węgiel 53,5 – roślinne 46,5	8047	93	1998
689	FR	CTBR 2 – Cambuston – La Réunion	Kocioł	Stopniowanie powietrza/paliwa – ESP	Moc	144	Węgiel 100	7705	108	2004
690	FR	CTG B St Louis – La Réunion	Kocioł	LNB – Stopniowanie powietrza/paliwa – SNCR – ESP	N/D	163	Węgiel 100	7950	97	2006
691	FR	PEI–Port–Est La Réunion	Silnik	Selektywna redukcja katalityczna (SCR)	Moc	516	HFO 99,9	5500	70	2012
692	FR	EDF SEI Lucciana	Turbina gazowa	Wstrzykiwanie wody	N/D	140	Paliwo ciekłe – Olej opałowy/lekki olej opałowy – Diesel	2159	14	2008
693	PL	Elektrownia Siersza	CFB	CFB – ESP	N/D	674	Węgiel 86 – Drewno 14	7800	89	2001
1000V	Anonimowy	Anonimowy	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza – SDA – ESP	Energia i ciepłownictwo	265	Węgiel 97	3283	99	1977
1001V	Anonimowy	Anonimowy	CFB	Wstrzykiwanie sorbentu kotłowego – ESP	Ciepłownictwo	80	Węgiel 100	1960	75	1986
1002V	Anonimowy	Anonimowy	BFB	Stopniowanie powietrza – FGR – ESP – WFGD i skraplacz gazów odlotowych	Energia i ciepłownictwo	58	Drewno 78 – torf 22	7430	80	2009
1003V	Anonimowy	Anonimowy	BFB	Stopniowanie powietrza – FGR – ESP – CHP	Masa włóknista i papier	295	Kora 53 – Torf 16 – Leśne R 24 – wióry drzewne 6	7106	50	2002
1004V	Anonimowy	Anonimowy	CFB	Stopniowanie powietrza – ESP	Energia i ciepłownictwo	325	Torf 86 – leśne R 10 – drewno 3 – nasiona 1	7564	97	1990
1005V	Anonimowy	Anonimowy	Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu	LNB – Stopniowanie powietrza – FGR – SCR – WFGD – ESP – Para nadkrytyczna – Planowane nowe palniki LNB w 2013	Moc	1400	Węgiel 100	6900	87	1994

1006V	Anonimowy	Anonimowy	CCGT	DLN – Ciepłownictwo	Energia i ciepłownictwo	498	NG 100	6040	94	2009
1007V	Anonimowy	Anonimowy	CCGT	Wstrzykiwanie pary - ciepłownictwo	Energia i ciepłownictwo	167	NG 100	5502	75	1989
1008V	Anonimowy	Anonimowy	GasB	LNB	Ciepłownictwo	45	NG 100	1481	59	2003
1009V	Anonimowy	Anonimowy	Ciekle B	LNB – Multicyklony	Ciepłownictwo	45	HFO 100	1481	59	2003
1010V	Anonimowy	Anonimowy	GasB	N/D	Przemysł chemiczny	873	Olej talowy 21 – NG 58 – chemiczny gaz procesowy 16 – HFO 5	8760	30	1972
1011V	Anonimowy	Anonimowy	GasB	N/D	Przemysł chemiczny	434	Olej talowy 28 – NG 44 – chemiczny gaz procesowy 21 – HFO 7	8760	30	1972
1012V	Anonimowy	Anonimowy	BFB	Stopniowanie powietrza i paliwa – FGR – Płuczka – ESP	Masa włóknista i papier	120	Torf 60 – Kora 18 – Węgiel 12 – Wióry drzewne 7 – HFO 3	8344	77	1984
1013V	Anonimowy	Anonimowy	CCGT	DLN – NG wstępne podgrzewanie	Energia i ciepłownictwo	714	NG 100	7913	85	2005
1014R	Anonimowy	Anonimowy	GB	N/D	Ciepłownictwo	166	Węgiel 100	5100	34	N/D
1015R	Anonimowy	Anonimowy	GB	FGR – BF	N/D	20	Węgiel 100	N/D	N/D	1986

Lista akronimów stosowanych dla procesów spalania:

BFB: Pęcherzykowe złożo fluidalne; CCGT: Blok parowo - gazowy z turbiną gazową; CFB: Cyrkulacyjne złożo fluidalne; DBB: Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłu; silnik DF: Silnik na dwa paliwa; GB: Kocioł ze spalaniem na ruszcie; GasB: Kocioł opalany gazem; HRSG: Wytwornica pary z odzyskiem ciepła; LiquidB: Kocioł opalany paliwem ciekłym; OCGT: Turbina gazowa w cyklu otwartym; Silnik SG: Silnik gazowy o zapłonie iskrowym; WBB: Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie ciekłym.

Lista akronimów stosowanych dla technik:

AS: Stopniowanie powietrza; BF: Filtr workowy; CHP: Elektrociepłownia; DLN: Suche palniki o niskiej emisji NO_x; DSI: Wstrzykiwanie sorbentu do przewodu; ESP; Odpylacz elektrostatyczny; skraplacz FG: Skraplacz gazów odlotowych; FGR: Recykulacja gazów odlotowych; LNB: Palnik o niskiej emisji NO_x; PM: Środki podstawowe; SCR: Selektywna redukcja katalityczna; SNCR: Selektywna redukcja niekatalityczna; WESP: Mokre ESP; WFGD: Mokre odsiarczanie gazów odlotowych.

Lista akronimów stosowanych dla paliw:

BF: Gaz wielkopiecowy; BOF: Gaz konwertorowy; Ch: Chemiczne; COG: Gaz koksowniczy; DFO: Destylowany olej opałowy; FB: Biomasa z owoców (pestki/łupiny/jądra); Forest R: Pozostałości leśne; HFO: Ciężki olej opałowy; NG: Gaz ziemny; WB: Biomasa drzewna; WBB: Wióry drzewne biomasy drzewnej; WWTP: Oczyszczalnia ścieków.

N/D: Niedostępne.

13.2 ZAŁĄCZNIK II - Wykaz współspalanych odpadów

STRUMIENIE ODPADÓW – Na podstawie Europejskiej listy odpadów (Decyzja Komisji 2000/532/WE).	
Główne serie odpadów (niewyczerpujące)	Główne kody odpadów (niewyczerpujące, bez odpadów drzewnych)
02 Odpady z głównej produkcji rolniczej, ogrodniczej, łowiectwa, rybołówstwa i wodnej, przygotowania i przetwarzania żywności	020102/020202 – Odpady tkanek zwierzęcych 02106 – Odchody zwierzęce, mocz i obornik (łącznie z zabrudzoną słomą), ścieki, zbierane oddzielnie i obrabiane na zewnątrz 02107 – Odpady z eksploatacji leśnej 020203/020304 – Materiały nienadające się do spożycia lub przetwarzania 0203 – Odpady z przygotowania i przetwarzania owoców, jarzyn, zbóż, olejów jadalnych, kawy i tytoniu; produkcji konserw
03 Odpady z przetwarzania drewna i produkcji papieru, kartonu, masy włóknistej, paneli i mebli	030101/030301 – Odpadowa kora i korek 030103 – Strużyny, ścinki, zepsute drewno, płyty wiórowe, fornir 030105 – Trociny, strużyny, ścinki, drewno, płyty wiórowe i fornir inne niż wymienione w 030103 30305 – Szlam z odbarwiania z recyklingu 30306 – Szlam włóknisty i papierniczy 30307 – Odrzuty z recyklingu papieru 030310 – Odrzuty włókniste, szlamy włókniste-, wypełniaczowe i powłokowe z oddzielania mechanicznego Inne (niezawarte na Europejskiej liście odpadów): • Szlam z oczyszczania ścieków w przemyśle masy włóknistej i papieru
10 Odpady nieorganiczne z procesów cieplnych	100102 – Popiół lotny z węgla Inne (niezawarte na Europejskiej liście odpadów): • Szlam z odsiarczania gazów odlotowych Uwagi: Zezwolenie może być tymczasowe na czas poszukiwania alternatywnej utylizacji.
13 Odpady olejowe (z wyjątkiem olejów jadalnych, 05 i 12)	1302 – Odpadowe oleje silnikowe, przekładniowe i smarowe 1305 – Zawartość oddzielacza olej/woda (uwaga: oddzielacz typu olej od oleju) 130701 – Odpady oleju opałowego i napędowego Inne (niezawarte na Europejskiej liście odpadów): • Olej słopowy
15 Odpadowe opakowania, absorbenty, szmaty do wycierania, materiały filtracyjne i odzież ochronna, nieokreślona inaczej	150101 – Opakowania papierowe 150102 – Opakowania plastikowe 150103 – Opakowania drzewne 150106 – Opakowania mieszane

17 Odpady budowlane i rozbiórkowe	170201 – Drewno 170203 – Tworzywa sztuczne 170303* – Smoła i produkty smołowe 170904 - Inne mieszane odpady budowlane i rozbiórkowe Inne (niezawarte na Europejskiej liście odpadów): • Mieszane szkło, plastik, drewno
19 Odpady z obiektów uzdatniania odpadów, zewnętrznych oczyszczalni ścieków i przemysłu wodnego	190204* – Odpady wstępnie zmieszane 190207 – Olej i koncentrat z oddzielania 190210 – Inne odpady ze spalania 190501 – Frakcja niekompostowana 190503 – Kompost poza specyfikacją; Szlam z oczyszczania ścieków przemysłowych; Szlam ze ścieków komunalnych 1909 – Odpady z przygotowania wody pitnej lub wody do użytku przemysłowego. 191210 – Odpady palne (paliwa pochodzące z odpadów) 191211* – Inne odpady (w tym mieszaniny materiałów) z obróbki mechanicznej odpadów zawierających niebezpieczne substancje 191212 – Inne odpady (w tym mieszaniny materiałów) z obróbki mechanicznej odpadów innych niż te, które wymieniono w 191211* Inne (niezawarte na Europejskiej liście odpadów): • Plastik i guma • Paliwa uzyskiwane z odpadów • Inne (mieszane) odpady z mechanicznej obróbki odpadów
ODPADY, KTÓRE PRZESTAJĄ BYĆ ODPADAMI (przykłady na podstawie praktyk państwowych) Proszę zauważyć, że te materiały nie są uważane za odpady, ale paliwo (<i>patrz Artykuł 6 „koniec odpadów” dyrektywy 98/2008/WE o odpadach</i>) Sytuacje zmieniają się w UE i różne strumienie mogą być albo zgodne z definicją biomasy dla strumieni odpadów Dużych obiektów energetycznego spalania lub przestają być odpadami.	
<ul style="list-style-type: none"> • Procesowy olej opałowy z odpadowego oleju smarowego 	
<ul style="list-style-type: none"> • Naturalny, niestanowiący zagrożenia materiał rolniczy lub leśny, stosowany do produkcji energii, ale taki, który nie został wykluczony (Artykuł 2) ze znowelizowanej Ramowej dyrektywy o odpadach, ale który następnie przeszedł test „końca odpadów”. Potencjalnie obejmuje to pozostałości biomasy z przemysłu produkcji oliwek, słoneczników, winorośli, orzeszków ziemnych i palmowych. 	
<ul style="list-style-type: none"> • Mięso i kości (tkanki zwierzęce). 	
<p><u>Źródła:</u> [85, Eurelectric 2012] [283, Szwecja 2013] [284, CEPI 2013]</p> <p><u>Uwagi:</u> Dla odpadów niebezpiecznych:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Odpady i pozostałości z procesu przemysłowego są od czasu do czasu współspalane w publicznych obiektach elektrociepłowniczych (np. odpady z przemysłu tekstylnego [0402]; odpady z produkcji fosforu [0609]; odpady z przemysłu chemicznego). Takie odpady, właściwe dla branży (zwłaszcza z Rozdziałów 4 do 7 odpadów) są porównywalne do pewnych pozostałości produkcyjnych stosowanych w tych branżach. • Ilości są różne, ale w pewnych przypadkach zezwolenia mogą obejmować ograniczenia wykorzystywanych ilości w stosunku do paliwa spalania (np. węgla) w ujęciu wagowym. 	

13.3 ZAŁĄCZNIK III - Przykładowe narzędzie do konwersji poziomów emisji na różne okresy uśrednienia

W grudniu 2014 Holandia, przy wsparciu ze strony Eurelectric, dostarczyła w nocy narzędzie statystyczne oparte na rozkładzie T Studenta dla wyprowadzania dobowych i miesięcznych średnich z 95. percentyla średnich godzinowych i średnich rocznych, na podstawie właściwych dla obiektu danych, zebranych w latach 2011-2012 (zbiór danych ADC) i na gromadzeniu dodatkowych danych, jak również na dalszych danych, zebranych przez Eurelectric (zbiór danych EDC). To narzędzie statystyczne zostało dalej rozwinięte przez Holandię w sierpniu 2015 r. [326, van Aart and Burgers 2015]

Narzędzie to nie zostało użyte przez TWG do przeglądu dokumentu referencyjnego BAT Duże obiekty energetycznego spalania (LCP BREF). Jest ono przedstawione tutaj jako przykładowe narzędzie do przeliczania różnego typu okresów uśredniania odpowiadających emisjom z dużych obiektów energetycznego spalania.

Wykorzystywanie 95. percentyla poziomów średnich godzinowych i rocznych do wyprowadzania poziomu średniej miesięcznej

Narzędzie to dostarcza wzory do szacowania maksimum spośród średnich dobowych (MaxDA–St) i maksimum spośród średnich miesięcznych (MaxMA–St) na przestrzeni roku, wykorzystując jako dane wejściowe: 1) zgłaszany 95. percentyl średnich godzinowych (95%HA) i średnich rocznych (YA), i 2) parametry odzwierciedlające typową liczbę niezależnych średnich godzinowych na dobę (Nivd), liczbę dopuszczalnych przekroczeń średnich dobowych w ciągu pięciu lat (tj. jedno przekroczenie) i minimalną liczbę ważnych średnich dobowych na miesiąc (tj. pięć).

Dla każdego obiektu/zanieczyszczenia, nota podaje obliczony statystyczny 95. percentyl średnich dobowych. Poprzez minimalizowanie sumy kwadratów różnicy pomiędzy obserwowanymi i obliczonymi statystycznie 95. percentylami średnich dobowych, określono optymalną Nivd dla wybranych obiektów/zanieczyszczeń. Ogólnie Nivd wynosząca 2,5 wydaje się być najlepszym dopasowaniem dla NO_x, SO₂ i pyłu. Wartość Nivd wynosząca 2,5 odpowiada okresom o podwyższonych emisjach, obejmującym 40% czasu pracy w ciągu doby.

Przy zastosowaniu Nivd równej 2,5, równania statystyczne dla obliczania średnich MaxDA–st i MaxMA–St dla NO_x, SO₂ są następujące:

- $MaxDA-St = YA + 1,98 * (95\%HA - YA) / \sqrt{Nivd} = YA + 1,25 * (95\%HA - YA)$
- $MaxMA-St = YA + 0,89 * (95\%HA - YA) / \sqrt{Nivd} = YA + 0,56 * (95\%HA - YA)$

Dla CO optymalne Nivd wynoszące 2,5 wykazuje słabe dopasowanie, prawdopodobnie z uwagi na to, że dobowe i miesięczne średnie emisji CO nie zachowują rozkładu Gaussa. Chociaż sugerowałoby to zastosowanie innego podejścia statystycznego, to Nivd wynoszące 1 zapewnia akceptowalne dopasowanie pomiędzy średnimi mierzonymi i statystycznymi. Dlatego też dla CO proponuje się stosować Nivd wynoszące 1, co daje następujące równania:

- $MaxDA-St = YA + 1,98 * (95\%HA - YA) / \sqrt{Nivd} = YA + 1,98 * (95\%HA - YA)$
- $MaxMA-St = YA + 0,89 * (95\%HA - YA) / \sqrt{Nivd} = YA + 0,89 * (95\%HA - YA)$

Wykorzystywanie dobowych i rocznych poziomów średnich godzinowych i rocznych do wyprowadzania poziomu średniej miesięcznej

Niezależnie od wybranej metody, uproszczenie układu równań może być rozwiązane w następujący sposób, by wyprowadzić maksymalny poziom średniej miesięcznej interpolowany na podstawie maksymalnego poziomu średniej dobowej i średniej rocznej:

$$MaxMA-St = 0.45 * MaxDA-St + 0.55 * YA$$

Tabela 13.1 przedstawia maksymalne poziomy średnich miesięcznych, które na podstawie poprzedniego wzoru odpowiadałyby poziomom średniej rocznej i maksymalnej średniej dobowej w niektórych przykładowych przypadkach.

Tabela 13.2: Przykład poziomów średnich miesięcznych obliczonych z użyciem narzędzia NI/Eurelectric

Poziomy emisji NO _x odpowiadające przypadkom teoretycznym	Maksymalny poziom dobowy, mg/Nm ³	Interpolowany maksymalny poziom miesięczny, mg/Nm ³	Poziom roczny, mg/Nm ³
Nowy, opalany sproszkowanym węglem kocioł > 300 MW _t	100	83,5	70
Istniejący, opalany sproszkowanym węglem kocioł > 300 MW _t	125	116,75	110
Nowa, opalana gazem turbina gazowa cyklu otwartego	35	29,5	25
Istniejąca, opalana gazem turbina gazowa cyklu otwartego	40	34,5	30
Źródło: Przykładowe obliczenia w oparciu o [326, van Aart and Burgers 2015]			

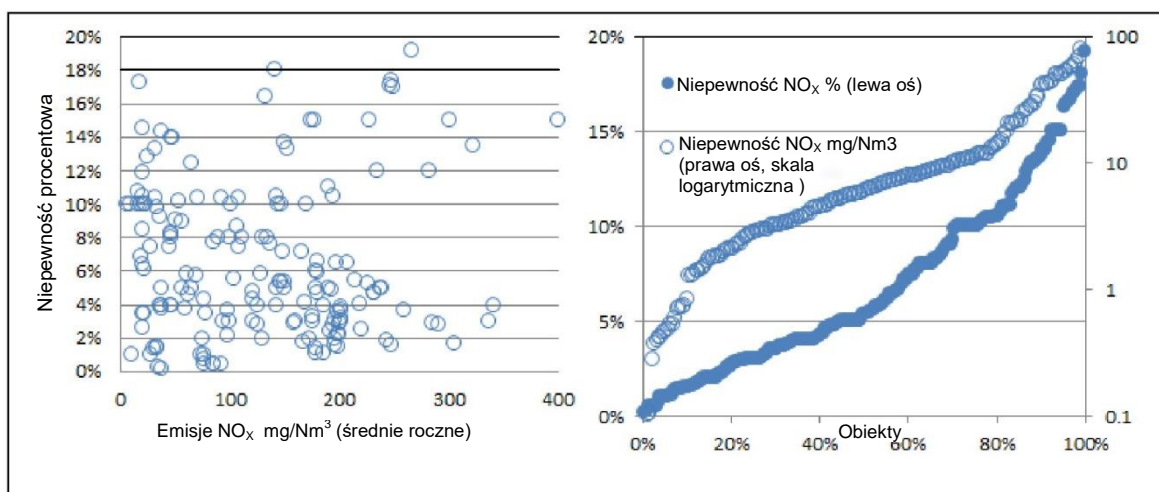
13.4 ZAŁĄCZNIK IV - Niepewności pomiaru zgłaszane przez obiekty, które uczestniczyły w gromadzeniu danych w 2012 r.

W gromadzeniu danych 2012 r. (zob. Dział 1.3.9), operatorów obiektów poproszono o dostarczenie informacji o „niepewności pojedynczego pomiaru dla 95 % przedziału ufności” dla każdego ze zgłaszanych zanieczyszczeń.

W tym aneksie podaje się niepewności zgłaszane dla pomiarów NO_x , SO_x i pyłu, wyrażone jako procent wartości mierzonej. Gdy obiekty zgłaszały niepewność jako wartość bezwzględną, wartość procentową obliczane no podstawie średnich rocznych emisji.

Co do niepewności pomiaru NO_x 191 obiektów zgłaszało niepewności wynoszące 20% lub niższe, podczas gdy 101 dodatkowych obiektów podało, że niepewność mieściła się w granicach 20% bez określania dokładnej wartości. Rys. 13.1 przedstawia rozkład niepewności pomiaru NO_x uwzględniający tylko obiekty, które zgłosiły określoną wartość niepewności w granicach 20%.

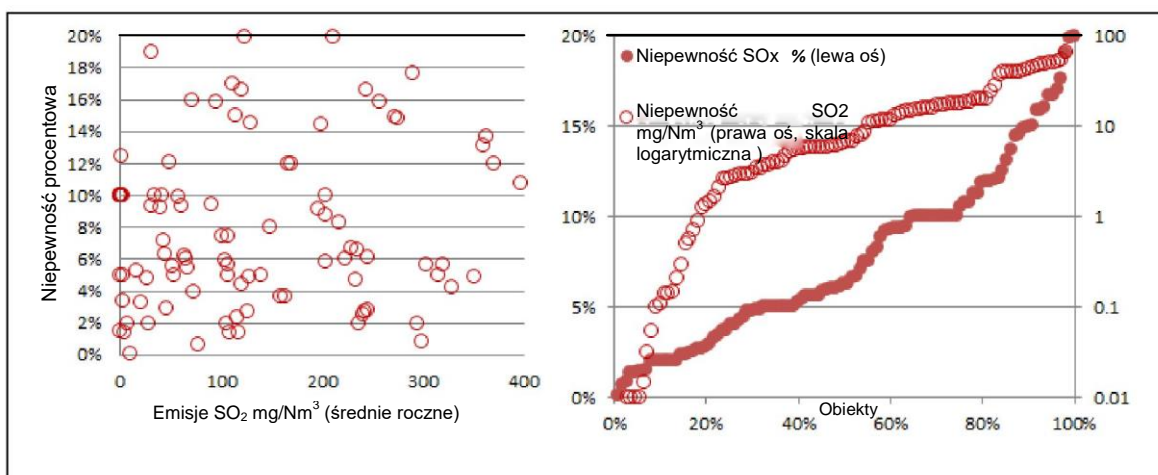
By przedstawić korelację pomiędzy procentową niepewności i poziomem emisji, po lewej stronie rysunku wykreślono procentową niepewność pomiaru w zależności od rocznego średniego stężenia emisji NO_x dla tego samego obiektu. Podczas gdy większość obserwacji znajduje się w dolnym lewym trójkącie ćwiartki, to korelacja pomiędzy niepewnością i poziomem emisji jest zbyt słaba, by wyrazić ją w statystycznie znaczącej formie matematycznej. Prawa strona na tym samym rysunku przedstawia wykreślenie, w porządku rosnącym, procentową niepewność (pełne kropki) i bezwzględną niepewność (otwarte kropki, w skali logarytmicznej), zgłoszone przez obiekty próbki. Gdy obiekt podawał niepewność pomiaru jako wartość procentową, ale nie jako stężenie, bezwzględną niepewność przybliżano przez mnożenie niepewności procentowej przez poziom średniej rocznej emisji. Proszę zauważyć, że punkty (niepewność procentowa i bezwzględna) skojarzone z tym samym punktem poziomym, niekoniecznie odpowiadają temu samemu obiektowi. Rysunek pokazuje, że około 40% spośród tych obiektów zgłosiło niepewności w granicach 5%, około 75% spośród obiektów zgłosiło niepewności w granicach 10%, a ponad 90% zgłosiło niepewności poniżej 15%. W kategoriach niepewności bezwzględnych, około 25% spośród tych obiektów zgłosiło niepewności w granicach 3 mg/Nm^3 , 50 % spośród tych obiektów zgłosiło niepewności w granicach 6 mg/Nm^3 , a 75 % spośród tych obiektów zgłosiło niepewności w granicach 12 mg/Nm^3 .



Rysunek 13.1: Niepewności pomiaru zgłoszone dla emisji NO_x

Co do niepewności pomiaru SO_2 110 obiektów zgłosiło niepewności wynoszące 20% lub niższe, podczas gdy 78 dodatkowych obiektów podało, że niepewność mieściła się w granicach 20% bez określania dokładnej wartości. Rys. 13.2 przedstawia rozkład niepewności pomiaru SO_2 uwzględniający tylko obiekty, które zgłosiły określoną wartość niepewności w granicach 20%.

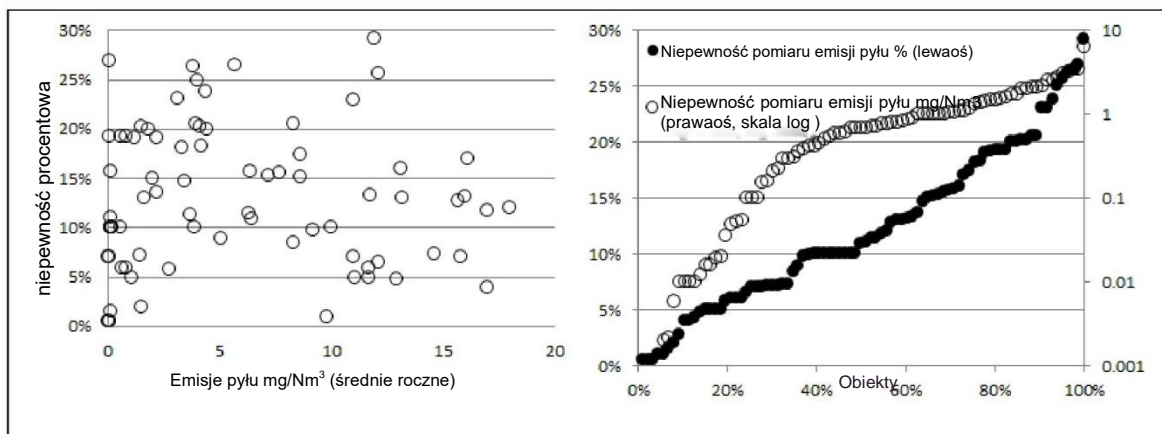
Na lewej stronie rysunku wykreślono procentową niepewność pomiaru w zależności od średniej rocznej stężenia emisji SO_2 tego samego obiektu, są pokazuje, że korelacja pomiędzy niepewnością i poziomem emisji jest bardzo słaba. Prawa strona na tym samym rysunku przedstawia wykreślenie, w porządku rosnącym, procentową niepewność (pełne kropki) i bezwzględną niepewność (otwarte kropki, w skali logarytmicznej), zgłoszone przez obiekty próbki. Gdy obiekt podawał niepewność pomiaru jako wartość procentową, ale nie jako stężenie, bezwzględną niepewność przybliżano przez mnożenie niepewności procentowej przez poziom średniej rocznej emisji. Proszę zauważyć, że punkty (niepewność procentowa i bezwzględna) skojarzone z tym samym punktem poziomym, niekoniecznie odpowiadają temu samemu obiektowi. Rysunek pokazuje, że około 40% spośród tych obiektów zgłosiło niepewności w granicach 5%, około 75% spośród obiektów zgłosiło niepewności w granicach 10%, a 90% zgłosiło niepewności poniżej 15%. W kategoriach niepewności bezwzględnych, ponad 25% spośród tych obiektów zgłosiło niepewności w granicach 3 mg/Nm^3 , 50 % spośród tych obiektów zgłosiło niepewności w granicach $6,5 \text{ mg/Nm}^3$, a 75 % spośród tych obiektów zgłosiło niepewności w granicach 18 mg/Nm^3 .



Rysunek 13.2: Niepewności pomiaru zgłoszone dla emisji SO_2

Co do niepewności pomiaru pyłu, 86 obiektów zgłosiło niepewności wynoszące 30 % lub niższe, podczas gdy 58 dodatkowych obiektów podało, że niepewność mieściła się w granicach 30 % bez określania dokładnej wartości. Rys. 13.3 przedstawia rozkład niepewności pomiaru pyłu, uwzględniający tylko obiekty, które zgłosiły określoną wartość niepewności w granicach 30 %.

Na lewej stronie rysunku wykreślono procentową niepewność pomiaru w zależności od średniej rocznej stężenia emisji pyłu tego samego obiektu, są pokazuje, że korelacja pomiędzy niepewnością i poziomem emisji jest bardzo słaba. Prawa strona na tym samym rysunku przedstawia wykreślenie, w porządku rosnącym, procentową niepewność (pełne kropki) i bezwzględną niepewność (otwarte kropki, w skali logarytmicznej), zgłoszone przez obiekty próbki. Gdy obiekt podawał niepewność pomiaru jako wartość procentową, ale nie jako stężenie, bezwzględną niepewność przybliżano przez mnożenie niepewności procentowej przez poziom średniej rocznej emisji. Proszę zauważyć, że punkty (niepewność procentowa i bezwzględna) skojarzone z tym samym punktem poziomym, niekoniecznie odpowiadają temu samemu obiektowi. Rysunek pokazuje, że około 20% spośród tych obiektów zgłosiło niepewności w granicach 5%, około 50 % spośród obiektów zgłosiło niepewności w granicach 10%, a 85 % zgłosiło niepewności w granicach 20 %. W kategoriach niepewności bezwzględnych, 25% tych obiektów zgłosiło niepewności w granicach $0,1 \text{ mg/Nm}^3$, jedna trzecia spośród obiektów mieściła się w granicach $0,3 \text{ mg/Nm}^3$, 50% spośród obiektów mieściło się w granicach $0,7 \text{ mg/Nm}^3$, dwie trzecie spośród obiektów mieściło się w granicach 1 mg/Nm^3 , a 75% spośród nich zgłosiło niepewności w granicach $1,3 \text{ mg/Nm}^3$.



Rysunek 13.3: Niepewności pomiaru zgłoszone dla emisji pyłu

SŁOWNIK TERMINÓW

Glosariusz ten ma za zadanie ułatwienie czytelnikowi zrozumienia informacji zawartych w tym dokumencie. Definicje pojęć w tym glosariuszu nie są definicjami prawnymi (nawet jeżeli niektóre z nich są zbieżne z definicjami podanymi w prawodawstwie europejskim), mają one za zadanie pomóc czytelnikowi w zrozumieniu kluczowych pojęć w kontekście ich zastosowania w określonym sektorze, ujętym w tym dokumencie.

Glosariusz jest podzielony na następujące działy:

- I. Kody krajów ISO
- II. Jednostki monetarne
- III. Przedrostki jednostek, separatory liczbowe i notacje
- IV. Jednostki i miary
- V. Pierwiastki chemiczne
- VI. Akronimy i definicje

I. Kody państw wg normy ISO

Kod ISO	Kraj
<i>Kraje członkowskie (*)</i>	
AT	Austria
BE	Belgia
BG	Bułgaria
CZ	Republika Czeska
CY	Cypr
DE	Niemcy
DK	Dania
EE	Estonia
EL	Grecja
ES	Hiszpania
FI	Finlandia
FR	Francja
HU	Węgry
IE	Irlandia
IT	Włochy
LT	Litwa
LU	Luksemburg
LV	Łotwa
MT	Malta
NL	Holandia
PL	Polska
PT	Portugalia
RO	Rumunia
SE	Szwecja
SI	Słowenia
SK	Słowacja
UK	Wielka Brytania
<i>Kraje nieczłonkowskie</i>	
CN	Chiny
JP	Japonia
NO	Norwegia
USA	Stany Zjednoczone
(*) Porządek protokołu Krajów członkowskich opiera się na kolejności alfabetycznej ich nazw geograficznych w języku oryginalnym.	

II. Jednostki monetarne

Kod(1)	Kraj/terytorium	Waluta
<i>Waluty krajów członkowskich</i>		
EUR	Obszar euro ⁽²⁾	euro (l.mn. euro)
DKK	Dania	Korona duńska (l.mn. korony)
GBP	Wielka Brytania	funt szterling (nieodm.)
SEK	Szwecja	Korona (l.mn. korony)
<i>Inne waluty</i>		
NOK	Norwegia	Norwegia
Korona norweska	Stany Zjednoczone	Dolar USA
⁽¹⁾ Kody ISO 4217. ⁽²⁾ Obejmuje Austrię, Belgię, Cypr, Estonię, Finlandię, Francję, Niemcy, Grecję, Irlandię, Włochy, Luksemburg, Malte, Holandię, Portugalię, Słowację, Słowenię i Hiszpanię.		

III. Przedrostki liczbowe, separatory i zapis liczbowy

Liczby w tym dokumencie są zapisywane z zastosowaniem znaku jako separatora dziesiętnego i spacji jako separatora tysięcy.

Symbol ~ (około; mniej więcej) jest notacją stosowaną do wskazania przybliżenia.

Symbol Δ (delta) jest notacją stosowaną do wskazania różnicy.

Następująca tabela zawiera często stosowane przedrostki:

Symbol	Przedro	10 ⁿ	Słowo	Liczba dziesiętna
Y	jota	10 ²⁴	Septylion	1 000 000 000 000 000 000 000 000
Z	zeta	10 ²¹	Sekstylion	1 000 000 000 000 000 000 000
E	eksa	10 ¹⁸	Kwintylion	1 000 000 000 000 000 000
P	peta	10 ¹⁵	Kwadrylion	1 000 000 000 000 000
T	tera	10 ¹²	Trylion	1 000 000 000 000
G	gig ^a	10 ⁹	Miliard	1 000 000 000
M	mega	10 ⁶	Milion	1 000 000
k	kilo	10 ³	tysiąc	1000
h	hekto	10 ²	sto	100
da	deka	10 ¹	dziesięć	10
-----	-----	1	jeden	1
d	decy	10 ⁻¹	dziesiąta	0,1
c	centy	10 ⁻²	setna	0,01
m	mili	10 ⁻³	tysięczna	0,001
μ	mikro	10 ⁻⁶	milionowa	0,000 001
n	nano	10 ⁻⁹	miliardowa	0,000 000 001
p	piko	10 ⁻¹²	trylionowa	0,000 000 000 001
f	femto	10 ⁻¹⁵	kwadrylionowa	0,000 000 000 000 001
a	atto	10 ⁻¹⁸	kwintylionowa	0,000 000 000 000 000 001
z	zepto	10 ⁻²¹	sekstylionowa	0,000 000 000 000 000 000 001
y	yocto	10 ⁻²⁴	Septylionowa	0,000 000 000 000 000 000 000 001

IV. Jednostki i miary

Symbol jednostki	Nazwa jednostki	Nazwa miary (Symbol miary)	Przeliczenie i komentarz
A	amper	Prąd elektryczny (I)	
AC kWh	kilowatogodziny	Energia elektryczna prądu przemiennego	
atm	atmosfera normalna	Ciśnienie (P)	1 atm = 101 325 N/m ²
bar	bar	Ciśnienie (P)	1,013 bar = 100 kPa = 1 atm
barg	bar ciśnienia manometrycznego	Ciśnienie względne wobec ciśnienia atmosferycznego	
°C	stopień Celsjusza	Temperatura (T) różnica temperatur (DT)	
DC kWh	kilowatogodziny	Energia elektryczna prądu stałego	
g	gram	Ciężar	
h	godzina	Czas	
ha	hektar	Powierzchnia	1 ha = 10 ⁴ m ²
Hz	herc	Częstotliwość (f)	
J	dżul	Energia	
K	kelwin	Temperatura (T) różnica temperatur (DT)	0 °C = 273,15 K
kcal	kilokaloria	Energia	1 kcal = 4,1868 kJ
kg	kilogram	Ciężar	
kJ	kilodżul	Energia	
kPa	kilopaskal	Ciśnienie	
kWh	kilowatogodziny	Energia	1 kWh = 3 600 kJ
l	litr	Objętość	
m	metr	Długość	
m ²	metr kwadratowy	Powierzchnia	
m ³	metr sześcienny	Objętość	
mg	miligram	Ciężar	1 mg = 10 ⁻³ g
mm	milimetr		1 mm = 10 ⁻³ m
min	minuta		
MW _e	megawat elektryczny (energia)	Energia elektryczna	
MW _t	megawat cieplny (energia)	Energia cieplna, ciepło	
nm	nanometr		1 nm = 10 ⁻⁹ m
Nm ³	normalny metr sześcienny	Objętość	przy 101,325 kPa, 273,15 K
ouE	Europejska jednostka zapachu	Zapach	
Pa	paskal		1 Pa = 1 N/m ²
ppb	części na miliard	Skład mieszanin	1 ppb = 10 ⁻⁹
ppm	części na milion	Skład mieszanin	1 ppm = 10 ⁻⁶
ppmw	części na milion wagowo	Skład mieszanin	
ppmv	części na milion objętościowo	Skład mieszanin	
obr./min obroty na minutę	liczba obrotów na minutę	Prędkość obrotowa, częstotliwość	
s	sekunda	Czas	
sq ft	stopa kwadratowa	Powierzchnia	1 sq ft = 0,092 m ²
St	stokes	Lepkość kinematyczna	1 St = 10 ⁻⁴ m ² /s; stara, jednostka
t	tona metryczna	Ciężar	1 t = 1000 kg lub 10 ⁶ g
t/d	ton na dobę	Przepływ masowy Zużycie materiału	

Słownik terminów

t/rok	ton na rok	Przepływ masowy Zużycie materiału	
V	wolt	Napięcie (V) potencjał elektryczny	
% obj. % v/v	procent objętościowo	Skład mieszanin	
% wag. % w/w	procent wagowo	Skład mieszanin	
W	wat	Moc	1 W = 1 J/s
rok	rok	Czas	
μm	mikrometr	Długość	1 μm = 10 ⁻⁶ m

V. Pierwiastki chemiczne

Symbol	Nazwa	Symbol	Nazwa
Ac	Aktyn	Mn	Mangan
Ag	Srebro	Mo	Molibden
Al	Aluminium	N	Azot
Am	Ameryk	Na	Sód
Ar	Argon	Nb	Niob
As	Arsen	Nd	Neodym
At	Astat	Ne	Neon
Au	Złoto	Ni	Nikiel
B	Bor	No	Nobel
Ba	Bar	Np	Neptun
Be	Beryl	O	Tlen
Bi	Bizmut	Os	Osm
Bk	Berkeley	P	Fosfor
Br	Brom	Pa	Protaktyn
C	Węgiel	Pb	Ołów
Ca	Wapń	Pd	Pallad
Cd	Kadm	Pm	Promet
Ce	Cer	Po	Polon
Cf	Kaliforn	Pr	Prazeodym
Cl	Chlor	Pt	Platyna
Cm	Kiur	Pu	Pluton
Co	Kobalt	Ra	Rad
Cr	Chrom	Rb	Rubid
Cs	Cez	Re	Ren
Cu	Miedź	Rf	Rutherford
Dy	Dysproz	Rh	Rod
Er	Erb	Rn	Radon
Es	Einstein	Ru	Ruten
Eu	Europ	S	Siarka
F	Fluor	Sb	Antymon
Fe	Żelazo	Sc	Skand
Fm	Ferm	Se	Selen
Fr	Frans	Si	Krzem
Ga	Gal	Sm	Samar
Gd	Gadolin	Sn	Cyna
Ge	German	Sr	Stront
H	Wodór	Ta	Tantal
He	He	Tb	Terb
Hf	Hafn	Tc	Technet
Hg	Rtęć	Te	Tellur
Ho	Holm	Th	Tor
I	Jod	Ti	Tytan
In	Ind	Tl	Tal
Ir	Iryd	Tm	Tul
K	Potas	U	Uran
Kr	Krypton	V	Wanad
La	Lantan	W	Wolfram
Li	Lit	Xe	Ksenon
Lr	Lorens	Y	Itr
Lu	Lutet	Yb	Iterb
Md	Mendelejew	Zn	Cynk
Mg	Magnez	Zr	Cyrkon

VI. Akronimy i definicje

Stosowane pojęcie	Definicja
Kocioł	Dowolna instalacja spalania, z wyjątkiem silników, turbin gazowych, pieców lub ogrzewaczy procesowych
Blok gazowo - parowy z turbiną gazową (CCGT)	Blok gazowo - parowy z turbiną gazową jest obiektem energetycznego spalania, gdzie stosowane są dwa cykle termodynamiczne (tj. cykl Braytona i Rankinea). W bloku gazowo - parowym z turbiną gazową, ciepło z gazów odlotowych turbiny gazowej (pracującej zgodnie z cyklem Braytona do wytwarzania elektryczności) jest przekształcane na użyteczną energię w wytwornicy pary z odzyskiem ciepła (HRSG), gdzie jest ono wykorzystywane do wytwarzania pary, która następnie rozpręża się w turbinie parowej (działającej zgodnie z cyklem Rankinea, by wytwarzać dodatkową elektryczność). Dla potrzeb tych wniosków BAT, blok gazowo - parowy z turbiną gazową obejmuje konfiguracje zarówno z uzupełniającym opalaniem HRSG lub bez niego.
Obiekt energetycznego spalania	Każde urządzenie techniczne, w którym paliwa są utleniane w celu wykorzystania generowanego w ten sposób ciepła. Dla celów tych wniosków BAT, połączenie utworzone z: <ul style="list-style-type: none"> • dwóch lub więcej oddzielnych obiektów energetycznego spalania, gdzie gazy odlotowe są wyładowywane przez wspólny komin, lub • oddzielne obiekty energetycznego spalania, którym udzielono zezwolenia po raz pierwszy dnia 1 lipca 1987 r. lub później lub dla których operatorzy przedłożyli kompletny wniosek o zezwolenie w tym dniu lub później, które są zainstalowane w taki sposób, że uwzględniając czynniki techniczne i ekonomiczne, ich gazy odlotowe mogłyby, w ocenie kompetentnych władz, być odprowadzane przez wspólny komin, są uznawane za pojedynczy obiekt energetycznego spalania. <p>jest traktowane jako pojedynczy obiekt energetycznego spalania.</p> <p>Dla obliczania całkowitego znamionowego ciepła doprowadzanego takiego połączenia, należy dodać do siebie wydajności wszystkich poszczególnych rozważanych obiektów energetycznego spalania, które mają znamionowe ciepło doprowadzane co najmniej 15 MW</p>
Blok energetycznego spalania	Pojedynczy obiekt energetycznego spalania
Pomiar ciągły	Pomiar wykorzystujący zautomatyzowany układ pomiarowy, zamontowany na stałe na obiekcie
Bezpośrednie wyładowanie	Wyładowanie (do przyjmującego zbiornika wodnego) w punkcie, gdzie emisja opuszcza instalację bez dalszej obróbki po stronie odpływowej
Istniejący obiekt	Obiekt energetycznego spalania, który nie jest nowym obiektem
Istniejący blok	Blok energetycznego spalania, który nie jest nowym blokiem
Istniejący system odsiarczania gazów odlotowych (FGD)	System odsiarczania gazów odlotowych (FGD), który nie jest nowym systemem FGD
System odsiarczania gazów odlotowych (FGD)	System złożony z jednej lub połączenia technik ograniczania, których zadaniem jest ograniczenie poziomu SO _x emitowanych przez obiekt energetycznego spalania
Olej napędowy	Dowolne, pochodzące z ropy naftowej paliwo ciekłe, objęte kodami CN 2710 19 25, 2710 19 29, 2710 19 47, 2710 19 48, 2710 20 17 lub 2710 20 19. Alternatywnie dowolne, uzyskiwane z ropy naftowej paliwo ciekłe, z którego mniej niż 65% obj. (łącznie ze stratami) destyluje w temperaturze 250 °C i z którego co najmniej 85 % obj. (łącznie ze stratami) destyluje w temperaturze 350 °C wg metody ASTM D86.
Stosunek ciepła do mocy	Stosunek generowanego ciepła do mocy elektrycznej w układzie kogeneracyjnym
Ciężki olej opałowy (HFO)	Dowolne, pochodzące z ropy naftowej paliwo ciekłe, objęte kodami CN 2710 19 51 do 2710 19 68, 2710 20 31, 2710 20 35, 2710 20 39. Alternatywnie dowolne paliwo ciekłe uzyskiwane z ropy naftowej, inne niż olej napędowy, które z powodu jego granic destylacji mieści się w kategorii olejów ciężkich przeznaczonych stosowania jako paliwo i z którego mniej niż 65% obj. (łącznie ze stratami) destyluje w temperaturze 250 °C wg metody ASTM D86. Jeżeli destylacji nie można określić metodą ASTM D86, produkt naftowy jest podobnie kwalifikowany jako ciężki olej opałowy.
Sprawność elektryczna netto (blok energetycznego spalania i blok gazowo-parowy ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa (IGCC))	Stosunek pomiędzy wyjściową energią elektryczną netto (elektrycznością wytwarzaną po stronie wysokonapięciowej głównego transformatora minus importowana energia - np. dla zużycie przez systemy pomocnicze) i doprowadzaną energią paliwa/podawanego surowca (jako

	wartość opałowa paliwa/podawanego surowca) na granicy bloku energetycznego spalania przez dany okres czasu
Mechaniczna sprawność energetyczna netto	Stosunek pomiędzy mocą mechaniczną na połączeniu obciążenia i mocą cieplną dostarczaną przez paliwo
Całkowite zużycie paliwa netto (blok energetycznego spalania i blok gazowo-parowy ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa (IGCC))	Stosunek pomiędzy energią produkowaną netto (wytwarzaną elektrycznością, gorącą wodą, parą, energią mechaniczną minus importowana energia elektryczna i/lub energia cieplna (np. dla zużycia przez systemy pomocnicze)) i doprowadzaną energią paliwa (jako wartość opałowa paliwa) na granicy bloku energetycznego spalania przez dany okres czasu
Całkowite zużycie paliwa netto - (blok zgazowania)	Stosunek pomiędzy energią produkowaną netto (wytwarzaną elektrycznością, gorącą wodą, parą, energią mechaniczną i gazem syntezowym (jako wartość opałowa gazu syntezowego) minus importowana energia elektryczna i/lub energia cieplna (np. dla zużycia przez systemy pomocnicze)) i doprowadzaną energią paliwa/podawanego surowca (jako wartość opałowa paliwa/podawanego surowca) na granicy bloku zgazowania przez dany okres czasu
Nowy obiekt	Obiekt energetycznego spalania, uzyskujący po raz pierwszy zezwolenie na instalacji po opublikowaniu tych wniosków BAT lub całkowite zastąpienie obiektu energetycznego spalania na istniejących fundamentach, następujące po opublikowaniu tych wniosków BAT.
Nowy blok	Blok energetycznego spalania, uzyskujący po raz pierwszy zezwolenie na obiekcie energetycznego spalania po opublikowaniu tych wniosków BAT lub całkowite zastąpienie bloku energetycznego spalania na istniejących fundamentach obiektu energetycznego spalania, następujące po opublikowaniu tych wniosków BAT.
Nowy system odsiarczania gazów odlotowych (FGD)	System odsiarczania gazów odlotowych (FGD) w nowym obiekcie lub system FGD, który zawiera co najmniej jedną technikę ograniczania wprowadzoną lub całkowicie zastąpioną w istniejącym obiekcie, po opublikowaniu tych wniosków BAT.
Godziny eksploatacji	Czas, wyrażony w godzinach, w trakcie którego obiekt energetycznego spalania, w całości lub w części, jest eksploatowany i odprowadza emisje do powietrza, z wyjątkiem okresów rozruchu i wyłączenia.
Pomiar okresowy	Określanie wartości mierzonej (konkretnej wielkości podlegającej pomiarowi) w określonych okresach czasu, z wykorzystaniem metod ręcznych lub zautomatyzowanych
Obiekt końcowego spalania	System zaprojektowany do oczyszczania gazów odlotowych poprzez spalanie, który nie jest eksploatowany jako niezależny obiekt energetycznego spalania, taki jak urządzenie utleniacza ciepłego (tj. urządzenie spopielenia gazu końcowego), stosowane do usuwania zawartości zanieczyszczeń (np. lotnych związków organicznych) z gazów odlotowych z odzyskiwaniem generowanego w ten sposób ciepła lub bez odzyskiwania ciepła. Techniki spalania etapowego, gdzie każdy stopień spalania jest ograniczony w obrębie oddzielnej komory, który może mieć odrębną charakterystykę procesu spalania (np. stosunek paliwa do powietrza, profil temperatury), są uznawane za zintegrowane w procesie spalania i nie są traktowane jako obiekty końcowego spalania. Podobnie gdy gazy generowane w ogrzewaczu/piecu procesowym lub w innym procesie spalania są następnie utleniane w odrębnym obiekcie energetycznego spalania celem odzyskania ich wartości energetycznej (z zastosowaniem pomocniczego paliwa lub bez niego) do wytwarzania elektryczności, pary, gorącej wody/oleju lub energii mechanicznej, ten ostatni obiekt nie jest uznawany za obiekt końcowego spalania.
PEMS (System predykcyjnego monitorowania emisji)	System stosowany do określania stężeń emisji zanieczyszczenia ze źródła emisji w sposób ciągły, w oparciu na jego zależności od szeregu charakterystyk monitorowanych w sposób ciągły parametrów procesowych (np. zużycie gazu opałowego, stosunek powietrze/paliw) i dane dotyczące jakości paliwa lub zasilania (np. zawartość siarki)
Paliwa procesowe z przemysłu chemicznego	Gazowe i/lub ciekłe produkty uboczne, generowane przez przemysł (petro)chemiczny i wykorzystywane jako niekomercyjne paliwa w obiektach energetycznego spalania
Piece lub ogrzewacze procesowe	Piecami lub ogrzewaczami procesowymi są: <ul style="list-style-type: none"> • obiekty energetycznego spalania, których gazy odlotowe są wykorzystywane do obróbki cieplnej obiektów lub materiału podawanego poprzez mechanizm grzewczy o kontakcie bezpośrednim (np. piec do wypalania cementu i wapna, piec szklarski, piec asfaltowy proces suszenia, reaktor wykorzystywany w przemyśle (petro)chemicznym lub • obiekty energetycznego spalania, których ciepło promieniowane i/lub przewodzone jest przekazywane do obiektów lub materiału podawanego poprzez litą ścianę bez stosowania pośredniego płynu wymiany ciepła (np. piec baterii koksowniczej, regeneracyjny wymiennik ciepła (<i>ang. cowper</i>), piec lub reaktor ogrzewający strumień procesowy wykorzystywany w przemyśle (petro-)chemicznym, taki jak piec krakowania parowego, ogrzewacz procesowy stosowany do regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego (LNG) w terminalach LNG). W konsekwencji zastosowania dobrych metod odzyskiwania energii, ogrzewacze/piece

Słownik terminów

	procesowe mogą posiadać skojarzony system generowania pary/elektryczności. Jest to uważane za integralną cechę konstrukcyjną ogrzewacza/pieca procesowego, która nie może być traktowana w odizolowaniu.
Paliwa rafineryjne	Stały, ciekły lub gazowy materiał palny z etapów destylacji i przeróbki rafinowania surowej ropy naftowej. Przykładami są rafineryjny gaz opałowy (RFG), gaz syntezowy, oleje rafineryjne i koks naftowy.
Pozostałości	Substancje lub przedmioty generowane przez działania objęte zakresem tego dokumentu, jako odpady lub produkty uboczne.
Okres rozruchu lub wyłączania	Okres czasu działania obiektu, określony na mocy postanowień Decyzji wdrożeniowej Komisji 2012/249/EU z 7 maja 2012 r., dotyczącej określania okresów rozruchu i wyłączania dla celów Dyrektywy 2010/75/UE Parlamentu Europejskiego i Rady o <u>emisjach przemysłowych</u>
Ważna (średnia godzinowa)	Średnia godzinowa jest uznawana za ważną, gdy nie zachodzi konserwacja lub usterka działania zautomatyzowanego systemu pomiarowego
As	Suma arsenu i jego związków, wyrażona jako As
CH ₄	Metan
C ₃	Węglowodory, mające liczbę atomów węgla równą trzy
C ₄ ⁺	Węglowodory, mające liczbę atomów węgla równą cztery lub większą
CO	Tlenek węgla
COD	Chemiczne zapotrzebowanie tlenu Ilość tlenu potrzebna dla pełnego utlenienia substancji organicznej do dwutlenku węgla
COS	Siarczek karbonylu
Cd	Suma kadmu i jego związków, wyrażona jako Cd
Cd+Tl	Suma kadmu, talu i ich związków, wyrażona jako Cd+Tl
Cr	Suma chromu i jego związków, wyrażona jako Cr
Cu	Suma miedzi i jej związków, wyrażona jako Cu
daf	Suchy, niezawierający popiołu
Pył	Całkowity pył zawieszony (w powietrzu)
Fluor	Rozpuszczony fluor, wyrażony jako F ⁻
HCN	Cyjanowodór
HCl	Wszystkie nieorganiczne związki chloru, wyrażone jako HCl
HF	Wszystkie nieorganiczne związki fluoru wyrażone jako HF
Hg	Suma rtęci i jej związków, wyrażona jako Hg
H ₂ S	Siarkowodór
NH ₃	Amoniak
N ₂ O	Tlenek dwuazotu (podtlenek azotu)
NO _x	Suma tlenku azotu (NO) i dwutlenku azotu (NO ₂), wyrażona jako NO ₂
Ni	Suma niklu i jego związków, wyrażona jako Ni
Pb	Suma ołowiu i jego związków, wyrażona jako Pb
PCDD/F	Polichlorowane dibenzo-p-dioksyny i –furany
RCG	Stężenie bez obróbki w gazach odlotowych Stężenie SO ₂ w surowych gazach odlotowych jako średnia roczna (w warunkach normalnych podanych w Zagadnieniach ogólnych) na wlocie systemu ograniczania zawartości SO _x , wyrażona przy referencyjnej zawartości tlenu wynoszącej 6% obj. O ₂
Siarczek, łatwo uwalniany	Suma rozpuszczonego siarczku i tych nierozpuszczonych siarczków, które są łatwo uwalniane przy zakwaszaniu, wyrażona jako S ²⁻
SO _x	Suma dwutlenku siarki (SO ₂) i trójtlenku siarki (SO ₃), wyrażona jako SO ₂
SO ₂	Dwutlenek siarki
SO ₃	Trójtlenek siarki
Siarczyn	Rozpuszczony siarczyn, wyrażony jako SO ₃ ²⁻
Siarczan	Rozpuszczony siarczan, wyrażony jako SO ₄ ²⁻
Sb+As+Pb+Cr+Co+Cu+Mn+Ni+V	Suma antymonu, arsenu, ołowiu, chromu, kobaltu, miedzi, manganu, niklu, wanadu i ich związków, wyrażona jako Sb+As+Pb+Cr+Co+Cu+Mn+Ni+V
TOC	Całkowity węgiel organiczny, wyrażony jako C (w wodzie)
TSS	Całkowite cząstki zawieszone Stężenie masowe wszystkich zawieszonych cząstek stałych (w wodzie), mierzone poprzez filtrację przez filtry z włókna szklanego i grawimetrię.
Całkowita zawartość lotnych substancji organicznych	Całkowity lotny węgiel organiczny, wyrażony jako C (w powietrzu)
Zn	Suma cynku i jego związków, wyrażona jako Zn

AKRONIMY

ACI: Wstrzykiwanie aktywowanego węgla
AGR: Usuwanie kwaśnego gazu
ASU: Jednostka zasilania powietrzem
BAT-AEL: Poziomy emisji skojarzone z najlepszymi dostępnymi technikami (BAT-AEL), według definicji podanej w
IED BBS: Obciążone opalanie palnika BF: Filtr workowy
BFB: Pęcherzykowe złożo fluidalne
BF(G): Wielkopieczowy (gaz)
BFBC: Spalanie na pęcherzykowym złożu fluidalnym
BOF(G): Konwertorowy (gaz)
BOOS: Palnik niesprawny
CCGT: Blok gazowo - parowy z turbiną gazową
CCRs: Pozostałości ze spalania węgla
CCPs: Produkty spalania węgla
CCS: Wychwytywanie i magazynowanie węgla
CHP: Elektrociepłownia
COD: Chemiczne zapotrzebowanie tlenu
COG: Gaz koksowniczy
CFB: Cyrkulacyjne złożo fluidalne
CFBC: Kocioł z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym
FBC DBB: Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie pyłowym.
DENO_x: proces/technika ograniczania tlenków azotu w gazach odlotowych
DESO_x: proces/technika ograniczania tlenków siarki w gazach odlotowych
DF: Dwupaliwowy (typ silnika)
DLE: Suche, o niskiej emisji NO_x.
DLN: Suche palniki o niskiej emisji NO_x.
DOE: zobacz US DOE
DSI: Wstrzykiwanie sorbentu do przewodu
EOR: Intensyfikacja wydobywania ropy (techniki zwiększania ilości surowej ropy naftowej, którą można wydobyć ze złoża)
E-PRTR: Europejski rejestr uwalniania i przenoszenia zanieczyszczeń
ESP: Odpylacz elektrostatyczny, elektrofiltr
ETS: (Europejski) System handlu emisjami
FBC: Spalanie na złożu fluidalnym
FGD: Odsiarczanie gazu odlotowego
FGR: Recyrkulacja gazu odlotowego
GD: Wysokoprężny (typ silnika)
GF: Spalanie rusztowe; GT: Turbina gazowa HHV: Górna wartość opałowa
HFO: Ciężki olej opałowy; HP: Wysokociśnieniowa (para)
HRSG: Wytwornica pary z odzyskiem ciepła
IED: Dyrektywa emisji przemysłowych (2010/75/UE)
IGCC: Zintegrowany kombinowany cykl zgazowania
IP: Średniociśnieniowa (para)
IPPC: Zintegrowane zapobieganie emisjom i kontrola zanieczyszczeń
I&S: Żelazo i stal
ISO: Międzynarodowa Organizacja Normalizacji
I-TEQ: Międzynarodowa równoważność toksyczności (stosowana do PCDD/
F) LCP: Duży obiekt energetycznego spalania
LHV: Wartość opałowa
LNB: Palniki o niskiej emisji NO_x
LNG: Skroplony gaz ziemny
LP: Niskociśnieniowa (para)
MS: (Europejski) Kraj członkowski

MSW: Komunalne odpady stałe
MDEA: Metylodietanoloamina
ND: Nieokreślony
NG: Gaz ziemny
NMVOC: Niemetanowe lotne związki organiczne
NOC: Normalne warunki eksploatacji
NO_x: Tlenki azotu (NO + NO₂, normalnie wyrażone jako NO₂)
OFA: Powietrze wtórne
OCGT: Turbina gazowa w cyklu otwartym
OTNOC: Warunki robocze inne niż normalne
PAH: Policykliczne węglowodory aromatyczne
PC: Spalanie paliwa sproszkowanego
PCDD/F: Polichlorowane dibenzodioxyny/furany
PEMS: System predykcyjnego monitorowania emisji
PFBC: Spalanie w ciśnieniowym złożu fluidalnym
PM: Cząstki stałe
PM₁₀: Cząstki stałe o wielkości mniejszej niż 10 μm
PM_{2.5}: Cząstki stałe o wielkości mniejszej niż 2,5 μm
PRB: Basen Powder River (*węgiel z USA*)
QA/QC: Zapewnienie jakości/Kontrola jakości
RDF: Paliwo uzyskiwane z odpadów
SACR: Selektywna autokatalityczna redukcja NO_x
SC: Nadkrytyczna (para)
SCR: Selektywna redukcja katalityczna
SDA: Suchy absorber natryskowy
SG: Zapłon iskrowy (typ silnika)
SNCR: Selektywna redukcja niekatalityczna
SNG: Syntetyczny gaz ziemny
SO_x: Tlenki siarki (SO₂ i SO₃)
SRF: Stałe paliwo uzyskiwane z odpadów
ST: Turbina parowa
TOC: Całkowity węgiel organiczny
TSS: Całkowite cząstki zawieszone (woda)
TWG: Techniczna Grupa Robocza UHC: Niespalone węglowodory
USC: Ultra-nadkrytyczna para
US DOE: Departament Energii USA
US EPA: Agencja Ochrony Środowiska USA
VOC: Lotne związki organiczne
WBB: Kocioł z odprowadzaniem żużla w stanie ciekłym.
WFGD: Mokre odsiarczanie gazu odlotowego
WWT(P): Oczyszczalnia ścieków (instalacja)

LITERATURA

- [1] Eurelectric, *Draft text proposal for Chapter 2*, 2012.
- [2] EEB, *Mercury emissions from coal-fired combustion plants*, 2012.
- [3] LCP TWG, *Data collection*, 2012.
- [4] De Biasi, 'Combined cycle heat rates at simple cycle \$/kW plant costs', , Vol. March – April 2013, 2013.
- [5] Eurelectric, *Draft text proposal & study 'Reference Power Plant North–Rhine–Westfalia VGBPowerTech 2004'*, 2012.
- [6] Marcogaz, *Draft text proposal*, 2012.
- [7] NOVO_x – Finland, *CHP and district heating networks in cold climate*, 2012.
- [8] NOVO_x – Finland, *Industrial CHP production*, 2012.
- [9] UK–TWG, *CHP–Ready and BAT for UK CCGT power stations*, 2012.
- [10] METSO, *DNA LCP Emission Monitoring*, 2012.
- [11] Airikka et al., 'Optimized combustion through collaboration of boiler and automation supplier', 2010, Amsterdam, The Netherlands.
- [12] UK–TWG, *Mid merit operation for existing plants*, 2012.
- [13] METSO, *Start–up analysis*, 2012.
- [14] MOBLEY et al., 'Organic acids can enhance wet limestone flue–gas scrubbing', Vol. May 1986, s.32 – 35.
- [15] WANG and BURBANK, *Adipic Acid enhanced lime and limestone testing at the EPA alkali scrubbing test facility*, 1982.
- [16] GEA Niro, *Draft text proposal*, 2012.
- [18] CaO Hellas – GREECE, *Greenlime injection method for mitigation of sulfur compounds at power plants using lignite or other solid fossil fuels*, 2011.
- [19] EEB, *NO_x reduction in small or reduced load plants: Mobotec's NO_x/SO₂ reduction technology*, 2012.
- [20] COOMBS et al., 'SCR levels of NO_x Reduction with ROFA and Rotamix (SNCR) at Dynegy's Vermilion Power Station', 2004, Clearwater Beach, FL, USA.
- [21] Poland, *ROFA (R) Combustion system*, 2012.
- [22] US–EPA, *Technology characterization: reciprocating engines*, 2008.
- [23] Finland, UNECE Gothenburg Protocol: *Draft Guidance document on control techniques for emissions from stationary sources*, 2012.
- [24] Evonik and Southern Company, *SCR Catalyst regeneration – 10 years of R&D and commercial application*, 2008.
- [25] Haldor Topsoe, *Description of SCR DENO_x process*, 2012.
- [26] Jacobsen, 'NO_x reduction system for diesel engines today & tomorrow', *Worldwide Independent Power*, Vol. May 2011, s. 19 – 24.
- [27] ICAC, *White Paper – SCR control of NO_x emissions from fossil–fuel–fired electric power plants*, 2009.
- [28] S.Wang et al., 'Mercury emissions and speciation of coal–fired power plants in China', Vol. 9, 2009, s. 24051–24083.

- [29] Pritchard et al., 'Advanced SCR catalysts tune oxidized mercury removal', *Power*, Vol. Vol. 154, NO.8, 2010.
- [30] VDI, *Draft VDI3927Part 1:2013 Waste gas cleaning*, 2013.
- [31] CHIRONNA, 'Wet scrubbing of acidic gases', , Vol. June 2011, 2011.
- [32] Airikka, *Combustion Optimizer (Case Billerud AB Karlsborg Sweden)*, 2012.
- [36] EGTEI, *Emerging techniques and technologies for large combustion plants up to 500 MWt capacity*, 2012.
- [37] EGTEI, *Fact sheets on emerging techniques for plants > 500 MWt*, 2012.
- [38] US–GAO, *Mercury Control Technologies at Coal–Fired Power Plants Have Achieved Substantial Emissions Reductions*, 2009.
- [39] Dombrowski et al., 'Balance of Plant Effects of Bromide Addition for Mercury Control', 2012, Baltimore, USA.
- [40] EEB, *A comparison between Texas and EULignite*, 2012.
- [43] EPPSA, *Draft text proposal*, 2012.
- [44] Lecomte and Jankov, *Site visits in Finland*, European Commission, JRC IPTS EIPPCB, 2012.
- [45] JRC, *JRC Reference Reports 2009 – LNG for Europe – Some important issues for consideration*, 2009.
- [46] dos SANTOS et al., 'Comparison of Different Gas Turbine Inlet Air Cooling Methods', Vol. 61, 2012, s. 40 – 45.
- [47] Donaldson Company, *Cooling inlet air improves turbine output*, 2005.
- [48] Sayyaadi et al., 'Efficiency enhancement of a gas turbine cycle using an optimized tubular recuperative heat exchanger', Vol. 38, 2012, s. 362 – 375.
- [49] DeCicco et al., 'Multi–Pollutant Emission Reduction Technology for Stationary Gas Turbines and IC Engines', Personal Communication, 2004.
- [50] EUTurbines, *Draft text proposal*, 2012.
- [51] Jensen–Holm et al., 'SCR DeNO_x catalyst considerations when using biomass in power generation', Personal Communication, 2010.
- [52] CEFIC, *Study about NO_x reduction in large combustion plants in petrochemical plants*, 2012.
- [53] UNEP, *Process Optimization Guidance for Reducing Mercury Emissions from Coal Combustion in Power Plants*, 2010.
- [54] UK–TWG, *UK Wish list*, 2012.
- [55] EEB, *Efficiency levels currently being achieved by new CCGTs*, 2012.
- [56] Srivastava et al., 'Control of Mercury Emissions from Coal–fired Electric Utility Boilers', 2006.
- [57] LCP TWG – Domestic fuels initiative, *Coal in Europe in 2012 – Lignite production, coal production and imports*, 2014.
- [58] Nejlja Ballisoy and Dr Hans–Wilhelm Schiffer, *Lignite in Europe*, 2001.
- [59] DEBRIV, *Lignite in Germany 2011 – Facts and figures*, 2011.
- [60] Lecomte, *Site visits report to the Netherlands and Germany*, 2014.
- [61] Commission, *BREF for Large Combustion Plants*, 2006.
- [62] UK–TWG, *UK TWG 19 Downshot Boilers*, 2012.

- [63] BDEW, *Emission performance of selected waste co-incinerating CFBC plants (main fuel hard coal or lignite)*, 2013.
- [64] ECOBA, *Production and Utilisation of CCPs in 2010 in Europe (EU15)*, 2010.
- [65] Caldas-Vieira and Feuerbom, *Impact of Political Decisions on Production and Use of Coal Combustion Products in Europe*, 2013.
- [66] TWG Task Force on Energy Efficiency, *Report of the Task-Force Energy Efficiency, Large Combustion Plants BREF, TWG Activities coordinated by EPPSA and EURELECTRIC*, 2014.
- [67] Nalbandian, *Trace element emissions from coal*, 2012.
- [68] EEB, *Emission data from Plant 520*, 2013.
- [69] EEB, *Mercury yearly average BATael proposals in D1 of the LCP BREF EEB proposed amendments*, 2013.
- [70] EEB, *Data gaps in the TWG survey questionnaires. Mercury data obtained using public access to information*, 2013.
- [71] Luminant, *Annual continuous emissions monitoring systems (CEMS) certification testing report for the Oak Grove Steam Electric Station Unit 1 mercury monitor*, 2013.
- [72] EEB, *continuous mercury control at PPL Montana Corette with concrete-friendly C-PAC (TM)*, 2013.
- [73] KEMA – VGB Powertech, *Final Report: Bromide Addition to reduce mercury emissions*, 2012.
- [74] ECOBA, *Ecoba Comments on EEB Paper*, 2012.
- [75] VGB Powertech, *VGB Comments on EEB Paper*, 2012.
- [76] EEB, *Description of fuel pre-treatment technique. Draft text proposal*, 2012.
- [77] EEB, *Characteristics of coal burned at Holcomb Station*, 2012.
- [78] Bustard et al., 'Full-Scale Evaluation of Mercury Control Technologies with PRB Coals', ICAC's Clean Air Technologies & Strategies Conference & Workshop 2005, ADA-ES, 2005, Baltimore, MD – March 7 – 10, 2005.
- [79] Hutson et al., 'Assessment of PCDD/F and PBDD/F emissions from coal-fired power plants during injection of brominated activated carbon for mercury control', *Atmospheric Environment*, Vol. 43, No 26, 2009, s. 3973–3980.
- [80] EEB, *Examples plants for the commercial operation of brominated activated carbon injection*, 2013.
- [81] Vosteen, 'A Survey on Bromine Based Mercury Abatement from Flue Gases at Coal Combustion and Waste Incineration Plants', 2010.
- [82] Berry et al., 'Bromine Injection Technology for removing vapor phase mercury', , 2011, Nuremberg, Germany, 9–13 May 2011.
- [83] EUROGYPSUM, VGB Powertec, ECOBA, *FGD Gypsum, Quality criteria and analysis methods*, 2012.
- [84] VDI, *Draft of revision of VDI guideline 3927–2*, 2013.
- [85] Eurelectric, *Draft text proposal for Chapter 5*, 2012.
- [86] Eurelectric, *Eurelectric comments to LCP BREF D1*, 2013.
- [87] Germany, *Germany comments to LCP BREFD1*, 2013.
- [88] Denmark, *Denmark comments to LCP BREF D1*, 2013.
- [89] EPPSA, *EPPSA comments to LCP BREFD1*, 2013.

- [90] Finland, Background documents Finland D1, 2013.
- [91] AET, *Danish EPA detailed comment on BAT AEELs for biomass table 10 10 and DK comment 11*, 2015.
- [92] Freimark et al., 'NO_x Reduction in Large Gas Turbines by Firing an Oil/Water Emulsion', *VGB Kraftwerkstechnik*, Vol. 70, 1990, s. 742–748.
- [93] Eurelectric, *EURELECTRIC wishlist*, 2011.
- [94] Eurelectric, *Draft text proposal for Chapter 6*, 2012.
- [95] UNECE, *Guidance document on control techniques for emissions of sulphur, NO_x, VOCs, dust (including PM10, PM2.5 and black carbon) from stationary sources*, 2012.
- [96] Malta, *Malta comments to LCP D1*, 2013.
- [97] Jacobsen, 'NO_x reduction system for diesel engines today & tomorrow', , Vol. May 2011, s.19–24.
- [98] EUROMOT, *EUROMOT comments to LCP D1*, 2013.
- [99] FRANCE, *France comments to LCP D1*, 2013.
- [100] FRANCE, FR presentation in LCP Intermediate Meeting in Seville, June 2014.
- [101] Eurelectric, Eurelectric presentation in the LCP Intermediate Meeting in Seville, June 2014.
- [102] ETN, 01 – 2013_02_ETN position paper on liquid–fuel–fired turbines, 2013.
- [103] NY Env , SCR in gas oil GT (SHOREHAM NY), 2010.
- [104] Eurostat, Population: United Nations Demographic Yearbook; EU–28: Eurostat (online data code; demo_pjan), Land area: United Nations Demographic Yearbook, 2011.
- [105] Eurostat, *Eurostat Energy, transport and environment indicators 2014*, 2014.
- [106] IEA, *Key World Energy Statistics 2014*, 2014.
- [107] Eurostat, Eurostat online data code: nrg_105a, 2016.
- [108] Eurostat, Eurostat online data code: nrg_113a, 2016.
- [109] Poland, *Eurostat data submitted by Poland as comments to LCP D1*, 2013.
- [110] COM, *EU ENERGY, TRANSPORT AND GHG EMISSIONS TRENDS TO 2050. Reference scenario 2013*, 2013.
- [111] Marcogaz, *Marcogaz comments to LCP D1*, 2013.
- [112] E–PRTR, E–PRTR 2013, 2013.
- [113] EEA, European Environment Agency, 2013.
- [114] Khan et al., 'Boiler and Its Tangential Fuel Firing System', *International Journal of Automation and Control Engineering (IJACE)*, Vol. Volume 3 Issue 3, August 2014, 2014.
- [115] NOVOX, *NO_x emission study – theory and experiences of selected fluidized bed boilers*, 2013.
- [116] EUTurbines, *EU Turbines comments to LCP BREF D1*, 2013.
- [117] Eurostat, Eurostat online data code: nrg_110a , 2013.
- [118] Hussy et al., *International comparison of fossil power efficiency and CO2 intensity – Update 2014 – Ecofys*, 2014.
- [119] Italy, *Italy comments to LCP BREF D1*, 2013.
- [120] EEB, *EEB comments to LCP BREFD1*, 2013.

- [121] Eurelectric, *Draft text proposal Chapter 3*, 2012.
- [122] ETN, *ETN comments to LCP BREF D1*, 2013.
- [123] Eurelectric, *EURELECTRIC proposal for LCP BREF 2006*, 2001.
- [124] HMIP, *Combustion Processes: Large Boilers and Furnaces 50 MW(th) and over – Chief Inspector's Guidance Note. Processes subject to integrated pollution control*, 1995.
- [125] OSPAR, *Large Combustion Installations (>50 MWt). Emissions and reduction in emissions of heavy metals and persistent organic compounds*, OSPAR Convention for the Protection of the Marine Environment of the North–East Atlantic, 1997.
- [126] Davidson, *How coal properties influence emissions*, IEA Coal Research, 2000.
- [127] Corinair, *CORINAIR Atmospheric Emission Inventory Guidebook – EMEP Expert panels/ UNECE*, 1996.
- [128] Heide, 'Advanced SNCR Technology for Power Plants', *Power–Gen International*, 2011, Las Vegas, December 13 – 15, 2011.
- [129] Sloss et al., *Organic Compounds from Coal Utilisation.*, 1993.
- [130] Finland, *Finnish expert report on Best Available Techniques in Large Combustion Plants*, 2000.
- [131] EPA, *EPA Office of Compliance Sector Notebook Project. Profile of the Fossil Fuel Electric Power Generation Industry*, 1997.
- [132] Rentz et al., *Technical background document for the actualisation and assessment of UN/ECE protocols related to the abatement of the transboundary transport of nitrogen oxides from stationary sources*, 1999.
- [133] Wienstrom, *Simmering Power Station, Light and Heat for Vienna*, 2001.
- [134] Bell et al., *Combustion*, 2000.
- [135] Wartsila, *Engine Driven Plant EU BREF Document*, 2000.
- [136] EUROMOT, *EU BAT Document on reciprocating engine driven power plant–technologies offering high environmental standard*, 2001.
- [137] Siemens, *The proven Model V84.2 and V94.2 gas turbines – Power Generation Group (KWU)*, 2001.
- [138] NWS, *Kraftwerk Altbach, Das Heizkraftwerk*, 2001.
- [139] Cortes et al., *Principles and Concepts of Combustion Gasification and Thermodynamic Cycles*, 2000.
- [140] Siemens, *Benson boilers for maximum cost–effectiveness in power plants – Power Generation Group (KWU)*, 2000.
- [141] Helsinki Energy, *Vuosaari Power Plant A and B. Environmentally benign energy generation*, 2001.
- [142] Siemens, *Using refinery residues and coal in IGCC plants provides clean and efficient power – Power Generation Group (KWU)*, 1999.
- [143] Electrabel, *Combined Heat and Power. A way towards rational use of energy*, 1996.
- [144] Eurovent, *Contribution to the LCP BREF 2006: cooling systems*, 1998.
- [145] UBA AT, *Stand der Technik für Großfeuerungsanlagen in Österreich im Hinblick auf die IPPC–RL*, 2000.
- [146] Hourfar, *Efficiency and capacity potentials in existing power plants*, VGB PowerTech, 2001.

- [147] VDI, *VDI 3986, Ermittlung des Wirkungsgrades von konventionellen Kraftwerken (Entwurf). Determination of efficiencies of conventional power stations (draft version)*, 1998.
- [148] CIEMAT, *Flue Gas Cleaning – Clean Coal Technologies Handbook – PROGRAMA I+D OCICARBON*, 2000.
- [149] Clarke et al., *Trace elements – emissions from coal combustion and gasification*, 1992.
- [150] Maier et al., *Schwermetalle in kohlebefeuereten Kraftwerken – VGB Kraftwerkstechnik*, 1992.
- [151] Rentz et al., *Ermittlung der Schwermetallemissionen aus stationaren Anlagen in Baden–Wuerttemberg und im ElsaB, hier: Feuerungsanlagen, Projekt Europaisches Forschungszentrum fur MaBnahmen zur Luftreinhaltung (PEF), PEF 4 94 001*, 1996.
- [152] Martel, C., *Analyse der Schwermetallstrome in Steinkohlefeuerungen unter besonderer Berucksichtigung des Betriebszustandes der Anlage, Forschungsbericht*, 1998.
- [153] ESAA, *Emission Estimation Technique Manual for Fossil Fuel Power Generation*, Electricity Supply Association of Australia Ltd, 1999.
- [154] CBT, *CHP and Power Plants. Straw for energy production*, 1998.
- [155] Sanders, 'Emissions, corrosion and alkali chemistry in straw–fired combined heat and power plants ', *1st world conference on biomass for energy and industry*, 2000, Seville – Spain.
- [156] Kokk et al., *World's largest biofuel fired CFB boiler for Alholmens Kraft*, 2000.
- [157] Molero de Blas, *Pollutant formation and interaction in the combustion of heavy liquid fuels*, 1995.
- [158] UFIP, *Meilleures Techniques Disponibles – Combustibles Liquides et Installations de Combustion de Petites et Moyennes Puissances*, Union Francaise des Industries Petrolieres, 2001.
- [159] Marcogaz , *Draft text proposal for chapter 7*, 2012.
- [160] EUROMOT, *The EUROMOT Briefing 2000*, 2000.
- [161] Canadas, L. et al., 'Heat–rate and NOx optimisation in coal boilers using an advanced infurnace monitoring system – Combined Power plant Air Pollutant Control Symposium', 2001.
- [162] Rodriguez, F. et al., *OPTICOM: Advanced Automatic Monitoring System of Local Combustion Conditions for Improving Boiler Performance in PC Power plants – UK Meeting on Coal Research and its Applications*, 2002.
- [163] ECSC , *Application of Advanced Modelling Techniques for Coal Utilisation Processes. Furnace Monitoring System to Improve Combustion and Boiler Efficiency (OPTICOM) at Unit 3 of Compostilla Power Station – ECSC, Contract 7220–ED/096 Final Report*, 2001.
- [164] Rigby et al., 'SCR: The most effective technology for NOx reduction in large combustion plants' *NOxCONF: International Conference on Industrial Atmospheric Pollution*, 2001.
- [165] EUROMOT, *Background paper on measured emission levels of liquid fuel –fired engines*, 2002.
- [166] Ceramics GmbH, 'SCR Experiences on Marine Diesel Engines – A clean fast ferry – Ship Propulsion Conference', 2002.
- [167] Austrian Ministry of Environment , *Examples of techniques to be considered in the determination of BAT*, 2000.
- [168] CEN, *EN ISO 14001:2015 Environmental management systems – Requirements with guidance for use*, 2015.

- [169] TWG 2006 LCP BREF , *TWG contribution to the second draft of LCP BREF 2006*, 2003.
- [170] DEBCO, *DEBCO – Demonstration of Large Scale Biomass Co-Firing and Supply Chain Integration, D7.10 Advanced Biomass Co-Firing Guidebook*, 2013, 2013.
- [171] COM, 'Regulation (EC) No 1221/2009 of the European Parliament and of the Council of 25 November 2009 on the voluntary participation by organisations in a Community ecomanagement and audit scheme (EMAS), repealing Regulation (EC) No 761/2001 and Commission Decisions 2001/681/EC and 2006/193/EC', *Official Journal of the European Union*, Vol. L 342, 22.12.2009, 2009, s. 1–45.
- [172] DG Environment, *What is Emas?*, 2010.
- [173] Theodore and Buonicore, *Air Pollution Control Equipment*, 1992.
- [174] Soud, *Particulate control handbook for coal fired plants*, 1993.
- [175] Soud, *Developments in particulate control for coal combustion – IEA Coal Research*, 1995.
- [176] VDI, *VDI 3678 Part 1: Electrostatic precipitators. Process and waste gas cleaning*, 1998.
- [177] Lurgi, *Cleaning of process and waste gases*, 1999.
- [178] ERM, *Revision of the EC Emission Limit Values for New Large Combustion Installations (> 50 MWt). Final Report*, 1996.
- [179] Robson, *A Review of the Industrial Uses of Continuous Monitoring Systems – UK Environment Agencies*, 1998.
- [180] IAF, International Accreditation Forum website, 2010.
- [181] CEFIC, *CEFIC comments to LCP BREF D1*, 2013.
- [182] Mitsubishi, 'World's Largest-Class High-performance, Economical Flue Gas Desulfurization Facilities for US Coal-Fired Plants', *Mitsubishi Heavy Industries Technical Review*, Vol. Vol. 48 No. 1 (March 2011), 2011, s. 38 – 40.
- [183] UK-TWG, *UK TWG 7 Future SO2 BAT for existing coal stations with a mid-merit operational category*, 2011.
- [184] UK, *UK comments to LCP BREF D1*, 2013.
- [185] UK, *UK TWG 21 Diesel plants for emergency use or located on islands*, 2013.
- [186] UK, *UK TWG 10 NOx and CO for existing baseload CCGTS >300MWt*, 2013.
- [187] Bischoff, *The Wet ammonia process*, 2001.
- [188] Alstom, *NID state-of-the-art dry FGD technology*, 2002.
- [189] Sound, *Developments in FGD*, IEA Coal Research Centre, 2000.
- [190] EPPSA, *Information on dry desulphurisation systems*, 2015.
- [191] EPPSA, *HCl and HF emissions reduction with dry desulphurisation systems*, 2015.
- [192] Notter et al., 'Rauchgasreinigung bei Biomassekraftwerken', *UmweltMagazin*, 2002.
- [193] Wilhelm et al., *OPERATING EXPERIENCE AND LATEST DEVELOPMENTS OF ALSTOM POWER'S 300 MWe CLASS CFB BOILERS*, 2011.
- [194] Verbund, *Umweltbericht 96 – Kapitel 7 – NOx-Reduktion*, 1996.
- [195] OSIRIS, *Technical document intended for the revision of the BREFs – Accessible ELVs on a pre-heated combustion air natural gas boiler Boiler: gas – 60 MW*, 2012.
- [196] Fortum, *RL-Jet low NOx burners*, 2002.
- [197] ADEME, *Emerging techniques – lean premix burners for gas-fired boilers*, 2015.

- [198] OSEC, *Cost Analysis of NO_x Control Alternatives for Stationary Gas Turbines Contract No. DE-FC02-97CH10877*, 1999.
- [199] IFC, Environmental, Health, and Safety (EHS) Guidelines, 2007.
- [200] AT, *Power plant Leopoldau*, 2000.
- [201] Alstom, *Alstom LNB reports*, 2012.
- [202] Calepa, *Guidance for Power Plant Siting and Best Available Control Technology – USA State of California*, 1999.
- [203] Reimer and Jensen-Holn, 'Limitations in reduced load SCR operation', *VGB Powertech*, Vol. 1, No 2, 2013, s. 80–86.
- [204] CZ, *CZ-01SNCR Reference large boilers 2013*, 2014.
- [205] Schuttenhelm et al., 'CZ-02_VGB.PowerTech.12_2013.SNCR Rybn.ERC', *VGB Powertech*, Vol. 13, 2013.
- [206] Yara, *Draft text proposal Section 3.1.4.2.2*, 2012.
- [207] FuelTech, *02_NOxOut SNCR 2008*, 2008.
- [208] Von der Heide, *Advanced SNCR Technology for Power Plants*, 2011.
- [209] Haldor Topsoe, *SNOx™ Efficient and cost-effective removal of SO_x, NO_x and particulates from flue gas when burning high sulphur fuels*, 2014.
- [210] USA EPA, *Technical Development Document for the Proposed Effluent Limitations Guidelines and Standards for the Steam Electric Power Generating Point Source Category – EPA-821-R-13-002*, 2013.
- [211] Wylie et al., 'Duke Energy Carolina LLC's Strategy and Initial Experience of FGD Waste Water Treatment Systems', *International Water Conference*, 2008, San Antonio, Texas.
- [212] Ramos, A. F., et al., 'Biological nitrogen and phenol removal from saline industrial wastewater by submerged fixed-film reactor', *Journal of hazardous materials*, Vol. 142.1, 2007, s.175–183.
- [213] COGEN, *A Guide to Cogeneration*, 1999.
- [214] EEB, *Impact on plant efficiency of component refurbishments and upgrades*, 2013.
- [215] CZ, *Czech Republic comments to LCP BREF D1*, 2013.
- [216] E&P, *Euroheat&Power comments to LCP BREF D1*, 2013.
- [217] Poulsen, 'Advantages of Ultra Super Critical Technology in Power Generation', *International Conference on Clean Coal Technologies for our Future*, 2005, Sardinia, Italy.
- [218] Bendixen, *Experiences with Coal fired USC Boilers in Denmark – BURMEISTER & WAIN ENERGY A/S*, 2003.
- [219] IEA, *Energy Technology Perspectives, Scenarios & Technologies to 2050*, 2008.
- [220] IEA, *World Energy Outlook*, 2010.
- [221] Kaplan, *Power Plants: Characteristics and Costs*, 2008.
- [222] World Bank, *CLEAN COAL POWER GENERATION TECHNOLOGY REVIEW: WORLDWIDE EXPERIENCE AND IMPLICATIONS FOR INDIA*, 2008.
- [223] Cortina, *Flue.gas condenser for biomass boilers*, 2006.
- [224] EPRI, *Revised Wet Stack Design Guide*, 2012.
- [225] Carrea et al., 'Development from MAC® to SUPERMAC® technology', *Magaldi News*, Vol. 1, No 17, 2014, s. 16–21.

- [226] Zajadatz et al., *Development and implementation of the AEV Burner for the ALSTOM GT13E2*, 2012.
- [227] E-PRTR, E-PRTR 2014, 2014.
- [228] Kakaras and Grammelis, Size and type of existing electricity-generating capacity using solid fuels within an enlarged EU, *CSTA and VGB for the EC – DG energy and transport, 2000*, p. 97.
- [229] MPS, 'Advanced technology for Nordjyllandsværket Unit 3', 1998.
- [230] Benesh, 'Planning New Coal-fired Power Plants', *VGB Power Tech*, 2001, p. 8.
- [231] Rentz et al., *Exemplary Investigation into the State of Practical Realisation of Integrated Environmental Protection within the Ceramics Industry under Observance of the IPPC-Directive and the Development of BAT Reference Documents*, Karlsruhe French-German Institute for Environmental Research, 2001, p. 213.
- [236] Greenpeace, *Smoke and Mirrors*, 2015.
- [240] Korobitsyn, *NEW AND ADVANCED ENERGY CONVERSION TECHNOLOGIES. ANALYSIS OF COGENERATION, COMBINED AND INTEGRATED CYCLES*, 1998.
- [241] Eurelectric, *Draft proposal for Chapter 7*, 2012.
- [242] Freimark et al., 'Thermodynamically based definition of limits for nitrogen oxides emissions of gas turbine plants', *VGB Powertech*, Vol. 88, 2008, s. 37–42.
- [243] EUROMOT, *Draft text proposal submitted by EUROMOT as comment to the pre-final draft of the LCP BREF*, 2016.
- [244] COEN, Ultra low-NO_x burners, 2012.
- [250] Finkeldei, 'Personal communication', Personal Communication, 2000.
- [251] Krishnan, 'Low NO_x Emissions Achieved in Southern California', *Diesel & Gas Turbine Worldwide*, 2002.
- [252] Kristensen, *Formaldehyde reduction by catalyst*, Danish Gas Technology Centre, 2007.
- [253] KEMA, *Hydrocarbon emissions from gas engines*, 2011.
- [254] Convention on Long-Range transboundary Air Pollution, *Document for the determination of costs for activities of Annex V*, 2011.
- [255] Eurofer, *I&S chapter EUROFER draft proposal 15042013*, 2013.
- [256] Eurofer, *I&S draft text proposal EUROFER*, 2014.
- [257] Marathon OIL, 'Personal communication', Personal Communication, 2000.
- [259] Carstensen and Skorping, 'Experience With DLE Turbines at Offshore Installations', *ASME Turbo Expo 2000: Power for Land, Sea, and Air, 2000, Munich, Germany, May 8–11, 2000*.
- [260] Denmark, *Emission data from gas turbines*, 2015.
- [262] Norway, *Norwegian proposal for the offshore part of the BREF*, 2015.
- [263] VEAG, *Die neuen Kraftwerke der VEAG – Kraft für die Zukunft*, 2000.
- [264] Itkonen, A. and Jantunen, M. J., 'The Properties of Fly Ash and Fly Ash Mutagenicity', *Encyclopedia of Environmental Control Technology*, 1989.
- [265] Powergen, *Ratcliffe-on-Soar Power Station. An overview of Flue gas desulphurisation, 2001*.
- [266] UNECE, *Control of Mercury Emissions From Coal-fired Electric Utility Boilers. Note prepared by the secretariat based on information provided by the US delegation*, 2002.

- [267] Sandscheper , 'Experience gained during the manufacture and installation of a corrosion- protected heat pipe heat displacement system around the FGD unit in the Maritsa East power station', *VGB Power Tech*, 2001.
- [268] Joisten et al., *Gas Turbine SCR using SINOx SCR Catalysts Meeting Power Generation and Environmental Needs*, 2000.
- [269] GE, *GE gas turbine. Particulate emissions*, 2002.
- [270] ABB, *Combined Cycle Offshore, Profitable with Compact Waste Heat Recovery Units*, 2000.
- [272] Wang et al., 'A Combustion Test Facility for Testing Low NO_x Combustion Systems', *ASME Turbo Expo 2002: Power for Land, Sea, and Air*, 2002, Amsterdam, The Netherlands, June 3–6, 2002.
- [273] Sahai et al., 'Reduction of NO_x and CO to Below 2ppm in a Diffusion Flame', *ASME Turbo Expo 2003, collocated with the 2003 International Joint Power Generation Conference*, 2003, Atlanta, Georgia, USA, June 16–19, 2003.
- [274] Cheng et al., 'The Chronological Development of the Cheng Cycle Steam Injected Gas Turbine During the Past 25 Years', *ASME Turbo Expo 2002: Power for Land, Sea, and Air*, 2002, Amsterdam, The Netherlands, June 3–6, 2002.
- [275] Cheng, 'The New LM2500 Cheng cycle for power generation and co-generation', *Energy Conversion Management*, Vol. 38, 1997, s. 15–17.
- [276] Mathee, 'Personal communication', Personal Communication, 2014.
- [277] Wartsila, *Engine driven power plants*, 2001.
- [278] US EPA, *Mercury study, report to congress, Volume VIII An Evaluation of Mercury Control Technologies and Costs*, US EPA, 1997.
- [279] COM, *Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Iron and Steel Production (IS BREF)*, European Commission, JRC IPTS EIPPCB, 2013.
- [280] EPPSA, *Proposed Draft chapter on CO₂ capture*, 2012.
- [281] Elsen et al., 'Planung und Bau der Pilot-Trocknungsanlage NiederauBem', *VGB Powertech*, Vol. 6, 2001, s. 69–72.
- [282] EPPSA, *Draft text proposal on lignite drying*, 2012.
- [283] Sweden, *Sweden comments to LCP BREF D1*, 2013.
- [284] CEPI, *CEPI comments to LCP BREFD1*, 2013.
- [285] Couch, *Underground coal gasification*, IEA Clean Coal Centre, 2009.
- [286] EUROMOT, *EUROMOT Position on Methane Slip*, 2012.
- [287] EUROMOT, *EUROMOT Position on two-stage turbo-charging for large internal combustion engines*, 2012.
- [288] EUTurbines, *Comparison of Diffusion Burner and Premix Burner*, Siemens Power Generation, 2013.
- [289] COM, *Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Common Waste water and Waste Gas Treatment/Management Systems in the Chemical Sector*, 2016.
- [290] Higa et al., 'State –of–the–art USC coal fired power plant, Isogo repowering project', 2012.
- [291] Peters, *ReACT Reduces Emissions and Water Use*, 2010.
- [292] Gilbert et al., *ReACT Process Evaluation at the North Valmy Station*, 2008.

- [293] Brandin et al., 'Unit operations for production of clean hydrogen-rich synthesis gas from gasified biomass', *Biomass and Bioenergy*, Vol. Volume 35, Supplement 1, October 2011, p. S8–S15.
- [294] Ciferno and Marano, *Benchmarking Biomass Gasification Technologies for Fuels, Chemicals and Hydrogen Production, Prepared for U.S. Department of Energy National Energy Technology Laboratory*, 2002.
- [295] E4Tech, *Review of Technologies for Gasification of Biomass and Wastes*, NNFCC, 2009.
- [296] Wilen et al., *Finnish expert report on best available techniques in energy production from solid recovered fuels*, Finnish Environment Institute, 2004.
- [297] Trevino Coca, *Integrated gasification combined cycle technology: IGCC. Its actual application in Spain: ELCOGAS. Puertollano*, 2001.
- [298] NETL, Gasifipedia, Commercial Power Production based on Gasification, 2017.
- [299] Pytlar, 'STATUS OF EXISTING BIOMASS GASIFICATION AND PYROLYSIS FACILITIES IN NORTH AMERICA', *18th Annual North American Waste-to-Energy Conference, NAWTEC 18, May 11–13, 2010*, 2010, Orlando, Florida, USA.
- [300] Pyroneer, PYRONEER. A new Gasolution – Biomass gasification, 2017.
- [301] UK Environment Agencies, *Horizontal Guidance for Noise. Part 2 – Noise Assessment and Control*, 2004.
- [302] Holt, *EPRI Gasification Technology Status – August 2002*, EPRI, Electric Power Research Institute, 2002.
- [303] Holt, *EPRI Gasification Technology Status – December 2007*, EPRI – Electric Power Research Institute, 2007.
- [304] Reidick et al., *EVT-Bericht 106/91*, 1991.
- [305] IEA, Clean Coal Centre database, 2012.
- [306] DTI, 'Guidance notes on the offshore combustion installations (prevention and control of pollution) regulations', 2001.
- [307] Kvaerner Pulping Oy, *Co-combustion of biomass and coal in fluidised bed systems*, 2001.
- [308] Schmidt et al., 'Technischer GroBversuch zur Mitverbrennung von Biomasse in einem Braunkohlekraftwerk', *VGB Powertech*, 1999.
- [309] Kindler et al., 'Altholzmitverbrennung in einem Braunkohlekraftwerk, Tagungsband zum', *VGB-Kongress "Kraftwerke 2000"*, 2000.
- [310] Ekmann et al., *Cofiring of coal and waste*, 1996.
- [311] Hein et al., 'Untersuchungen zum Stand der Mitverbrennung von Klarschlamm, Hausmull und Biomasse in Kohlekraftwerken', *IVD 2000*, 2000, Stuttgart.
- [312] Palonen et al., 'The Foster Wheeler gasification technology for Biofuels: refuse-derived fuel (RDF) power generation', *Power-Gen Europe*, 2006, Cologne.
- [313] Nieminen et al., 'Biomass and waste gasification and gas co-firing in pulverised coal-fired boilers', *6th European Gasification Conference*, 2004, Institution of Chemical Engineers, Brighton, UK.
- [314] Kurkela, *Review of Finnish Biomass Gasification Technologies. OPET Report 4, Espoo, May 2002*, 2002.
- [315] Salo, 'Carbona Gasification Technologies. Biomass Gasification Plant in Skive ', *Gasification 2010*, 2010, Swedish Gas Centr2 (SGC), Gothenburg, Sweden.
- [316] Raskin et al., 'Power boiler fuel augmentation with a biomass-fired atmospheric circulating fluid-bed gasifier', *Biomass and Bioenergy*, Vol. 20, 2001, s. 471 – 481.
- [317] EEA, *Air pollution impacts from carbon capture and storage (CCS)*, 2011.

- [318] Ourliac et al., 'Projet CANOE – Clean flameless combustion boiler, Rapport final', *Convention ADEME / GDF SUEZ/ CORIA*, 2015, / Ecole Centrale Paris #0974C0047.
- [319] Ourliac et al., 'MILD combustion for industrial boilers', *10th European Conference on Industrial Furnaces and Boilers conference (INFUB)*, 2015, Oporto (Portugal).
- [320] Stierlin et al., 'Combustion plants, natural gas and NO_x emissions: What is at stake in flameless combustion for NO_x Reduction', *EFE Seminar on IED directive and its industrial impacts*, 2011, Paris (France).
- [321] Stierlin, 'Flameless combustion in industrial boilers', *19th EGTEI Meeting*, 2011, Rome (Italy).
- [322] Villiermaux et al., 'GDF SUEZ activities on flameless combustion: from physical phenomena analysis to industrial-scale applications', *International Gas Research Union Conference*, 2008, Paris (France).
- [323] Levy et al., 'Basic thermodynamics of FLO_xCOM, the low-NO_x gas turbines adiabatic combustor', *Applied Thermal Engineering*, Vol. 24, 2004, s. 1593 – 1605.
- [324] Milani et al., 'Flameless Oxidation Technology', *25th Event of the Italian Section of the Combustion Institute*, 2002, Rome (Italy).
- [325] Milani et al., IFRF Online Combustion Handbook: "What is Flameless Combustion?", 2002.
- [326] van Aart and Burgers, *Short and long term averages – extended evaluation. Memo for the review of the LCP BREF*, 2015.
- [327] EPPSA, EPPSA Wishlist, 2011.
- [328] Blomberg et al., 'Large Scale Biomass Gasification Plant Integrated t a PC Boiler', *Power-Gen Europe 2012*, 2012, Cologne (Germany).
- [329] Skive Fjernvarme, Environmental report for 2011/2012, 2012.
- [330] UMWELT + TECHNIK, 'Entschwefelung Dokumentation Braun- und Steinkohlenentschwefelung NRW', 2000.
- [331] Eck and Feuerborn, 'Eurocoalash', *14th International Conference "Coal Ash Utilisation"*, 2007, Miedzzydroje, POLAND.
- [332] Staehle, *Marsulex: UPGRADING YOUR WETFGD SYSTEM*, 2008.
- [333] Nakayama et al., *Commercial Experience and Actual-Plant-Scale Test Facility of MHI Single Tower FGD*, 2005.
- [334] EEB, *NO_x emissions from Sandow Power Station, Texas*, 2014.
- [335] ICAC, *SCR control of NO_x emissions from fossil-fuel-fired electric power plants – White paper*, 2009.
- [336] dos Santos et al., 'Comparison of Different Gas Turbine Inlet Air Cooling Methods', *WASET International Journal of Aerospace and Mechanical Engineering*, Vol. 6, No 1, 2012, s. 1–6.
- [337] Szargut, 'Influence of Regenerative Feed Water Heaters on the Operational Costs of Steam Power Plants and HP Plants', *International Journal of Thermodynamics*, Vol. 8 (No.3), 2005, s. 137–141.
- [338] RAP Online, *Summary of Sino-US Workshop on NO_x Emissions Control*, RAP Online, 2013, p. 17.

Europe Direct stanowi usługę, która pomoże Państwu znaleźć odpowiedzi na pytania dotyczące Unii Europejskiej

Darmowy numer telefonu (*):

00 800 6 7 8 9 10 11

(*) Niektórzy operatorzy telefonii komórkowej nie zezwalają na dostęp do numerów 00 800 lub mogą naliczać opłaty za te połączenia.

W Internecie dostępnych jest wiele dodatkowych informacji na temat Unii Europejskiej. Dostęp do nich można uzyskać za pośrednictwem serwera Europa <http://europa.eu>.

JAK UZYSKAĆ PUBLIKACJE UE

Darmowe publikacje:

- Jeden egzemplarz:
Za pośrednictwem EU Bookshop (<http://bookshop.europa.eu>);
- Więcej lub jeden egzemplarz lub plakaty/mapy:
W przedstawicielstwie Unii Europejskiej (<http://ec.europa.eu/represent.en.htm>); u delegacji krajów nie będących w Unii Europejskiej (<http://eeas.europa.eu/delegations/index.en.htm>); poprzez kontakt z serwisem Europe Direct (<http://europa.eu/europedirect/index.en.htm>) or calling 00 800 6 7 8 9 10 11 (bezpłatny numer z całego obszaru UE) (*).

(*) Informacja jest bezpłatna, jak większość połączeń (ale niektórzy operatorzy, telefony stacjonarne lub hotele mogą naliczać opłaty).

Płatne publikacje:

- za pośrednictwem EU Bookshop (<http://bookshop.europa.eu>).

Misja JRC

Jako usługa Komisji Europejskiej zajmująca się nauką i wiedzą, misja Wspólnego Centrum Badawczego jest wspieranie polityk UE niezależnymi dowodami w całym cyklu polityki.

Wspólne Centrum Badawcze jest częścią Komisji Europejskiej, która jest odpowiedzialna za tworzenie i wdrażanie polityk Unii Europejskiej. Misją JRC jest dostarczanie niezależnych dowodów naukowych i technicznych, które pomagają w podejmowaniu decyzji politycznych. JRC współpracuje z innymi instytucjami Unii Europejskiej, takimi jak Komisja Europejska, aby zapewnić, aby polityki UE były oparte na najlepszych dowodach naukowych i technicznych.



EU Science Hub
ec.europa.eu/jrc



@EU_ScienceHub



EU Science Hub – Wspólne Centrum Badawcze



Wspólne Centrum Badawcze



EU Science Hub

