

ZAŁĄCZNIK

(1) Obiekty energetycznego spalania, które należy ująć w przejściowym planie krajowym

Części obiektów energetycznego spalania (np. jedna lub więcej indywidualnych jednostek energetycznego spalania posiadających wspólny komin z innymi jednostkami, lub obiekty, których sytuacja jest opisana w art. 29 ust. 2 dyrektywy 2010/75/UE) nie są objęte przejściowym planem krajowym¹.

Na potrzeby art. 32 ust. 1 lit. b) akapit drugi dyrektywy 2010/75/UE obiekty energetycznego spalania objęte tym przepisem uwzględniają również obiekty, które nie są eksploatowane przez operatora rafinerii, ale są zlokalizowane na terenie rafinerii i stosują paliwa, o których mowa w tym punkcie.

Obiekty energetycznego spalania, które w dowolnym momencie podczas okresu stosowania przejściowego planu krajowego będą objęte przepisami rozdziału IV dyrektywy 2010/75/UE dotyczącymi spalarni odpadów i współspalarni odpadów nie są ujęte w przejściowym planie krajowym.

(2) Dane dotyczące obiektów energetycznego spalania, które należy ująć w przejściowym planie krajowym

Przejściowy plan krajowy zawiera wykaz wszystkich objętych nim obiektów energetycznego spalania oraz wszystkie dane dotyczące tych obiektów użyte do obliczenia pułapów emisji.

Dane dotyczące każdego obiektu, które mają się tam znaleźć, dotyczą całkowitej nominalnej mocy dostarczonej w paliwie, stosowanych paliw oraz charakterystyki działania każdego obiektu energetycznego spalania w okresie wdrażania przejściowego planu krajowego.

Przejściowy plan krajowy dla każdego z ujętych w nim obiektów energetycznego spalania musi obejmować co najmniej następujące dane:

1. Nazwa i położenie obiektu energetycznego spalania²;
2. Data wydania pierwszego pozwolenia dla obiektu energetycznego spalania;
3. Data złożenia wniosku o pierwsze pozwolenie dla obiektu energetycznego spalania wraz z datą uruchomienia tego obiektu po raz pierwszy;

Uwaga. Informacja ta jest wymagana tylko w przypadku, gdy dla obiektu energetycznego spalania wydano pierwsze pozwolenie po dniu 27 listopada 2002 r., ale jego uruchomienie nastąpiło nie później niż w dniu 27 listopada 2003 r.

¹ Ta sama zasada dotyczy obiektów, o których mowa w art. 33, 34 i 35 dyrektywy 2010/75/UE. Co za tym idzie, część obiektu energetycznego spalania nie może być objęta przepisami art. 33, 34 i 35, gdy inna część (lub części) tego obiektu są ujęte w przejściowym planie krajowym.

² Jak podano w zestawieniu emisji sporządzonym zgodnie z dyrektywą 2001/80/WE.

4. Zwiększenie o co najmniej 50 MW całkowitej nominalnej mocy obiektu energetycznego spalania dostarczonej w paliwie, dokonane między dniem 27 listopada 2002 r. a dniem 31 grudnia 2010 r. (wraz z dodaną wydajnością w MW)³;
5. Całkowita nominalna moc każdego obiektu energetycznego spalania dostarczona w paliwie (w MW) na dzień 31 grudnia 2010 r.;
6. Średni roczny czas funkcjonowania⁴ każdego obiektu energetycznego spalania w latach 2001-2010;

Uwaga. Informacja ta jest wymagana tylko w przypadku, gdy do obliczenia udziału danego obiektu energetycznego spalania w paśmie (paśmach) emisji używa się dopuszczalnych wielkości emisji charakterystycznych dla obiektów energetycznego spalania eksploatowanych przez mniej niż 1500 godzin rocznie.

7. Zanieczyszczenia, dla których dany obiekt energetycznego spalania nie jest objęty przejściowym planem krajowym (jeżeli występują)⁵.
8. Średnie roczne zużycie paliwa (w TJ/rok) w latach 2001-2010, w podziale na 6 rodzajów paliwa: węgiel kamienny, węgiel brunatny, biomasa, inne paliwa stałe, paliwa ciekłe, paliwa gazowe⁶;
9. Średnie roczne natężenie przepływu gazów odlotowych (Nm³/rok) w latach 2001-2010⁷;

Uwaga 1. W przypadku obiektów energetycznego spalania opalanych różnymi paliwami lub stanowiących połączenie obiektów różnego rodzaju natężenie przepływu gazów odlotowych należy podać oddzielnie dla każdego rodzaju paliwa lub rodzaju obiektu energetycznego spalania⁸.

Uwaga 2. Jeżeli natężenie przepływu gazów odlotowych oblicza się na podstawie ilości zużytego paliwa (a nie w oparciu o rzeczywisty, monitorowany przepływ gazów odlotowych), należy podać współczynnik (lub współczynniki w przypadku różnych rodzajów paliwa lub obiektów energetycznego spalania) zastosowany do obliczeń (Nm³/GJ).

³ Informacja ta jest potrzebna do określenia odpowiednich dopuszczalnych wielkości emisji na dzień 1 stycznia 2016 r., zgodnie z art. 10 dyrektywy 2001/80/WE.

⁴ „Czas funkcjonowania” oznacza czas wyrażony w godzinach, w którym obiekt energetycznego spalania pracuje w całości lub części, odprowadzając emisje do powietrza, z wyłączeniem okresów rozruchu i wyłączenia.

⁵ Przykładowo turbiny gazowe mogą być objęte przejściowym planem krajowym tylko w odniesieniu do ich emisji NO_x. Inne obiekty mogą być objęte przejściowym planem krajowym w odniesieniu do niektórych zanieczyszczeń, przy czym mają one obowiązek stosowania się do dopuszczalnych wielkości emisji określonych w załączniku V do dyrektywy 2010/75/UE dla innych zanieczyszczeń.

⁶ W przypadku obiektów energetycznego spalania, które w dowolnym momencie między rokiem 2001 a 2010 współspalały odpady (inne niż odpady będące „biomasą” według definicji z art. 3 ust. 31 lit. b) dyrektywy 2010/75/UE), i były w związku z tym objęte przepisami dyrektywy 2000/76/WE, ilości odpadów spalonych w tym okresie nie ujmuje się w niniejszym punkcie.

⁷ Zob. sekcja 3.1.1 niniejszego załącznika w odniesieniu do mających zastosowanie warunków referencyjnych.

⁸ Zob. sekcja 3.1.2 niniejszego załącznika.

10. Średnia ilość siarki dostarczanej w stosowanych lokalnych paliwach stałych⁹ (w tonach S/rok) w latach 2001-2010;

Uwaga. Informacja ta jest wymagana tylko w przypadku, gdy w obiekcie energetycznego spalania używa się lokalnych paliw stałych oraz gdy do obliczenia udziału obiektu energetycznego spalania w pałapie emisji dla dwutlenku siarki (na rok 2016 lub 2019) stosuje się minimalny stopień odsiarczania.

Jeżeli obiekty energetycznego spalania objęte przejściowym planem krajowym to turbiny gazowe lub silniki gazowe, obiekty te muszą być wskazane w planie.

(3) Określanie pałapów emisji

3.1. Metoda obliczania udziału indywidualnych obiektów energetycznego spalania w pałapach emisji na lata 2016 i 2019

3.1.1. Przypadek ogólny

Aby określić mające zastosowanie pałapy emisji danego zanieczyszczenia dla **lat 2016 i 2019**, udział każdego obiektu energetycznego spalania wyrażony w tonach na rok (tpa) oblicza się przy użyciu następującego równania:

$$\text{Udział w pałapie (tpa)} = \text{Natężenie przepływu gazów odlotowych (Nm}^3\text{pa)} \times \text{ELV (mg/Nm}^3\text{)} \times 1,0 \times 10^{-9}$$

gdzie:

- Natężenie przepływu gazów odlotowych to średnie objętościowe natężenie przepływu gazów odlotowych wyrażane w metrach sześciennych na rok (Nm³pa) w latach 2001-2010. Wartość tą podaje się w temperaturze normalnej (273 K) i pod ciśnieniem normalnym (101,3 kPa), przy odpowiedniej referencyjnej zawartości tlenu (czyli takiej samej, jaka była stosowana dla dopuszczalnej wielkości emisji (ELV)), po odliczeniu zawartości pary wodnej;
- ELV (ang. *Emission Limit Value*) to odpowiednia dopuszczalna wielkość emisji danego zanieczyszczenia wyrażona w mg/Nm³, przy założeniu objętościowej zawartości tlenu w gazach odlotowych wynoszącej 6 % dla paliw stałych, 3 % dla paliw ciekłych i gazowych (w przypadku obiektów energetycznego spalania innych niż turbiny gazowe i silniki gazowe) oraz 15 % dla turbin i silników gazowych.

Szczegółowy sposób określania dopuszczalnych wielkości emisji do obliczania pałapów emisji w latach 2016 i 2019 opisano w pkt 3.2 i 3.3.

3.1.2. Przypadek szczególny obiektów opalanych różnymi paliwami lub stanowiących połączenie obiektów różnego rodzaju

⁹ „Lokalne paliwo stałe” oznacza naturalnie występujące paliwo stałe spalane w obiekcie energetycznego spalania specjalnie zaprojektowanym dla tego rodzaju paliwa i wydobywane lokalnie.

Równania, o którym mowa w pkt 3.1.1, nie można stosować do obiektów energetycznego spalania opalanych w latach 2001-2010 różnymi rodzajami paliwa (jednocześnie lub w różnym czasie) lub składających się z obiektów różnego rodzaju.

Do obliczania udziału tych obiektów energetycznego spalania w pułapach emisji należy stosować różne dopuszczalne wielkości emisji lub warunki odniesienia. Stosuje się zatem następującą metodę:

$$\text{Udział w pułapie (tpa)} = \Sigma [\text{Natężenie przepływu gazów odlotowych (Nm}^3\text{pa)} \times \text{ELV (mg/Nm}^3\text{)} \times 1,0 \times 10^{-9}]$$

Z równania tego wynika, że dla każdego rodzaju paliwa stosowanego w latach 2001-2010 średnią roczną objętość gazów odlotowych (Nm³ rocznie) mnoży się przez odpowiednią dopuszczalną wielkość emisji (odpowiadającą całkowitej nominalnej mocy dostarczonej w paliwie dla całego obiektu energetycznego spalania). Iloczyny te następnie sumuje się dla każdego stosowanego rodzaju paliwa.

Należy dopilnować, aby dla każdego rodzaju paliwa objętość gazów odlotowych i dopuszczalna wielkość emisji były podawane przy tej samej referencyjnej zawartości tlenu.

Takie samo podejście stosuje się w przypadkach, w których pojedynczy obiekt energetycznego spalania stanowił w trakcie okresu 2001-2010, z uwzględnieniem art. 29 ust. 1 i 2 dyrektywy 2010/75/UE, połączenie obiektów różnego rodzaju. Przykłady:

- jedna lub więcej turbin gazowych w połączeniu z jednym obiektem energetycznego spalania innego rodzaju lub większą ich liczbą;
- jeden lub więcej silników gazowych w połączeniu z jednym obiektem energetycznego spalania innego rodzaju lub większą ich liczbą.

3.1.3. Minimalny stopień odsiarczania (MDR)

Równania, o którym mowa w sekcji 3.1.1, nie można stosować do obiektów energetycznego spalania opalanych lokalnym paliwem stałym¹⁰, które z uwagi na właściwości tego paliwa nie mogą przestrzegać dopuszczalnych wielkości emisji dla dwutlenku siarki określonych w dyrektywie 2010/75/UE.

Udział takich obiektów w pułapie emisji dla dwutlenku siarki można obliczyć na podstawie odpowiednich minimalnych stopni odsiarczania¹¹, zamiast na podstawie dopuszczalnych wielkości emisji dwutlenku siarki.

W takim przypadku udział każdego obiektu energetycznego spalania w planie emisji dwutlenku siarki wyrażony w tonach na rok (tpa) oblicza się przy użyciu następującego równania:

$$\text{Udział w pułapie dla SO}_2 \text{ (tpa)} = \text{Ilość siarki dostarczanej (tpa)} \times (1 - (\text{MDR}/100)) \times 2$$

¹⁰ Dotyczy to obiektów energetycznego spalania, które w latach 2001-2010 opalane były lokalnym paliwem stałym.

¹¹ „Stopień odsiarczania” oznacza stosunek, w określonym czasie, ilości siarki niewyemitowanej przez obiekt energetycznego spalania do powietrza do ilości siarki zawartej w paliwie stałym wprowadzonym do urządzeń obiektów energetycznego spalania i wykorzystanym w obiekcie w tym samym czasie.

gdzie:

- Ilość siarki dostarczanej to średnia ilość siarki (S) w ciągu roku zawarta w lokalnych paliwach stałych stosowanych w obiektach energetycznego spalania, wyrażona w tonach na rok (tpa), w latach 2001-2010.

- MDR (ang. *Minimal Desulphurisation Rate*) to odpowiedni minimalny stopień odsiarczania, wyrażony w procentach.

Szczegółowy sposób określania odpowiedniego minimalnego stopnia odsiarczania do obliczania pułapów emisji dla dwutlenku siarki w latach 2016 i 2019 podano w pkt 3.2 i 3.3.

3.2. Odpowiednie dopuszczalne wielkości emisji i minimalne stopnie odsiarczania do obliczania pułapów emisji na rok 2016

Zgodnie z art. 32 ust. 3 dyrektywy 2010/75/UE, pułap (pułapy) emisji na rok 2016 wylicza się na podstawie odpowiednich dopuszczalnych wielkości emisji określonych w załącznikach III–VII do dyrektywy 2001/80/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 października 2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania (zwanej dalej „dyrektywą 2001/80/WE”) lub, w stosownych przypadkach, na podstawie minimalnych stopni odsiarczania (zwanym dalej „MDR”) określonych w załączniku III do dyrektywy 2001/80/WE. A zatem wyliczenie pułapów emisji na rok 2016 opiera się na odpowiednich dopuszczalnych wielkościach emisji i minimalnych stopniach odsiarczania, które obowiązywałyby w dniu 1 stycznia 2016 r. dla danego obiektu energetycznego spalania objętego dyrektywą 2001/80/WE, przy uwzględnieniu następujących przepisów¹²:

Dopuszczalne wielkości emisji i minimalne stopnie odsiarczania określa się na podstawie całkowitej nominalnej mocy całego obiektu energetycznego spalania dostarczonej w paliwie na dzień 31 grudnia 2010 r., rodzaju (rodzajów) stosowanego paliwa oraz średniego rocznego czasu funkcjonowania w latach 2001-2010. W przypadku zwiększenia mocy obiektu energetycznego spalania o co najmniej 50 MW w okresie między dniem 27 listopada 2002 r. a dniem 31 grudnia 2010 r. stosuje się przepisy dotyczące obliczania odpowiednich dopuszczalnych wielkości emisji określone w art. 10 dyrektywy 2001/80/WE.

Dla wszystkich turbin gazowych ujętych w przejściowym planie krajowym odpowiednią dopuszczalną wielkością emisji dotyczącą tlenków azotu jest wielkość określona w części B załącznika VI do dyrektywy 2001/80/WE, niezależnie od art. 2 ust. 7 lit. j) dyrektywy 2001/80/WE.

Ponieważ w dyrektywie 2001/80/WE nie określono dopuszczalnych wielkości emisji dla silników gazowych, odpowiednią dopuszczalną wielkością emisji tlenków azotu jest wielkość określona w części 1 załącznika V do dyrektywy 2010/75/UE.

W przypadku obiektów energetycznego spalania, w których w latach 2001-2010 stosowane były różne rodzaje paliwa, odpowiednie dopuszczalne wielkości emisji podane są dla każdego paliwa z osobna. W sekcji 3.1.2 podano szczegółową metodę obliczania udziału każdego z

¹² Włączenie obiektu do krajowego planu redukcji emisji zgodnie z art. 4 ust. 6 dyrektywy 2001/80/WE nie ma wpływu na odpowiednie dopuszczalne wielkości emisji, z których wylicza się pułapy emisji.

tych obiektów w planach emisji.

Na mocy dyrektywy 2001/80/WE dla niektórych obiektów energetycznego spalania działających przez mniej niż 1500 godzin rocznie (średnia krocząca z pięciu lat) stosuje się mniej rygorystyczne dopuszczalne wielkości emisji. Wielkości te można stosować do wyliczania udziału indywidualnego obiektu w planie emisji na rok 2016 tylko w przypadku, gdy średni czas funkcjonowania obiektu w latach 2001-2010 wynosił mniej niż 1500 godzin rocznie.

Zestawienie odpowiednich dopuszczalnych wielkości emisji określonych w załącznikach III – VII do dyrektywy 2001/80/WE oraz odpowiednich minimalnych stopni odsiarczania określonych w załączniku III do dyrektywy 2001/80/WE znajduje się w tabelach C.1, C.2 i C.3 w dodatku C do niniejszego załącznika¹³.

3.3. Odpowiednie dopuszczalne wielkości emisji i minimalne stopnie odsiarczania do obliczania pułapów emisji na rok 2019

Zgodnie z art. 32 ust. 3 dyrektywy 2010/75/UE, pułapy emisji na rok 2019 wylicza się na podstawie odpowiednich dopuszczalnych wielkości emisji określonych w części 1 załącznika V do dyrektywy 2010/75/UE lub, w stosownych przypadkach, na podstawie odpowiednich stopni odsiarczania (zwanymi dalej „MDR”) określonych w części 5 załącznika V do dyrektywy 2010/75/UE. A zatem wyliczenie pułapów emisji na rok 2019 opiera się na odpowiednich dopuszczalnych wielkościach emisji i minimalnych stopniach odsiarczania, które będą miały zastosowanie w dniu 1 stycznia 2019 r. na mocy dyrektywy 2010/75/UE dla danego obiektu energetycznego spalania.

Dopuszczalne wielkości emisji i minimalne stopnie odsiarczania określa się na podstawie całkowitej nominalnej mocy dostarczonej w paliwie dla całego obiektu energetycznego spalania na dzień 31 grudnia 2010 r., rodzaju (rodzajów) stosowanego paliwa oraz średniego rocznego czasu funkcjonowania w latach 2001-2010.

Zestawienie odpowiednich dopuszczalnych wielkości emisji określonych w części 1 załącznika V do dyrektywy 2010/75/UE oraz odpowiednich minimalnych stopni odsiarczania określonych w części 5 załącznika V do dyrektywy 2010/75/UE znajduje się w tabelach D.1, D.2 i D.3 w dodatku D do niniejszego załącznika.

W przypadku obiektów energetycznego spalania, w których w latach 2001-2010 stosowane były różne rodzaje paliwa, odpowiednie dopuszczalne wielkości emisji podane są dla każdego paliwa osobno. W pkt 3.1.2 podano szczegółową metodę obliczania udziału każdego z tych obiektów w pułapach emisji.

Na mocy dyrektywy 2010/75/UE dla niektórych obiektów energetycznego spalania działających przez mniej niż 1500 godzin rocznie (średnia krocząca z pięciu lat) stosuje się mniej rygorystyczne dopuszczalne wielkości emisji. Wielkości te można stosować do wyliczania udziału indywidualnego obiektu w planie emisji na rok 2019 tylko w przypadku, gdy średni czas funkcjonowania obiektu w latach 2001-2010 wynosił mniej niż 1500 godzin rocznie.

¹³ Zestawienie to nie jest wyczerpujące. W szczególności nie obejmuje ono sytuacji zwiększenia mocy obiektu energetycznego spalania o co najmniej 50 MW między 27 listopada 2002 r. a 31 grudnia 2010 r., kiedy to mają zastosowanie również dopuszczalne wielkości emisji wymienione w częściach B załączników III – VII do dyrektywy 2001/80/WE (zgodnie z art. 10 dyrektywy 2001/80/WE).

3.4. Obliczanie pułapów emisji

3.4.1. Obliczanie pułapów emisji w latach 2016 i 2019

Dla lat 2016 i 2019 całkowite pułapy emisji dla każdego zanieczyszczenia określa się poprzez sumowanie udziałów każdego indywidualnego obiektu w odpowiednich pułapach emisji:

$$\begin{aligned} \text{pulap2016 (tpa)} &= \Sigma [\text{udział indywidualnego obiektu w pułapie na rok 2016}] \\ \text{pulap2019 (tpa)} &= \Sigma [\text{udział indywidualnego obiektu w pułapie na rok 2019}] \end{aligned}$$

3.4.2. Obliczanie pułapów emisji w latach 2017, 2018 i 2020

Pułapy na rok 2017 (pulap2017) oblicza się przy pomocy następującego wzoru: t

$$\text{pulap2017} = \text{pulap2016} - \frac{(\text{pulap2016} - \text{pulap2019})}{3}$$

Pułapy na rok 2018 (pulap2018) oblicza się przy pomocy następującego wzoru:

$$\text{pulap2018} = \text{pulap2016} - \frac{2 * (\text{pulap2016} - \text{pulap2019})}{3}$$

Pułapy na pierwszy semestr roku 2020 (pulap2020) to połowa pułapów na rok 2019:

$$\text{pulap2020} = \frac{\text{pulap2019}}{2}$$

(4) Późniejsze zmiany w przejściowych planach krajowych

Państwa członkowskie informują Komisję co najmniej o następujących obiektach:

- a) obiektach energetycznego spalania, które wybierają ograniczone odstępstwo obowiązujące w całym okresie eksploatacji zgodnie z art. 33 dyrektywy 2010/75/UE;

Uwaga. Państwa członkowskie muszą przekazać Komisji swoje przejściowe plany krajowe nie później niż dnia 1 stycznia 2013 r., natomiast operatorzy mają czas do dnia 1 stycznia 2014 r. na powiadomienie właściwego organu, czy chcą wybrać ograniczone odstępstwo obowiązujące w całym okresie eksploatacji. A zatem obiekt energetycznego spalania może być na początku ujęty w przejściowym planie krajowym złożonym do Komisji, zanim zostanie pozwolenie na ograniczone odstępstwo obowiązujące w całym okresie eksploatacji. W takim przypadku obiekt energetycznego spalania należy usunąć z przejściowego planu krajowego w momencie, kiedy operator obiektu powiadomi właściwy organ o decyzji wyboru ograniczonego odstępstwa obowiązującego w całym okresie eksploatacji. Udziały w odpowiednim pułapie (pułapach) emisji każdego obiektu energetycznego spalania podlegającego przepisom art. 33 dyrektywy 2010/75/UE należy

następnie odjąć od pułapu (pułapów) emisji obliczonych w ostatniej zatwierdzonej wersji przejściowego planu krajowego (lub, jeżeli nie zatwierdzono takiego planu, obliczonych w ostatniej wersji przejściowego planu krajowego złożonego do Komisji).

- b) obiektach energetycznego spalania, które zostały zamknięte (czyli tych, które definitywnie zakończyły działalność) lub których całkowita nominalna moc dostarczona w paliwie została zmniejszona poniżej 50 MW.
- c) obiektach energetycznego spalania, w których rozpoczęto współspalanie odpadów po dniu 31 grudnia 2015 r. i które w związku z tym są objęte zapisami rozdziału IV dyrektywy 2010/75/UE.

Uwaga. Jak wspomniano w art. 32 ust. 3 dyrektywy 2010/75/UE, zaprzestanie eksploatacji obiektu objętego przejściowym planem krajowym lub wyłączenie tego obiektu z zakresu rozdziału III dyrektywy 2010/75/UE nie oznacza możliwości zwiększenia całkowitych rocznych emisji z pozostałych obiektów objętych przejściowym planem krajowym.

Na potrzeby art. 32 ust. 6 dyrektywy 2010/75/UE państwa członkowskie nie są zobowiązane do przekazywania Komisji następujących informacji, ponieważ zmiany, do których się one odnoszą, nie powinny mieć wpływu na obowiązujące pułapy emisji:

- zmniejszenie lub zwiększenie całkowitej nominalnej mocy dostarczonej w paliwie po dniu 31 grudnia 2010 r. (jeżeli nie jest to zmniejszenie poniżej 50 MW);
- skrócenie lub przedłużenie rocznego czasu funkcjonowania po roku 2010;
- zmiana dotycząca stosowanego paliwa (rodzaju, ilości) po roku 2010 (inna niż przejście na spalanie odpadów, co zakwalifikowałoby obiekt jako współspalarnię odpadów, powodując jego wykluczenie z przejściowego planu krajowego).

Zmiany dotyczące nazwy obiektu (np. z powodu zmiany operatora) należy zgłaszać w zestawieniach emisji dostarczanych przez państwa członkowskie zgodnie z art. 6 ust. 3 niniejszej decyzji oraz art. 72 ust. 3 dyrektywy 2010/75/UE.

Dodatek A

Tabela A.1 — Szablon wykazu obiektów energetycznego spalania, które mają zostać ujęte w przejściowym planie krajowym

A	B	C	D				E	F	G	H	
Numer	Nazwa obiektu	Położenie obiektu (adres)	Data złożenia wniosku o pierwsze pozwolenie dla obiektu energetycznego spalania wraz z datą uruchomienia tego obiektu po raz pierwszy	LUB Data wydania pierwszego pozwolenia dla obiektu energetycznego spalania				Jakiegokolwiek zwiększenie o co najmniej 50 MW całkowitej nominalnej mocy dostarczonej w paliwie dla obiektu energetycznego spalania, które nastąpiło między dniem 27 listopada 2002 r. a dniem 31 grudnia 2010 r. (całkowite zwiększenie w MW);	Całkowita nominalna moc dostarczona w paliwie na dzień 31 grudnia 2010 r. (MW)	Roczny czas funkcjonowania w godzinach każdego obiektu energetycznego spalania, (średnia dla lat 2001-2010)	Zanieczyszczenia (SO ₂ , NO _x , pył), dla których dany obiekt energetycznego spalania NIE jest objęty przejściowym planem krajowym

A	I	J						K	L	M
Liczba	Wskazać, czy obiekt jest turbiną gazową czy silnikiem gazowym	Roczne zużycie paliwa (średnia dla lat 2001-2010) (w TJ na rok)						Średnie roczne natężenie przepływu gazów odlotowych (średnia dla lat 2001-2010) (Nm ³ /rok)	Roczna ilość siarki (S) dostarczonej do obiektu spalania w stosowanych lokalnych paliwach stałych (średnia dla lat 2001-2010) (tpa)	Współczynnik konwersji stosowany w przypadku, gdy średnie roczne natężenie przepływu gazów odlotowych zostało wyliczone ze zużytego paliwa (według rodzaju paliwa) (Nm ³ /GJ)
		węgiel kamienny	węgiel brunatny	biomasa	inne paliwa stałe	paliwa ciekłe	paliwa gazowe			

Dodatek B

Tabela B.1 — Szablon formularza do wyliczania pułapów emisji na 2016 r.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
Liczba	Nazwa	Referencyjna zawartość tlenu (%)	Odpowiedni a dopuszczalna wielkość emisji dla SO ₂ (mg/Nm ³)	Odpowiedni stopień odsiarczania (jeżeli dotyczy)	Udział obiektu w pułapie emisji SO ₂ na 2016 r. (tpa)	Odpowiedni a dopuszczalna wielkość emisji dla NO _x (mg/Nm ³)	Udział obiektu w pułapie emisji NO _x na 2016 r. (tpa)	Odpowiedni a dopuszczalna wielkość emisji dla pyłu (mg/Nm ³)	Udział obiektu w pułapie emisji pyłu na 2016 r. (tpa)	Uwagi
(dane dotyczące danego zakładu)										
ŁĄCZ NIE					ŁĄCZNY PUŁAP DLA SO ₂		ŁĄCZNY PUŁAP DLA NO _x		ŁĄCZNY PUŁAP DLA PYŁU	

Tabela B.2 — Szablon formularza do obliczania pułapów emisji na 2019 r.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
Liczba	Nazwa	Referencyjna zawartość tlenu (%)	Odpowiedni a dopuszczalna wielkość emisji dla SO ₂ (mg/Nm ³)	Odpowiedni stopień odsiarczania (jeżeli dotyczy)	Udział obiektu w pułapie emisji SO ₂ na 2019 r. (tpa)	Odpowiedni a dopuszczalna wielkość emisji dla NO _x (mg/Nm ³)	Udział obiektu w pułapie emisji NO _x na 2019 r. (tpa)	Odpowiedni a dopuszczalna wielkość emisji dla pyłu (mg/Nm ³)	Udział obiektu w pułapie emisji pyłu na 2019 r. (tpa)	Uwagi
(dane dotyczące danego zakładu)										

ŁĄCZ NIE					ŁĄCZNY PUŁAP DLA SO ₂		ŁĄCZNY PUŁAP DLA NO _x		ŁĄCZNY PUŁAP DLA PYŁU	
-------------	--	--	--	--	--	--	--	--	-----------------------------	--

Tabela B.3 — Zestawienie pułapów emisji (w tonach na rok)

	2016	2017	2018	2019	2020 (od 1 stycznia – do 30 czerwca)
SO₂					
NO_x					
pył					

Dodatek C

Tabela C.1 Dopuszczalne wielkości emisji (ELV) do zastosowania przy wyliczaniu udziału obiektów energetycznego spalania innych niż turbiny i silniki gazowe w planach emisji na 2016 r.

Zanieczyszczenie	Rodzaj paliwa	Dopuszczalna wielkość emisji (w mg/Nm ³)			
		50 - 100 MW	> 100 - 300 MW	> 300 - 500 MW	> 500 MW
SO ₂	stałe	2000	liniowy spadek od 2000 do 400 (uwaga 1)		400
	ciekłe	1700		liniowy spadek od 1700 do 400	400
	gazowe	ogólnie 35 5 w przypadku skroplonego gazu 800 w przypadku gazu koksowniczego i gazu wielkopiecowego			
NO _x (uwaga 6)	stałe (uwaga 2)	600			200 (uwaga 3)
	ciekłe	450			400
	gazowe	300			200
pył	stałe	100			50 (uwaga 4)
	ciekłe	50 (uwaga 5 do tabeli)			
	gazowe	ogólnie 5 10 w przypadku gazu wielkopiecowego 50 w przypadku gazów hutniczych nadających się do innych zastosowań			

Referencyjna zawartość tlenu wynosi 6 % w przypadku paliw stałych i 3 % w przypadku paliw ciekłych i gazowych

Uwagi

- 800 mg/Nm³ w przypadku obiektów o całkowitej nominalnej mocy dostarczonej w paliwie nie mniejszej niż 400 MW, których czas funkcjonowania nie przekracza 1500 godzin rocznie.
- 1200 mg/Nm³ w przypadku obiektów, które w okresie dwunastu miesięcy upływającym dnia 1 stycznia 2001 r. opalane były paliwami stałymi o zawartości substancji lotnych wynoszącej <10 % i nadal opalane są takimi paliwami.
- 450 mg/Nm³ w przypadku obiektów, których czas funkcjonowania nie przekracza 1500 godzin rocznie.
- 100 mg/Nm³ w przypadku obiektów, którym udzielono pierwszego pozwolenia na budowę lub, w przypadku braku takiej procedury, pierwszego pozwolenia na eksploatację udzielono przed dniem 1 lipca 1987 r. i które opalane są paliwem stałym posiadającym wartość opałową mniejszą niż 5800 kJ/kg, zawartość wilgoci > 45 % wagowo, łączną zawartość wilgoci i popiołu > 60 % wagowo i zawartość tlenu wapnia > 10 %.
- 100 mg/Nm³ w przypadku obiektów o całkowitej nominalnej mocy dostarczonej w paliwie nie większej niż 500 MW opalanych paliwem ciekłym o zawartości popiołu > 0,06 %.
- w przypadku obiektów umiejscowionych we francuskich departamentach zamorskich, na Azorach, na Maderze lub Wyspach Kanaryjskich mają zastosowanie następujące dopuszczalne wielkości emisji: dla paliw stałych ogółem: 650 mg/Nm³; dla paliw stałych zawierających < 10 % związków lotnych: 1300 mg/Nm³; dla paliw ciekłych: 450 mg/Nm³; dla paliw gazowych: 350 mg/Nm³.

Tabela C.2 Dopuszczalne wielkości emisji (ELV) właściwe dla wyliczenia udziału turbin i silników gazowych w pułapach emisji NO_x na 2016 r.

	Dopuszczalna wielkość emisji dla NO _x (mg/Nm ³)
Silniki gazowe (opalone paliwami gazowymi)	100
Turbiny gazowe (w tym turbiny gazowe o cyklu kombinowanym (CCGT) opalone następującymi paliwami:	
gaz ziemny (uwaga 1)	50 (uwagi 2 i 3)
paliwa gazowe inne niż gaz ziemny	120
lekkie i średnie destylaty	120

Referencyjna zawartość tlenu wynosi 15 %.

Uwagi

- Naturalnie występujący metan o zawartości nie większej niż 20 % (objętościowo) składników obojętnych i innych składników.
- 75 mg/Nm³ w następujących przypadkach — gdy sprawność turbiny gazowej jest ustalona przy obciążeniu podstawowym według normy ISO):
 - turbiny gazowe wykorzystywane w kombinowanych systemach ciepłych i energii elektrycznej o ogólnej sprawności większej niż 75 %;
 - turbiny gazowe wykorzystywane w obiektach o kombinowanym cyklu o rocznej średniej ogólnej sprawności elektrycznej większej niż 55 %;
 - turbiny gazowe dla urządzeń mechanicznych
- Dla turbin gazowych o pojedynczym cyklu niepodlegających żadnej z kategorii wymienionych w uwadze 2, ale o sprawności większej niż 35 % — ustalonej przy obciążeniu podstawowym według normy ISO — dopuszczalna wielkość emisji wynosi $50x\eta/35$, gdzie η jest sprawnością turbiny gazowej w warunkach obciążenia podstawowego według normy ISO, wyrażoną procentowo.

Tabela C.3 Minimalne stopnie odsiarczania do zastosowania przy wyliczaniu udziałów w pułapie emisji SO₂ na 2016 r. poszczególnych obiektów energetycznego spalania opalanych lokalnym paliwem stałym, które z uwagi na właściwości tego paliwa nie mogą przestrzegać dopuszczalnych wielkości emisji SO₂ ustanowionych w art. 30 ust. 2 i 3 dyrektywy 2010/75/UE

Całkowita nominalna moc dostarczona w paliwie	Minimalny stopień odsiarczania
50 – 100 MW	60 %
> 100 – 300 MW	75 %
> 300 – 500 MW	90 %
> 500 MW	ogólnie 94% 92 % w przypadku obiektów, dla których zawarto umowę na montaż sprzętu odsiarczania gazu spalinowego lub nawapniania, a prace związane z jego instalacją rozpoczęto przed dniem 1 stycznia 2001 r.

Dodatek D

Tabela D.1 Dopuszczalne wielkości emisji (ELV) do zastosowania przy wyliczaniu udziału obiektów energetycznego spalania innych niż turbiny i silniki gazowe w pułapach emisji na 2019 r.

Zanieczyszczenie	Rodzaj paliwa	Dopuszczalna wielkość emisji (mg/Nm ³)			
		50 - 100 MW	> 100 - 300 MW	> 300 - 500 MW	> 500 MW
SO ₂	węgiel kamienny, węgiel brunatny i inne paliwa stałe (uwaga 1)	400	250	200	
	biomasa (uwaga 1)	200			
	torf (uwaga 1)	300		200	
	Ciekłe	350 (uwaga 2)	250 (uwaga 2)	200 (uwaga 3)	
	Gazowe	ogólnie 35 5 w przypadku skroplonego gazu 400 w przypadku gazu niskokalorycznego z pieca koksowniczego 200 w przypadku niskokalorycznego gazu wielkopieczowego			
NO _x	węgiel kamienny, węgiel brunatny i inne paliwa stałe	300 (uwagi 4 i 5)	200 (uwaga 5)		200 (uwaga 6)
	biomasa i torf	300 (uwaga 5)	250 (uwaga 5)	200 (uwaga 5)	200 (uwaga 6)
	ciekłe	450	200 (uwagi 5 i 7)	150 (uwagi 5 i 7)	150 (uwaga 3)
	gaz ziemny (uwaga 8)	100			
	inne gazy	300			200
pył	węgiel kamienny, węgiel brunatny i inne paliwa stałe	30	25	20	
	biomasa i torf	30	20		
	ciekłe	30	25	20	
	gazowe	ogólnie 5 10 w przypadku gazu wielkopieczowego 30 w przypadku gazów hutniczych nadających się do innych zastosowań			

Referencyjna zawartość tlenu wynosi 6 % w przypadku paliw stałych i 3 % w przypadku paliw ciekłych i gazowych.

Uwagi

1. 800 mg/Nm³ w przypadku obiektów, których czas funkcjonowania nie przekracza 1500 godzin rocznie
2. 850 mg/Nm³ w przypadku obiektów, których czas funkcjonowania nie przekracza 1500 godzin rocznie
3. 400 mg/Nm³ w przypadku obiektów, których czas funkcjonowania nie przekracza 1500 godzin rocznie
4. 450 mg/Nm³ w przypadku spalania sproszkowanego węgla brunatnego
5. 450 mg/Nm³ w przypadku obiektów, których czas funkcjonowania nie przekracza 1500 godzin rocznie
6. 450 mg/Nm³ w przypadku obiektów, którym udzielono pozwolenia przed 1 lipca 1987 r. i których czas funkcjonowania nie przekracza 1500 godzin rocznie
7. 450 mg/Nm³ w przypadku obiektów energetycznego spalania w instalacjach chemicznych

wykorzystujących na własne potrzeby płynne pozostałości poprodukcyjne jako paliwo niekomercyjne

8. Naturalnie występujący metan o zawartości nie większej niż 20 % (objętościowo) składników obojętnych i innych składników.

Tabela D.2 Dopuszczalne wielkości emisji (ELV) do zastosowania przy wyliczaniu udziału turbin i silników gazowych w planach emisji NO_x na 2019 r.

	Dopuszczalna wielkość emisji NO _x (mg/Nm ³)
Silniki gazowe (opalone paliwami gazowymi)	100
Turbiny gazowe (w tym turbiny gazowe o cyklu kombinowanym (CCGT) opalone następującymi paliwami:	
gaz ziemny (uwaga 1)	50 (uwagi 2, 3 i 4)
paliwa gazowe inne niż gaz ziemny	120 (uwaga 5)
lekkie i średnie destylaty	90 (uwaga 5)

Referencyjna zawartość tlenu wynosi 15 %.

Uwagi

1. Naturalnie występujący metan o zawartości nie większej niż 20 % (objętościowo) składników obojętnych i innych składników.
2. 75 mg/Nm³ w następujących przypadkach (gdy sprawność turbiny gazowej jest ustalona przy obciążeniu podstawowym według normy ISO):
 - turbiny gazowe wykorzystywane w kombinowanych systemach cieplnych i energii elektrycznej o ogólnej sprawności większej niż 75 %;
 - turbiny gazowe wykorzystywane w obiektach o kombinowanym cyklu o rocznej średniej ogólnej sprawności elektrycznej większej niż 55 %;
 - turbiny gazowe dla urządzeń mechanicznych
3. Dla turbin gazowych o pojedynczym cyklu niepodlegających żadnej z kategorii wymienionych w uwadze 2, ale o sprawności większej niż 35 % — ustalonej przy obciążeniu podstawowym według normy ISO — dopuszczalna wielkość emisji wynosi $50 \times \eta / 35$, gdzie η jest sprawnością turbiny gazowej w warunkach obciążenia podstawowego według normy ISO, wyrażoną procentowo.
4. 150 mg/Nm³ w przypadku obiektów, których czas funkcjonowania nie przekracza 1500 godzin rocznie
5. 200 mg/Nm³ w przypadku obiektów, których czas funkcjonowania nie przekracza 1500 godzin rocznie

Tabela D.3 Minimalne stopnie odsiarczania do zastosowania przy wyliczaniu udziałów w palupie emisji SO₂ na 2019 r. poszczególnych obiektów energetycznego spalania opalanych lokalnym paliwem stałym, które z uwagi na właściwości tego paliwa nie mogą przestrzegać dopuszczalnych wielkości emisji SO₂ ustanowionych w art. 30 ust. 2 i 3 dyrektywy 2010/75/UE

Całkowita nominalna moc dostarczona w paliwie	Minimalny stopień odsiarczenia
50 – 100 MW	80 %
> 100 – 300 MW	90 %
> 300 MW	ogólnie 96 % 95 % w przypadku obiektów opalanych łupkiem bitumicznym