



Województwo  
Śląskie

Katowice, dnia 18 października 2021 r.  
Nr sprawy: OS PZ.7222.175.2020  
Nr pisma: OS-PZ.KW- 00725/21  
(za dowodem doręczenia)



Decyzja nr

3642/OS/2021

Organ wydający

Marszałek Województwa Śląskiego

W sprawie

zmiany decyzji Marszałka Województwa Śląskiego z dnia 29 maja 2017 r. nr 1668/OS/2017 (zmienionej decyzją z dnia 15 listopada 2019r. nr 3079/OS/2019) udzielającej pozwolenia zintegrowanego dla instalacji do spalania paliw o nominalnej mocy nie mniejszej niż 50 MW, zlokalizowanej w Jastrzębiu Zdroju, przy ul. Rybnickiej 6c, udzielonego Spółce PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój z siedzibą w Jastrzębiu-Zdroju.

Na podstawie

art. 192, art. 204 ust. 2, art. 215 ust. 5 i 6 oraz art. 378 ust. 2a ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (tekst jednolity Dz. U. z 2020 r. poz. 1219 ze zm.) oraz na podstawie art. 104 w związku z art. 155 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. - Kodeks postępowania administracyjnego (tekst jednolity Dz. U. z 2021 r. poz. 735)

**Orzekam:**

zmieniam pozwolenie zintegrowane udzielone decyzją Marszałka Województwa Śląskiego z dnia 29 maja 2017 r. nr 1668/OS/2017 (zmienionej decyzją z dnia 15 listopada 2019r. nr 3079/OS/2019) dla Spółki PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój z siedzibą w Jastrzębiu-Zdroju przy ul. Rybnickiej 6c, dla instalacji spalania paliw o nominalnej mocy nie mniejszej niż 50 MW<sub>t</sub>, zlokalizowanej w Jastrzębiu- Zdroju przy ul. Rybnickiej 6c w następujący sposób:

I. W całej treści decyzji wyrażenie: „ PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A.” zastępuje się wyrażeniem: „PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój”.

**II. W części I pozwolenia zintegrowanego „I. Rodzaj i parametry instalacji”, w podpunkcie „I.1. Prowadzący instalację i lokalizacja instalacji”, tabela w podpunkcie „b) instalacja IPPC objęta niniejszym pozwoleniem zintegrowanym” otrzymuje brzmienie: „**

,Lp.	Nazwa instalacji IPPC	Adres instalacji			Branża IPPC (rozp. 27.08.2014 r.)	Kwalifikacja przedsięwzięcia POŚ i rozp. 10.09.2019 r. z późn. zm.)	Liczba instalacji tej branży	Numery ewidencyjne działek, na których zlokalizowana jest dana instalacja
		ulica i numer	kod	miasto				
1	PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój: instalacja spalania paliw o nominalnej mocy nie mniejszej niż 50 MWt	ul. Rybnicka 6c	44-335	Jastrzębie – Zdrój	I.1	§ 2 ust. 1 pkt 3 POŚ art. 378 ust. 2a	1 Sumaryczna moc cieplna instalacji spalania paliw wynosi: w okresie najpóźniej do 17.08.2021 r. 460,45 MWt i w okresie najpóźniej od 18.08.2021 r. 348,95 MWt	2248/250, 2251/159, 435/44, 436/44, 438/44, 440/44, 441/44, 442/44, 443/44, 448/44, 2253/277, 2256/277

”

**III. W części I pozwolenia zintegrowanego „I. Rodzaj i parametry instalacji”, podpunkt „I.2 Rodzaj i parametry instalacji” otrzymuje brzmienie:**

„Przedmiotem pozwolenia jest instalacja w przemyśle energetycznym do spalania paliw, która służy do wytwarzania energii elektrycznej oraz energii cieplnej:

- w okresie najpóźniej do 17.08.2021 r. złożona z czterech kotłów energetycznych o mocy cieplnej (rozumianej, jako ilość energii wprowadzanej w paliwie do instalacji w jednostce czasu) 460,45 MWt. W okresie tym moc elektryczna całej instalacji wynosi 113 MWe;

- w okresie najpóźniej od 18.08.2021 r. złożona z trzech kotłów energetycznych i dwóch agregatów prądotwórczych (silników gazowych)\* o mocy cieplnej (rozumianej, jako ilość energii wprowadzanej w paliwie do instalacji w jednostce czasu) 348,95 MWt. W okresie tym moc elektryczna całej instalacji wynosi 85 MWe;

\* - uruchomienie agregatów prądotwórczych jest przewidywane na II kw. 2022 r.

Instalacja wykorzystywać będzie jako paliwo podstawowe węgiel kamienny oraz jako paliwa dodatkowe niskokaloryczne paliwo węglowe, gaz z odmetanowania kopalń oraz biomasę.

Pozwolenie obejmuje również instalacje, urządzenia i budowle, które będą powiązane technologicznie z instalacją spalania paliw, których eksploatacja może spowodować emisję i wspólne, wraz z instalacją spalania paliw, oddziaływanie na środowisko”

**III. W części I pozwolenia zintegrowanego „I. Rodzaj i parametry instalacji”, w podpunkcie „I.2.A Instalacja energetycznego spalania paliw” wyrażenie:**

„ Instalacja energetycznego spalania paliw Spółki PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Oddział "Zofiówka" składa się:

- w okresie najpóźniej do 17.08.2021 r. z czterech kotłów energetycznych tj.:
- Kocioł OP-140 nr 3 o mocy w paliwie 120,7 MWt,
- Kocioł WP-70 nr 5 o mocy w paliwie 99,3 MWt,
- Kocioł PWPg-6 nr 6 o mocy w paliwie 8,5 MWt
- Kocioł fluidalny CFB-275 o mocy w paliwie 231,95 MWt

Sumaryczna moc cieplna instalacji spalania paliw w Oddziale „Zofiówka” (moc cieplna rozumiana, jako ilość energii wprowadzonej w paliwie w jednostce czasu przy nominalnym obciążeniu instalacji) wynosi 460,45 MWt. Moc elektryczna całej instalacji w tym okresie wynosi 113 MWe.

- w okresie najpóźniej od 18.08.2021 r. z trzech kotłów energetycznych tj.:
- Kocioł WP-70 nr 5 o mocy w paliwie 99,3 MWt,
- Kocioł PWPg-6 nr 6 o mocy w paliwie 8,5 MWt
- Kocioł fluidalny CFB-275 o mocy w paliwie 231,95 MWt

Sumaryczna moc cieplna instalacji spalania paliw w Oddziale „Zofiówka” (moc cieplna rozumiana, jako ilość energii wprowadzonej w paliwie w jednostce czasu przy nominalnym obciążeniu instalacji) wynosi 339,75 MWt. Moc elektryczna całej instalacji w tym okresie wynosi 81 MWe.”

**zastępuje się wyrażeniem:**

„Instalacja energetycznego spalania paliw Spółki PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój składa się:

- w okresie najpóźniej do 17.08.2021 r. z czterech kotłów energetycznych tj.:

- Kocioł OP-140 nr 3 o mocy w paliwie 120,7 MWt,
- Kocioł WP-70 nr 5 o mocy w paliwie 99,3 MWt,
- Kocioł PWPg-6 nr 6 o mocy w paliwie 8,5 MWt
- Kocioł fluidalny CFB-275 o mocy w paliwie 231,95 MWt

Sumaryczna moc cieplna instalacji spalania paliw w Zakładzie Jastrzębie-Zdrój (moc cieplna rozumiana, jako ilość energii wprowadzonej w paliwie w jednostce czasu przy nominalnym obciążeniu instalacji) wynosi 460,45 MWt. Moc elektryczna całej instalacji w tym okresie wynosi 113 MWe.

- w okresie najpóźniej od 18.08.2021 r. z trzech kotłów energetycznych i dwóch silników\* tj.:

- Kocioł WP-70 nr 5 o mocy w paliwie 99,3 MWt,
- Kocioł PWPg-6 nr 6 o mocy w paliwie 8,5 MWt
- Kocioł fluidalny CFB-275 o mocy w paliwie 231,95 MWt
- Silnik gazowy nr 1 o mocy w paliwie ok. 4,6 MWt\*
- Silnik gazowy nr 2 o mocy w paliwie ok. 4,6 MWt\*

Sumaryczna moc cieplna instalacji spalania paliw w Zakładzie Jastrzębie-Zdrój (moc cieplna rozumiana, jako ilość energii wprowadzonej w paliwie w jednostce czasu przy nominalnym obciążeniu instalacji) wynosi 348,95 MWt. Moc elektryczna całej instalacji w tym okresie wynosi 85 MWe.”

\* - uruchomienie agregatów prądotwórczych jest przewidywane na II kw. 2022 r.”

**IV. W części I pozwolenia zintegrowanego „I. Rodzaj i parametry instalacji”, w podpunkcie I.2.A. Instalacja IPPC: instalacja spalania paliw”, po tabeli z parametrami kotła fluidalnego CFB-275 dodaje się wyrażenie „Agregaty prądotwórcze (silniki gazowe)” o brzmieniu:**

„Agregaty prądotwórcze (silniki gazowe)

W instalacji do spalania paliw eksploatowane są również dwa agregaty prądotwórcze opalane gazem z odmetanowania kopalń o mocy elektrycznej 2,0 MWe każdy oraz mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie ok. 4,6 MWt każdy. Agregaty prądotwórcze pozwalają na skojarzoną produkcję energii elektrycznej i ciepła w procesie kogeneracji. W skład każdego z agregatów prądotwórczych wchodzi silnik gazowy, gdzie następuje spalanie paliwa i wytwarzanie energii mechanicznej oraz prądnica, umożliwiająca zamianę wytworzonej energii mechanicznej w energię elektryczną. Ciepło powstające w procesie spalania paliw w agregatach jest odzyskiwane i wykorzystywane. ”

**V. W części I pozwolenia zintegrowanego „I. Rodzaj i parametry instalacji”,  
podpunkcie I.2.A. Instalacja IPPC: instalacja spalania paliw”,  
urządzenia ochronne : Kocioł WP-70 nr 5:  
otrzymuje brzmienie:**

„Kocioł WP-70 nr 5:

Instalacja redukcji emisji pyłu:

Redukcja emisji pyłu ze spalin odprowadzanych z kotła WP-70 do powietrza jest realizowana w indywidualnym, wysokosprawnym urządzeniu odpylającym – elektrofiltrze. Skuteczność odpylania spalin w elektrofiltrze kotła WP-70 nr 5 wynosi 99,9%.

Instalacja redukcji emisji SO<sub>2</sub>:

Kocioł wodny WP-70 został wyposażony w instalację do redukcji emisji tlenków siarki ze spalin odprowadzanych do powietrza. Technologia redukcji emisji dwutlenku siarki polega na rozpylaniu reagenta De-emis z katalizatorem bezpośrednio do kanału spalin o temperaturze powyżej 110°C przed elektrofiltrem. Proces prowadzi się tak, aby w wychodzących spalinach zostawał jeszcze nieprzereagowany SO<sub>2</sub> w ilości od 10 do 20% celem związania ewentualnego wolnego reagenta (nie prowadzi się procesu ze 100% skutecznością). Ponadto obecny w spalinach CO<sub>2</sub> jest dodatkowym zabezpieczeniem przed niepowołaną emisją wolnego preparatu De-emis. Na drodze spalin do urządzeń odpylających SO<sub>2</sub> reaguje z reagentem De-emis tworząc stałą mieszaninę soli amonowych w formie siarczanów, ale także chlorków (główny składnik mieszaniny to siarczan VI amonu).

Proces oczyszczania gazów prowadzony jest z wykorzystaniem istniejącego odpylacza – elektrofiltru. Instalacja odsiarczania spalin pozwala uzyskiwać na wylocie spalin do powietrza zawartość poniżej 750 mgSO<sub>2</sub>/m<sup>3</sup><sub>u</sub> spalin w warunkach odniesienia.

Instalacja redukcji emisji NO<sub>x</sub>:

Redukcja emisji tlenków azotu w spalinach odprowadzanych z kotła WP-70 do powietrza do poziomu poniżej 400 mg/m<sup>3</sup><sub>u</sub> jest osiągana przy użyciu pierwotnej metody odazotowania, która bazuje na stopniowaniu procesu spalania. Proces spalania w kotle WP-70 został zmodyfikowany poprzez modernizację układu paleniskowego w celu uzyskania niestechiometrycznego spalania, które w znacznym stopniu zmniejsza ilość tlenków azotu powstających w strefie spalania. Instalacja odazotowania spalin pozwala na redukcję emisji NO<sub>x</sub> z poziomu ok. 600 mg/m<sup>3</sup><sub>u</sub> do poziomu poniżej 400 mg/m<sup>3</sup><sub>u</sub> spalin w warunkach odniesienia, dla całego zakresu obciążeń kotła.”

**VI. W części I pozwolenia zintegrowanego „I. Rodzaj i parametry instalacji”, podpunkcie  
I.2.A. Instalacja IPPC: instalacja spalania paliw”,  
podpunkt „Urządzenia ochronne: w części Kocioł fluidalny CFB-275  
dodaje się wyrażenie:**

„Instalacja do redukcji emisji HCl i innych gazów kwaśnych – od dnia 01.01.2030 r.:  
Dodatkowa redukcja emisji HCl i innych gazów kwaśnych będzie realizowana w instalacji wykorzystującej suchą technikę redukcji tych zanieczyszczeń. Technika ta polega na wprowadzeniu do kanału spalin suchego reagenta w proszku, który reaguje zanieczyszczeniami kwaśnymi tworząc substancję stałą, którą wydziela się później technikami odpylania gazów. Wydzielanie produktu poreaakcyjnego będzie następowało w istniejącym filtrze tkaninowym kotła fluidalnego.

Instalacja ta będzie eksploatowana najpóźniej od dnia 01.01.2030 r.”

VII. W części I pozwolenia zintegrowanego „I. Rodzaj i parametry instalacji”, podpunkcie I.2.A. Instalacja IPPC: instalacja spalania paliw”, podpunkt „Emitory” otrzymuje brzmienie:

„Emitory:

Spaliny z instalacji energetycznego spalania paliw Spółki PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój są odprowadzane do powietrza następującymi emitorami:

- w okresie najpóźniej do dnia 17.08.2021 r.
  - a) emitorem E-1 żelbetowym z kotłów WP-70 nr 5 i CFB-275,
  - b) emitorem E-2 stalowym z kotła PWPg-6 nr 6,
  - c) emitorem E-12 stalowym z kotła OP-140 nr 3.
- w okresie najpóźniej od dnia 18.08.2021 r.
  - a) emitorem E-1 żelbetowym z kotła CFB-275,
  - b) emitorem E-2 stalowym z kotła PWPg-6 nr 6,
  - c) emitorem E-12 stalowym z kotła WP-70 nr 5
  - d) emitorem E-13 stalowym z silnika gazowego nr 1
  - e) emitorem E-14 stalowym z silnika gazowego nr 2

Parametry emitorów w okresie najpóźniej do dnia 17.08.2021 r.

Oznaczenie emitora	Nazwa źródła	Wysokość m	Średnica wylotu m	Gazy odlotowe	
				Objętość gazu Nm <sup>3</sup> /h	Temp. K
E-1	Kocioł WP-70 nr 5	150	3,6	481 000	396
	Kocioł CFB-275				413
E-2	Kocioł PWPg-6 nr 6	26	1,5	8 000	390
E-12	Kocioł OP-140 nr 3	90	2,5	180 000	427

Parametry emitorów w okresie najpóźniej od dnia 18.08.2021 r.

Oznaczenie emitora	Nazwa źródła	Wysokość m	Średnica wylotu m	Gazy odlotowe	
				Objętość gazu Nm <sup>3</sup> /h	Temp. K
E-1	Kocioł CFB-275	150	3,6	331 000	413
E-2	Kocioł PWPg-6 nr 6	26	1,5	8 000	390
E-12	Kocioł WP-70 nr 5	90	2,5	150 000	396
E-13*	Silnik gazowy agregatu nr 1	34	0,6	8 400	393
E-14*	Silnik gazowy agregatu nr 2	34	0,6	8 400	393

\* - uruchomienie agregatów prądotwórczych planowane na II kw. 2022 r.”

**VIII. W części I pozwolenia zintegrowanego „I. Rodzaj i parametry instalacji”, w podpunkcie „I.2.B Instalacje powiązane technologicznie z instalacją IPPC”, w podpunkcie „I.2.B.1 Urządzenia składowania, przygotowania, transportu oraz dozowania paliwa”, podpunkt „Instalacja doprowadzania gazu z odmetanowania kopalń”**

**otrzymuje brzmienie:**

**„Instalacja doprowadzania gazu z odmetanowania kopalń:**

Głównym dostawcą gazu dla Zakładu Jastrzębie-Zdrój są kopalnie JSW S.A. Główna sieć gazowa składa się z rurociągów DN 500 i DN 600 ułożonych na estakadach, biegnących do Zakładu Jastrzębie-Zdrój. Przed halą maszyn oba rurociągi połączone są w kolektor zbiorczy DN 600, z którego wyprowadzony został rurociąg obejściowy DN 600 zasilający kotły: OP-140 nr 3, WP-70 nr 5 i PWPg-6 oraz rurociąg DN 500, który zasilą kocioł fluidalny. Rurociąg obejściowy DN 600 prowadzony jest po ścianie maszynowni, przechodzi przez kotłownię i łączy się z rurociągami DN 500/DN 400 biegnącymi wzdłuż ciągu odzulfania. Z rurociągu DN 400 zasilany jest kocioł WP-70 i kocioł OP 140 nr 3 oraz z odczepu DN 200/DN150 kocioł PWPg-6. Z instalacji gazowej zakładu zasilane są również silniki wchodzące w skład agregatów prądotwórczych. Zużycie gazu z odmetanowania kopalń mierzone jest przez dwa niezależne gazomierze turbinowe zabudowane na rurociągu DN 500 oraz DN 600. Poza tym pomiar zużycia mieszanki gazowej prowadzony jest indywidualnie na rurociągach gazowych doprowadzających gaz do poszczególnych kotłów: OP 140 nr 3, WP-70 oraz PWPg-6 i CFB 275”

**IX. W części I pozwolenia zintegrowanego „I. Rodzaj i parametry instalacji”, w podpunkcie „I.2.B Instalacje powiązane technologicznie z instalacją IPPC”, podpunkt „I.2.B.2 Urządzenia składowania, przygotowania, transportu oraz dozowania surowców pomocniczych do kotłów” dodaje się akapit o brzmieniu:**

**„Transport i magazynowanie reagenta do redukcji gazów kwaśnych – od dnia 01.01.2030 r.:**

Układ ten pozwalał będzie na magazynowanie i podawanie do spalin odprowadzanych z kotła fluidalnego reagenta wykorzystywanego do redukcji emisji zanieczyszczeń gazowych kwaśnych, w tym chlorowodoru HCl. Nowy układ będzie eksploatowany najpóźniej od dnia 01.01.2030 r. Stosowany reagent będzie gromadzony w zbiorniku magazynowym. Wprowadzenie reagenta do spalin będzie następowało „na sucho” w strumieniu powietrza w ilości proporcjonalnej do ładunku zanieczyszczeń koniecznych do redukcji. Reagent ten będzie wprowadzony do kanału spalin w odpowiedniej odległości przed układem odpylania spalin (filtrem tkaninowym).”

**X. W części I pozwolenia zintegrowanego „I. Rodzaj i parametry instalacji” w podpunkcie „I.2.B Instalacje powiązane technologicznie z instalacją IPPC”, podpunkt „I.2.B.3. Instalacja wytwarzanie energii.”**

**otrzymuje brzmienie:**

Obecnie w Zakładzie Jastrzębie-Zdrój zainstalowany jest jeden turbozespół TG2, o mocy 32 MWe współpracujący z kotłem parowym OP-140 nr 3, a także nowy turbozespół zabudowany w ramach budowy bloku energetycznego z kotłem fluidalnym. Obecnie moc elektryczna zainstalowana instalacji PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój wynosi 113 MWe.

Charakterystyka turbozespołu TG2:

- turbina: w instalacji jest zainstalowana turbina TC-32 produkcji ZAMECH Elbląg. Turbina TC-32

jest turbiną upustowo-kondensacyjną, jednokadłubową, przeznaczoną do bezpośredniego napędu generatora typu GT2-32-01. Turbina posiada trzy upusty nieregulowane i jeden upust regulowany.

- generator: generator wytwarza prąd przemienny o napięciu 6,3 kV i znamionowym natężeniu 3666 A. Generator jest prądnicą obcowzbudną napędzaną przez turbinę ze stałą prędkością wynoszącą 3000 obr./min. Generator GT2-32-01 jest chłodzony powietrzem, poprzez chłodnice wodne.

Turbozespół TG2 zostanie wyłączony z eksploatacji wraz z kotłem OP-140 nr 3.

Docelowo, po wyłączeniu z eksploatacji kotła parowego OP-140 moc elektryczna instalacji PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój wynosić będzie 81 MWe.

W ramach nowego bloku energetycznego z kotłem fluidalnym został zabudowany turbozespół składający się z turbiny upustowo – kondensacyjnej i generatora o mocy elektrycznej ok. 81 MWe brutto (przy pracy kondensacyjnej turbiny). Turbozespół został zlokalizowany w istniejącej maszynowni, a jego oś jest równoległa do osi podłużnej maszynowni. Turbina jest zasilana parą świeżą wytwarzaną w kotle fluidalnym CFB. Po zamianie części energii cieplnej pary w energię mechaniczną wirnika turbiny, para pobierana jest z upustów turbiny i doprowadzana do:

- podgrzewaczy regeneracyjnych wysokoprężnych WP,
- stacji odgazowania wody zasilającej,
- wymienników Instalacji Skojarzonego Układu Energetyczno – Chłodniczego SUECh (poprzez istniejący kolektor pary 2,5 bara),
- wymienników parametrów stałych (poprzez istniejący kolektor pary 8 bara),
- podgrzewaczy regeneracyjnych niskoprężnych NP,
- wymiennika ciepłowniczego parametrów zmiennych, w którym podgrzewana jest woda grzewcza (siecowa),
- parowych podgrzewaczy powietrza z III upustu,
- podgrzewania wody zmiękczonej (przeznaczonej do uzupełniania ubytków wody sieciowej) z kolektora 2,5 bara.

Turbina przeznaczona jest do następujących rodzajów pracy:

- praca ciepłownicza – turbina obciążona jest w zależności od zapotrzebowania na moc cieplną, do kondensatora płynie minimalna ilość pary niezbędna do chłodzenia ostatnich stopni turbiny,
- praca ciepłowniczo – kondensacyjna: pokrywane jest zapotrzebowanie na moc cieplną, pozostała para kierowana jest do kondensatora,
- praca kondensacyjna: turbina nie jest wykorzystana do produkcji energii cieplnej, para kierowana jest do kondensatora.

Podstawowe parametry turbiny:

- moc elektryczna czynna na zaciskach generatora w warunkach znamionowych – 81 MW,
- znamionowe ciśnienie pary świeżej na dolocie do turbiny – 120 bar(a)
- znamionowa temperatura pary świeżej na dolocie do turbiny – 550°C
- sprawność brutto – 85,7%
- moc turbozespołu przy VVO, znamionowym ciśnieniu i temperaturze pary świeżej oraz znamionowych warunkach chłodzenia – 80,17 MW.

Wytwarzanie energii elektrycznej będzie następowało również w dwóch agregatach prądotwórczych o mocy elektrycznej 2,0 MWe każdy. Energia elektryczna w każdym agregacie będzie wytwarzana w prądnicach, w których następowała będzie zamiana energii mechanicznej wytworzonej w silniku spalinowym na energię elektryczną.

Po uruchomieniu agregatów prądotwórczych moc elektryczna instalacji PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój wynosić będzie 85 MWe.”

**XI. W części I pozwolenia zintegrowanego „I. Rodzaj i parametry instalacji” w podpunkcie „I.2.B Instalacje powiązane technologicznie z instalacją IPPC”, podpunkt „I.2.B.5. Gospodarka olejowa”**  
**wyrażenie o brzmieniu:**

„W Oddziale „Zofiówka” używane są następujące rodzaje olejów:

- olej turbinowy TU - 46,
- olej transformatorowy,
- olej maszynowy,
- olej przekładniowy.”

**zastępuje się wyrażeniem o brzmieniu:**

„W Zakładzie Jastrzębie-Zdrój używane są następujące rodzaje olejów:

- olej turbinowy TU - 46,
- olej transformatorowy,
- olej maszynowy,
- olej przekładniowy,
- olej silnikowy”

**na końcu punktu dopisuje się wyrażenie o brzmieniu:**

„Olej silnikowy

Olej silnikowy służy do smarowania układów silników gazowych wchodzących w skład agregatów prądotwórczych. Olej ten będzie dostarczany do zakładu w opakowaniach fabrycznych (beczkach lub innych pojemnikach) przystosowanych do gromadzenia tego typu substancji. Olej silnikowy będzie magazynowany w magazynie olejów. Wymiana oleju silnikowego będzie następowała okresowo, w zależności od zapotrzebowania. Olej przepracowany będzie stanowił odpad, z którym postępowanie będzie zgodne z zapisami ustawy o odpadach i warunkami pozwolenia dotyczącymi gospodarki odpadami.”

**XII. W części I pozwolenia zintegrowanego „I. Rodzaj i parametry instalacji”, podpunkcie I.3. Źródła emisji, zużycie energii, materiałów, surowców i paliw (w tym źródła zaopatrzenia zakładu w wodę)” podpunkt „I.3.1 Prognozowane zużycie surowców” otrzymuje brzmienie:**

”

Lp.	Rodzaj surowca	Jednostka	Wielkość zużycia
1	Węgiel kamienny	Mg/rok	ok. 268 237
2	Gaz z odmetanowania kopalń (100% CH <sub>4</sub> )	tyś. m <sup>3</sup> /rok	ok. 42 000
3	Biomasa	Mg/rok	ok. 33 000
4	Niskokaloryczne paliwo węglowe	Mg/rok	ok. 250 176
5	Woda pitna	m <sup>3</sup> /rok	ok. 470 000
6	Woda przemysłowa	m <sup>3</sup> /rok	ok. 2 800 000



7	Sorbent (wapno palone, wysoko reaktywne)	Mg/rok	ok. 22 400
8	Wodny roztwór amoniaku	Mg/rok	ok. 1 400

XIII. W części I pozwolenia zintegrowanego „I. Rodzaj i parametry instalacji”, podpunkcie I.3 Źródła emisji, zużycie energii, materiałów, surowców i paliw (w tym źródła zaopatrzenia zakładu w wodę) w podpunkcie „I.3.2 Prognozowane zużycie materiałów”:  
tabela otrzymuje brzmienie:

Lp.	Wyszczególnienie	Jednostka	Prognoza zużycia
1	Kwas solny techniczny > 30%	Mg/rok	ok. 166
2	Ług sodowy 45%	Mg/rok	ok. 66
3	Chlorek sodu	Mg/rok	ok. 27
4	Reagent De-emis (24% roztwór amoniaku)	Mg/rok	ok. 1 296
5	Fosforan trójsodowy	Mg/rok	ok. 3,0
6	Eliminox	Mg/rok	ok. 5,0
7	Nalco 8506	Mg/rok	ok. 0,5
8	Nalco 7330	Mg/rok	ok. 5,0
9	pH Redom 5200M	Mg/rok	ok. 7,0
10	3DTRASAR 3DT121	Mg/rok	ok. 7,0
11	3DTRASAR 3DT199	Mg/rok	ok. 2,0

XIV. W części I pozwolenia zintegrowanego „I. Rodzaj i parametry instalacji”, podpunkcie I.3. Źródła emisji, zużycie energii, materiałów, surowców i paliw (w tym źródła zaopatrzenia zakładu w wodę) podpunkt „I.3.3 Wielkości zużycia energii na potrzeby własne instalacji energetycznego spalania paliw” otrzymuje brzmienie:

Prognozowane zużycie energii na potrzeby własne instalacji wynosi:

Wyszczególnienie	Prognoza zużycia na potrzeby własne:
Energia elektryczna	ok. 130 000 MWh/rok
Energia cieplna	ok. 120 000 GJ/rok

**XV. W części I pozwolenia zintegrowanego „I. Rodzaj i parametry instalacji”, podpunkcie I.3. Źródła emisji, zużycie energii, materiałów, surowców i paliw (w tym źródła zaopatrzenia zakładu w wodę)” podpunkt „I.3.4 Zdolność produkcyjna instalacji IPPC” otrzymuje brzmienie:**

„Na terenie Zakładu Jastrzębie-Zdrój realizowany jest następujący profil produkcji:

Nazwa produktu	Zakładana produkcja w ciągu roku
Energia elektryczna	ok. 737 500 MWh
Energia cieplna	ok. 1 400 000 GJ

**XVI. W części I pozwolenia zintegrowanego „I. Rodzaj i parametry instalacji” w podpunkcie „1.3. Źródła emisji, zużycie energii, materiałów, surowców i paliw (w tym źródła zaopatrzenia zakładu w wodę)”, podpunkt „1.3.5 Czas pracy” otrzymuje brzmienie:**

„Instalacja spalania paliw PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój w Jastrzębiu – Zdroju jest eksploatowana w systemie ciągłym przez cały rok. Ilość równocześnie pracujących źródeł uzależniona jest od temperatury zewnętrznej i zapotrzebowania odbiorców zewnętrznych – w okresie zimowym zapotrzebowanie to jest wyższe, a w okresie letnim niższe. Podstawową jednostką wytwórczą eksploatowaną w instalacji jest kocioł fluidalny, który wytwarza energię elektryczną i ciepło w układzie kogeneracyjnym. Kocioł ten stanowi jednocześnie podstawowe źródło wytwarzania ciepła na potrzeby odbiorców w Zakładzie Jastrzębie-Zdrój. W przypadku zwiększonego zapotrzebowania na ciepło, które przekracza maksymalną moc cieplną bloku fluidalnego, nadwyżka pokrywana jest przez kocioł wodny WP-70 (kocioł szczytowy) lub ewentualnie przez kocioł OP-140. W przypadku konieczności okresowego wyłączenia z eksploatacji kotła fluidalnego uruchamiany jest kocioł WP-70 i/lub kocioł OP-140. W okresie letnim, kiedy zapotrzebowanie odbiorców zewnętrznych na ciepło jest mniejsze, kocioł fluidalny pracuje z nastawieniem na maksymalizację produkcji energii elektrycznej. Wówczas w celu pokrycia dodatkowego zapotrzebowania na ciepło eksploatowany jest również kocioł wodny PWPg-6. Agregaty prądowórcze są przewidziane do pracy przez większość roku i pozwalać będą na skojarzoną produkcję energii elektrycznej i ciepła. Kocioł OP-140 zostanie wyłączony z eksploatacji najpóźniej do dnia 17.08.2021 r.”

**XVII. W części I pozwolenia zintegrowanego „I. Rodzaj i parametry instalacji” w podpunkcie „1.3. Źródła emisji, zużycie energii, materiałów, surowców i paliw (w tym źródła zaopatrzenia zakładu w wodę)” podpunkt „I.3.6 Charakterystyka stosowanych paliw” parametry paliwa biomasowego dopisuje się wyrażenie o brzmieniu:**

„wartość opałowa ok. 14 – 15 MJ/kg,  
zawartość siarki < 0,2%,  
zawartość popiołu < 10,0%  
zawartość wilgoci całkowitej < 15,0%”

**otrzymują brzmienie:**

„wartość opałowa	ok. 13 – 18 MJ/kg,
zawartość siarki	< 0,25%,
zawartość popiołu	< 12,0%
zawartość wilgoci całkowitej	< 12,0%”

**XVIII. W części I pozwolenia zintegrowanego „I. Rodzaj i parametry instalacji” w podpunkcie „1.3. Źródła emisji, zużycie energii, materiałów, surowców i paliw (w tym źródła zaopatrzenia zakładu w wodę)” podpunkt „1.3.7 Wprowadzanie pyłów i gazów do powietrza” podpunkt „1.3.7.1 Źródła emisji i miejsca wprowadzania substancji do powietrza” otrzymuje brzmienie:**

„Głównym źródłem emisji gazów i pyłów do powietrza jest instalacja energetycznego spalania paliw, do której zaliczają się kotły: OP-140, CFB-275, WP-70, PWPg-6, silniki gazowe agregatów prądotwórczych, a także zaliczany do tej instalacji zbiornik retencyjny popiołu. W procesach pomocniczych, źródłami emisji zorganizowanej pyłów do powietrza są odpowietrzenia systemu transportu i magazynowania biomasy, magazynowania odpadów paleniskowych i sorbentu wapiennego.

Źródłem emisji niezorganizowanej zanieczyszczeń do powietrza są operacje związane ze składowaniem węgla oraz sprzęt i środki transportu. Pylenie ze składowiska węgla ma charakter okresowy i występuje zwłaszcza w czasie suchej i wietrznej pogody.

Proces składowania węgla jest tak prowadzony, aby maksymalnie wyeliminować możliwość występowania emisji niezorganizowanej drobnych frakcji pyłu węglowego. Elektrociepłownia prowadzi na bieżąco działania mające na celu ograniczenie niezorganizowanej emisji z tych źródeł poprzez:

- prowadzenie uporządkowanej gospodarki związanej z operacjami składowania i transportu paliwa,
- zagęszczenie węgla przy użyciu spychacza gąsienicowego,
- utrzymywanie porządku i czystości na placach manewrowych oraz drogach wewnątrzzakładowych oraz systematyczne zraszanie placów składowania węgla.”

**XIX. W części I pozwolenia zintegrowanego „I. Rodzaj i parametry instalacji” w podpunkcie „1.3. Źródła emisji, zużycie energii, materiałów, surowców i paliw (w tym źródła zaopatrzenia zakładu w wodę)” podpunkt „1.3.7 Wprowadzanie pyłów i gazów do powietrza” podpunkt „1.3.7.1.1. Instalacja energetycznego spalania paliw – źródła emisji” otrzymuje brzmienie:**

„W Elektrociepłowni eksploatowane są:

- kocioł OP-140 nr 3 o mocy w paliwie 120,7 MWt, (najpóźniej do dnia 17.08.2021 r.)
- kocioł WP-70 nr 5 o mocy w paliwie 99,3 MWt,
- kocioł PWPg-6 nr 6 o mocy w paliwie 8,5 MWt;
- kocioł fluidalny CFB-275 o mocy w paliwie 231,95 MWt,
- silnik gazowy agregatu 1 o mocy w paliwie ok. 4,6 MWt
- silnik gazowy agregatu 2 o mocy w paliwie ok. 4,6 MWt
- zbiornik retencyjny do magazynowania popiołu o pojemności 800 m<sup>3</sup>.”

**XX. W części I pozwolenia zintegrowanego „I. Rodzaj i parametry instalacji” w podpunkcie „1.3. Źródła emisji, zużycie energii, materiałów, surowców i paliw (w tym źródła zaopatrzenia zakładu w wodę)” podpunkt 1.3.8 Charakterystyka źródeł hałasu, tabele nr 1 i 2 otrzymują brzmienie:**

„ Parametry akustyczne istniejących zewnętrznych źródeł hałasu instalacji energetycznego spalania paliw PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój.

Lp.	Źródła hałasu pracujące w otwartej przestrzeni	Poziom mocy akustycznej źródła hałasu [dB(A)]	Czas pracy źródła hałasu [h]			Równoważny poziom mocy akustycznej źródła hałasu [dB(A)]		
			I zmiana	II zmiana	III zmiana	I zmiana	II zmiana	III zmiana
1	Wentylatory podmuchu kotła OP 140 nr 3 - 2 szt.*	112,0	8:00	8:00	8:00	112,0	112,0	112,0
2	Wentylator podmuchu kotła PWPg-6 nr 6 - 1 szt.	100,0	8:00	8:00	8:00	100,0	100,0	100,0
3	Wentylatory spalin kotła OP-140 nr 3 - 2 szt.*	110,0	8:00	8:00	8:00	110,0	110,0	110,0
4	Wentylator spalin kotła wodnego WP-70 nr 5 - 1 szt.	110,0	8:00	8:00	8:00	110,0	110,0	110,0
5	Układ napędowy taśmociągów nawęglania, podajniki, przesypy	79,5	4:00	4:00	0:00	76,5	76,5	nd.
<b>Instalacja CFB-275</b>								
6	Czerpnia powietrza pierwotnego	86,0	8:00	8:00	8:00	86,0	86,0	86,0
7	Czerpnia powietrza wtórnego	92,0	8:00	8:00	8:00	92,0	92,0	92,0
8	Silnik wentylatora spalin CFB	82,4	8:00	8:00	8:00	82,4	82,4	82,4
9	Wentylator spalin CFB	95,0	8:00	8:00	8:00	95,0	95,0	95,0
10	Silnik wentylatora recykulacji	88,4	8:00	8:00	8:00	88,4	88,4	88,4
11	Czerpnie na ścianach kotłowni i nawie B-C (każda)	74,0	8:00	8:00	8:00	74,0	74,0	74,0

12	Instalacje HVAC na ścianach i dachu kotłowni (każda)	74,0	8:00	8:00	8:00	74,0	74,0	74,0
13	Wywiewniki liniowe RWA 2.1 i 2.2 na dachu kotłowni	96,8	8:00	8:00	8:00	96,8	96,8	96,8
14	Instalacje HVAC na dachu nawy B-C (każda)	80,0	8:00	8:00	8:00	80,8	80,0	80,0
15	Wentylatory Wa 1.1 do 1.4 na kotłowni (każdy)	80,0	8:00	8:00	8:00	80,8	80,0	80,0
16	Wywiewniki liniowe na dachu maszynowni RWA 1.1	95,3	8:00	8:00	8:00	95,3	95,3	95,3
17	Transformator blokowy CFB	96,9	8:00	8:00	8:00	96,9	96,9	96,9
18	Transformator odczepowy CFB	85,3	8:00	8:00	8:00	85,3	85,3	85,3
19	Wentylator podmuchu CFB	95,0	8:00	8:00	8:00	95,0	95,0	95,0
20	Instalacje HVAC dla przybudówki maszynowni (każda)	78,5	8:00	8:00	8:00	78,5	78,5	78,5
21	Wydmuch ze zbiorników pomp próżniowych	85,0	8:00	8:00	8:00	85,0	85,0	85,0
Agregaty prądotwórcze								
22	Centrale wentylacyjne agregatów – 4 szt.	80,6	8:00	8:00	8:00	80,6	80,6	80,6
23	Czerpnie powietrza central wentylacyjnych – 4 szt.	76,0	8:00	8:00	8:00	76,0	76,0	76,0
24	Wyrzutnie powietrza central wentylacyjnych – 4 szt.	76,0	8:00	8:00	8:00	76,0	76,0	76,0
25	Wyloty z kominów agregatów – 2 szt.	88,0	8:00	8:00	8:00	88,0	88,0	88,0

\* - źródła te będą eksploatowane do czasu wyłączenia z eksploatacji kotła OP-140 (najpóźniej do dnia 17.08.2021 r.)

2. Parametry akustyczne wewnętrznych źródeł hałasu typu budynek instalacji energetycznego spalania paliw PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój.

Lp.	Źródła hałasu pracujące wewnątrz budynku	Poziom dźwięku wewnątrz (1 m od ścian zewnętrznych [dB(A)])	Czas pracy źródła hałasu [h]			Równoważny poziom dźwięku wewnątrz pomieszczenia w odległości 1 m od ścian [dB(A)]		
			I zmiana	II zmiana	III zmiana	I zmiana	II zmiana	III zmiana

Budynek kotłowni								
1	Podajniki węgla kotła OP-140 nr 3 - 3 szt.* (2 szt. w eksploatacji, 1 szt. w rezerwie)	94,0	8:00	8:00	8:00	94,0	94,0	94,0
2	Podajniki węgla kotła WP-70 nr 5 - 3 szt. (2 szt. w eksploatacji, 1 szt. w rezerwie)	94,0	8:00	8:00	8:00	94,0	94,0	94,0
3	Młyny węglowe kotła OP-140 nr 3 - 3 szt.* (2 szt. w eksploatacji, 1 szt. w rezerwie)	115,0	8:00	8:00	8:00	115,0	115,0	115,0
4	Młyny węglowe kotła WP-70 nr 5 - 3 szt. (2 szt. w eksploatacji, 1 szt. w rezerwie)	115,0	8:00	8:00	8:00	115,0	115,0	115,0
5	Napędy przenośników nawęglania - 2 szt.	105,0	8:00	8:00	8:00	105,0	105,0	105,0
6	Napędy układów podawania biomasy - 2 szt.	105,0	8:00	8:00	8:00	105,0	105,0	105,0
7	Zespoły podajników biomasy - 2 szt.	94,0	8:00	8:00	8:00	94,0	94,0	94,0
8	Mlewnik walcowy	90,0	8:00	8:00	8:00	90,0	90,0	90,0
9	Kotłownia wraz z nawą elektryczną z bloku CFB	85,0	8:00	8:00	8:00	85,0	85,0	85,0
10	Nawa B-C z galerią nawęglania z bloku CFB	85,0	8:00	8:00	8:00	85,0	85,0	85,0
Budynek maszynowni								
11	Pompy wody zasilającej - 3 szt. (2 szt. w eksploatacji, 1 szt. w rezerwie)	95,0	8:00	8:00	8:00	95,0	95,0	95,0
12	Pompy wody obiegowej - 5 szt. (4 szt. w eksploatacji, 1 szt. w rezerwie)	105,0	8:00	8:00	8:00	105,0	105,0	105,0
13	Pompy kondensatu – 2 szt.	102,1	8:00	8:00	8:00	102,1	102,1	102,1
14	Maszynownia z bloku CFB	90,0	8:00	8:00	8:00	90,0	90,0	90,0
15	Przybudówka maszynowni z bloku CFB	85,0	8:00	8:00	8:00	85,0	85,0	85,0
Budynek agregatów prądotwórczych								
16	Agregaty prądotwórcze – 2 szt. wraz z układami towarzyszącymi	110,0	8:00	8:00	8:00	110,0	110,0	110,0

\* - źródła te będą eksploatowane do czasu wyłączenia z eksploatacji kotła OP-140 (najpóźniej do dnia

**XXI. W części II pozwolenia zintegrowanego „II. Wymagane działania, w tym środki techniczne mające na celu zapobieganie lub ograniczanie emisji. Sposoby osiągnięcia wysokiego poziomu ochrony środowiska jako całości i zapewnienia efektywnego wykorzystania energii - analiza zgodności z BAT”, w podpunkcie II.3. „W zakresie ogólnej efektywności środowiskowej i sprawności spalania wiersze odnoszące się do konkluzji BAT 7 i 8 otrzymuje brzmienie**

<p>BAT 7 Emisja amoniaku</p>	<p>Kocioł fluidalny posiada instalację odazotowania spalin metodą selektywnej niekatalitycznej redukcji (SNCR). Praca tej instalacji została odpowiednio zoptymalizowana (m.in. w zakresie udziału reagenta do zawartości tlenków azotu, rozkładu reagenta, rozmiarów kropeł reagenta itp.).</p> <p>W kotle WP-70 nie jest prowadzone odazotowanie spalin metodami wtórnymi. Stosowane metody pierwotne pozwalają na uzyskanie emisji zgodnej z wymaganiami.</p>
<p>BAT 8 Optymalna wydajność i dostępność systemów redukcji emisji</p>	<p>PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój, eksploatuje posiadane układy do redukcji emisji zanieczyszczeń w sposób zapewniający ich prawidłową i optymalną pracę zgodnie z instrukcjami technologicznymi.</p> <p>Projektowany do zabudowy, nowy układ oczyszczania gazów z kotła CFB-275 zostanie zaprojektowany stosownie do specyfikacji tego kotła i również będzie eksploatowany w sposób optymalny zgodnie z instrukcjami technologicznymi. Układy oczyszczania gazów są i będą poddawane regularnym konserwacjom, co pozwala na ich utrzymanie w dobrym stanie technicznym i zapewnia dotrzymywanie obowiązujących warunków emisyjnych.</p>

**XXII. W części II pozwolenia zintegrowanego „II. Wymagane działania, w tym środki techniczne mające na celu zapobieganie lub ograniczanie emisji. Sposoby osiągnięcia wysokiego poziomu ochrony środowiska jako całości i zapewnienia efektywnego wykorzystania energii - analiza zgodności z BAT” w podpunkcie II.5. „W zakresie ochrony powietrza”**

**akapit o brzmieniu:**

„W związku z wejściem w życie konkluzji BAT i zastrzeżeniem warunków emisyjnych w okresie do dnia 31.12.2023 r. nastąpi doposażenie kotła WP-70 w nowe instalacje oczyszczania spalin, które pozwolą na dotrzymanie granicznych wielkości emisyjnych tj.:

- instalację selektywnej katalitycznej redukcji tlenków azotu SCR,
- instalację odsiarczania spalin metodą pól suchą,
- instalację do redukcji emisji rtęci,
- filtr tkaninowy (w związku z planowaną do realizacji instalacją odsiarczania spalin).”

**zastępuje się akapitem o brzmieniu:**

„W związku z wejściem w życie konkluzji BAT i zaostrzeniem warunków emisyjnych w okresie do dnia 31.12.2029 r. nastąpi doposażenie kotła fluidalnego CFB-275 w dodatkowy układ do redukcji emisji zanieczyszczeń kwaśnych, w tym głównie HCl metodą suchą.”

treść odnosząca się do konkluzji BAT 7, 8, 20 i 24, 21 i 25, 22 i 26, 23 i 27 otrzymuje brzmienie:

<b>BAT 7</b> <b>Emisja</b> <b>amoniaku</b>	<p>Kocioł fluidalny posiada instalację odazotowania spalin metodą selektywnej niekatalitycznej redukcji (SNCR). Praca tej instalacji została odpowiednio zoptymalizowana (m.in. w zakresie udziału reagenta do zawartości tlenków azotu, rozkładu reagenta, rozmiarów kropeł reagenta itp.).</p> <p>W kotle WP-70 nie jest prowadzone odazotowanie spalin metodami wtórnymi. Stosowane metody pierwotne pozwalają na uzyskanie emisji zgodnej z wymaganiami.</p>
<b>BAT 8</b> <b>Optymalna</b> <b>wydajność</b> <b>i dostępność</b> <b>systemów</b> <b>redukcji</b> <b>emisji</b>	<p>PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój, eksploatuje posiadane układy do redukcji emisji zanieczyszczeń w sposób zapewniający ich prawidłową i optymalną pracę zgodnie z instrukcjami technologicznymi.</p> <p>Projektowany do zabudowy, nowy układ oczyszczania gazów z kotła CFB-275 zostanie zaprojektowany stosownie do specyfiki tego kotła i również będzie eksploatowany w sposób optymalny zgodnie z instrukcjami technologicznymi. Układy oczyszczania gazów są i będą poddawane regularnym konserwacjom, co pozwala na ich utrzymanie w dobrym stanie technicznym i zapewnia dotrzymanie obowiązujących warunków emisyjnych.</p>



<p><b>BAT 20 i 24</b> <b>Emisja NOx</b></p>	<p>Ograniczenie emisji NOx w instalacji PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój realizowane jest za pomocą następujących technik:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- optymalizacja procesu spalania – odpowiedni dobór kluczowych parametrów procesu spalania, które mają wpływ na ograniczenie emisji tlenków azotu i tlenku węgla bezpośrednio u źródła;</li> <li>- techniki podstawowe redukcji tlenków azotu.</li> </ul> <p>W kotle fluidalnym ograniczanie emisji tlenków azotu za pomocą pierwotnych metod polega na utrzymywaniu na niskim poziomie temperatury spalania oraz na etapowym podawaniu powietrza do spalania. W kotle WP-70 ograniczenie emisji tlenków azotu jest osiągnięte przy użyciu pierwotnej metody odazotowania, która bazuje na stopniowaniu procesu spalania.</p> <p>w kotle fluidalnym zastosowana została metoda wtórnej redukcji emisji tlenków azotu SNCR – zastosowana została instalacja podawania roztworu wody amoniakalnej.</p>
<p><b>BAT 21 i 25</b> <b>Emisja SOx, HCl i HF</b></p>	<p>Ograniczenie emisji SO<sub>2</sub>, HCl i HF w instalacji PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój realizowane jest za pomocą następujących technik:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- proces redukcji emisji tlenków siarki z kotła fluidalnego odbywa się bezpośrednio w trakcie spalania węgla w złożu fluidalnym. Redukcję dwutlenku siarki w kotle fluidalnym uzyskuje się poprzez podawanie do komory paleniskowej wraz z paliwem mączki kamienia wapiennego,</li> <li>- redukcja emisji tlenków siarki z kotła WP-70 polega na rozpylaniu reagenta bezpośrednio do kanału spalin przed elektrofiltrem,</li> <li>- dobór paliwa o odpowiedniej jakości (niskiej zawartości siarki, chloru i fluoru).</li> </ul> <p>W okresie do dnia 31.12.2029 r. nastąpi doposażenie kotła fluidalnego CFB-275 w dodatkowy układ do redukcji emisji zanieczyszczeń kwaśnych, w tym głównie HCl metodą suchą (wprowadzanie reagenta w formie suchej do kanału spalin).</p>
<p><b>BAT 22 i 26</b> <b>Emisja pyłu</b></p>	<p>Ograniczenie emisji pyłu w instalacji PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój realizowane jest za pomocą następujących technik:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- redukcja emisji pyłu ze spalin odprowadzanych z kotła WP-70 do powietrza jest realizowana w wysokosprawnym urządzeniu odpylającym – elektrofiltre o skuteczności 99,9%,</li> <li>- redukcja emisji pyłu ze spalin odprowadzanych z kotła fluidalnego do powietrza jest realizowana w wysokosprawnym urządzeniu odpylającym – filtry workowym o skuteczności 99,9%.</li> </ul>

<b>BAT 23 i 27</b>  <b>Emisja rtęci</b>	<p>W celu ograniczenia emisji rtęci w instalacji PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój stosowane są przede wszystkim techniki wysokosprawnego odpylania spalin – są to techniki, których podstawowym zastosowaniem jest ograniczenie emisji pyłu, pozwalają one jednak również na ograniczenie emisji rtęci. W przypadku kotła fluidalnego na ograniczenie emisji rtęci ma wpływ również stosowana technika odsiarczania spalin, polegająca na podawaniu do komory paleniskowej kotła (złoża fluidalnego) wraz z paliwem sorbentu w postaci mączki kamienia wapiennego.</p>
-----------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

**XXIII. W części II pozwolenia zintegrowanego „II. Wymagane działania, w tym środki techniczne mające na celu zapobieganie lub ograniczanie emisji. Sposoby osiągnięcia wysokiego poziomu ochrony środowiska jako całości i zapewnienia efektywnego wykorzystania energii - analiza zgodności z BAT”  
pkt. II.8. „II.8. W zakresie gospodarki odpadami”**

**akapit o brzmieniu:**

„Ponadto należy zwrócić uwagę, że:

- z uwagi na stosowane technologie odsiarczania spalin w kotle fluidalnym i kotle WP-70 w instalacji nie ma możliwości wytwarzania czystego gipsu (nie są stosowane technologie mokrego odsiarczania). W nowej instalacji odsiarczania spalin projektowanej dla kotła WP-70 zastosowana zostanie pół sucha technologia odsiarczania, w której również nie będzie powstawał gips, ale tzw. produkt poreakcyjny, zawierający również pyły paleniskowe wydzielone w układzie odpylania. Z tego względu w analizowanym przypadku BAT 16 lit.a nie ma zastosowania
- obecnie instalacja spalania paliw nie posiada instalacji SCR (nie są wykorzystywane katalizatory). Po zabudowie instalacji odazotowania spalin z kotła WP-70 metodą SCR, gdzie stosowane będą katalizatory, brana będzie pod uwagę możliwość ich przygotowania do ponownego użycia, jeżeli będzie to możliwe ze względów technologicznych (zapewnienie odpowiednich właściwości katalizatora) i biorąc pod uwagę konieczność uzyskania określonych efektów odazotowania spalin

Biorąc powyższe pod uwagę należy uznać że przedmiotowa instalacja spełnia wymogi określone w BAT 16.”

**otrzymuje nowe brzmienie:**

„Ponadto należy zwrócić uwagę, że:

- z uwagi na stosowane technologie odsiarczania spalin w kotle fluidalnym i kotle WP-70 w instalacji nie ma możliwości wytwarzania czystego gipsu (nie są

stosowane technologie mokrego odsiarczania). Z tego względu w analizowanym przypadku BAT 16 lit. a nie ma zastosowania;

- instalacja spalania paliw nie posiada instalacji SCR (nie są wykorzystywane katalizatory). Z tego względu w analizowanym przypadku BAT 16 lit. d nie ma zastosowania;

Biorąc powyższe pod uwagę należy uznać że przedmiotowa instalacja spełnia wymogi określone w BAT 16."

**XXIV. W części III pozwolenia zintegrowanego „III. Parametry wprowadzania do środowiska substancji i energii w warunkach normalnego funkcjonowania instalacji”, w podpunkcie „III.1. Instalacja spalania paliw”, podpunkt III.1.2. Dopuszczalna wielkość emisji z kotła WP-70 nr 5” otrzymuje brzmienie:**

Kocioł WP-70 nr 5 od dnia 01.01.2016 r. pracuje jako kocioł szczytowy, którego czas użytkowania w okresie do dnia 31.12.2023 r. będzie krótszy od 1500 godzin w roku, a w okresie od dnia 01.01.2024 r. będzie krótszy od 500 godzin w roku.

Dopuszczalna wielkość emisji dla kotła WP-70 nr 5 wynosi:

Dopuszczalna wielkość emisji w przypadku spalania w tym samym czasie dwóch paliw stanowi średnia obliczona z odpowiednich wartości podanych poniżej, ważona względem mocy cieplnej ze spalania poszczególnych paliw.

W przypadku jednoczesnego spalania dwóch paliw zawartość tlenu w gazach odlotowych, do której odnosi się wielkość emisji, ustala się jako średnią ważoną obliczoną ze standardowych zawartości tlenu odpowiadających poszczególnym paliwom, przy czym wagami są te wielkości, które stanowią wagi przy obliczaniu średnich ważonych wielkości emisji.

- **standardy emisyjne:**

a) w okresie do dnia 17.08.2021 r.

Substancja	Standard emisyjny	
	Węgiel kamienny $C_{węg}$ mg/Nm <sup>3*</sup>	Gaz z odmetanowania kopalń $C_{gaz}$ mg/Nm <sup>3**</sup>
Pył	20	5
Dwutlenek siarki	800	35
Dwutlenek azotu	450	300

\* - suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy zawartości 6% tlenu

\*\* - suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy zawartości 3% tlenu

b) w okresie od dnia 18.08.2021 r.

Substancja	Standard emisyjny	
	Węgiel kamienny $C_{węg}$ mg/Nm <sup>3*</sup>	Gaz z odmetanowania kopalń $C_{gaz}$ mg/Nm <sup>3**</sup>
Pył	30	5
Dwutlenek siarki	800	35
Dwutlenek azotu	450	300

\* - suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy zawartości 6% tlenu

\*\* - suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy zawartości 3% tlenu

– **dopuszczalna wielkość emisji:**

Dopuszczalna wielkość emisji tlenu węgla dla spalania poszczególnych paliw wynosi:

- dla spalania węgla kamiennego 700 mg/Nm<sup>3</sup> (suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy zawartości 6% tlenu),
- dla spalania gazu z odmetanowania kopalń 700 mg/Nm<sup>3</sup> (suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy zawartości 3% tlenu).

– **graniczne wielkości emisyjne:**

a) w okresie od dnia 18.08.2021 r. do dnia 31.12.2023 r.

Substancja	Wartość średniodobowa lub średnia z okresu pobierania próbek		Wartość średnioroczna lub średnia z próbek uzyskanych w ciągu roku	
	Węgiel kamienny C <sub>węg</sub> mg/Nm <sup>3*</sup>	Gaz z odmetan. C <sub>gaz</sub> mg/Nm <sup>3**</sup>	Węgiel kamienny C <sub>węg</sub> mg/Nm <sup>3*</sup>	Gaz z odmetan. C <sub>gaz</sub> mg/Nm <sup>3**</sup>
Pył	28	5 <sup>2)</sup>	-	-
Dwutlenek siarki	800 <sup>1)</sup>	35 <sup>2)</sup>	-	-
Dwutlenek azotu	450 <sup>1)</sup>	300 <sup>2)</sup>	-	-
Chlorowódór	-	-	100 <sup>1)</sup>	0
Fluorowódór	-	-	12 <sup>1)</sup>	0
Rtęć	-	-	0,07 <sup>1)</sup>	0

\* - suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy zawartości 6 % tlenu;

\*\* - suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy zawartości 3 % tlenu;

1) - substancje objęte czasowym odstępstwem od granicznych wielkości emisyjnych;

2) - wartości na poziomie standardów emisyjnych obowiązujących ze spalania gazu z odmetanowania kopalń;

b) w okresie od dnia 01.01.2024 r.

Substancja	Wartość średniodobowa lub średnia z okresu pobierania próbek		Wartość średnioroczna lub średnia z próbek uzyskanych w ciągu roku	
	Węgiel kamienny C <sub>węg</sub> mg/Nm <sup>3*</sup>	Gaz z odmetan. C <sub>gaz</sub> mg/Nm <sup>3**</sup>	Węgiel kamienny C <sub>węg</sub> mg/Nm <sup>3*</sup>	Gaz z odmetan. C <sub>gaz</sub> mg/Nm <sup>3**</sup>
Pył	30 <sup>2)</sup>	5 <sup>1)</sup>	-	-
Dwutlenek siarki	800 <sup>2)</sup>	35 <sup>1)</sup>	-	-
Dwutlenek azotu	450 <sup>2)</sup>	300 <sup>1)</sup>	-	-
Chlorowódór	-	-	100 <sup>2)</sup>	0
Fluorowódór	-	-	12 <sup>2)</sup>	0
Rtęć	-	-	0,009	0

\* - suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy zawartości 6 % tlenu;

\*\* - suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy zawartości 3 % tlenu;

- 1) - wartości na poziomie standardów emisyjnych obowiązujących ze spalania gazu z odmetanowania kopalń;
- 2) - W odniesieniu do obiektów użytkowanych < 500 godz./rok poziomy te mają charakter wskaźnikowy

**XXV. W części III pozwolenia zintegrowanego „III. Parametry wprowadzania do środowiska substancji i energii w warunkach normalnego funkcjonowania instalacji”, w podpunkcie „III.1. Instalacja spalania paliw”, podpunkt „III.1.4. Dopuszczalna wielkość emisji z kotła CFB-275” otrzymuje brzmienie:**

„Dopuszczalna wielkość emisji w przypadku spalania w tym samym czasie dwóch lub więcej paliw stanowi średnia obliczona z odpowiednich wartości podanych poniżej, ważona względem mocy cieplnej ze spalania poszczególnych paliw.

W przypadku jednoczesnego spalania dwóch lub więcej paliw zawartość tlenu w gazach odlotowych, do której odnosi się wielkość emisji, ustala się jako średnią ważoną obliczoną ze standardowych zawartości tlenu odpowiadających poszczególnym paliwom, przy czym wagami są te wielkości, które stanowią wagi przy obliczaniu średnich ważonych wielkości emisji.

- **standardy emisyjne i dopuszczalna wielkość emisji tlenu węgla:**

Dopuszczalna wielkość emisji tlenu węgla ze spalania węgla kamiennego i biomasy wynosi:

- wartość średnia jednogodzinna: 800 mg/Nm<sup>3\*</sup>
- wartość średnia dobową: 500 mg/Nm<sup>3\*</sup>
- wartość średnia miesięczna: 200 mg/Nm<sup>3\*</sup>
- wartość średnioroczna: 160 mg/Nm<sup>3\*</sup>

\* - suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy zawartości 6% tlenu

Standardy emisyjne:

a) w okresie do dnia 17.08.2021 r.

Substancja	Standard emisyjny		
	Węgiel kamienny C <sub>węg</sub> mg/Nm <sup>3*</sup>	Biomasa C <sub>biom</sub> mg/Nm <sup>3*</sup>	Gaz z odmetanowania kopalń C <sub>gaz</sub> mg/Nm <sup>3**</sup>
Pył	10	20	5
Dwutlenek siarki	200	150	35
Dwutlenek azotu	150	150	100
Tlenek węgla	-	-	100

\* - suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy zawartości 6% tlenu

\*\* - suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy zawartości 3% tlenu

b) w okresie od dnia 18.08.2021 r.

Substancja	Standard emisyjny		
	Węgiel kamienny C <sub>węg</sub> mg/Nm <sup>3*</sup>	Biomasa C <sub>biom</sub> mg/Nm <sup>3*</sup>	Gaz z odmetanowania kopalń C <sub>gaz</sub> mg/Nm <sup>3**</sup>
Pył	20	20	5
Dwutlenek siarki	200	200	35
Dwutlenek azotu	200	200	100

Tlenek węgla	-	-	100
--------------	---	---	-----

\* - suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy zawartości 6% tlenu

\*\* - suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy zawartości 3% tlenu

- **graniczne wielkości emisyjne:**

a) w okresie od dnia 18.08.2021 r.

- w przypadku spalania węgla kamiennego:

Substancja	Graniczne wielkości emisyjne	
	Wartość średniodobowa lub średnia z okresu pobierania próbek	Wartość średnioroczna lub średnia z próbek uzyskanych w ciągu roku
	mg/Nm <sup>3*</sup>	
Pył	22	14
Dwutlenek siarki	220	200
Dwutlenek azotu	210	180
Chlorowodór	-	300 <sup>1)</sup> 20 <sup>2)</sup>
Fluorowodór	-	7
Rtęć	-	0,009
Amoniak	-	10

\* - suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy zawartości 6 % tlenu

1) - wartość obowiązuje w okresie od dnia 18.08.2021 r. do dnia 31.12.2029 r. (okres obowiązywania odstępstwa)

2) - wartość obowiązuje w okresie od dnia 01.01.2030 r. (po zakończeniu okresu obowiązywania odstępstwa)

- w przypadku współspalania węgla kamiennego i biomasy

Substancja	Wartość średniodobowa lub średnia z okresu pobierania próbek		Wartość średnioroczna lub średnia z próbek uzyskanych w ciągu roku	
	mg/Nm <sup>3*</sup>			
	Węgiel kamienny C <sub>węg</sub>	Biomasa C <sub>biom</sub>	Węgiel kamienny C <sub>węg</sub>	Biomasa C <sub>biom</sub>
Pył	22	18	14	12
Dwutlenek siarki	220	175 / 215 <sup>1)</sup>	200	70 / 100 <sup>1)</sup>
Dwutlenek azotu	210	220	180	180
Chlorowodór	- <sup>6)</sup> / - <sup>3)</sup>	300 / - <sup>2) 4)</sup> 12 / - <sup>2) 5)</sup>	300 <sup>4)</sup> 20 <sup>5)</sup>	300 <sup>4)</sup> 9 / 25 <sup>2) 5)</sup>
Fluorowodór	- <sup>6)</sup>	1	7	1
Rtęć	- <sup>6)</sup>	0,005	0,009	0,005

\* - suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy zawartości 6 % tlenu

1) - wyższa wartość obowiązuje w przypadku, gdy średnia zawartość siarki w paliwie wynosi wagowo 0,1% (suchej masy) lub jest wyższa;

2) - wyższa wartość obowiązuje w przypadku, gdy średnia zawartość chloru w paliwie wynosi wagowo 0,1% suchej masy lub jest wyższa lub w przypadku istniejących obiektów współspalających biomasę z paliwem o dużej zawartości siarki lub stosując dodatki alkaliczne do konwersji chlorków; wówczas średnia dobowa wielkość emisji nie ma zastosowania;

3) - gdy zastosowanie ma odnośnik 2) średnia dobowa wielkość emisji HCl ze spalania węgla również

nie ma zastosowania;

4) - wartość obowiązuje w okresie od dnia 18.08.2021 r. do dnia 31.12.2029 r. (okres obowiązywania odstępstwa)

5) - wartość obowiązuje w okresie od dnia 01.01.2030 r. (po zakończeniu okresu obowiązywania odstępstwa)

6) - do obliczenia dopuszczalnej wielkości emisji przyjęta zostanie najwyższa wartość z próbek zmierzona przy spalaniu wyłącznie węgla kamiennego

Dopuszczalna wielkość emisji amoniaku wynikająca z granicznych wielkości emisyjnych przy współspalaniu węgla kamiennego i biomasy ustalona jako wartość średnioroczna wynosi 15 mg/Nm<sup>3</sup> (suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy zawartości 6% tlenu).

- w przypadku współspalania węgla kamiennego i gazu z odmetanowania kopalń

Substancja	Wartość średniodobowa lub średnia z okresu pobierania próbek		Wartość średnioroczna lub średnia z próbek uzyskanych w ciągu roku	
	Węgiel kamienny C <sub>węg</sub> mg/Nm <sup>3*</sup>	Gaz z odmetan. C <sub>gaz</sub> mg/Nm <sup>3**</sup>	Węgiel kamienny C <sub>węg</sub> mg/Nm <sup>3*</sup>	Gaz z odmetan. C <sub>gaz</sub> mg/Nm <sup>3**</sup>
Pył	22	5,5 <sup>1)</sup>	14	5 <sup>2)</sup>
Dwutlenek siarki	220	38,5 <sup>1)</sup>	200	35 <sup>2)</sup>
Dwutlenek azotu	210	110 <sup>1)</sup>	180	100 <sup>2)</sup>
Chlorowodór	-	-	300 <sup>3)</sup>	0
Fluorowodór	-	-	20 <sup>4)</sup>	0
Rtęć	-	-	0,009	0

\* - suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy zawartości 6 % tlenu

\*\* - suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy zawartości 3 % tlenu

1) - dopuszczalna emisja średniodobowa ze spalania gazu stanowi 110% obowiązujących standardów emisyjnych (zgodnie z §13 ust. 3 pkt 2 rozporządzenia w sprawie standardów emisyjnych);

2) - dopuszczalna emisja średnioroczna ze spalania gazu odpowiada obowiązującym standardom emisyjnym (zgodnie z §13 ust. 3 pkt 1 rozporządzenia w sprawie standardów emisyjnych);

3) - wartość obowiązuje w okresie od dnia 18.08.2021 r. do dnia 31.12.2029 r. (okres obowiązywania odstępstwa)

4) - wartość obowiązuje w okresie od dnia 01.01.2030 r. (po zakończeniu okresu obowiązywania odstępstwa)

Dopuszczalna wielkość emisji amoniaku wynikająca z granicznych wielkości emisyjnych przy współspalaniu węgla kamiennego i gazu z odmetanowania kopalń ustalona jako wartość średnioroczna wynosi 10 mg/Nm<sup>3</sup> (suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy określonej zawartości tlenu).

- w przypadku współspalania węgla kamiennego, biomasy i gazu z odmetanowania kopalń

Substancja	Wartość średniodobowa lub średnia z okresu pobierania próbek	Wartość średnioroczna lub średnia z próbek uzyskanych w ciągu roku
------------	--------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------

	Węgiel kamienny $C_{węg}$ mg/Nm <sup>3*</sup>	Biomasa $C_{biom}$ mg/Nm <sup>3*</sup>	Gaz z odmeta- tan. $C_{gaz}$ mg/Nm <sup>3**</sup>	Węgiel kamienny $C_{węg}$ mg/Nm <sup>3*</sup>	Biomasa $C_{biom}$ mg/Nm <sup>3*</sup>	Gaz z odmeta- an. $C_{gaz}$ mg/Nm <sup>3**</sup>
Pył	22	18	5,5 <sup>3)</sup>	14	12	5 <sup>4)</sup>
Dwutlenek siarki	220	175 / 215 <sup>1)</sup>	38,5 <sup>3)</sup>	200	70 / 100 <sup>1)</sup>	35 <sup>4)</sup>
Dwutlenek azotu	210	220	110 <sup>3)</sup>	180	180	100 <sup>4)</sup>
Chlorowodór	- <sup>6)</sup> / - <sup>5)</sup>	300 / - <sup>2)</sup> <sup>7)</sup> 12 / - <sup>2)</sup> <sup>8)</sup>	0 / - <sup>5)</sup>	300 <sup>7)</sup> 20 <sup>8)</sup>	300 <sup>7)</sup> 9 / 25 <sup>2)</sup> <sup>8)</sup>	0
Fluorowodór	- <sup>6)</sup>	1	0	7	1	0
Rtęć	- <sup>6)</sup>	0,005	0	0,009	0,005	0

\* - suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy zawartości 6 % tlenu

\*\* - suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy zawartości 3 % tlenu

1) - wyższa wartość obowiązuje w przypadku, gdy średnia zawartość siarki w paliwie wynosi wagowo 0,1% (suchej masy) lub jest wyższa;

2) - wyższa wartość obowiązuje w przypadku, gdy średnia zawartość chloru w paliwie wynosi wagowo 0,1% suchej masy lub jest wyższa lub w przypadku istniejących obiektów współpalających biomasę z paliwem o dużej zawartości siarki lub stosując dodatki alkaliczne do konwersji chlorków, wówczas średnia dobowa wielkość emisji nie ma zastosowania;

3) - dopuszczalna emisja średniodobowa ze spalania gazu stanowi 110% obowiązujących standardów emisyjnych (zgodnie z §13 ust. 3 pkt 2 rozporządzenia w sprawie standardów emisyjnych);

4) - dopuszczalna emisja średnioroczna ze spalania gazu odpowiada obowiązującym standardom emisyjnym (zgodnie z §13 ust. 3 pkt 1 rozporządzenia w sprawie standardów emisyjnych);

5) - gdy zastosowanie ma odnośnik 2) średnia dobowa wielkość emisji HCl ze spalania węgla i gazu z odmetanowania kopalń również nie mają zastosowania;

6) - do obliczenia dopuszczalnej wielkości emisji przyjęta zostanie najwyższa wartość z próbek zmierzona przy spalaniu wyłącznie węgla kamiennego

7) - wartość obowiązuje w okresie od dnia 18.08.2021 r. do dnia 31.12.2029 r. (okres obowiązywania odstępstwa)

8) - wartość obowiązuje w okresie od dnia 01.01.2030 r. (po zakończeniu okresu obowiązywania odstępstwa)

Dopuszczalna wielkość emisji amoniaku wynikająca z granicznych wielkości emisyjnych przy współpaleniu węgla kamiennego, biomasy i gazu z odmetanowania kopalń ustalona jako wartość średnioroczna w mg/Nm<sup>3</sup> (suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy określonej zawartości tlenu).

**XXVI. W części III pozwolenia zintegrowanego „III. Parametry wprowadzania do środowiska substancji i energii w warunkach normalnego funkcjonowania instalacji”, w podpunkcie „III.1. Instalacja spalania paliw”, dodaje się nowy podpunkt „III.1.5. Dopuszczalna wielkość emisji z agregatów prądotwórczych (silników) nr 1 i nr 2 ” o brzmieniu:**

„III.1.5. Dopuszczalna wielkość emisji z agregatów prądotwórczych (silników) nr 1 i nr 2

- standardy emisyjne i dopuszczalne wielkości emisji:

Źródło emisji	Nazwa zanieczyszczenia	Standard emisyjny mg/Nm <sup>3</sup> *
---------------	------------------------	-------------------------------------------



Silnik gazowy nr 1**	Pył	3 <sup>1)</sup>
	Dwutlenek siarki	15
	Dwutlenek azotu	190
	Tlenek węgla	375 <sup>1)</sup>
Silnik gazowy nr 2**	Pył	3 <sup>1)</sup>
	Dwutlenek siarki	15
	Dwutlenek azotu	190
	Tlenek węgla	375 <sup>1)</sup>

\* - suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy zawartości 15% tlenu w gazach

\*\* - uruchomienie agregatów prądotwórczych planowane na II kw. 2022 r.

1) - dla substancji tych nie określono standardu emisyjnego, jest to dopuszczalna wielkość emisji."

**XXVII. W części III pozwolenia zintegrowanego „III. Parametry wprowadzania do środowiska substancji i energii w warunkach normalnego funkcjonowania instalacji”, podpunkt III.3.1 „Roczna wielkość emisji zanieczyszczeń gazowo – pyłowych do powietrza z instalacji energetycznego spalania paliw” otrzymuje brzmienie:**

Zanieczyszczenie	Emisja w Mg/rok				
	do dnia 31.12.2020 r.	rok 2021	lata 2022 - 2023	od 01.01.2024 r. do 31.12.2029 r.	od dnia 01.01.2030 r.
Pył	77,0	77,0	43,9	40,3	40,3
Dwutlenek siarki	1 385,0	1 380,7	702,5	594,5	594,5
Dwutlenek azotu	773,0	773,0	630,7	569,9* 569,1**	569,1
Tlenek węgla	1 045,0	1 037,1	681,9	587,4	587,4
Chlorowodór	-	815,4	815,4	801,9	61,8
Fluorowodór	-	21,1	21,1	19,5	19,5
Rtęć	-	0,039	0,039	0,025	0,025
Amoniak	-	39,7	39,7	39,7	39,7

\* - emisja dopuszczalna w okresie od dnia 01.01.2024 r. do 31.12.2024 r.

\*\* - emisja dopuszczalna w okresie od dnia 01.01.2025 r.

**XXVIII. W części IV pozwolenia zintegrowanego „IV. Zakres i sposób monitorowania procesów technologicznych, w tym pomiaru i ewidencjonowania wielkości emisji” podpunkt „IV.1. Monitoring w zakresie ochrony powietrza” otrzymuje brzmienie:**

„W okresie do dnia 17.08.2021 r. monitoring emisji zanieczyszczeń do powietrza winien być prowadzony zgodnie z przepisami wykonawczymi do ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska.

Corocznie przeprowadzać należy dwie serie badań składu frakcyjnego pyłu emitowanego z instalacji spalania paliw z określeniem udziału frakcji PM10 i PM2,5.

W okresie od dnia 18.08.2021 r. monitoring emisji zanieczyszczeń do powietrza prowadzony będzie zgodnie z przepisami wykonawczymi do ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska i konkluzjami BAT. Monitoring emisji prowadzony będzie w następującym zakresie:

a) monitoring emisji zanieczyszczeń do powietrza z kotła fluidalnego obejmował będzie:

- pomiar ciągły w zakresie następujących substancji:
  - pył,
  - dwutlenek siarki,
  - tlenki azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu,
  - tlenek węgla,
  - amoniak,
  - chlorowódz w przypadku współspalania biomasy,oraz w zakresie następujących parametrów:
  - zawartość tlenu w gazach odlotowych,
  - prędkość przepływu gazów odlotowych lub ciśnienie dynamiczne gazów odlotowych,
  - temperatura gazów odlotowych,
  - ciśnienie statyczne lub bezwzględne gazów odlotowych,
  - wilgotność bezwzględna gazów odlotowych lub stopień zawilżenia gazów odlotowych.
  
- pomiar okresowy w zakresie następujących substancji:
  - N<sub>2</sub>O z częstotliwością raz na rok,
  - chlorowódz w przypadku braku współspalania biomasy z częstotliwością raz na trzy miesiące,
  - fluorowódz z częstotliwością raz na trzy miesiące,
  - metale i metaloidy z wyjątkiem rtęci (As, Cd, Co, Cr, Cu, Mn, Ni, Pb, Sb, Se, Tl, V, Zn) z częstotliwością raz na rok,
  - rtęć z częstotliwością raz na sześć miesięcy.

b) monitoring emisji zanieczyszczeń do powietrza z kotła WP-70 obejmował będzie:

- pomiar okresowy w zakresie następujących substancji:
  - pył, z częstotliwością raz na sześć miesięcy,
  - dwutlenek siarki, z częstotliwością raz na sześć miesięcy,
  - tlenki azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu, z częstotliwością raz na sześć miesięcy,
  - tlenek węgla, z częstotliwością raz na sześć miesięcy,
  - chlorowódz z częstotliwością raz na sześć miesięcy,
  - fluorowódz z częstotliwością raz na sześć miesięcy,
  - metale i metaloidy z wyjątkiem rtęci (As, Cd, Co, Cr, Cu, Mn, Ni, Pb, Sb, Se, Tl, V, Zn) z częstotliwością raz na rok,
  - rtęć z częstotliwością raz na rok,

oraz w zakresie następujących parametrów (z częstotliwością raz na sześć miesięcy):

- zawartość tlenu w gazach odlotowych,
- prędkość przepływu gazów odlotowych lub ciśnienie dynamiczne gazów odlotowych,
- temperatura gazów odlotowych,
- ciśnienie statyczne lub bezwzględne gazów odlotowych,
- wilgotność bezwzględna gazów odlotowych lub stopień zawilżenia gazów odlotowych.

c) monitoring emisji zanieczyszczeń do powietrza z kotła PWPg-6 obejmował będzie:

- pomiar okresowy w zakresie następujących substancji:
  - pył,
  - dwutlenek siarki,
  - tlenki azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu,
  - tlenek węgla,

oraz w zakresie następujących parametrów:

- zawartość tlenu w gazach odlotowych,
- prędkość przepływu gazów odlotowych lub ciśnienie dynamiczne gazów odlotowych,
- temperatura gazów odlotowych,
- ciśnienie statyczne lub bezwzględne gazów odlotowych,
- wilgotność bezwzględna gazów odlotowych lub stopień zawilżenia gazów odlotowych.

z częstotliwością dwa razy w roku, raz w sezonie zimowym (październik – marzec) oraz raz w sezonie letnim (kwiecień – wrzesień), z tym że jeżeli źródło pracować będzie sezonowo w okresie nieprzekraczającym sześciu miesięcy, pomiary prowadzone będą raz w roku w okresie pracy źródła.

d) monitoring emisji zanieczyszczeń do powietrza z agregatów prądotwórczych (nr 1 i 2) obejmował będzie (pomiar ten prowadzony będzie daty uruchomienia tych źródeł):

- pomiar okresowy w zakresie następujących substancji:

- pył,
- dwutlenek siarki,
- tlenki azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu,
- tlenek węgla,

oraz w zakresie następujących parametrów:

- zawartość tlenu w gazach odlotowych,
- prędkość przepływu gazów odlotowych lub ciśnienie dynamiczne gazów odlotowych,
- temperatura gazów odlotowych,
- ciśnienie statyczne lub bezwzględne gazów odlotowych,
- wilgotność bezwzględna gazów odlotowych lub stopień zawilżenia gazów odlotowych.

z częstotliwością dwa razy w roku, raz w sezonie zimowym (październik – marzec) oraz raz w sezonie letnim (kwiecień – wrzesień), z tym że jeżeli źródło pracować będzie sezonowo w okresie nieprzekraczającym sześciu miesięcy, pomiary prowadzone będą raz w roku w okresie pracy źródła.

W okresie od dnia 18.08.2021 r. corocznie przeprowadzane będą dwie serie badań składu frakcyjnego pyłu emitowanego z instalacji spalania paliw z określeniem udziału frakcji PM10 i PM2,5. Punkty pomiarowe oraz metodyka pomiarowa, winny być zgodne z Polskimi Normami oraz obowiązującymi przepisami prawa.”

**XXIX. W części V pozwolenia zintegrowanego „V. Warunki wprowadzania do środowiska substancji lub energii występujące w uzasadnionych technologicznie sytuacjach eksploatacyjnych odbiegających od normalnych”, w podpunkcie „V.1. Rozruch i wyłączenie kotłów:**

**akapit o brzmieniu:**

„Kocioł fluidalny CFB

Rozruch kotła fluidalnego polega na stopniowym ogrzewaniu kotła i urządzeń bezpośrednio z nim związanych. W trakcie rozruchu kotła urządzenie odpylające jest wyłączone.

Za zakończenie rozruchu uznaje się osiągnięcie przez kocioł minimalnej wydajności umożliwiającej jego stabilną pracę. Dostawca kotła podaje, że jest to 40%WMT (wydajności maksymalnej trwałej) czyli:

- strumień wody zasilającej do kotła wynosi powyżej: 110 Mg/h,
- moc cieplna wynosi powyżej: 88,6 - 90 MWt (w zależności od użytej mieszanki paliwa),
- temperatura pary na wylocie z kotła powyżej: 534 - 541°C (w zależności od użytej mieszanki

paliwa).

Wyłączenie:

- strumień wody zasilającej do kotła wynosi poniżej: 110 Mg/h,
- moc cieplna wynosi poniżej: 88,6 - 90 MWt (w zależności od użytej mieszanki paliwa),
- temperatura pary na wylocie z kotła poniżej: 534 - 541°C (w zależności od użytej mieszanki paliwa).

Czasy rozruchów bloku:

- gorący - po postoju trwającym do 6 h (temp. wymurówki kotła > 650°C) ≤ 140 min,
- ciepły - po postoju trwającym 6 - 24h (200°C < temp. wymurówki kotła < 650°C) ≤ 260 min,
- zimny - po postoju trwającym powyżej 24 h (temp. wymurówki kotła < 200°C) ≤ 420 min."

**otrzymuje brzmienie:**

„Kocioł fluidalny CFB

Rozruch kotła fluidalnego polega na stopniowym ogrzewaniu kotła i urządzeń bezpośrednio z nim związanych. W trakcie rozruchu kotła urządzenie odpylające jest wyłączone.

Graniczne wartości parametrów świadczących o zakończeniu procesu rozruchu i rozpoczęciu procesu wyłączenia kotła fluidalnego CFB-275 przedstawiono w tabeli poniżej.

Lp.	Wartości parametrów operacyjnych lub specyficzne procesy świadczące o zakończeniu okresu rozruchu	Wartości parametrów operacyjnych lub specyficzne procesy świadczące o rozpoczęciu początku okresu wyłączenia
1.	Temperatura komory paleniskowej poz. 0.5 m ≥ 800 °C	Temperatura komory paleniskowej poz. 0,5 m ≤ 795 °C
2.	Całkowita moc paliwa ≥ 90 MW	Całkowita moc paliwa ≤ 88,6 MW
3.	Całkowita moc palników rozpałkowych ≤ 20 MW	Całkowita moc palników rozpałkowych ≥ 22 MW

Koniec okresu rozruchu lub początek okresu wyłączenia kotła następuje po spełnieniu łącznie przynajmniej dwóch z trzech warunków określonych w odpowiedniej kolumnie w tabeli powyżej.

Czasy rozruchów bloku:

- gorący - po postoju trwającym do 6 h (temp. wymurówki kotła > 650°C) ≤ 140 min,
- ciepły - po postoju trwającym 6 - 24h (200°C < temp. wymurówki kotła < 650°C) ≤ 260 min,
- zimny - po postoju trwającym powyżej 24 h (temp. wymurówki kotła < 200°C) ≤ 420 min."

**na końcu podpunktu V.1 dodaje się akapit o brzmieniu:**

„Graniczne wartości parametrów świadczących o zakończeniu procesu rozruchu i rozpoczęciu procesu wyłączenia agregatów prądotwórczych przedstawiono w tabeli poniżej.

Lp.	Wartości parametrów operacyjnych lub specyficzne procesy świadczące o zakończeniu okresu rozruchu	Wartości parametrów operacyjnych lub specyficzne procesy świadczące o rozpoczęciu początku okresu wyłączenia
1.	Zakończony łańcuch zabezpieczeń	Odcięcie dopływu gazu
2.	Włączenie zapłonu	Włączenie funkcji zatrzymania

Koniec okresu rozruchu lub początek okresu wyłączenia agregatów następuje po spełnieniu łącznie dwóch warunków określonych w odpowiedniej kolumnie tabeli"

**XXX. Pozostałe punkty decyzji pozostają bez zmian.**

## Uzasadnienie

Podaniem z dnia 29 grudnia 2020 r. spółka PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój z siedzibą w Jastrzębiu-Zdroju wystąpiła o zmianę pozwolenia zintegrowanego udzielonego decyzją Marszałka Województwa Śląskiego z dnia 29 maja 2017 r. Nr 1668/OS/2017(zmienionej decyzją z dnia 15 listopada 2019r. nr 3079/OS/2019 dla instalacji spalania paliw o nominalnej mocy nie mniejszej niż 50 MWt, zlokalizowanej w Jastrzębiu-Zdroju przy ul. Rybnickiej 6c.

Wniosek w przedmiotowej sprawie nie zawiera informacji podlegających ochronie zgodnie z ustawą o ochronie danych osobowych, a także informacji nie podlegających udostępnieniu, zgodnie z ustawą o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz ocenach oddziaływania na środowisko. Prowadzący instalację nie wystąpił z wnioskiem o wyłączenie z udostępniania publicznego części wniosku o zmianę pozwolenia zintegrowanego.

Przedmiotowa instalacja kwalifikuje się do rodzajów instalacji mogących powodować znaczne zanieczyszczenie poszczególnych elementów przyrodniczych albo środowiska jako całości, zgodnie z ust. 1 pkt. 1 załącznika do rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 27 sierpnia 2014 r. *w sprawie rodzajów instalacji mogących powodować znaczne zanieczyszczenie poszczególnych elementów przyrodniczych albo środowiska jako całości* (Dz.U. z 2014 poz. 1169), a także do instalacji określonych w § 2 ust.1 pkt 3 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. *w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko* (Dz. U. z 2019 poz. 1839). Zatem zgodnie z art. 378 ust. 2a ustawy Prawo ochrony środowiska (tekst jednolity Dz. U. z 2021 r. poz. 735) (zwany dalej ustawą POŚ) Marszałek Województwa Śląskiego jest organem właściwym do podjęcia decyzji w przedmiotowej sprawie.

Do przedmiotowego wniosku nie stosuje się przepisów art. 210 ust. 3a ww. ustawy POŚ. Wnioskowana zmiana nie została uznana za istotną zmianę pozwolenia zintegrowanego rozumianą jako zmiana sposobu funkcjonowania instalacji lub jej rozbudowę, która może powodować znaczące zwiększenie negatywnego oddziaływania na środowisko w rozumieniu art. 3 pkt 7 ww. ustawy POŚ.

Jednocześnie Spółka poinformowała, iż eksploatacja instalacji nie stwarza możliwości negatywnego oddziaływania na stan jakości gleby, ziemi i wód gruntowych, a będąca w posiadaniu organu dokumentacja pt. „Analiza stanu zanieczyszczenia gleby, ziemi i wód gruntowych substancjami powodującymi ryzyko na terenie należącym do Spółki Energetycznej „Jastrzębie” S.A sporządzona zgodnie z wymaganiami rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 1 września 2016 r. w sprawie sposobu prowadzenia oceny zanieczyszczenia powierzchni ziemi (Dz.U. 2016 poz. 1395), jest aktualna, zatem spełniony został wymóg art. 208 ww. ustawy POŚ.

Zgodnie z zapisem art. 21 ust 2 pkt 23 lit. K tiret pierwsze ustawy z dnia 3 października 2008r. o udostępnieniu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz. U. z 2021r. poz. 247 ze zm.) dane dotyczące wniosku o zmianę pozwolenia zintegrowanego zamieszczono w publicznie dostępnym wykazie danych.

Zgodnie z obowiązkiem wynikającym z art. 209 POŚ, zapis wniosku o zmianę pozwolenia zintegrowanego w wersji elektronicznej, został przesłany Ministrowi Klimatu i Środowiska.

Strona, w załączeniu do wniosku przedłożyła wymagane informacje i materiały, w tym zaświadczenia

o niekaralności wszystkich uprawnionych do reprezentowania spółki zgodnie z KRS, w myśl art. 184 ust 4 pkt 7 ustawy POŚ na, wydanych na wniosek przez Biuro Informacyjne Krajowego Rejestru Karnego Ministra Sprawiedliwości.

Wniosek nie obejmował swoim zakresem zmiany zezwolenia na zbieranie odpadów oraz zezwolenia na przetwarzanie odpadów, wobec czego w niniejszym postępowaniu nie przeprowadzono procedur związanych ze zbieraniem lub przetwarzaniem odpadów wynikających z ustawy o odpadach, w tym:

- kontroli wojewódzkiego inspektora ochrony środowiska instalacji, obiektu budowlanego lub jego części lub miejsc magazynowania odpadów, w których ma być prowadzone przetwarzanie odpadów,
- zasięgnięcia opinii wójta, burmistrza lub prezydenta miasta, właściwych ze względu na miejsce prowadzenia zbierania odpadów lub przetwarzania odpadów.

Z uwagi na fakt, iż niniejsze pozwolenie nie obejmuje zbierania lub przetwarzania odpadów, nie ustanowiono zabezpieczenia roszczeń, o którym mowa w art. 187 ust. 4a ustawy POŚ.

W trakcie trwania postępowania Strona złożyła wyjaśnienia i uzupełnienia do przedmiotowego wniosku przy pismach z dnia 18 marca 2021r., z 21 maja 2021r.

Marszałek Województwa Śląskiego prowadząc postępowanie dotyczące zmiany pozwolenia zintegrowanego wzywał Stronę do złożenia wyjaśnień i uzupełnień przy pismach z dnia 01 marca 2021r., 19 kwietnia 2021r.

Do wniosku o udzielenie pozwolenia zintegrowanego dołączono:

- Operat przeciwpożarowy, o którym mowa w art. 42 ust 4b ustawy o odpadach,
- Postanowienie Komendanta Miejskiego Państwowej Straży Pożarnej w Jastrzębiu-Zdroju w sprawie wyrażenia zgody na zastosowanie zabezpieczeń przeciwpożarowych, w sposób określony we wskazaniach „Operatu przeciwpożarowego” w zakresie wytwarzania, zbierania i magazynowania odpadów pod adresem 44-335 Jastrzębie-Zdrój, ul. Rybnicka 6c.

Pismem z dnia 16 lutego 2021r. znak OS-PZ.KW-98/21 Marszałek Województwa Śląskiego na podstawie art. 183c ust. 1 oraz ust. 2 ustawy POŚ wystąpił do Komendanta Miejskiego Państwowej Straży Pożarnej w Jastrzębiu-Zdroju z prośbą o przeprowadzenie kontroli przedmiotowej instalacji, w tym miejsc magazynowania odpadów, w zakresie spełniania wymagań określonych w przepisach dotyczących ochrony przeciwpożarowej oraz w zakresie zgodności z warunkami ochrony przeciwpożarowej, o których mowa w operacie przeciwpożarowym, o którym mowa w art. 42 ust. 4b pkt 1 ustawy z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach oraz w postanowieniu, o którym mowa w art. 42 ust. 4c tej ustawy. Postanowieniem z dnia 22 kwietnia 2021r. znak MZ.5585.4.2021.ŁC Komendant Miejski Państwowej Straży Pożarnej w Jastrzębiu-Zdroju zaopiniował pozytywnie spełnienie wymagań określonych w przepisach dotyczących ochrony przeciwpożarowej oraz w zakresie zgodności z warunkami ochrony przeciwpożarowej zawartych w operacie przeciwpożarowym (art. 42 ust. 4b pkt 1 ustawy o odpadach) zaakceptowanym postanowieniem (art. 42 ust. 4c ustawy o odpadach) dla PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój.

Wnioskowane zmiany w instalacji opisane w niniejszym wniosku nie stanowią istotnej zmiany w rozumieniu art. 214 ust. 3 ani art. 3 pkt 7) ustawy POŚ.

Rozpatrując przedmiotowy wniosek, Marszałek Województwa Śląskiego ogłoszeniem poinformował o zamieszczeniu informacji o wniosku PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój z siedzibą w Jastrzębiu-Zdroju w publicznie dostępnym wykazie danych, a także o możliwości wnoszenia uwag i wniosków w terminie 30 dni od ukazania się zawiadomienia. Przedmiotowe ogłoszenia dnia 14 maja umieszczono na tablicy ogłoszeń w Urzędzie Miasta Jastrzębie-Zdrój oraz w pobliżu lokalizacji instalacji, a także na tablicy ogłoszeń i stronie internetowej Urzędu Marszałkowskiego Województwa Śląskiego, na okres 30 dni. Do tegoż urzędu

nie wpłynęły żadne uwagi i wnioski do sprawy.

PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój wnioskuje o zmianę zapisów pozwolenia zintegrowanego w zakresie:

- zmiany nazwy zakładu,
- zmiany warunków eksploatacji kotła WP-70 w okresie od dnia 01.01.2024 r. W okresie tym będzie to źródło szczytowe, którego czas pracy w ciągu roku nie będzie przekraczać 500 h/rok, a więc w odniesieniu do tego źródła poziomy emisji powiązane z BAT będą miały charakter jedynie wskaźnikowy (nie będą stanowiły granicznych wielkości emisyjnych). Z tego względu zrezygnowano z doposażenia kotła WP-70 w dodatkowe układy oczyszczania spalin. W okresie od dnia 01.01.2024 r. konieczna jest zmiana zapisów pozwolenia dotyczących kotła WP-70 w zakresie charakterystyki urządzeń oczyszczania spalin, warunków jego pracy i warunków emisyjnych obowiązujących dla tego kotła;
- zmiany zapisów pozwolenia dotyczących kotła fluidalnego CFB-275 w zakresie objęcia tego kotła odstępstwem od granicznej wielkości emisyjnej HCl w okresie do dnia 31.12.2029 r. W okresie obowiązywania odstępstwa kocioł ten zostanie dostosowany do spełnienia granicznej wielkości emisyjnej HCl poprzez zabudowę nowego układu do redukcji emisji HCl;
- uwzględnienia rozbudowy instalacji energetycznego spalania paliw o dwa agregaty,
- prądotwórcze z silnikami gazowymi o mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie ok. 4,6 MWt każdy i wprowadzenie zmian w poszczególnych elementach pozwolenia, które wynikają z tej rozbudowy;
- aktualizacji zapisów pozwolenia dotyczących wartości specyficznych parametrów i procesów świadczących o zakończeniu rozruchu i rozpoczęciu zatrzymania kotła fluidalnego CFB-275;
- pozostałych, pomniejszych zmian mających na celu zaktualizowanie lub doprecyzowanie zapisów pozwolenia zintegrowanego;

W wyniku analizy informacji podanych w dokumentacji wnioskowej oraz wszystkich zebranych materiałów dowodowych wykazano, co następuje:

Analiza wniosku wykazała konieczność zmiany decyzji:

- w zakresie zmiany nazwy prowadzącego instalację:

Dnia 12.03.2021 r. Zarząd PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. podjął uchwałę nr 79/VIII/21 w sprawie Regulaminu Organizacyjnego PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Regulamin przyjęty tą uchwałą wprowadza zmianę w nazwie instalacji objętej przedłożonym wnioskiem o zmianę pozwolenia zintegrowanego. Dotychczasowa nazwa instalacji: „PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Oddział „Zofiówka”” została zastąpiona nazwą: „PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie – Zdrój”. Z tego względu w całej decyzji udzielającej pozwolenia zintegrowanego zastąpiono dotychczasową nazwę instalacji „PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Oddział „Zofiówka”” nową nazwą: „PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie – Zdrój”.

- w zakresie ochrony powietrza.

PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój w przedłożonej dokumentacji zawnioskowała o zmianę zapisów pozwolenia zintegrowanego w zakresie:

- zmiany warunków eksploatacji kotła WP-70 w okresie od dnia 01.01.2024 r. W okresie tym będzie to źródło szczytowe, którego czas pracy w ciągu roku nie będzie przekraczać 500 h/rok, a więc w odniesieniu do tego źródła poziomy emisji powiązane z BAT będą miały charakter jedynie wskaźnikowy (nie będą stanowiły granicznych wielkości emisyjnych). Z tego względu zrezygnowano z doposażenia kotła WP-70 w dodatkowe układy oczyszczania spalin;
- zmiany zapisów pozwolenia dotyczących kotła fluidalnego CFB-275 w zakresie objęcia tego kotła odstępstwem od granicznej wielkości emisyjnej HCl w okresie do dnia 31.12.2029 r. W okresie obowiązywania odstępstwa kocioł ten zostanie dostosowany do spełnienia granicznej wielkości emisyjnej HCl poprzez zabudowę nowego układu do redukcji emisji HCl;
- uwzględnienia rozbudowy instalacji energetycznego spalania paliw o dwa agregaty prądotwórcze z silnikami gazowymi o mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie ok. 4,6 MWt każdy;
- aktualizacji zapisów pozwolenia dotyczących wartości specyficznych parametrów i procesów świadczących o zakończeniu rozruchu i rozpoczęciu zatrzymania kotła fluidalnego CFB-275.

PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie – Zdrój na mocy decyzji Marszałka Województwa Śląskiego o numerze 3079/OS/2019 z dnia 15.11.2019 r. uzyskała dla kotła WP-70 czasowe odstępstwo od granicznych wielkości emisyjnych w zakresie SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, HCl, HF, Hg w okresie do dnia 31.12.2023 r. zobowiązując się jednocześnie do realizacji procesu inwestycyjnego mającego na celu doposażenie tego kotła w dodatkowe instalacje oczyszczania gazów. Inwestycja ta miała na celu dostosowanie tego kotła do wymagań emisyjnych, które będą miały zastosowanie po zakończeniu okresu odstępstwa, przy zakładanych wówczas warunkach eksploatacji tego kotła (źródło pracujące < 1500 h/rok, do którego będą miały zastosowanie graniczne wielkości emisyjne wynikające z konkluzji BAT).

Zadeklarowane działania mające na celu dostosowanie kotła WP-70 do spełnienia granicznych wielkości emisyjnych po zakończeniu okresu odstępstwa zostały zawarte w decyzji Marszałka Województwa Śląskiego o numerze 3079/OS/2019 z dnia 15.11.2019 r., na mocy której prowadzącemu instalację udzielone zostało ww. odstępstwo.

Jak wynika z dokumentacji w obecnie obowiązującej strategii operacyjnej Zakładu Jastrzębie – Zdrój nastąpiły zmiany założeń dotyczących warunków eksploatacji kotła WP-70 po zakończeniu okresu obowiązywania odstępstwa. Obecnie obowiązująca strategia operacyjna zakłada, że kocioł WP-70 w okresie od dnia 01.01.2024 r. będzie mógł pracować jedynie < 500 h/rok, a więc nie będą miały do niego zastosowania graniczne wielkości emisyjne wynikające z konkluzji BAT (poziomy emisji powiązane z BAT będą miały charakter jedynie wskaźnikowy).

W kontekście zaistniałej zmiany przyszłych warunków pracy kotła WP-70, zrezygnowano z zabudowy planowanych wcześniej dodatkowych instalacji oczyszczania gazów z tego kotła. Przy aktualnie zakładanych warunkach pracy kotła WP-70 obecnie posiadane układy do redukcji emisji zanieczyszczeń pozwolą na dotrzymanie warunków emisyjnych, które będą miały zastosowanie do tego kotła i jego doposażenie w nowe układy oczyszczania gazów wiązałoby się, jak wynika z wniosku, z nieracjonalnymi kosztami.

Utrzymanie obowiązującego odstępstwa jest kluczowe w kontekście zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii do odbiorców instalacji PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa



S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój. W okresie po wejściu w życie konkluzji BAT przedmiotowy kocioł WP-70 będzie stanowił jedyne źródło rezerwowe względem podstawowej jednostki produkcyjnej instalacji – kotła fluidalnego CFB-275. Brak możliwości eksploatacji tego kotła w zakładanym czasie < 1500 h/rok w okresie do dnia 31.12.2023 r. skutkować będzie brakiem możliwości utrzymania produkcji ciepła na wymaganym poziomie w przypadku wystąpienia awarii lub planowanego, czasowego odstawienia kotła fluidalnego. W skali instalacji może to skutkować zakłóceniem dostaw ciepła do odbiorców na terenie miasta Jastrzębie – Zdrój. Jednocześnie w okresie obowiązywania wnioskowanego odstępstwa PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój przewiduje m.in. realizację inwestycji polegającej na modernizacji układu zasilania lokalnych sieci ciepłowniczych, w taki sposób, aby mogły być one również zasilane z innej instalacji Spółki zlokalizowanej na analizowanym obszarze – Zakład Pniówek, który będzie wspomagać produkcję ciepła w Zakładzie Jastrzębie – Zdrój. Dzięki temu od dnia 01.01.2024 r. możliwe będzie ograniczenie zakładanego czasu pracy kotła WP-70 jako jednostki szczytowej i rezerwowej do poziomu < 500 h/rok.

Zgodnie z wynikami obliczeń rozprzestrzeniania się substancji w powietrzu instalacja spalania paliw PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie – Zdrój, uwzględniając wnioskowane odstępstwo od granicznych wielkości emisyjnych, nie powoduje przekroczenia wartości odniesienia substancji w powietrzu i dopuszczalnych poziomów substancji w powietrzu oraz standardów emisyjnych.

Operator instalacji zawnioskował również o udzielenie czasowego odstępstwa od granicznej wielkości emisyjnej dla kotła CFB-275 do dnia 31.12.2029 r. w zakresie emisji HCl. W okresie obowiązywania odstępstwa kocioł ten zostanie dostosowany do spełnienia granicznej wielkości emisyjnej HCl poprzez zabudowę nowego układu do redukcji emisji. Czynnikiem uzasadniającym wnioskowane odstępstwo jest charakterystyka techniczna instalacji – obecna konfiguracja techniczna urządzeń i konieczny zakres modernizacji dostosowawczej powoduje, że modernizacja ta jest niewykonalna w całości w okresie wymaganych 4 lat od publikacji konkluzji BAT.

Zgodnie z art. 204 ust. 2 POŚ, 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 nieproporcjonalnie wysokich kosztów w stosunku do korzyści dla środowiska oraz pod warunkiem, że nie zostaną przekroczone standardy emisyjne, o ile mają one zastosowanie.

Mając na uwadze powyższe wnioskodawca zwrócił się o odstępstwo od granicznej wielkości emisji chlorowodoru (HCl) do 31 grudnia 2029 roku, mając na względzie cykl rewizji konkluzji BAT oraz czas ich wdrożenia.

Odstępstwa dokonano w części dotyczącej chlorowodoru konkluzji BAT21.

Organ przeanalizował merytoryczne argumenty operatora instalacji, zgodnie z wymaganiami zawartymi w art. 204 ust. 2 oraz ust. 3 POŚ.

Strona w dokumentacji wnioskowej przedstawiła wyczerpujący materiał dowodowy, zawierający analizę środowiskową i ekonomiczną wnioskowanego odstępstwa oraz wskazała sposób osiągnięcia poziomów wynikających z konkluzji BAT w założonym czasie. Zgodnie z informacją przedstawioną przez stronę, wnioskowany czas odstępstwa jest niezbędny na dostosowanie instalacji do nowych wymagań w zakresie emisji HCl.

- Wnioskodawca przedstawia również istotne znaczenie kotła fluidalnego CFB-275 jako podstawowej jednostki wytwórczej w instalacji do spalania paliw PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój. Obecnie biorąc pod uwagę charakterystykę techniczną całej instalacji zasadnicza produkcja energii elektrycznej i ciepła oparta jest na kotle fluidalnym. Pozostałe jednostki spełniają funkcję wspomagającą – są to źródła szczytowe

(lub przewidziane do eksploatacji w okresach braku możliwości pracy kotła fluidalnego) lub źródła zapewniające dostawy ciepła w okresach o najmniejszym zapotrzebowaniu (np. okres letni). W obecnych warunkach kocioł ten jest kluczowym źródłem w kontekście zapewnienia bezpieczeństwa produkcji i dostaw energii elektrycznej oraz ciepła odbiorcom indywidualnym i przemysłowym, w tym sąsiadującej Kopalni Węgla Kamiennego Zofiówka. Brak możliwości eksploatacji tego kotła skutkować będzie wystąpieniem poważnych konsekwencji (w tym ekonomicznych) braku możliwości dostaw wymaganej ilości energii do odbiorców.

Kocioł fluidalny CFB-275 stanowi jednostkę oddaną do eksploatacji w IV kw. 2018 roku (już po ogłoszeniu konkluzji BAT). W pierwszym okresie eksploatacji kocioł ten pracował w tzw. ruchu regulacyjnym, który miał na celu wypracowanie i wdrożenie optymalnych warunków parametrów pracy tego kotła. Jednocześnie od czasu uruchomienia tego kotła prowadzone były pomiary i analizy mające na celu określenie faktycznych wielkości emisji z tego kotła, w tym również w kontekście dotrzymania granicznych wielkości emisyjnych. Z uwagi na trwający ruch regulacyjny i brak w pełni ustabilizowanych warunków pracy w pierwszym okresie pracy kotła fluidalnego nie było możliwe przeprowadzenie wiarygodnej analizy emisji HCl, która wcześniej wykazałaby konieczność zabudowy dodatkowego układu oczyszczania spalin. Wykonanie takiej analizy było możliwe dopiero po ustabilizowaniu się warunków pracy tego kotła – analiza ta wykazała, że uzyskanie stabilnej emisji chlorowodoru na poziomie poniżej granicznej wielkości emisyjnej wymaga zabudowy dodatkowego układu do redukcji emisji. Biorąc pod uwagę datę ogłoszenia konkluzji BAT, datę oddania do użytkowania kotła fluidalnego i konieczność przeprowadzania ruchu regulacyjnego, prowadzący instalację nie dysponował pełnym okresem dostosowawczym do ewentualnego podjęcia działań inwestycyjnych w zakresie dostosowania kotła fluidalnego. Z tego względu, aby w sposób prawidłowy i zgodny z przepisami przeprowadzić proces inwestycyjny zasadne jest udzielenie czasowego odstępstwa od granicznej wielkości emisyjnej HCl. PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój, zgodnie z deklaracją, cały czas prowadzi działania i analizy, które mają doprowadzić do dostosowania kotła fluidalnego do spełnienia granicznych wielkości emisyjnych HCl.

Jako jednostkowy koszt zewnętrzny związany z emisją HCl do powietrza wnioskodawca przyjął równowartość stawki za wprowadzanie do powietrza związków chloru (pierwiastek niemetaliczny) zgodnie z obwieszczeniem Ministra Klimatu z dnia 9 września 2020 r. w sprawie wysokości stawek opłat za korzystanie ze środowiska na rok 2021 (M.P. 2020 poz. 961).

Zgodnie z ww. aktem prawnym stawka za wprowadzanie do powietrza związków chloru w formie gazowej (pierwiastek niemetaliczny) wynosi 1,36 zł/kg, co odpowiada kwocie 1 360 zł/Mg. Przyjęta wartość kosztu środowiskowego HCl (standard kosztów zewnętrznych środowiskowych) odbiega od wartości podanej w „Podręczniku dotyczący zasad udzielania odstępstw od granicznych wielkości emisyjnych zawartych w konkluzjach BAT dla dużych źródeł spalania (LCP), zgodnie z art. 204 ust. 2 ustawy POŚ”. Jednak zgodnie z informacją zawartą w tym podręczniku nie ma on ani nakazowego, ani wyczerpującego charakteru. Standard kosztów zewnętrznych środowiskowych HCl określony w tym podręczniku pochodzi z dokumentu – *A Study on the Economic Valuation of Environmental Externalities from Landfill Disposal and Incineration of Waste. Final Main Report, European Commission, DG Environment, 2000*. Dokument ten koncentruje się na oddziaływaniach związanych ze składowaniem i termicznym przekształcaniem odpadów i nie dotyczy bezpośrednio typowych instalacji do energetycznego spalania paliw, takich jak analizowana instalacja. Dodatkowo wartość kosztów środowiskowych emisji HCl w nim zawarta nie odnosi się w sposób bezpośredni do uwarunkowań dotyczących Polski. Biorąc pod uwagę powyższe przy wycenie korzyści dla środowiska dla potrzeb niniejszego opracowania wykorzystano założenia funkcjonującego w Polsce systemu opłat za korzystanie ze środowiska tj. w tym przypadku za wprowadzanie zanieczyszczeń do powietrza. System ten funkcjonuje w Polsce od wielu lat i pozwala powiązać emisję gazów i pyłów do powietrza z ekwiwalentem pieniężnym, który jest z tą emisją związany. System ten wartościuje koszty związane z wprowadzaniem zanieczyszczeń do powietrza stosownie od rodzaju wprowadzanej substancji,

a więc uwzględnia środowiskowe oddziaływanie poszczególnych rodzajów zanieczyszczeń. W systemie typ, zgodnie z zasadą „zanieczyszczający płaci”, wprowadzający zanieczyszczenia do środowiska ponosi koszty wynikające z tej formy oddziaływania na środowisko. W funkcjonującym systemie opłata za wprowadzanie gazów do powietrza stanowi odpowiednik kosztów środowiskowych związanych z oddziaływaniem tych zanieczyszczeń. A więc opłata ta obliczona w stosunku do unikniętej emisji zanieczyszczeń do powietrza może być interpretowana jako korzyść dla środowiska wyrażona w jednostce walutowej. Z tego względu do wyrażenia korzyści środowiskowych wykorzystano założenia funkcjonującego w Polsce systemu opłat za wprowadzanie gazów i pyłów do powietrza.

- Podstawowym paliwem spalany w kotle fluidalnym jest węgiel kamienny, w tym niskokaloryczne paliwo węglowe. Charakterystyka spalanego paliwa jest czynnikiem wpływającym na wielkości emisji zanieczyszczeń do powietrza, jest to szczególnie istotne w przypadku zanieczyszczeń takich jak np. HCl.
- PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój prowadzi działania związane z odpowiednim doбором paliwa do procesu energetycznego spalania w celu minimalizowania emisji bezpośrednio u źródła, jednak zastosowanie techniki polegającej na odpowiednim doborze paliwa obarczone jest istotnymi ograniczeniami, które wynikają m.in. z polityki energetycznej kraju, konieczności brania pod uwagę aspektów finansowych produkcji energii, a także uwarunkowań lokalnych w zakresie dostępności paliw. PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój prowadzi badania jakości węgla kamiennego spalanego w instalacji, w tym m.in. w zakresie chloru, który wpływa na wielkość emisji chlorowodoru.

Przedstawione wyniki wskazują, że zawartość chloru w spalanych węglach wykazuje znaczne zróżnicowanie i zmienność. Z uwagi na liczne uwarunkowania (m.in. finansowe, organizacyjne, strategiczne itp.) w instalacji spalany może być węgiel pochodzący od różnych dostawców, z różnych kopalń, a więc różniący się zawartością chloru, co przekłada się na zmienność poziomów emisji zanieczyszczeń do powietrza. Biorąc pod uwagę charakterystykę jakościową spalanego w instalacji węgla (w tym potencjalną zmienność jego składu) uzyskanie stabilnej emisji HCl z kotła fluidalnego poniżej wartości określonej w konkluzjach BAT niezależnie od składu spalanego węgla wymaga doposażenia tego kotła w dodatkową instalację oczyszczania spalin.

W ramach dostosowania kotła fluidalnego CFB-275 do dotrzymania granicznej wielkości emisyjnej HCl planuje się zabudowę dodatkowej instalacji oczyszczania spalin. Poniżej w tabeli przedstawiono harmonogram planowanych inwestycji.

Lp.	Zadanie	Termin
1	Zakończenie dialogu technicznego	IV kwartał 2020 r.
<b>Testy instalacji DSI (suchego wtrysku sorbentu)</b>		<b>1 kwartał 2021 – 1 kwartał 2022</b>
2	Przygotowanie zakresu rzeczowego w celu uzyskania wstępnych ofert techniczno-handlowych w zakresie wykonania testów obiektowych sprawności instalacji suchego usuwania związków kwaśnych – wtrysk sorbentu do kanałów spalin	I kwartał 2021 r.
3	Otrzymanie wstępnych ofert techniczno-handlowych w zakresie wykonania testów obiektowych sprawności instalacji	I kwartał 2021 r.

	suchego usuwania związków kwaśnych – wtrysk sorbentu do kanałów spalin	
4	Uzyskanie zgód korporacyjnych w zakresie wykonania testów obiektowych sprawności instalacji suchego usuwania związków kwaśnych – wtrysk sorbentu do kanałów spalin	I kwartał 2021 r.
5	Przygotowanie dokumentacji przetargowej w zakresie wykonania testów obiektowych sprawności instalacji suchego usuwania związków kwaśnych – wtrysk sorbentu do kanałów spalin	II kwartał 2021 r.
6	Uruchomienie przetargu w zakresie wykonania testów obiektowych sprawności instalacji suchego usuwania związków kwaśnych – wtrysk sorbentu do kanałów spalin	II kwartał 2021 r.
7	Rozstrzygnięcie przetargu w zakresie wykonania testów obiektowych sprawności instalacji suchego usuwania związków kwaśnych – wtrysk sorbentu do kanałów spalin	III kwartał 2021 r.
8	Zawarcie umowy z Wykonawcą w zakresie wykonania testów obiektowych sprawności instalacji suchego usuwania związków kwaśnych – wtrysk sorbentu do kanałów spalin	III kwartał 2021 r.
9	Przeprowadzenie testów obiektowych sprawności instalacji suchego usuwania związków kwaśnych – wtrysk sorbentu do kanałów spalin	IV kwartał 2021 r. – I kwartał 2022 r.
10	Opracowanie raportu z wykonanych testów	I kwartał 2022 r.
	<b>Koncepcja instalacji DSI</b>	<b>1 kwartał 2022 – 1 kwartał 2023</b>
11	Przygotowanie zakresu rzeczowego w celu uzyskania wstępnych ofert techniczno-handlowych w zakresie opracowania koncepcji zabudowy instalacji DSI	I kwartał 2022 r.
12	Otrzymanie wstępnych ofert techniczno-handlowych w zakresie opracowania koncepcji zabudowy instalacji DSI	II kwartał 2022 r.
13	Uzyskanie zgód korporacyjnych w zakresie opracowania koncepcji zabudowy instalacji DSI	II kwartał 2022 r.
14	Przygotowanie dokumentacji przetargowej w zakresie opracowania koncepcji zabudowy instalacji DSI	II kwartał 2022 r.
15	Uruchomienie przetargu w zakresie opracowania koncepcji zabudowy instalacji DSI	III kwartał 2022 r.
16	Rozstrzygnięcie przetargu w zakresie opracowania koncepcji zabudowy instalacji DSI	IV kwartał 2022 r.
17	Zawarcie umowy z Wykonawcą w zakresie opracowania koncepcji zabudowy instalacji DSI	IV kwartał 2022 r.
18	Otrzymanie od Wykonawcy dokumentacji koncepcyjnej w zakresie zabudowy instalacji DSI	I kwartał 2023 r.

Wykonanie dokumentacji przetargowej(OPZ) instalacji DSI		1 kwartał 2023 – 1 kwartał 2024
19	Przygotowanie zakresu rzeczowego w celu uzyskania wstępnych ofert techniczno-handlowych w zakresie opracowania dokumentacji przetargowej (SIWZ) dla zadania dostosowania kotła CFB-275 do wymagań BAT, wraz z uzyskaniem w imieniu Zamawiającego decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach przedsięwzięcia	I kwartał 2023 r.
20	Otrzymanie wstępnych ofert techniczno-handlowych w zakresie opracowania dokumentacji przetargowej (OPZ) dla zadania dostosowania kotła CFB-275 do wymagań BAT, wraz z uzyskaniem w imieniu Zamawiającego decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach przedsięwzięcia	I kwartał 2023 r.
21	Uzyskanie zgód korporacyjnych w zakresie opracowania dokumentacji przetargowej (OPZ) dla zadania dostosowania kotła CFB-275 do wymagań BAT, wraz z uzyskaniem w imieniu Zamawiającego decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach przedsięwzięcia	I kwartał 2023 r.
22	Przygotowanie dokumentacji przetargowej w zakresie opracowania dokumentacji przetargowej (OPZ) dla zadania dostosowania kotła CFB-275 do wymagań BAT, wraz z uzyskaniem w imieniu Zamawiającego decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach przedsięwzięcia	II kwartał 2023 r.
23	Uruchomienie przetargu w zakresie opracowania dokumentacji przetargowej (OPZ) dla zadania dostosowania kotła CFB-275 do wymagań BAT, wraz z uzyskaniem w imieniu Zamawiającego decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach przedsięwzięcia	II kwartał 2023 r.
24	Rozstrzygnięcie przetargu w zakresie opracowania dokumentacji przetargowej (OPZ) dla zadania dostosowania kotła CFB-275 do wymagań BAT, wraz z uzyskaniem w imieniu Zamawiającego decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach przedsięwzięcia	III kwartał 2023 r.
25	Zawarcie umowy z Wykonawcą w zakresie opracowania dokumentacji przetargowej (OPZ) dla zadania dostosowania kotła CFB-275 do wymagań BAT, wraz z uzyskaniem w imieniu Zamawiającego decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach przedsięwzięcia	III kwartał 2023 r.
26	Otrzymanie od Wykonawcy kompletnej dokumentacji przetargowej wraz z decyzją środowiskową	I kwartał 2024 r.

<b>Przetarg na budowę instalacji DSI</b>		<b>1 kwartał 2024 – 4 kwartał 2024</b>
27	Uzyskanie zgód korporacyjnych w zakresie uruchomienia postępowania przetargowego w trybie prawa zamówień publicznych w zakresie dostosowania kotła CFB-275 do BAT	I kwartał 2024 r.
28	Przygotowanie kompletu materiałów przetargowych w zakresie dostosowania kotła CFB-275 do BAT	I kwartał 2024 r.
29	Ogłoszenie przetargu w zakresie dostosowania kotła CFB-275 do BAT	II kwartał 2024 r.
30	Rozstrzygnięcie przetargu w zakresie dostosowania kotła CFB-275 do BAT	IV kwartał 2024 r.
31	Zawarcie umowy z Wykonawcą w zakresie dostosowania kotła CFB-275 do BAT	IV kwartał 2024 r.
<b>Realizacja wykonawcza instalacji DSI (projektowanie)</b>		<b>4 kwartał 2024 – 4 kwartał 2025</b>
32	Opracowanie projektu wstępnego	II kwartał 2025 r.
33	Opracowanie projektu budowlanego	III kwartał 2025 r.
34	Uzyskanie pozwolenia na budowę	IV kwartał 2025 r.
<b>Realizacja wykonawcza instalacji DSI (budowa)</b>		<b>4 kwartał 2025 – 1 kwartał 2028</b>
35	Przekazanie terenu budowy	IV kwartał 2025 r.
36	Budowa instalacji (w tym m.in. prefabrykacja, zakup urządzeń, dostawy, prace budowlane i montażowe, rozruch)	I kwartał 2026 r. – III kwartał 2027 r.
37	Zakończenie wszystkich pozostałych prac przy budowie instalacji i układów pomocniczych (m.in. prace budowlane i montażowe dot. powiązania istniejącej infrastruktury z nowo powstałymi instalacjami, przebudowa kanałów spalin, wykonanie pozostałych prac systemowych AKPiA, wykonanie zagospodarowania terenu)	IV kwartał 2027 r.
38	Opracowanie dokumentacji powykonawczej	I kwartał 2028 r.
39	Uzyskanie pozwolenia na użytkowanie	I kwartał 2028 r.
<b>Realizacja wykonawcza instalacji DSI (rozruch i odbiory)</b>		<b>2 kwartał 2028 – 4 kwartał 2029</b>
40	Ruch próbny i regulacyjny nowo powstałych instalacji	II – IV kwartał 2028 r.
41	Pomiary gwarantowanych parametrów technicznych nowo powstałych instalacji	I - II kwartał 2029 r.
42	Odbiór końcowy, przekazanie do eksploatacji	III - IV kwartał 2029 r.

Przy dokonywaniu oceny, o której mowa w ust. 3, organ wziął pod uwagę położenie geograficzne, lokalne warunki środowiskowe, charakterystykę techniczną instalacji oraz inne czynniki mające wpływ na funkcjonowanie instalacji i środowisko jako całość, zważając na całość zebranego w toku postępowania administracyjnego materiału dowodowego.

Organ podejmując decyzję o udzieleniu odstępstwa zważył więc, iż instalacja będąca przedmiotem wniosku spełnia standardy emisyjne, o których mowa w rozporządzeniu 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, poz. 680).

Wnioskodawca przedstawił organowi analizę rozprzestrzeniania substancji w powietrzu, w tym również dla chlorowodoru. Stwierdzone oddziaływanie instalacji w zakresie emitowanych substancji, na przedstawionym we wniosku poziomie, dowodzi brak przekroczeń wartości odniesienia, określonych w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 26 stycznia 2010 r. w sprawie wartości odniesienia dla niektórych substancji w powietrzu (Dz. U. Nr 16, poz. 87). Organ wziął również pod uwagę brzmienie art. 222 ust. 2 ustawy POŚ, zgodnie z którym minister właściwy do spraw środowiska, w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw zdrowia, w drodze rozporządzenia, określa wartości odniesienia dla niektórych substancji w powietrzu. Fakt stwierdzenia przez stronę braku przekroczeń wartości odniesienia dla emitowanych substancji, w tym także chlorowodoru, poza terenem, do którego dysponuje tytułem prawnym, dowodzi więc wprowadzania ich w ilości nie większej niż zaakceptowana przez ministra właściwego do spraw zdrowia w trakcie tworzenia cytowanego aktu prawnego.

Organ uwzględnił także lokalizację instalacji oraz dostępność lokalnych pokładów paliwa stałego niezbędnego do właściwego funkcjonowania przedmiotowej instalacji. Fakt stosunkowo niewielkiej odległości pomiędzy miejscami wydobywania paliwa a instalacją spalania na cele energetyczne, wpływa bezsprzecznie na wielkość szeroko rozumianej emisji niezorganizowanej związanej z transportem tego paliwa.

Operator instalacji został zobowiązany do okresowego tj. raz w roku przedkładania organowi ochrony środowiska oraz wojewódzkiemu inspektoratowi ochrony środowiska, sprawozdania z przeprowadzonych działań, mających na celu doprowadzenie instalacji do spełniania granicznych wielkości emisji.

- W zakresie ochrony przed hałasem:

Zmiany w pozwoleniu zintegrowanym w zakresie emisji hałasu związane są z budową projektowanych agregatów prądotwórczych, które będą nowym źródłem hałasu, pracującym w otwartej przestrzeni jak również wewnątrz obiektu kubaturowego.

Źródła emisji hałasu związane z istniejącą częścią instalacji energetycznego spalania paliw, ich parametry akustyczne i warunki pracy nie ulegają zmianie względem zapisów obecnie obowiązującego pozwolenia zintegrowanego.

Nowymi źródłami emisji hałasu pracującymi w otwartej przestrzeni będą:

- cztery centrale wentylacyjne – dla każdego agregatu przewiduje się budowę dwóch central wentylacyjnych, które zostaną zbudowane na dachu budynku agregatów;
- cztery czerpnie i wyrzutnie powietrza – każda z projektowanych central wentylacyjnych posiadać będzie jedną czerpnię i wyrzutnię powietrza, a więc łącznie powstaną cztery czerpnie i cztery wyrzutnie powietrza;
- wyloty z dwóch kominów – każdy agregat posiadać będzie swój indywidualny komin odprowadzający spaliny do powietrza.

Nowym kubaturowym źródłem emisji hałasu będzie budynek agregatów prądotwórczych – w obiekcie tym znajdować się będą agregaty (silniki wraz z prądnicami) oraz układy towarzyszące.

Realizacja dodatkowego układu oczyszczania gazów z kotła fluidalnego CFB-275 nie będzie związana z powstaniem nowych, istotnych źródeł emisji hałasu.

Z przeprowadzonej z analizy akustycznej uwzględniającej skumulowane oddziaływanie istniejących i projektowanych źródeł emisji hałasu wynika, że budowa nowych agregatów prądotwórczych nie spowoduje przekroczenia dopuszczalnych poziomów dźwięku w środowisku na terenach chronionych akustycznie.



- W zakresie gospodarki wodno-ściekowej:

Wnioskowane zmiany pozwolenia zintegrowanego nie dotyczą gospodarki wodno-ściekowej.

- W zakresie gospodarki odpadami:

Instalacja energetycznego spalania paliw PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój jest źródłem wytwarzania odpadów powstających w wyniku prowadzonych procesów technologicznych (głównie spalania paliw) oraz odpadów pochodzących z utrzymania instalacji w sprawności.

W instalacji energetycznego spalania paliw PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój nie jest prowadzone przetwarzanie odpadów. Zakład nie prowadzi również działalności polegającej na zbieraniu odpadów.

PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój posiada wpis do BDO jako wytwórca odpadów pod numerem rejestrowym: 000005308.

Gospodarka odpadami prowadzona w instalacji PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój nie ulega zmianie – w tym zakresie nie wnieskuje się o zmianę zapisów pozwolenia zintegrowanego.

Zmiany w instalacji objęte przedmiotowym wnioskiem nie wpłyną na prowadzoną w instalacji gospodarkę odpadami.

Zgodnie z art. 10 § 1 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. Kodeks postępowania administracyjnego (tekst jednolity: Dz. U. z 2021 r. poz. 735) Marszałek Województwa Śląskiego zawiadomił PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój z siedzibą w Jastrzębiu-Zdroju o możliwości wypowiedzenia się co do zebranych dowodów i materiałów w terminie 7 dni od otrzymania niniejszego zawiadomienia. Prowadzący instalację nie wniósł uwag do sprawy.

Zgodnie z art. 155 Kpa, organ administracji publicznej może zmienić decyzję ostateczną, jeżeli spełnione są następujące przesłanki:

- zmiana dotyczy decyzji, na mocy której strona nabyła prawo,
- strona wyraziła zgodę na zmianę decyzji,
- przepisy szczególne nie sprzeciwiają się zmianie takiej decyzji,
- za zmianą decyzji przemawia interes społeczny lub słuszny interes strony.

Pozwolenie zintegrowane nie zwalnia prowadzącego instalację od posiadania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, jeżeli jest ona wymagana.

W toku prowadzonego postępowania ustalono, że zostały spełnione wszystkie ww. przesłanki. Uwzględniając powyższe orzeczono jak w sentencji.

Decyzję niniejszą wydano zgodnie z wnioskami strony, przy zachowaniu wymagań przepisów szczególnych.

W związku z powyższym decyzja jest prawnie i merytorycznie uzasadniona.



## Pouczenie

Na podstawie art. 127§1 i 2 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. - Kodeks postępowania administracyjnego (tekst jednolity Dz. U. z 2018 r. poz. 2096 ze zm.) stronie służy odwołanie od niniejszej decyzji do Ministra Klimatu i Środowiska ul. Wawelska 52/54, 00-922 Warszawa, które wnosi się za pośrednictwem Marszałka Województwa Śląskiego w Katowicach ul. Ligonía 46, 40-037 Katowice, w terminie 14 dni od dnia jej doręczenia.

Zgodnie z 127a Kodeksu postępowania administracyjnego 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.

Informacje dotyczące przetwarzania danych osobowych: <https://bip.slaskie.pl/daneosobowe/>

Przedłożono dowód uiszczenia opłaty skarbowej w wysokości – 1005,50 PLN. Opłaty dokonano na konto Urzędu Miasta Katowice.

**z up. MARSZAŁKA WOJEWÓDZTWA**  
[REDAKTOWANE]  
**URZĘDNIK**  
Zastępca Dyrektora Departamentu Ochrony Środowiska



### Otrzymują:

1. PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój w Jastrzębie-Zdroju

### Do wiadomości w wersji drukowanej:

1. KZ – rejestr decyzji i postanowień
2. OS.PZ. - aa. – poz. rejestru
3. OS.PH-aa

### Do wiadomości elektronicznie:

4. Ministerstwo Klimatu i Środowiska (pozwolenia.zintegrowane@klimat.gov.pl)
5. Wojewódzki Inspektorat Ochrony Środowiska ePUAP
6. Urząd Miejski w Jastrzębie-Zdroju ePUAP
7. Państwowe Gospodarstwo Wodne Wody Polskie
8. KZ – rejestr decyzji i postanowień (SOD)
9. SO-baza danych (SOD)
10. OS-AD-BIP (SOD)

*Potwierdzeniem odbiór 18.10.2021.*



