

## PREZYDENT MIASTA SZCZECIN

WOŚr-VII.6223.1.2019.JS  
UNP:26689/WOŚr/-XIX/19

Szczecin; 2019-07-17

### DECYZJA

Na podstawie art. 104, art. 155 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. - Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2018 r., poz. 2096 j.t. ze zm.) w związku z art. 378 ust.1 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2018 r., poz. 799 j.t. ze zm.), po rozpatrzeniu wniosku PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. z siedzibą w Bełchatowie w sprawie zmiany decyzji Marszałka Województwa Zachodniopomorskiego z dnia 26.08.2011 r. znak: WOŚ.II.7222.17.9.2011.MG ze zmianami, udzielającej PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. z siedzibą w Bełchatowie pozwolenia zintegrowanego na prowadzenie instalacji energetycznego spalania paliw w Elektrowni Szczecin, zlokalizowanej przy ul. Gdańskiej 34a w zakresie dostosowania do wymogów decyzji wykonawczej Komisji (UE) 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 r., ustanawiającej konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania z uwzględnieniem odstępstwa, o którym mowa w art. 204 ust. 2 ustawy z 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska.

### o r z e k a m

zmienić decyzję Marszałka Województwa Zachodniopomorskiego z dnia 26.08.2011r. znak: WOŚ.II.7222.17.9.2011.MG zmienioną decyzją z dnia 30.11.2011r. znak: WOŚ.II.7222.20.3.2011.GD i decyzją z dnia 16.05.2012r. znak: WOŚ.II.7222.9.2.2012.GD oraz decyzjami Prezydenta Miasta Szczecin z dnia 30.08.2013r. znak: WGKiOŚ-II.6223.1.2013.JS, z dnia 02.07.2014 r. znak: WGKiOŚ-II.6223.1.2014.JS, z dnia 27.11.2014 r., znak: WGKiOŚ-II.6223.6.2014.JS i z dnia 17.12.2015 r. znak: WGKiOŚ-II.6223.7.2015.JS, udzielającą PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. z siedzibą w Bełchatowie pozwolenia zintegrowanego na prowadzenie instalacji energetycznego spalania paliw w Elektrowni Szczecin, zlokalizowanej przy ul. Gdańskiej 34a w zakresie dostosowania do konkluzji BAT z uwzględnieniem odstępstwa, o którym mowa w art. 204 ust. 2 ustawy z 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska, w następujący sposób:

#### 1. Pkt II.1. Charakterystyka instalacji i urządzeń otrzymuje brzmienie:

„Elektrownia Szczecin jest elektrownią zawodową z otwartym układem chłodzenia o mocy elektrycznej 68,5 MW<sub>e</sub> przy pracy kondensacyjnej bloku lub mocy elektrycznej 48 MW<sub>e</sub> i mocy cieplnej 120 MW przy pracy ciepłowniczej lub mocy cieplnej 42,14 MW podczas pracy wyłącznie kotła PTWM - 50. W elektrowni w celu wytworzenia energii spalania jest biomasa. Olej opałowy lekki jest wykorzystywany jako paliwo rozpałkowe dla kotła K-71 oraz podstawowe dla kotła PTWM- 50. Elektrownia wyposażona jest w jeden parowy kocioł fluidalny BFB OF-230 (K-71) opalany biomasą oraz jeden kocioł wodny PTWM-50 opalany olejem opałowym lekkim. Łączna nominalna moc cieplna zainstalowanych kotłów (w paliwie) wynosi 252 MW<sub>t</sub>.

W skład instalacji IPPC wchodzi:

1. Parowy kocioł fluidalny BFB OF-230 (K-71) o nominalnej mocy cieplnej 204 MW<sub>t</sub>, opalany biomasą (paliwo stałe);
2. Wodny kocioł PTWM-50 o nominalnej mocy cieplnej 48 MW<sub>t</sub>; opalany olejem

- opałowym lekkim (paliwo płynne),
3. Turbozespół - turbina 7UCK68 i generator typu 50WX18Z-059;
  4. Elektrofiltr ROTHEMUHLE typu 1 (1 S x 3 F - 12,5.0 23 D x 13.5 H x 12.00 L/400 a)/7500.

Pozwoleniem zintegrowanym, objęto również magazyny paliw, jako elementy pomocnicze powiązane funkcjonalnie z instalacją do energetycznego spalania paliw:

1. magazyn biomasy - pryzma biomasy leśnej o pojemności  $V = 30\ 000\ m^3$ , silosy biomasy rolnej o pojemności  $V = 6\ 000\ m^3$  i  $V = 2\ 000\ m^3$ ;
2. magazyn oleju opałowego lekkiego - 2 zbiorniki o objętości  $2 \times 50\ m^3$ ; zasilające kocioł wodny PTWM-50,
3. magazyn oleju opałowego lekkiego - jeden zbiornik o objętości  $50\ m^3$  i jeden zbiornik o pojemności  $150\ m^3$ ; zasilające parowy kocioł K-71,

oraz

4. zbiornik retencyjny popiołu o pojemności  $V = 700\ m^3$  jako element bezpośrednio związany z układem odpylania instalacji IPPC.

Granice instalacji energetycznego spalania paliw eksploatowanej w Elektrowni Szczecin wyznaczają:

- po stronie zasilania w biomasę - zewnętrzne zbiorniki zasypowe biomasy parowego kotła BFB OF-230 (K-71);
- po stronie zasilania w olej opałowy lekki (dotyczy wodnego kotła PTWM-50) - mierniki przepływu na przewodach zasilających;
- po stronie zasilania w olej opałowy lekki kotła OF-230 (paliwo rozpałkowe i pomocnicze) - mierniki przepływu na przewodach zasilających;
- po stronie zasilania w wodę - mierniki przepływu wody na rurociągach dostarczających wodę zdeminalizowaną oraz wodę chłodzącą;
- po stronie odprowadzania gazów odlotowych - wylot z kominów;
- po stronie odprowadzania wód pochłodniczych i ścieków przemysłowych - kanał zrzutowy w budynku głównym elektrowni;
- po stronie odprowadzania odpadów - stanowisko załadunku kontenera na popiół denny i wylot rurociągu transportu pneumatycznego popiołu z elektrofiltra;
- po stronie odprowadzania ciepła - czujniki przepływu i czujniki temperatury, na rurociągach odprowadzających ciepło do sieci miejskiej SEC;
- po stronie odprowadzania energii elektrycznej - legalizowane układy pomiarowe na poziomie 110 kV i 15 kV."

## **2. Pkt II.1.1.B Kocioł fluidalny, Typ kotła** otrzymuje brzmienie:

„Parowy kocioł fluidalny ze złożem stacjonarnym BFB OF-230 opromieniowany. Kocioł jest zaprojektowany do wytwarzania od 80 do 230 ton pary na godzinę przy ciśnieniu 70 bar(g) i temperaturze 535°C przy użyciu biopaliwa, z wody zasilającej o temperaturze 148°C. Głównym paliwem dla kotła są biopaliwa, takie jak biomasa leśna i rolna. Jako paliwo rozruchowe jest używany olej opałowy lekki.”

## **3. Pkt II.1.1.C Kocioł fluidalny, Podstawowe parametry pracy kotła** otrzymuje brzmienie:

- „wydajność cieplna kotła - 183 MW;
- sprawność - 0,8971;
- nominalna moc cieplna kotła (moc w paliwie) - 204 MW<sub>t</sub>;
- maksymalna wydajność pary dla paliwa podstawowego - 260 Mg/h (chwilowa

- maksymalna), maksymalna trwała wydajność pary - 230 Mg/h;
- średnioroczna nominalna moc cieplna kotła w paliwie - 190 MW<sub>t</sub> (obciążenie 93%), wyznaczone w oparciu o dolną wartość opałową paliwa podstawowego na poziomie 8,2 GJ/Mg;
- paliwo podstawowe - biomasa;
  - wartość opałowa - min. 5 000 MJ/Mg;
- paliwo rozpałkowe - olej opałowy lekki;
  - wartość opałowa - ok. 42 500 MJ/Mg;
- czas pracy kotła na paliwie podstawowym - 8.520 h/a;
- maksymalne, chwilowe zużycie paliwa podstawowego - 89,6 Mg/h;
- średnioroczne zużycie paliwa podstawowego - 710 300 Mg."

**4. W pkt. II.1.4. Kocioł PTWM-50 zapis o treści:**

„Na wypadek awarii kotła fluidalnego w okresie grzewczym, dla zapewnienia dostaw ciepła do miasta, zmodernizowano kocioł PTWM-50, przystosowując go do spalania oleju opałowego lekkiego. Kocioł będzie wówczas pełnił funkcję rezerwową. Kocioł może również być uruchamiany w razie konieczności zapewnienia dostaw ciepła dla miasta podczas pracy kotła fluidalnego - będzie pełnił funkcję pomocniczą. Po modernizacji nominalna moc cieplna kotła w paliwie wynosi 48 MW<sub>t</sub>.”

**zastępuje się zapisem o następującej treści:**

„Na wypadek awarii kotła fluidalnego w okresie grzewczym, dla zapewnienia dostaw ciepła do miasta, uruchamiany będzie kocioł PTWM-50, opalany olejem opałowym lekkim. Kocioł pełni funkcję rezerwową.”

**5. Pkt II.1.4.C. Podstawowe parametry pracy kotła opalanego olejem opałowym lekkim otrzymuje brzmienie:**

- wydajność cieplna kotła - 42,14 MW;
- sprawność - 0,878;
- nominalna moc cieplna (moc w paliwie) - 48 MW<sub>t</sub>;
- paliwo podstawowe - olej opałowy lekki o wartości opałowej ok. 42.500 MJ/Mg;
- czas pracy kotła wodnego na paliwie podstawowym - 480 h/a, wyłącznie w okresie postoju kotła parowego K-71 (awarie, remonty, przeglądy) w celu zapewnienia dostaw ciepła do miasta oraz 72 h/a w okresie jednoczesnej pracy z parowym kotłem fluidalnym;
- średnioroczne zużycie oleju opałowego lekkiego przez kocioł wodny PTWM-50 - 2 500 Mg/a.”

**6. W pkt. II.1.6. Magazyn paliw płynnych, w pierwszym zdaniu zapis o treści:**

„Paliwo rozpałkowe i pomocnicze dla kotła fluidalnego BFB OF-230 (K-71) ....”

**zastępuje się zapisem o następującej treści:**

„Paliwo rozpałkowe dla parowego kotła fluidalnego BFB OF-230 (K-71)...:”

**7. W pkt. II.3. Zużycie materiałów, paliw i energii, ppkt 2 o treści:**

„2. Olej opałowy lekki 10 000,0 Mg,”

**zastępuje się zapisem o następującej treści:**

„2. Olej opałowy lekki 3 000,0 Mg,”

## **8. Pkt III. Warianty funkcjonowania instalacji otrzymuje brzmienie:**

„Instalacja do energetycznego spalania paliw w Elektrowni Szczecin może być eksploatowana w kilku możliwych układach, nazywanych dalej umownie „wariantami”. I tak:

Wariant 1 - jest to podstawowy układ pracy instalacji, charakteryzujący się eksploatacją wyłącznie kotła fluidalnego opalanego biomasą. Czas trwania wariantu 1 wynosić może maksymalnie 8520 h/a.

Wariant 2 - rozruch kotła fluidalnego. Jest to układ pracy kotła odbiegający od normalnych warunków eksploatacji instalacji. W okresie rozruchu trwającym do 15 godzin, w palnikach olejowych kotła spalany jest olej opałowy lekki;

Wariant 3 - eksploatacja wyłącznie kotła wodnego PTWM-50 opalanego olejem opałowym lekkim. Kocioł fluidalny jest wyłączony z eksploatacji z powodu rocznego przeglądu/remontu lub awarii kotła bądź urządzeń z nim współpracujących, uniemożliwiających jego eksploatację - funkcja rezerwowa. Czas trwania wariantu 3 - ok. 20 dni (480 h/a);

Wariant 4 - układ jednoczesnej pracy kotła wodnego PTWM-50 z parowym kotłem fluidalnym opalany biomasą. Jednoczesna praca kotła PTWM – 50 z kotłem fluidalnym K – 71 realizowana będzie w przypadku przeprowadzania wymaganych pomiarów, prób i testów. Zakładany maksymalny czas jednoczesnej pracy kotłów wynosi 3 dni (72 h/a).”

## **9. Pkt IV. Sposoby osiągnięcia wysokiego poziomu ochrony środowiska jako całości otrzymuje brzmienie:**

„Zastosowane obecnie rozwiązania techniczne i sposoby prowadzenia instalacji zapewniające osiągnięcie wysokiego stopnia ochrony środowiska oraz spełnienie od 17.08.2021r. wymagań najlepszej techniki wynikających z BAT 1, BAT 6, BAT 8, BAT 9, BAT 10, BAT 12, BAT 13, BAT 16, BAT 17 oraz tabeli 8 sekcja 2 konkluzji BAT obejmują w szczególności:

1. Metody zapewnienia efektywnego wykorzystania energii zawartej w paliwie poprzez:
  - stosowanie wysoko sprawnych urządzeń do wytwarzania energii elektrycznej,
  - osiągnięcie wysokiej efektywności produkcji,
  - spełnienie wymagań określonych w tabeli 8 sekcja 2 konkluzji BAT czyli jednostkowe zużycie paliwa netto mieści się w zakresie 73-99% - zgodnie z zapisami Decyzji Wykonawczej Komisji 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017r. poziomy te mogą nie być osiągalne jeżeli potencjalne zapotrzebowanie na ciepło jest zbyt niskie.
2. Metody zapewniające efektywność gospodarki materiałowo-surowcowej poprzez:
  - kontrolę procesów technologicznych (pozwala na optymalizację wytwarzania energii);
  - dobór właściwych materiałów eksploatacyjnych, co pozwala na dłuższy okres ich wykorzystywania oraz przedłużenie czasu bezawaryjnej eksploatacji;
  - racjonalne gospodarowanie paliwem;
  - racjonalne gospodarowanie wodą;
  - monitoring i rejestrację danych dotyczących zużycia surowców, mediów i materiałów;
  - analizę wskaźników zużycia surowców i materiałów w stosunku do wielkości

- produkcji,
- planowanie i prowadzenie działalności w sposób ograniczający ilość powstających ścieków.
3. Metody ochrony powietrza, polegające na:
- zastosowaniu zmodernizowanego elektrofiltra ROTHEMÜHLE typu 1;
  - zastosowaniu filtra workowego w systemie odpowietrzenia zbiornika retencyjnego popiołu o pojemności  $V = 700 \text{ m}^3$ ;
  - wyposażeniu przesypów taśmociągów stanowisk rozładunku biomasy w wysokosprawne filtry workowe ograniczające emisję pyłów z przestrzeni zamkniętych przesypów na magazynie biomasy,
  - stosowaniu systemów redukcji emisji dzięki odpowiedniemu zaprojektowaniu, eksploatacji i konserwacji przy optymalnej wydajności i dostępności (BAT 8).
4. Metody ochrony środowiska wód powierzchniowych poprzez:
- stosowanie separatorów wód opadowych w kanalizacji ścieków opadowych;
  - stosowanie pływających zapór przeciwrozlewowych na wylocie wód pochłoniczych do rzeki Parnicy;
  - oczyszczanie ścieków ze stacji uzdatniania wody w oczyszczalni mechaniczno-chemicznej {dwa neutralizatory i trzykomorowy osadnik poziomy};
  - systematyczną racjonalną gospodarkę wodną z ograniczaniem zużycia wody;
  - systematyczny monitoring jakości odprowadzanych wód pochłoniczych i ścieków przemysłowych;
  - niestosowanie biocydów {środków antyporostowych} w wodach chłodniczych. Kondensatory turbiny oczyszczane są mechanicznie przy pomocy instalacji Taprogge.
5. Metody ochrony środowiska gruntowo-wodnego poprzez:
- zastosowanie szczelnych powierzchni betonowych pod powierzchniami technologicznymi;
  - umieszczenie zbiorników z substancjami niebezpiecznymi w wannach przeciwrozlewowych;
  - zastosowanie szczelnych posadzek i tac przeciwrozlewowych pod transformatorami olejowymi;
  - wyposażenie wszystkich zewnętrznych powierzchni utwardzonych w kanalizację wód opadowych z separatorami węglowodorów przed wylotem do odbiornika.
6. Metody ochrony środowiska przed hałasem - w instalacji w celu ograniczenia emisji hałasu stosowane są następujące techniki określone w BAT 17:
- środki operacyjne i techniczne - obsługa urządzeń przez doświadczony personel posiadający stosowne uprawnienia eksploatacyjne i dozoru,
  - systematyczne i okresowe przeglądy najbardziej uciążliwych pod względem akustycznym urządzeń emitujących hałas (hałas od urządzeń, wymienionych w wykazach zawartych w pozwoleniach zintegrowanych), celem wyeliminowania ewentualne zwiększenie poziomu emisji hałasu, wynikającego z technicznych usterek tych urządzeń.
  - kontrola i w miarę potrzeb wymiana urządzeń lub ich elementów emitujących nadmierny hałas (łożyska, dysze, kanały przepływowe itp.),
  - unikanie przeprowadzania uciążliwych akustycznie działań w nocy (np. dmuchanie kotła),
  - zapewnienie ograniczenia emisji hałasu podczas czynności konserwacyjnych (np. tłumiki hałasu);
  - wybór urządzeń niskoemisyjnych w zakresie emisji hałasu (dobór urządzeń pod kątem wymagań ochrony środowiska, parametry akustyczne urządzeń zostały

- dobrane w taki sposób aby spełnić wymagania w zakresie poziomu emisji hałasu w środowisku);
- redukcja hałasu - stosowanie urządzeń do ograniczenia emisji hałasu w tym: tłumiki, obudowy i izolacje urządzeń, część urządzeń emitujących hałas (sprężarki, pompy, wentylatory) znajduje się w wydzielonych budynkach/hałach (np. sprężarkownia kotła fluidalnego);
  - urządzenia do ograniczenia emisji hałasu – stosowanie tłumików np. na zaworach bezpieczeństwa pary głównej i zaworach rozruchowych kotła fluidalnego BFB OF-230 (K-71),
  - stosowanie odpowiedniej izolacyjności akustycznej pomieszczeń czy budynków, w których urządzenia takie będą lokalizowane. Właściwe umiejscowienie wyposażenia i budynków - wykorzystanie ścian budynków jako ekranów tłumiących.
7. Metody bezpiecznego gospodarowania substancjami niebezpiecznymi poprzez:
- odpowiednie przygotowanie miejsc rozładunku;
  - stosowanie zabezpieczeń przy zbiornikach magazynujących te substancje;
  - monitorowanie zbiorników magazynowych substancji niebezpiecznych;
  - wyposażenie pracowników w środki ochrony osobistej;
  - określenie zasad postępowania z substancjami niebezpiecznymi;
  - posiadanie opracowanych procedur postępowania na wypadek nadzwyczajnych zagrożeń;
  - okresowe szkolenia pracowników;
  - nadzór nad prawidłowością przebiegu procesów produkcyjnych, przestrzeganiem oraz przepisów bezpieczeństwa i higieny pracy oraz instrukcji stanowiskowych
8. Metody ochrony przed nadmiernym powstawaniem odpadów - w instalacji w celu ograniczenia ilości odpadów przesyłanych do unieszkodliwienia ze spalania i technik redukcji zanieczyszczeń stosowane są następujące techniki w tym określone w BAT 16:
- prowadzenie szkoleń pracowników w zakresie prawidłowego prowadzenia procesów produkcyjnych i obsługowych a także postępowania z odpadami;
  - kontrolowanie ilości wytwarzanych odpadów, poprzez prowadzenie ilościowej i jakościowej ewidencji odpadów;
  - odpady paleniskowe w pierwszej kolejności przekazywane są odbiorcom zewnętrznym a w przypadku braku takiej możliwości kierowane na składowisko odpadów paleniskowych Elektrowni Szczecin,
  - prowadzenie racjonalnej gospodarki środkami używanymi przez pracowników;
  - prowadzenie selektywnej zbiórki odpadów oraz gromadzenie ich w specjalistycznych pojemnikach;
  - przekazywanie odpadów specjalistycznym firmom celem unieszkodliwienia lub poddania procesowi recyklingu;
  - przekazywanie do odzysku odpadów, posiadających właściwości umożliwiające przy aktualnym stanie prawnym oraz stanie techniki, technologii i organizacji ich wykorzystanie.
9. Wdrażanie rozwiązań technicznych, uwzględniające postęp technologiczny i rozwój wiedzy w tym zakresie oraz charakteryzujące się energooszczędnością i niską materiałochłonnością.
10. Wdrożony Zintegrowany System Zarządzania zawierający cechy wymienione w BAT 1 od i do xiv (element xv – plan zarządzania hałasem nie jest konieczny, element xvi – plan zarządzania zapachami nie dotyczy instalacji Elektrowni Szczecin), który umożliwia wysoki poziom kontroli i zapobiegania

- zanieczyszczeniu środowiska oraz poprawę ogólnej efektywności środowiskowej,
11. Wymagania zapewniające ochronę gleby, ziemi i wód gruntowych, w tym środki mające na celu zapobieganie emisjom do gleby, ziemi i wód gruntowych oraz sposób ich systematycznego nadzorowania.  
Wymagania zapewniające ochronę gleby, ziemi i wód gruntowych określone są w pkt 11.1.6., pkt 11.1.7., pkt IV.5., pkt IV.7., pkt IV.8., pkt V.2.2., pkt V.4.1. pozwolenia, w związku z tym nie określa się dodatkowych wymagań w tym zakresie.
  12. W celu ograniczenia emisji do wody lub powietrza w warunkach innych niż normalne warunki użytkowania w ramach systemu zarządzania funkcjonuje procedura, która określa sposób działania w przypadku sytuacji odbiegających od stanu pracy normalnej oraz dokumenty określające zasady badania i analizowania zakłóceń oraz awarii w pracy w elektrowniach Oddziału (Instrukcje obsługi urządzeń, Instrukcje eksploatacji urządzeń, Instrukcje awaryjne oraz Instrukcje stanowiskowe) – BAT 10.
  13. W celu poprawy ogólnej efektywności środowiskowej oraz ograniczenia emisji CO i niespalonych substancji do powietrza zapewnione jest optymalne spalanie i stosowanie odpowiedniej kombinacji technik zgodnie z BAT 6:
    - łączenie i mieszanie paliwa - w celu uzyskania określonych proporcji spalanej biomasy w celu optymalizacji pracy kotła,
    - konserwacja układu spalania,
    - zaawansowany system kontroli,
    - dobór paliwa.
  14. Zasady zabezpieczania dostaw paliw na potrzeby produkcji energii elektrycznej i ciepła w PGE GiEK S.A. określają odpowiednie procedury w systemie zarządzania, które swoim zakresem obejmują m.in. kontrolę ilościową i jakościową dostarczanych surowców produkcyjnych. Dodatkowo proces przyjmowania i kontroli biomasy reguluje odpowiednia instrukcja. Ponadto prowadzony jest monitoring parametrów spalanych paliw, z zakresem i częstotliwością odpowiednio do substancji/parametrów istotnych dla optymalizacji procesu spalania i istotnych dla efektywności środowiskowej.  
Od 17 sierpnia 2021r. badania spalanej biomasy będą prowadzone zgodnie z wymaganiami BAT 9 tj.:
    - Wartość opałowa (LHV);
    - Wilgotność;
    - Popiół,
    - C, Cl, F, N, S, K, Na,
    - Metale i metaloidy (As, Cd, Cr, Cu, Hg, Pb, Zn).Częstotliwość prowadzonych badań to:
    - 1 raz na dobę dla parametrów: LHV (wartość opałowa), Wilgotność, Popiół,
    - każdorazowo w przypadku przyjęcia do zakładu nowego rodzaju paliwa, przed rozpoczęciem jego spalania w zakresie parametrów: C, Cl, F, N, S, K, Na oraz metale i metaloidy (As, Cd, Cr, Cu, Hg, Pb, Zn).
  15. W celu zwiększenia sprawności energetycznej spalania w instalacji stosowane są następujące techniki wymienione w BAT 12:
    - optymalizacja spalania,
    - optymalizacja parametrów czynnika roboczego,
    - optymalizacja cyklu pary,
    - minimalizacja zużycia energii na potrzeby własne,
    - wstępny podgrzew powietrza do spalania,

- zaawansowany system kontroli,
  - wstępne podgrzewanie wody zasilającej w procesie regeneracji,
  - odzysk ciepła przez kogenerację (CHP),
  - minimalizacja strat ciepła,
  - zaawansowane materiały o wysokiej wytrzymałości.
16. W celu ograniczenia zużycia wody i ilości uwalnianych zanieczyszczających ścieków (BAT 13) popiół lotny nie jest chłodzony wodą. Popiół spod elektrofiltru transportowany jest pneumatycznie do zbiornika retencyjnego. Odbiór i transport popiołu lotnego odbywa się przy pomocy autocystern (w przypadku sprzedaży zewnętrznym odbiorcom) lub wagonów kolejowych.

**10. Pkt V.1.1. Źródła emisji otrzymuje brzmienie:**

„Zanieczyszczenia pyłowo-gazowe z instalacji energetycznego spalania paliw oraz instalacji pomocniczych są emitowane do atmosfery przez następujące emitory:

- E1 - emitor elektrowni wprowadzający do powietrza substancje powstające w wyniku spalania oleju opałowego lekkiego w kotle wodnym PTWM-50,
- E2 - emitor elektrowni wprowadzający do powietrza substancje powstające w wyniku spalania biomasy w parowym kotle typu BFB OF- 230 (K-71);
- E3 - emitor zbiornika retencyjnego popiołu;
- E5a - emitor z odpylania stacji rozładowniczej nr 1 - biomasa leśna;
- E5b - emitor z odpylania stacji rozładowniczej nr 2 - biomasa rolnicza;
- E5c - emitor z odpylania przesypu biomasy rolniczej;
- E5d - emitor z odpylania przesypu tunelu zbiorczego ciągu transportowego.”

**11. Pkt V.1.2. Emisja z instalacji energetycznego spalania paliw otrzymuje brzmienie:**

„Emisja roczna z instalacji z procesów produkcyjnych (emitory E1, E2) od dnia 01.01.2016 r. do dnia 16.08.2021 r. może wynieść:

Tabela 2a

Substancja zanieczyszczająca	Emisja dopuszczalna	
	Od 01.01.2016 r. do 31.12.2020 r. [Mg/rok]	Od dnia 01.01.2021 r. do 16.08.2021 r. [Mg]
SO <sub>2</sub>	591	369
NO <sub>2</sub>	697	435
Pył	56	35

Emisja roczna z instalacji z procesów produkcyjnych (emitory E1, E2) od dnia 17.08.2021 r. może wynieść:

Tabela 2b

Substancja zanieczyszczająca	Emisja dopuszczalna		
	Od 17.08.2021 r. do 31.12.2021 r. [Mg]	Od dnia 01.01.2022 r. do 31.12.2024 r. [Mg/rok]	Od 01.01.2025 r. [Mg/rok]
NO <sub>x</sub>	170	453	453
SO <sub>2</sub>	72	191	159

Pył	17	45	45
HCl	22	59	59
HF	0,85	2,26	2,26
Hg	0,0042	0,011	0,011

Dla instalacji spalania paliw w Elektrowni Szczecin dopuszcza się wprowadzenie gazów i pyłów do powietrza ze źródeł emisji po 1.01.2016 r., w ilościach zestawionych w tabelach:

- Nr 3a. Dopuszczalne poziomy emisji dla: emitora E2 - od dnia 01.01.2016 do dnia 16.08.2021 r., emitora E1 - od dnia 01.01.2016 do dnia 31.12.2024 r.
- Nr 3b. Poziomy emisji z emitora E2 powiązane z BAT (BAT-AELs) od dnia 17.08.2021 r. z uwzględnieniem odstępstwa, o którym mowa w art. 204 ust. 2 ustawy *Prawo ochrony środowiska*, w tym:
  - nr 3b-1. Poziomy emisji powiązane z BAT (BAT-AELs) dla emisji zanieczyszczeń do powietrza dla instalacji spalania paliw
  - nr 3b-2. Standardy emisyjne zanieczyszczeń dla instalacji spalania paliw (odstępstwo od granicznych poziomów emisji BAT-AELs)
  - nr 3b-3. Dopuszczalny poziom emisji HCl do powietrza dla instalacji spalania paliw (odstępstwo od granicznych poziomów emisji BAT-AELs)
- Nr 3c. Dopuszczalne poziomy emisji z emitora E1 od dnia 01.01.2025, stanowiących załącznik nr 1 do niniejszej decyzji.

## **12. Uchyła się pkt V.4.2. Odzysk odpadów.**

## **13. Dodaje się nowy punkt V.4.3. o następującym tytule i brzmieniu:**

**„Pkt V.4.3. Ustalam wymagania wynikające z warunków ochrony przeciwpożarowej instalacji, obiektu budowlanego lub jego części lub innego miejsca magazynowania odpadów**

Instalacje, obiekty budowlane lub ich części oraz miejsca przeznaczone do magazynowania odpadów, użytkowane i zarządzane są w sposób ograniczający możliwość powstania pożaru, a w razie jego wystąpienia zapewniając:

- zachowanie nośności konstrukcji obiektów budowlanych przez określony czas;
- ograniczenie rozprzestrzeniania się ognia i dymu wewnątrz obiektu budowlanego;
- możliwość ewakuacji ludzi;
- uwzględnienie bezpieczeństwa ekip ratowniczych.”

## **14. Pkt VI.3. Monitoring emisji do powietrza otrzymuje brzmienie:**

„W związku z eksploatacją instalacji energetycznego spalania paliw Elektrowni Szczecin, należy prowadzić ciągłe i okresowe pomiary emisji gazów i pyłów do powietrza.

### **Do dnia 16.08.2021 r.**

1. Pomiary ciągłe emisji gazów i pyłów do powietrza należy prowadzić dla substancji emitowanych z parowego kotła fluidalnego BFB OF-230 [K-71], wyprowadzanych emitorem E2. Stanowisko pomiarowe - na emitorze E2, na poziomie pierwszej galerii na wysokości około 37,50 m.

W miejscu pomiarowym należy prowadzić pomiary dla:

- pyłu ogółem [ $\text{mg}/\text{m}^3$ ],
- dwutlenku siarki [ $\text{mg}/\text{m}^3$ ],
- tlenków azotu, w przeliczeniu na dwutlenek azotu [ $\text{mg}/\text{m}^3$ ],
- tlenku węgla [ $\text{mg}/\text{m}^3$ ],
- tlenu [%],
- prędkości przepływu spalin [ $\text{m}/\text{s}$ ] lub ciśnienia dynamicznego spalin [ $\text{Pa}$ ],
- temperatury spalin [ $\text{K}$ ],
- ciśnienia statycznego lub bezwzględnego spalin [ $\text{Pa}$ ],
- wilgotności bezwzględnej gazów odlotowych [% obj.] lub stopnia zwilżenia gazu [ $\text{kg}/\text{kg}$ ].

Przy wykonywaniu wszystkich pomiarów, należy wykorzystywać obowiązujące metodyki referencyjne.

2. Okresowe pomiary emisji gazów i pyłów emitowanych do powietrza wyprowadzanych emitorem E1, należy prowadzić dwa razy w roku na w/w emitorze raz w sezonie zimowym (październik-marzec) oraz raz w sezonie letnim (kwiecień-wrzesień) podczas pracy instalacji z maksymalną wydajnością.

Pomiary należy wykonywać na stanowisku wyposażonym w odpowiednio przygotowane króćce pomiarowe, zlokalizowane na kanale spalin kotła wodnego PTWM, wewnątrz budynku kotłowni nr 2.

W miejscu pomiarowym należy prowadzić pomiary dla:

- pyłu ogółem [ $\text{mg}/\text{m}^3$ ],
- dwutlenku siarki [ $\text{mg}/\text{m}^3$ ],
- tlenków azotu, w przeliczeniu na dwutlenek azotu [ $\text{mg}/\text{m}^3$ ],
- tlenku węgla [ $\text{mg}/\text{m}^3$ ],
- tlenu [%],
- prędkości przepływu spalin [ $\text{m}/\text{s}$ ] lub ciśnienia dynamicznego spalin [ $\text{Pa}$ ],
- temperatury spalin [ $\text{K}$ ],
- ciśnienia statycznego lub bezwzględnego spalin [ $\text{Pa}$ ],
- wilgotności bezwzględnej gazów odlotowych [% obj.] lub stopnia zwilżenia gazu [ $\text{kg}/\text{kg}$ ].

Przy wykonywaniu wszystkich pomiarów, należy wykorzystywać obowiązujące metodyki referencyjne.

3. Monitorowanie emisji zanieczyszczeń do powietrza z emitorów E-3, E5 a-d, z uwagi na niewielkie ilości emitowanych pyłów, należy ograniczyć do gromadzenia i utrwalania danych o ilości wykorzystanych materiałów i surowców oraz czasie pracy źródeł powodujących emisję niską.

#### **Od dnia 17.08.2021 r.**

1. Pomiary ciągłe emisji gazów i pyłów do powietrza należy prowadzić dla substancji emitowanych z parowego kotła fluidalnego BFB OF-230 [K-71], wyprowadzanych emitorem E2. Stanowisko pomiarowe - na emitorze E2, na poziomie pierwszej galerii na wysokości około 37,50 m.

W miejscu pomiarowym należy prowadzić pomiary emisji zanieczyszczeń z następującą częstotliwością:

- pył ogółem – pomiar ciągły,
- dwutlenek siarki – pomiar ciągły,
- tlenki azotu, w przeliczeniu na dwutlenek azotu – pomiar ciągły,
- tlenek węgla – pomiar ciągły,
- chlorowodór – pomiar ciągły,
- fluorowodór – raz na rok,

- metale i metaloidy z wyjątkiem rtęci (As, Cd, Co, Cr, Cu, Mn, Ni, Pb, Sb, Se, Tl, V, Zn) – raz na rok,
  - rtęć – raz na rok.
2. Okresowe pomiary emisji gazów i pyłów emitowanych do powietrza wyprowadzanych emitorem E1, należy prowadzić dwa razy w roku na w/w emitorze raz w sezonie zimowym (październik-marzec) oraz raz w sezonie letnim (kwiecień-wrzesień) podczas pracy instalacji z maksymalną wydajnością. Pomiary należy wykonywać na stanowisku wyposażonym w odpowiednio przygotowane króćce pomiarowe, zlokalizowane na kanale spalin kotła wodnego PTWM, wewnątrz budynku kotłowni nr 2.
- W miejscu pomiarowym należy prowadzić pomiary dla:
- pyłu ogółem [ $\text{mg}/\text{m}^3$ ],
  - dwutlenku siarki [ $\text{mg}/\text{m}^3$ ],
  - tlenków azotu, w przeliczeniu na dwutlenek azotu [ $\text{mg}/\text{m}^3$ ],
  - tlenku węgla [ $\text{mg}/\text{m}^3$ ],
  - tlenu [%],
  - prędkości przepływu spalin [ $\text{m}/\text{s}$ ] lub ciśnienia dynamicznego spalin [Pa],
  - temperatury spalin [K],
  - ciśnienia statycznego lub bezwzględnego spalin [Pa],
  - wilgotności bezwzględnej gazów odlotowych [% obj.] lub stopnia zwilżenia gazu [ $\text{kg}/\text{kg}$ ].
- Przy wykonywaniu wszystkich pomiarów, należy wykorzystywać obowiązujące metodyki referencyjne.
3. Monitorowanie emisji zanieczyszczeń do powietrza z emitorów E-3, E5 a-d, z uwagi na niewielkie ilości emitowanych pyłów, należy ograniczyć do gromadzenia i utrwalania danych o ilości wykorzystanych materiałów i surowców oraz czasie pracy źródeł powodujących emisję niską.

**15. Pkt VI.5. monitoring procesów technologicznych** otrzymuje brzmienie:

„Zakres monitoringu procesów technologicznych należy prowadzić zgodnie z procedurami określonymi we wdrożonym systemie zarządzania jakością instrukcjach technologicznych, procesowych i aparaturowych, instrukcjach stanowiskowych, dokumentacji aparatury kontrolno-pomiarowej oraz dokumentacji techniczno-ruchowej. Parametry procesów technologicznych należy nadzorować poprzez komputerowy system sterowania. Ponadto należy prowadzić stały monitoring i archiwizację roboczych parametrów procesów technologicznych z wizualizacją procesu w sterowni. Od 17 sierpnia 2021 roku monitorowanie kluczowych parametrów procesu w zakresie przepływu, zawartości tlenu, temperatury, ciśnienia, zawartość pary wodnej (ciągły pomiar zawartości pary wodnej w spalinach nie jest konieczny, jeżeli próbka spalin jest osuszona przed analizą), odbywać się będzie w sposób ciągły (BAT 3).”

**16. Po pkt VI.6. dodaje się pkt VI.7. i pkt VI.8. o następującym tytule i brzmieniu:**

**„VI.7. Monitorowanie emisji do powietrza lub wody podczas innych niż normalne warunki użytkowania.**

Emisje zanieczyszczeń do powietrza w tym w warunkach innych niż normalne warunki użytkowania są stale monitorowane przez system monitoringu spalin.

W stanach innych niż normalne warunki użytkowania emitowane są te same substancje, co w czasie normalnych warunków, inna jest tylko ich koncentracja

i strumień oraz jest to uwzględniane w systemach raportowania. W stanach tych, mierzone są masy wyemitowanych zanieczyszczeń. Po osiągnięciu odpowiednich parametrów prowadzony jest pełen monitoring emisji substancji na podstawie pomiarów ciągłych.

Monitorowanie emisji do wody w warunkach innych niż normalne warunki użytkowania odbywa się w sposób analogiczny jak w przypadku normalnej pracy instalacji tj.

- ilość wód pochłodniczych jest określana na podstawie iloczynu wskazań licznika czasu pracy pompy i jej wydajności,
- ilość ścieków przemysłowych jest określana na podstawie wskazań wodomierzy i różnicy ilości pobieranej wody przez Stację Przygotowania Wody oraz ilości uzdatnionej wody.

Badania odprowadzanych ścieków prowadzone są w sposób ciągły w zakresie temperatury, pomiar pozostałych wskaźników tj. pH, zawiesina ogólna, ChZT<sub>Cr</sub>, chlorki, siarczany, sól, fosfor ogólny odbywa się w regularnych odstępach czasu.

#### **VI. 8. Monitorowanie jakości paliwa.**

Od 17 sierpnia 2021r. badania spalane paliwa (biomasy) będą prowadzone zgodnie z wymaganiami BAT 9 tj.

- Wartość opałowa (LHV);
- Wilgotność;
- Popiół,
- C, Cl, F, N, S, K, Na,
- Metale i metaloidy (As, Cd, Cr, Cu, Hg, Pb, Zn).

Częstotliwość prowadzonych badań to:

- 1 raz na dobę dla parametrów: LHV (wartość opałowa), Wilgotność, Popiół,
- każdorazowo w przypadku przyjęcia do zakładu nowego rodzaju paliwa, przed rozpoczęciem jego spalania w zakresie parametrów: C, Cl, F, N, S, K, Na oraz metale i metaloidy (As, Cd, Cr, Cu, Hg, Pb, Zn)."

#### **17. W pkt. VIII. Eksploatacja instalacji w warunkach odbiegających od normalnych, pierwsze zdanie o treści:**

„Warunki pracy odbiegające od normalnych to sytuacje włączenia (rozruchy) lub wyłączenia (zatrzymania) kotła energetycznego oraz praca w przypadku wystąpienia zakłóceń w pracy urządzeń ochronnych ograniczających emisję.”

#### **zastępuje się zapisem o następującej treści:**

„Warunki pracy odbiegające od normalnych to sytuacje włączenia (rozruchy) lub wyłączenia (zatrzymania) kotła energetycznego oraz praca w przypadku wystąpienia zakłóceń w pracy urządzeń ochronnych ograniczających emisję (zakłócenia rozumiane jako spadek sprawności odpylania elektrofiltra).”

**18. Załącznik nr 1 do decyzji z dnia 26 sierpnia 2011 r., znak: WOŚ.II.7222.17.9.2011.MG** zmienia się, poprzez zastąpienie tabeli nr 3 – tabelami nr 3a, 3b-1, 3b-2, 3b-3, 3c o następujących tytułach i treści:

Dla instalacji energetycznego spalania paliw w Elektrowni Szczecin dopuszcza się wprowadzenie gazów i pyłów do powietrza z pojedynczych źródeł emisji dla emitora E2 w terminie od 01.01.2016 r. do 16.08.2021 r. oraz dla emitora E1 w terminie od 01.01.2016r. do 31.12.2024 r., w ilościach zestawionych w tabeli nr 3a

**Tabela nr 3a** Dopuszczalne poziomy emisji dla instalacji spalania paliw w Elektrowni Szczecin od 01.01.2016 r. do 16.08.2021 r. (dla emitora E2) oraz od 01.01.2016 r. do 31.12.2024 r. (dla emitora E1)

Emitor	Opis emitora	Źródło emisji	Rodzaj paliwa	Parametry emitora				Urządzenie do redukcji emisji	Rodzaj emitowanej substancji	Numer CAS	Wielkość emisji [mg/m <sup>3</sup> ·u]	Maksymalny czas emisji [h/a]
				Wysokość h [m]	Średnica D [m]	Prędkość V [m/s]	Temperatura T [K]					
WARIANT 1 Podstawowy układ technologiczny pracy emitorów.												
E2	Emitor kotła biomasowego BFB OF-230, ceramiczny otwarty	Kocioł parowy BFB OF- 230 opalany biomasą. Czynny w warunkach normalnej eksploatacji.		100	3,6	14,47	419	Elektrofiltr. Gwarantowane stężenie pyłów za elektrofiltrem 20 mg/m <sup>3</sup> ·u	Dwutlenek siarki dwutlenek azotu Pył ogółem	7446-09-05 10102-44-0	200 250 20	8520
WARIANT 3 układ technologiczny pracy emitorów, uwzględniający awaryjne wyłączenie parowego kotła BFB OF-230 i zastąpienie go kotłem wodnym PTWM-50.												
E1	Emitor wodnego kotła PTWM-50, ceramiczny otwarty	Kocioł wodny PTWM-50, opalany olejem opalowym lekkim. Czynny w okresie przeglądów oraz awarii kotła biomasowego		100	3,6	2,33	420	Brak redukcji emisji	Dwutlenek siarki dwutlenek azotu Pył ogółem	7446-09-05 10102-44-0	1700 450 50	480

Emitor	Opis emitora	Źródło emisji Rodzaj paliwa	Parametry emitora				Urządzenie do redukcji emisji	Rodzaj emitowanej substancji	Numer CAS	Wielkość emisji [mg/m <sup>3</sup> u]	Maksymalny czas emisji [h/a]
			Wysokość h [m]	Średnica D [m]	Prędkość V [m/s]	Temperatura T [K]					
WARIANT 4 układ technologiczny pracy emitorów, uwzględniający jednoczesną pracę parowego kotła BFB OF-230 oraz kotła wodnego PTWM-50.											
E1	Emitor wodnego kotła PTWM-50, ceramiczny otwarty	Kocioł wodny PTWM-50, opalany olejem opałowym lekkim. Łączna praca kotła PTWM- 50 wraz z kotłem BFB OF- 230 w czasie zwiększonych dostaw ciepła.	100	3,6	2,33	420	Brak redukcji emisji	Dwutlenek siarki dwutlenek azotu Pył ogółem	7446-09-05 10102-44-0	1700 450 50	72
E2	Emitor kotła biomasowego BFB OF-230, ceramiczny otwarty	Kocioł parowy BFB OF- 230 opalany biomasą. Czynnny w warunkach normalnej eksploatacji.	100	3,6	14,47	419	Elektrofiltr. Gwarantowane stężenie pyłów za elektrofiltrem 20 mg/m <sup>3</sup> u	Dwutlenek siarki dwutlenek azotu Pył ogółem	7446-09-05 10102-44-0	200 250 20	72

Dla instalacji energetycznego spalania paliw w Elektrowni Szczecin dopuszcza się wprowadzenie gazów i pyłów do powietrza z emitora E-2 w terminie od 17.08.2021 r., w ilościach zestawionych w tabelach nr 3b-1, 3b-2, 3b-3.

Tabela nr 3b-1. Poziomy emisji powiązane z BAT (BAT-AELs) dla emisji zanieczyszczeń do powietrza dla instalacji spalania paliw (emitor E-2) w Elektrowni Szczecin

Emitor	Opis emitora	Źródło emisji Rodzaj paliwa	Parametry emitora				Urządzenie do redukcji emisji	Rodzaj emitowanej substancji	Graniczne poziomy emisji powiązane z BAT (BAT-AELs) dla emisji zanieczyszczeń do powietrza ze spalania biomasy		Maksymalny czas emisji w wariantach [h/a]
			Wysokość h [m]	Średnica D [m]	Prędkość V [m/s]	Temperatura T [K]			Średnia roczna [mg/Nm <sup>3</sup> ] [μg/Nm <sup>3</sup> ] – dla Hg	Średnia dobową lub średnia z okresu pobierania próbek [mg/Nm <sup>3</sup> ] [μg/Nm <sup>3</sup> ] – dla Hg	
E2	Emitor kotła biomasowego BFB OF-230, ceramiczny otwarty	Kocioł parowy BFB OF- 230 opalany biomasą. Czynnym w warunkach normalnej eksploatacji.	100	3,6	14,47	419	Elektrofiltr. Gwarantowane stężenie pyłów za elektrofiltrem 20 mg/m <sup>3</sup> u	SO <sub>2</sub>	70	175	8520
								HF	-	<1*	
								Hg	-	5*	
								CO (wskaźnik)	160	-	

\* Graniczne poziomy emisji powiązane z BAT (BAT-AELs) dla emisji HF oraz Hg ustanowione są wyłącznie dla średniej z okresu pobierania próbek

9

**Tabela nr 3b-2.** Standardy emisyjne\* zanieczyszczeń dla instalacji spalania paliw (emitor E-2) w Elektrowni Szczecin (odstępstwo od granicznych poziomów emisji BAT-AELs)

Emitor	Opis emitora	Źródło emisji Rodzaj paliwa	Parametry emitora			Urządzenie do redukcji emisji	Rodzaj emitowanej substancji	Standardy emisyjne zanieczyszczeń w mg/m <sup>3</sup> przy zawartości 6% tlenu w gazach odlotowych	Maksymalny czas emisji w wariantach [h/a]
			Wysokość h [m]	Średnica D [m]	Prędkość V [m/s]				
E2	Emitor kotła biomasowego BFB OF-230, ceramiczny otwarty	Kocioł parowy BFB OF- 230 opalany biomasą. Czynny w warunkach normalnej eksploatacji.	100	3,6	14,47	419	NO <sub>x</sub>	200*	8520
							Pył	20*	

\*Dotrzymanie standardu emisyjnego będzie rozliczane zgodnie z zasadami określonymi w § 13.1 Rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 1 marca 2018 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów (Dz. U. z 2018 r., poz. 680 ze zm.).

**Tabela nr 3b-3.** Dopuszczalny poziom emisji HCl do powietrza dla instalacji spalania paliw (emitor E-2) w Elektrowni Szczecin (odstępstwo od granicznych poziomów emisji BAT-AELs)

Emitor	Opis emitora	Źródło emisji Rodzaj paliwa	Parametry emitora			Urządzenie do redukcji emisji	Rodzaj emitowanej substancji	Dopuszczalny poziom emisji w mg/m <sup>3</sup> przy zawartości 6% tlenu w gazach odlotowych	Maksymalny czas emisji w wariantach [h/a]
			Wysokość h [m]	Średnica D [m]	Prędkość V [m/s]				
E2	Emitor kotła biomasowego BFB OF-230, ceramiczny otwarty	Kocioł parowy BFB OF- 230 opalany biomasą. Czynny w warunkach normalnej eksploatacji.	100	3,6	14,47	419	HCl	26*	8520

\* Dopuszczalny poziom emisji HCl został ustanowiony na podstawie wyników przeprowadzonych pomiarów emisji HCl dla emitora E2. Dotrzymanie dopuszczalnego poziomu emisji HCl będzie rozliczane zgodnie z zasadami określonymi w § 13.1 Rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 1 marca 2018 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów (Dz. U. z 2018 r., poz. 680 ze zm.).

Dla instalacji energetycznego spalania paliw w Elektrowni Szczecin dopuszcza się wprowadzenie gazów i pyłów do powietrza z emitora E-1 w terminie od 01.01.2025 r., w ilościach zestawionych w poniższej tabeli.

Tabela nr 3c. Dopuszczalne poziomy emisji dla instalacji spalania paliw (emitor E-1) w Elektrowni Szczecin od dnia 01.01.2025

Emitor	Opis emitora	Źródło emisji	Rodzaj paliwa	Parametry emitora				Urządzenie do redukcji emisji	Rodzaj emitowanej substancji	Wielkość emisji [mg/m <sup>3</sup> ]	Maksymalny czas emisji [h/a]
				Wysokość h [m]	Średnica D [m]	Prędkość V [m/s]	Temperatura T [K]				
E1	Emitor wodnego kotła PTWM-50, ceramiczny otwarty	Kocioł wodny PTWM-50, opalany olejem opalowym lekkim. Czynny w okresie przegladów oraz awarii kotła biomasowego		100	3,6	2,33	420	Brak redukcji emisji	Dwutlenek siarki dwutlenek azotu Pył ogółem	350 450 30	552

19. Załącznik nr 2 do decyzji z dnia 26 sierpnia 2011 r., znak: WOŚ.II.7222.17.9.2011.MG zmienia się w następujący sposób:

Dla emitorów instalacji pomocniczych dopuszcza się wprowadzenie gazów i pyłów do powietrza z pojedynczych źródeł emisji, w ilościach zestawionych w poniższej tabeli.

**Tabela nr 4 Dopuszczalne poziomy emisji z instalacji pomocniczych w Elektrowni Szczecin**

Emitor	Opis emitora	Źródło emisji	Parametry emitora				Urządzenie do redukcji emisji	Rodzaj emitowanej substancji	Wielkość emisji [kg/h]	Maksymalny czas emisji [h/a]
			Wysokość h [m]	Średnica d [m]	Prędkość V [m/s]	Temperatura T [K]				
E3	Emitor zbiornika Referencyjnego popiołu, stalowy, zadaszony	Zbiornik referencyjny popiołu	39	0,4	0	293	Filtr tkaninowy o stężeniu zapylenia za filtrem <math><10 \text{ mg/m}^3</math>	Pył ogółem, w tym pył PM 10	0,615 0,391	8520
E5a	Emitor stacji rozładunkowej nr 1, stalowy, wyrzut poziomy	Stacja rozładunkowa nr 1	4,7	0,55	0	281	Filtr tkaninowy o stężeniu zapylenia za filtrem <math><10 \text{ mg/m}^3</math>	Pył ogółem, w tym pył PM 10	0,040 0,040	5000
E5b	Emitor stacji rozładunkowej nr 2, stalowy, wyrzut poziomy	Stacja rozładunkowa nr 2	4,7	0,55	0	281	Filtr tkaninowy o stężeniu zapylenia za filtrem <math><10 \text{ mg/m}^3</math>	Pył ogółem, w tym pył PM 10	0,040 0,040	3000
E5c	Emitor przesyłu biomasy rolnej, stalowy, wyrzut poziomy	Przesyp biomasy rolnej	4,3	0,219	0	281	Filtr tkaninowy o stężeniu zapylenia za filtrem <math><10 \text{ mg/m}^3</math>	Pył ogółem, w tym pył PM 10	0,016 0,016	8520
E5d	Emitor przesyłu tunelu, stalowy, wyrzut poziomy	Przesyp tunelu	5,4	0,219	0	281	Filtr tkaninowy o stężeniu zapylenia za filtrem <math><10 \text{ mg/m}^3</math>	Pył ogółem, w tym pył PM 10	0,016 0,016	8520

## Pozostałe ustalenia decyzji pozostają bez zmian

### Uzasadnienie

PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. z siedzibą w Bełchatowie, w imieniu której występuje Pan Dariusz Janigacz, wystąpiła z wnioskiem z dnia 01.03.2019 r. o zmianę decyzji Marszałka Województwa Zachodniopomorskiego z dnia 26.08.2011r. znak: WOŚ.II.7222.17.9.2011.MG zmienionej decyzją z dnia 30.11.2011r. znak: WOŚ.II.7222.20.3.2011.GD i decyzją z dnia 16.05.2012r. znak: WOŚ.II.7222.9.2.2012.GD oraz decyzjami Prezydenta Miasta Szczecin z dnia 30.08.2013r. znak: WGKiOŚ-II.6223.1.2013.JS, z dnia 02.07.2014 r. znak: WGKiOŚ-II.6223.1.2014.JS, z dnia 27.11.2014 r., znak: WGKiOŚ-II.6223.6.2014.JS i z dnia 17.12.2015 r. znak: WGKiOŚ-II.6223.7.2015.JS, udzielającej PGE GiEK S.A. Oddział Zespół Elektrowni Dolna Odra pozwolenia zintegrowanego na prowadzenie instalacji energetycznego spalania paliw w Elektrowni Szczecin, zlokalizowanej przy ul. Gdańskiej 34a, w zakresie dostosowania do konkluzji BAT z uwzględnieniem odstępstwa, o którym mowa w art. 204 ust. 2 ustawy z 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska.

Wniosek o zmianę pozwolenia zintegrowanego, zgodnie z wezwaniem organu, uzupełniono i skorygowano następującymi pismami:

- pismem z dnia 11.04.2019 r znak: ZO/OM/529/2019, w którym przekazano operat przeciwpożarowy, sporządzony w trybie art. 42 ust. 4b punkt 1 ustawy z dnia 14 grudnia 2012r. o *odpadach* (tj. Dz.U.2018 poz. 992 ze zm.) oraz postanowienie PZ.5585.7.1.2019 z dnia 09.04.2019 r. Komendanta Miejskiego PSP w Szczecinie,
- pismem z dnia 04.06.2019 r., znak: ZO/OM/727/2019, którym wniesiono uzupełnienia do wniosku wynikające ze spotkania z organem w dniu 25.04.2019 r.

Przedmiotowy wniosek został przedłożony organowi w odpowiedzi na wezwanie z dnia 16 lutego 2018 r., znak: WGKiOŚ-II.6223.2.2017.JS.4 Prezydenta Miasta Szczecin, który w związku z opublikowaniem Konkluzji BAT przeprowadził analizę warunków pozwolenia zintegrowanego dla instalacji energetycznego spalania paliw w Elektrowni Szczecin, zlokalizowanej przy ul. Gdańskiej 34a, 70-661 Szczecin i wezwał prowadzącego instalację do złożenia wniosku o zmianę pozwolenia zintegrowanego w związku ze stwierdzoną koniecznością dokonania zmian zapisów w obowiązującym pozwoleniu zintegrowanym.

Konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania ustanowione zostały decyzją wykonawczą Komisji (UE) 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 r., zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE. Przedmiotowa decyzja została opublikowana w dniu 17 sierpnia 2017 r. w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej

Zgodnie z art. 251 ust. 4 pkt 1 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. *Prawo ochrony środowiska* (Dz. U. 2018, poz. 799 j.t. ze zm.) prowadzący instalację ma obowiązek dostosowania instalacji w terminie nie dłuższym niż 4 lata od dnia publikacji w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej konkluzji BAT.

Złożony przez PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. z siedzibą w Bełchatowie wniosek o zmianę pozwolenia zintegrowanego obejmuje udzielenie odstępstwa od granicznych wielkości emisyjnych oraz zmiany, które dotyczą następujących punktów pozwolenia:

- II. 1. „Charakterystyka instalacji i urządzeń”,
- II.1.1.B. „Typ kotła”,
- II.1.1.C. „Podstawowe parametry pracy kotła”,
- II.1.4. „Kocioł PTWM-50”,
- II.1.4.C. „Podstawowe parametry pracy kotła opalanego olejem opałowym lekkim”,
- II.1.6. „Magazyn paliw płynnych”,
- II.3. „Zużycie materiałów, paliw i energii”,
- III. „Warianty funkcjonowania instalacji”,
- IV. „Sposoby osiągania wysokiego poziomu ochrony środowiska jako całości”,
- V.1. „Wprowadzanie gazów i pyłów do powietrza”,
- V.4.2. „Odzysk odpadów”,
- VI.3. „Monitoring emisji do powietrza”,
- VI.5. „Monitoring procesów technologicznych”,
- Dodanie punktu VI.7. „Monitorowanie emisji podczas innych niż normalne warunki użytkowania”,
- Załącznik nr 1 do decyzji z dnia 26 sierpnia 2011 r. znak: OŚ.II.7222.17.9.2011.MG,
- Załącznik nr 2 do decyzji z dnia 26 sierpnia 2011 r. znak: OŚ.II.7222.17.9.2011.MG.

Wnioskowane przez PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. zmiany pozwolenia dotyczą:

- uwzględnienia wyników przeprowadzonej przez organ analizy warunków pozwolenia zintegrowanego,
- udzielenia odstępstwa od granicznych wielkości emisyjnych w zakresie emisji: NO<sub>x</sub>, pyłu i HCl,
- zmiany wariantów funkcjonowania Elektrowni w związku z rezygnacją ze spalania oleju opałowego (jako paliwa rezerwowego) w kotle BFB OF-230 (K-71),
- zmian porządkowych w odniesieniu do aktualnych wymagań prawnych w związku z wejściem w życie w dniu 5 września 2018r. ustawy z dnia 20 lipca 2018 r. o zmianie ustawy o odpadach oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2018 poz. 1592),
- rezygnacji prowadzącej instalację z przetwarzania odpadów,
- zmiana czasu pracy emitorów pomocniczych,
- zmniejszenie zużycia oleju opałowego w związku z rezygnacją ze spalania oleju opałowego (jako paliwa rezerwowego) w kotle BFB OF-230 (K-71).

Z analizy wniosku wynika, iż wnioskowane zmiany nie dotyczą zmiany sposobu funkcjonowaniu instalacji ani jej rozbudowy, która może powodować znaczące zwiększenie negatywnego oddziaływania na środowisko. W związku z tym, nie jest istotną zmianą w rozumieniu zapisów ustawy z dnia 27 kwietnia 2001r. *Prawo ochrony środowiska* (Dz. U. z 2018 r. poz. 799 j.t. ze zm.). Zgodnie z art. 3 pkt 7 ww. ustawy przez istotną zmianę instalacji rozumie się taką zmianę sposobu funkcjonowania instalacji lub jej rozbudowę, która może powodować znaczące zwiększenie negatywnego oddziaływania na środowisko, natomiast zgodnie z art. 214 ust.3 ww. ustawy zmianę w instalacji uważa się za istotną w szczególności, gdy zwiększana skala działalności wynikająca z tej zmiany, sama w sobie, kwalifikowałaby ją jako instalację, o której mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 201 ust.2.

We wniosku przedstawiono analizę poszczególnych BAT w zakresie wskazanym w przywołanym powyżej wezwaniu Prezydenta Miasta Szczecin, przy uwzględnieniu zaniechania przez prowadzącego instalację współspalania odpadów oraz zaproponowano zmiany w tym zakresie obowiązującego pozwolenia zintegrowanego. Sposób gospodarowania odpadami nie zmieni się w stosunku do warunków określonych w obowiązującym pozwoleniu zintegrowanym. Proponowane zmiany pozwolenia dotyczą jedynie usunięcia z decyzji zapisów dotyczących prowadzenia przetwarzania odpadów na terenie instalacji (usunięcie rozdziału V.4.2. Odzysk odpadów). Ponadto wprowadzono zmiany wynikające z nowelizacji ustawy o odpadach.

Wnioskowane zmiany obejmujące charakterystykę instalacji i urządzeń wynikają z:

- rezygnacji ze spalania w kotle BFB OF-230 (K-71) oleju opałowego lekkiego, w związku z tym kocioł BFB OF-230 (K-71) opalany będzie wyłącznie biomasą stanowiącą paliwo podstawowe natomiast olej opałowy lekki stanowić będzie jedynie paliwo rozruchowe,
- zmniejszenia zużycia oleju opałowego w związku z rezygnacją ze spalania oleju opałowego (jako paliwa rezerwowego) w kotle BFB OF-230 (K-71),
- zmiany wariantów funkcjonowania Elektrowni w związku z rezygnacją ze spalania oleju opałowego (jako paliwa rezerwowego) w kotle BFB OF-230 (K-71).

W związku z powyższymi zmianami w obowiązującym pozwoleniu zintegrowanym uległy: opis kotła fluidalnego, opis kotła PTWM-50, zapisy dotyczące magazynu paliw płynnych, wielkości zużycia materiałów, paliw i energii oraz warianty funkcjonowania instalacji. Opisy pozostałych elementów instalacji (elektrofiltr, turbogenerator oraz wyprowadzenie mocy z elektrowni, magazyn biomasy, magazyn popiołów lotnych i wydajność produkcyjna) nie uległy zmianie.

W zakresie emisji z procesów pomocniczych nie ulegną zmianom maksymalne emisje, natomiast niewielkiej zmianie ulegną roczne ładunki emisji pyłu, co ma związek z planowaną zmianą czasu pracy emitorów pomocniczych (czas pracy emitora E5a zwiększy się z 4000 h/rok do 5000 h/rok, natomiast czas pracy emitora E5b zmniejszy się z 4000 h/rok do 3000 h/rok, czas pracy emitorów E3, E5c, E5d zwiększy się z aktualnego poziomu 8 515 h/rok do 8 520 h/rok, adekwatnie do zmiany maksymalnego czasu pracy instalacji podstawowej).

Zasadniczą przyczyną zmiany pozwolenia zintegrowanego jest konieczność dostosowania instalacji w przemyśle energetycznym do spalania paliw o mocy nominalnej ponad 50 MWt do wymagań określonych w konkluzjach dotyczących najlepszych dostępnych technik (BAT), zgodnie z decyzją wykonawczą Komisji (UE) 2017/1442 z dnia 31.17.2017r. ustanawiającej konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE (Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej L 212/1 z dnia 17.08.2017r.).

Konieczność dostosowania instalacji w przemyśle energetycznym do spalania paliw o mocy nominalnej ponad 50 MWt do wymagań określonych w konkluzjach dotyczących najlepszych dostępnych technik (BAT) powinno nastąpić w terminie do 16 sierpnia 2021 r., tzn. w terminie 4 lat od dnia publikacji konkluzji w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej.

Zmiana pozwolenia w zakresie powietrza związana jest z koniecznością dostosowania instalacji do wymagań zawartych w konkluzjach BAT, co wiąże się

z udzieleniem odstępstwa od granicznych wartości emisyjnych w zakresie emisji: NOx, pyłu i HCl oraz koniecznością zaktualizowania i uporządkowania danych

Podstawowymi źródłami emisji zorganizowanej, wynikającej z funkcjonowania Elektrowni są aktualnie:

- parowy kocioł fluidalny BFB OF-230 (K-71) opalany biomasa,
- kocioł wodny PTWM-50 opalany olejem opałowym lekkim.

Spaliny z kotła BFB OF-230 (K-71) odprowadzane są do powietrza emitorem E-2 o wysokości 100 m i średnicy 3,6 m, po oczyszczeniu w elektrofiltrze zbudowanym w 1996 r i zmodernizowanym w 2011 r. Natomiast spaliny z kotła PTWM-50 odprowadzane są do powietrza emitorem E-1 o wysokości 100 m i średnicy 3,6 m.

Aktualnie Elektrownia Szczecin spełnia standardy emisyjne, określone w pozwoleniu zintegrowanym

Konkluzjami BAT objęte są emisje z kotła BFB OF-230 (K-71), odprowadzane emitorem E-2.

Graniczne średnioroczne poziomy emisji powiązane z BAT (BAT-AELs) dla obiektu istniejącego o całkowitej nominalnej mocy cieplnej dostarczonej w paliwie 100-300 MW, której odpowiada Kocioł BFB OF-230 (K-71), wynoszą: dla NOx: 180 mg/Nm<sup>3</sup>, dla pyłu: 12 mg/Nm<sup>3</sup>, dla HCl: 9 mg/Nm<sup>3</sup> (przy założeniu zawartości Cl w biomase na poziomie <0,1%).

W związku z koniecznością dostosowania instalacji do wymagań Konkluzji BAT dla LCP przeprowadzono analizę możliwości oraz wykonalności modernizacji dostosowawczych.

Analizie poddano aspekty związane z dostępnością technik, wykonalnością techniczną, ekonomiczną, warunkami lokalizacyjnymi i środowiskowymi. Ocena dostarczyła informacji dotyczących możliwości przeprowadzenia niezbędnych modernizacji, kosztów, terminów i korzyści środowiskowych. Dokonano wielowariantowej analizy metod oczyszczania spalin, w tym odazotowania spalin i wychwytywania HCl. Szczegółowej analizie kosztowej poddano warianty możliwe do realizacji z uwagi na uwarunkowania techniczne i lokalizacyjne instalacji. Ocena objęto 2 kryteria:

- Kryterium nr 1 - Nieproporcjonalności kosztów dostosowawczych i korzyści środowiskowych. Wycenienie poddano nakłady finansowe (inwestycyjne i eksploatacyjne) jakie prowadzący instalację będzie musiał ponieść aby osiągnąć określoną graniczną wielkość emisji (arkusze kalkulacyjne).
- Kryterium nr 2 - Wypełnienie wymagań jakości środowiska (analiza rozprzestrzeniania).

W celu zidentyfikowania technicznych możliwości dostosowania instalacji spalania paliw (kotła K-71) do wymagań konkluzji BAT w zakresie emisji zanieczyszczeń do powietrza, PGE GiEK SA. Oddział Zespół Elektrowni Dolna Odra przeprowadził wewnętrzną analizę 6 wariantów technicznych dostosowania kotła K-71 do BAT.

Technika dostosowawcza, która została wskazana przez PGE GiEK SA jako rekomendowana, najkorzystniejsza pod względem techniczno-ekonomicznym, pozwalająca na dostosowanie Elektrowni Szczecin do wymagań Konkluzji BAT w zakresie granicznych poziomów emisji NOx, pyłu i HCl to technika zakładająca zabudowę instalacji SNCR, modernizację istniejącego elektrofiltru oraz zastosowanie płuczki z układem kondensacji spalin (FGC) wraz z dodatkowym (wspomagającym) wentylatorem spalin.

Mając na uwadze, że mogą wystąpić techniczne i ekonomiczne ograniczenia możliwości dostosowania się instalacji do granicznych wielkości emisji zawartych w konkluzjach BAT, Dyrektywa IED, a co za tym idzie również ustawa Prawo ochrony środowiska dają możliwość skorzystania z mechanizmu odstępstwa od granicznych wielkości emisji zawartych w Konkluzjach BAT. Przepis art. 15.4 Dyrektywy IED, jak również art. 204 ust. 2 ustawy Prawo ochrony środowiska stanowi, iż w szczególnych przypadkach organ właściwy do wydania pozwolenia zintegrowanego może w pozwoleniu zintegrowanym zezwolić na odstępstwo od granicznych wielkości emisyjnych, jeżeli w jego ocenie ich osiągnięcie prowadziłoby do nieproporcjonalnych wysokich kosztów w stosunku do korzyści dla środowiska oraz pod warunkiem, że nie zostaną przekroczone standardy emisyjne, o ile mają zastosowanie. Okres, na który udzielone zostanie odstępstwo może być ograniczony terminem publikacji kolejnych Konkluzji BAT dla LCP. Dyrektywa IED umożliwia korzystanie z przedstawionego mechanizmu odstępstw wszystkim krajom członkowskim.

Ważną kwestią oceny przyznania odstępstwa, zgodnie z art. 204 ustawy Prawo ochrony środowiska, jest określenie nieproporcjonalności kosztów w stosunku do korzyści. W celu zdefiniowania przedmiotowego pojęcia i biorąc pod uwagę krajowe uwarunkowania w porównaniu z warunkami innych krajów UE, w podręczniku (dostępnym na stronie: [www.ekoportal.gov.pl](http://www.ekoportal.gov.pl)) zaproponowano metodykę określania i wskaźnik na poziomie 0,7. Zgodnie z przyjętą metodyką koszty dostosowania do wymagań Konkluzji BAT w porównaniu do generowanych korzyści środowiskowych są uznawane za nieproporcjonalnie wysokie gdy stosunek korzyści do kosztów jest  $\leq 0,7$ . Opierając się na załączonych dokumentach osiągnięcie granicznych wielkości emisyjnych powiązanych z najlepszymi dostępnymi technikami opisanymi w Konkluzjach BAT, prowadziłoby do nieproporcjonalnie wysokich kosztów w stosunku do korzyści dla środowiska.

Analiza kosztów i korzyści wykazała, że inwestycje, mające na celu dostosowanie Elektrowni Szczecin (emitor E-2) do wymagań Konkluzji BAT w zakresie emisji pyłu, HCl i NO<sub>x</sub> będą prowadzić do nieproporcjonalnie wysokich kosztów w porównaniu do korzyści dla środowiska.

Stosunek korzyści środowiskowych do kosztów, w przypadku dostosowania instalacji do wymagań Konkluzji BAT w zakresie emisji tlenków azotu poprzez zabudowę instalacji SNCR, wynosi: 0,45, a zatem warunek nieproporcjonalności kosztów i korzyści jest spełniony.

Również stosunek korzyści środowiskowych do kosztów, w przypadku dostosowanie instalacji do wymagań Konkluzji BAT w zakresie emisji pyłu i HCl poprzez zabudowę płuczki oraz modernizację elektrofiltra, wynosi: 0,41, a zatem warunek nieproporcjonalności kosztów i korzyści jest spełniony.

Wybrany wariant dostosowawczy, mimo iż wiąże się z najmniejszymi kosztami inwestycyjnymi, generuje nieproporcjonalnie wysokie koszty w stosunku do korzyści środowiskowych, jakie można uzyskać dzięki dostosowaniu instalacji do wymagań Konkluzji BAT.

Ponadto występują następujące czynniki mające wpływ na funkcjonowanie instalacji i środowiska jako całość uzasadniające udzielenie wnioskowanych odstępstw:

- przy zastosowaniu opisanych powyżej odstępstw od granicznych wielkości emisyjnych BAT AEL nie zostaną przekroczone mające zastosowanie standardy emisyjne,
- zastosowane powyżej opisane odstępstwa od stosowania granicznych wielkości

emisyjnych z konkluzji BAT nie spowodują uszczerbku dla norm jakości środowiska.

Przeprowadzona we wniosku analiza wykazała, że koszty dostosowawcze, jakie należy ponieść na budowę oraz funkcjonowanie ww. inwestycji są nieproporcjonalnie wysokie w stosunku do korzyści dla środowiska, wynikających z tytułu obniżenia stężeń zanieczyszczeń.

Analiza rozprzestrzeniania zanieczyszczeń w powietrzu, przeprowadzona dla wariantu uwzględniającego odstępstwo, wykazała iż przyznanie Elektrowni odstępstwa w zakresie granicznych poziomów emisji NO<sub>x</sub>, pyłu i HCl nie wpłynie na pogorszenie jakości powietrza, a tym samym nie spowoduje przekroczeń dopuszczalnych stężeń w powietrzu, określonych w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 26 stycznia 2010 r. w sprawie wartości odniesienia dla niektórych substancji w powietrzu (Dz. U. z 2010 r., nr 16, poz. 87) oraz w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 24 sierpnia 2012 r. w sprawie poziomów niektórych substancji w powietrzu (Dz. U. z 2012 r., poz. 1031).

Przeprowadzenie inwestycji mających na celu dostosowanie Elektrowni Szczecin (emitor E-2) do wymagań Konkluzji BAT w zakresie emisji NO<sub>x</sub>, pyłu i HCl nie spowoduje zatem istotnego wzrostu korzyści dla środowiska, a będzie się wiązać z koniecznością poniesienia nieproporcjonalnych na ten cel kosztów.

Poddając analizie wszystkie ww. okoliczności tut. organ uznał, iż zasadne jest udzielenie odstępstwa bezterminowego (tj. do momentu publikacji następnych konkluzji BAT dla LCP) w zakresie :

- dla NO<sub>x</sub>: 200 mg/Nm<sup>3</sup> (niższy poziom niż określony w Dyrektywie IED tj. 250 mg/Nm<sup>3</sup>),
- dla pyłu: 20 mg/Nm<sup>3</sup> (poziom wynikający z Dyrektywy IED),
- dla HCl: 26 mg/Nm<sup>3</sup> (poziom deklarowany na podstawie wyników pomiarów).

Zasadność ww. odstępstwa będzie ponownie analizowana podczas kolejnych zmian pozwolenia zintegrowanego, w tym zwłaszcza po opublikowaniu nowych Konkluzji BAT czy wejściu w życie nowych standardów emisyjnych, ale także niektórych zmian wnioskowanych przez prowadzącego instalację (wiązących się ze zmianą wymogów emisyjnych).

W przedmiotowej decyzji zaktualizowano również zapisy dotyczące prowadzenia monitoringu emisji oraz jakości paliwa (biomasy). Rozszerzono wymagania monitoringu w związku z wymaganiami Konkluzji BAT.

Zgodnie z art. 218 pkt 3 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001r. *Prawo ochrony środowiska* (Dz. U. z 2018 r., poz. 799 j.t. ze zm.) Prezydent Miasta Szczecin zapewnił możliwość udziału społeczeństwa, na zasadach i w trybie określonych w ustawie z dnia 3 października 2008r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz. U. z 2018 r., poz. 2081 j.t. ze zm.).

W ramach zapewnienia możliwości udziału społeczeństwa w postępowaniu, organ obwieszczeniem z dnia 10 czerwca 2019 r., podał do publicznej wiadomości wszystkie informacje, w tym o możliwości zapoznania się z dokumentacją wniosku oraz składania uwag i wniosków, wskazując jednocześnie miejsce i 30 dniowy termin ich składania tj. od dnia 11.06.2019 r. do dnia 11.07.2019 r.

Podanie do publicznej wiadomości nastąpiło poprzez:

- ogłoszenie informacji, w sposób zwyczajowo przyjęty tj. ogłoszenie informacji na tablicy ogłoszeń, w siedzibie organu właściwego do wydania decyzji,
- ogłoszenie informacji przez obwieszczenie w pobliżu miejsca lokalizacji instalacji,
- udostępnienie informacji na stronie Biuletynu Informacji Publicznej, organu właściwego do wydania decyzji.

W terminie 30 dni od podania do publicznej wiadomości nie złożono żadnych uwag i wniosków.

Zgodnie z art. 209 ust. 1 ustawy *Prawo ochrony środowiska*, pismem z dnia 08.03.2019 r., znak WGKiOŚ-II.6223.2.2019.JS.1. zapis wniosku w postaci elektronicznej został przekazany ministrowi właściwemu do spraw środowiska.

W związku z ustawą z dnia 20 lipca 2018 r. o zmianie ustawy o odpadach oraz niektórych innych ustaw (*Dz. U. z 2018 poz.1592*) do wniosku dołączone zostały dodatkowe załączniki spełniające wymagania art. 184 ust. 4 pkt 5 - 7 ustawy *Prawo ochrony środowiska*. Ponadto na podstawie art. 183c ust. 2 ustawy *Prawo ochrony środowiska* tut. organ pismem z dnia 12.06.2019r. wystąpił do Komendanta Miejskiej PSP w Szczecinie z wnioskiem o przeprowadzenie kontroli przedmiotowej instalacji.

Postanowieniem z dnia 03.07.2019 r., znak: PZ.5585.19.4.2019 Komendant Miejskiej PSP w Szczecinie, na podstawie przeprowadzonych czynności kontrolno rozpoznawczych w miejscu magazynowania odpadów wytworzonych w Elektrowni Szczecin przy ul. Gdańskiej 34A w Szczecinie, stwierdził spełnienie wymagań określonych w przepisach o ochronie przeciwpożarowej oraz w zakresie zgodności z warunkami ochrony ppoż. określonych w operacji przeciwpożarowym, opracowanym w lutym 2019 r. przez mgr inż. Marka Gendka (nr UPR. 613/2014). W związku z powyższym uznaje się za spełnione wymogi określone w ww. ustawie z 20 lipca 2018r. w zakresie wprowadzonych zmian w ustawie *Prawo ochrony środowiska* oraz ustawie o odpadach w zakresie wytwarzania odpadów w instalacji.

Zgodnie z art. 10 ustawy z dnia 14.06.1960r. *Kodeks postępowania administracyjnego* (*Dz. U. z 2018 r., poz. 2096 j.t. ze zm.*) poinformowano strony o prowadzonym postępowaniu oraz o możliwości wypowiedzenia się co do zebranych dowodów i materiałów. W terminie określonym w ww. zawiadomieniu strony nie zgłosiły żadnych uwag i wniosków.

Decyzja uwzględnia w całości żądanie Strony przedstawione we wniosku.

Wobec powyższego oraz uwzględniając słuszny interes strony orzeczono jak w sentencji decyzji.

#### **Pouczenie**

Od niniejszej decyzji Stronie służy prawo wniesienia odwołania do Samorządowego Kolegium Odwoławczego w Szczecinie, pl. Batorego 4, za pośrednictwem Prezydenta Miasta Szczecin, w terminie 14 dni od daty jej otrzymania.

W trakcie biegu terminu do wniesienia odwołania strona może zrzec się prawa do wniesienia odwołania wobec organu administracji publicznej, który wydał decyzję. Z dniem doręczenia organowi administracji publicznej oświadczenia o zrzeczeniu się

prawa do wniesienia odwołania przez ostatnią ze stron postępowania, decyzja staje się ostateczna i prawomocna, co oznacza, iż decyzja podlega natychmiastowemu wykonaniu i brak jest możliwości zaskarżenia decyzji do Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego. Nie jest możliwe skuteczne cofnięcie oświadczenia o zrzeczeniu się prawa do wniesienia odwołania.

Z up. PREZYDENTA MIASTA

Dariusz Masiński  
ZASTĘPCA DYREKTORA  
Wydziału Ochrony Środowiska

**Otrzymują:**

1. PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.  
za pośrednictwem Pełnomocnika - Pan Dariusz Janigacz  
Energopomiar Sp. z o.o., ul. Gen. J. Sowińskiego 3, 44-100 Gliwice
2. Urząd Miasta Szczecin WOŚr – a/a

**Do wiadomości :**

1. Minister Środowiska  
ul. Wawelska 52/54, 00-922 Warszawa.
2. Zachodniopomorski Wojewódzki Inspektor Ochrony Środowiska  
ul. Wały Chrobrego 4, 70-502 Szczecin.
3. Regionalny Zarząd Gospodarki Wodnej PGW WP  
Ul. Tama Pomorzańska 13A, 70-030 Szczecin.
4. Urząd Marszałkowski Województwa Zachodniopomorskiego  
Wydział Ochrony Środowiska  
Ul. Korsarzy 34, 70-540 Szczecin.

GŁÓWNY SPECJALISTA

mgr inż. Jolanta S. ...