

Katowice, dnia 24 stycznia 2025 r.
znak sprawy: OE-WS-PZ.7222.105.2024
OE-PZ.7222.96.2024
znak decyzji: OE-WS-PZ.KW-00021/25
za dowodem doręczenia

Decyzja nr: **347/OE/2025**

Organ wydający: Marszałek Województwa Śląskiego

W sprawie: wniosku o zmianę pozwolenia zintegrowanego

Na podstawie art. 163 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. *Kodeks Postępowania Administracyjnego* (t.j. Dz. U. z 2024 r. poz. 572, dalej: ustawa KPA) oraz na podstawie art. 181 ust. 1 pkt. 1, art. 183 ust. 1, art. 184 ust. 1, art. 192, art. 211, art. 214 ust. 5 i art. 378 ust. 2a ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. *Prawo ochrony środowiska* (t.j. Dz. U. z 2024 r. poz. 54, dalej: ustawa POŚ)

po rozpoznaniu wniosku Strony z dnia 11 lipca 2024 r.

orzekam

zmienić warunki pozwolenia zintegrowanego, udzielonego w formie tekstu jednolitego, decyzją Marszałka Województwa Śląskiego z dnia 21 lutego 2024 r. nr 715/OE/2024 dla instalacji do spalania paliw o nominalnej mocy nie mniejszej niż 50 MW, zlokalizowanej w Jastrzębiu Zdroju, przy ul. Rybnickiej 6c, eksploatowanej obecnie przez PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. z siedzibą w Jastrzębiu-Zdroju, przy ul. Rybnickiej 6c (NIP: 6331005997), w następujący sposób:

I. W części I. „Rodzaj i parametry instalacji.”, punkt 2. „Rodzaj i parametry instalacji.”, otrzymuje brzmienie:

„I.2. Rodzaj i parametry instalacji.

Przedmiotem pozwolenia jest instalacja w przemyśle energetycznym do spalania paliw, która służy do wytwarzania energii elektrycznej oraz energii cieplnej, złożona z czterech kotłów energetycznych i dwóch agregatów prądotwórczych (silników gazowych), o mocy cieplnej (rozumianej, jako ilość energii wprowadzanej w paliwie do instalacji w jednostce czasu) 363,95 MWt. W okresie tym moc elektryczna całej instalacji wynosi 85 MWe.

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

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.”

II. W części I. „Rodzaj i parametry instalacji.”, punkt 2.A. „Instalacja IPPC: instalacja spalania paliw.”, otrzymuje brzmienie

„I.2.A. Instalacja IPPC: instalacja spalania paliw.

Instalacja energetycznego spalania paliw Spółki PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój składa się z czterech 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
- Kocioł dwupaliwowy, o mocy w paliwie 15,0 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 363,95 MWt. Moc elektryczna całej instalacji w tym okresie wynosi 85 MWe.

Kotły:

Charakterystyka kotła WP-70

Kocioł wodny WP-70 nr 5 został wyprodukowany w firmie „RAFAKO” Racibórz i oddany do użytku w 1978 r. W 2015 r. zmodernizowano elektrofiltr kotła oraz

instalację odbioru i transportu pyłu.

W 2016 r. zabudowano instalację odsiarczania spalin oraz dokonano przebudowy instalacji podawania powietrza do kotła, celem redukcji tlenków azotu (odazotowanie metodami pierwotnymi). Komora paleniskowa kotła jest całkowicie omurowana, ma kształt prostopadłościanu i wykonana jest z rur ekranowych. W dolnej części komory paleniskowej, rury odgięte są do wnętrza komory, tworząc lej żużlowy, o przekroju prostokątnym, który zanurzony jest w wannie odżuźlacza. Na poziomie + 8,1 m, w narożach kotła, zabudowane są palniki pyłowe. Na bocznych ścianach kotła zamontowane są palniki gazowe. Na bocznych ścianach kanału spalin, ponad pęczkiem konwekcyjnym zabudowane są dwie klapy eksplozyjne, zabezpieczające kocioł w razie wybuchu w komorze paleniskowej. Spaliny z komory paleniskowej częściowo zasysane są przez młyny wentylatorowe, a reszta poprzez grodzie i pęczki przechodzi do obrotowego podgrzewacza powietrza, skąd poprzez elektrofiltr i wentylator wyciągowy (WC) tłoczone są do komina. Instalacja paleniskowa kotła wyposażona jest w trzy młyny wentylatorowe MWK-12. Węgiel z zasobników przykotłowych podawany jest przez podajnik do młynów. Mieszanka pyłowo-powietrzna przetłaczana jest przewodami pyłowymi do czterech palników pyłowych. Po drodze mieszanka zostaje osuszona w rurosuszarkach. Każdy młyn zasila jeden poziom dysz palników rozmieszczonych w narożach kotła.

Parametr	Jednostka	Wartość
Typ kotła		WP-70
Moc nominalna	MW	81,4
Moc cieplna jako ilość energii wprowadzanej w paliwie	MW _t	99,3
Sprawność kotła	%	84
Temperatura wody zasilającej	°C	70
Rodzaj paliwa	-	węgiel + gaz
Ilość spalin na wylocie	Nm ³ /h	151 500
Temperatura spalin na wylocie	°C	210
Temperatura powietrza podgrzanego	°C	260
Całkowita powierzchnia ogrzewalna	m ²	1817
Pojemność wodna kotła	m ³	29,5

Charakterystyka kotła PWPg – 6

Kocioł wodny PWPg-6 nr 6 został wyprodukowany w firmie „PEnPW” Chorzów i oddany do użytku w 1986 r. Kocioł typu PWPg-6 jest kotłem przepływowym, wodnym, przeznaczonym do pracy w sieci centralnego ogrzewania. Kocioł składa się z 4 członów. Człon I tworzy komorę paleniskową, a pozostałe 3 człony stanowią część konwekcyjną kotła. Powierzchnie ogrzewalne stanowią rury ekranowe komory paleniskowej - człon I oraz pęczki konwekcyjne – II, III i IV człon kotła. Powyższe powierzchnie utworzone są z rur kotłowych DN 32 mm. Palenisko kotła wyposażone jest w 2 palniki gazowe. Palniki przeznaczone są do spalania gazu z odmetanowania kopalń o wartości opałowej >14,4 MJ/m³ (zawartość CH₄ w gazie kopalnianym > 40%). Powietrze do palnika tłoczone jest przez wentylator typu FK-40.

Parametr	Jednostka	Wartość
Typ kotła	PWPg-6	
Moc nominalna	MW	7,0
Moc cieplna jako ilość energii wprowadzanej w paliwie	MW _t	8,5
Sprawność kotła	%	82
Rodzaj paliwa	-	gaz
Ilość spalin na wylocie	Nm ³ /h	8 000
Temperatura spalin na wylocie	°C	200 ÷ 220
Całkowita powierzchnia ogrzewalna	m ²	351
Objętość komory paleniskowej	m ³	16
Pojemność wodna kotła	m ³	4,82

Charakterystyka kotła CFB – 275

Kocioł fluidalny jest jednym z najważniejszych urządzeń nowego bloku energetycznego. Wielkość kotła gwarantuje wyprodukowanie odpowiedniej ilości pary, niezbędnej do zasilania turbozespołu z turbiną upustowo – kondensacyjną, o mocy około 81 MW_e przy pracy kondensacyjnej. Kocioł umożliwia współspalanie niskokalorycznego paliwa węglowego, gazu z odmetanowania kopalń oraz biomasy. Jest to kocioł parowy, walczakowy, z atmosferycznym fluidalnym paleniskiem cyrkulacyjnym. Spalanie paliw odbywa się w złożu fluidalnym CFB, którego materiał tworzą paliwo, sorbent i piasek podczas początkowego okresu pracy, a następnie popiół powstały ze spalania paliwa. Dzięki wysokiej prędkości fluidyzacji (>5m/s) materiał złoża jest przemieszczany w górę komory paleniskowej wraz ze spalinami, po czym w przyległym do komory separatorze cyklonowym większe ziarna są odseparowywane i zawracane do ww. komory. Intensywna turbulencja w palenisku zapewnia dobre zmieszanie i wypalenie paliwa. W związku z tym, że w skład materiału złoża wchodzić części o różnych wymiarach, nie wszystkie ziarna unoszą się do separatorów. Większe ziarna cyrkulują wewnątrz komory paleniskowej, spalając się i rozdrabniając oraz tworząc przyścienny strumień wewnętrznej cyrkulacji, w ilości ok. 30 % całej masy cyrkulującej, przekazując ciepło do rur ekranowych i powierzchni wymiany ciepła, zabudowanych w komorze paleniskowej. Technologia procesu spalania w kotle fluidalnym oparta jest na założeniu, że w całej komorze paleniskowej utrzymywana jest prawie stała temperatura ok. 870° C, przez co redukuje się powstawanie NO_x. Innym, podstawowym procesem zachodzącym w komorze paleniskowej jest odsiarczanie. Dostarczana do komory mączka kamienia wapiennego rozkłada się w temperaturze panującej w palenisku na CaO i CO₂ i wiąże, wydzielając się na skutek zasiarczonego węgla, SO₃ i SO₂. W efekcie odpowiedniego dozowania sorbentu (mączki kamienia wapiennego), dobrego wymieszania materiału złoża i wielokrotnej cyrkulacji jego cząstek nawracanych przez cyklony / separatory, stopień odsiarczania jest wysoki. W celu ograniczenia emisji pyłów do powietrza zastosowany został filtr workowy. Kocioł zasilany jest paliwem w zakresie od 100% miału węgla kamiennego do mieszaniny paliw w proporcjach energetycznych: 73% miał węgla kamiennego / 17% niskokalorycznego paliwa węglowego / gaz z odmetanowania kopalń/ 10% biomasa. Paliwem pomocniczym, służącym do rozpalania kotła

i podtrzymywania spalania przy niskich obciążeniach kotła jest olej opałowy lekki. W kotle zastosowane są również palniki na gaz z odmetanowania kopalń (metan), pozyskiwany pokładów kopalń JSW S.A. Para świeża, wytwarzana w kotle, doprowadzana jest do turbiny upustowo - kondensacyjnej napędzającej generator.

Parametr	jednostka	Wartość
Typ kotła	-	CFB - 275
Moc nominalna	MW	212,0
Moc cieplna jako ilość energii wprowadzanej w paliwie w jednostce czasu	MWt	231,95
Wydajność max. trwała kotła	Mgpar/h	275,0
Sprawność kotła	%	91,4
Rodzaj paliwa	-	węgiel kamienny niskokaloryczne paliwo węglowe biomasa, gaz z odmetanowania kopalń
Ilość spalin na wylocie	Nm ³ /h	331 000
Temperatura spalin na wylocie	°C	140
Temperatura pary świeżej w stanie normalnej eksploatacji	°C	552

Charakterystyka kotła wodnego, dwupaliwowego

Kocioł ten jest kotłem wodnym, dwupaliwowym, o nominalnej mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie 15,0 MWt. Podstawowym paliwem zasilającym kocioł jest gaz, pozyskiwany z odmetanowania kopalni. W przypadku braku dostaw gazu z odmetanowania kopalni, na odpowiednim poziomie w kotle, może być spalany również olej opałowy lekki, dostarczany z istniejącej infrastruktury magazynowej na terenie zakładu. W danym czasie w kotle spalany będzie tylko jeden rodzaj paliwa.

W kotle wytwarzane jest wyłącznie ciepło, którego nośnikiem jest woda kierowana dalej do kolektora zbiorczego ciepłej wody PGNIG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie – Zdrój, zasilającego sieci ciepłownicze i dalej do odbiorców.

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, umożliwiającą zamianę wytworzonej energii mechanicznej w energię elektryczną. Ciepło powstające w procesie spalania paliw w agregatach jest odzyskiwane i wykorzystywane.

Urządzenia ochronne:

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 SO₂:

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 SO₂, w ilości od 10 do 20%, celem związania ewentualnego, wolnego reagenta (nie prowadzi się procesu ze 100% skutecznością). Ponadto, obecny w spalinach CO₂ jest dodatkowym zabezpieczeniem przed niepowołaną emisją wolnego preparatu De-emis. Na drodze spalin do urządzeń odpylających SO₂ 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 mgSO₂/m³_u spalin w warunkach odniesienia.

Instalacja redukcji emisji NO_x:

Redukcja emisji tlenków azotu w spalinach, odprowadzanych z kotła WP-70 do powietrza do poziomu poniżej 400 mg/m³_u 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_x, z poziomu ok. 600 mg/m³_u do poziomu poniżej 400 mg/m³_u spalin w warunkach odniesienia, dla całego zakresu obciążeń kotła.

Kocioł PWPg nr 6:

Kocioł PWPg - 6 nie jest wyposażony w instalacje redukcji emisji zanieczyszczeń gazowo – pyłowych do powietrza. Kocioł ten jest opalany gazem z odmetanowania kopaliń.

Kocioł fluidalny CFB 275:

Instalacja redukcji emisji pyłu:

Redukcja emisji pyłu ze spalin, odprowadzanych z kotła fluidalnego do powietrza, jest realizowana w indywidualnym, wysokosprawnym urządzeniu odpylającym – filtrze workowym. Filtr workowy wraz z wentylatorem wyciągowym spalin został zabudowany w rejonie pomiędzy kotłownią kotła fluidalnego, a istniejącym kominem. Filtr workowy gwarantuje poziom emisji pyłu, zgodny ze standardami we wszystkich warunkach eksploatacyjnych, dla całego zakresu własności paliwa i warunków otoczenia. Popiół wychwycony w filtrze jest usuwany przy pomocy pneumatycznej instalacji do zbiornika retencyjnego popiołu. Skuteczność odpylania spalin w filtrze workowym kotła fluidalnego wynosi 99,9%.

Instalacje redukcji emisji SO₂:

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 węglem, mączki kamienia wapiennego (zawierającego 95 ÷ 97% CaCO₃), który pod wpływem kalcynacji tworzy tlenek wapnia (CaO), który następnie, w wyniku reakcji z SO₂ oraz w obecności tlenu w złożu, tworzy siarczan wapnia (CaSO₄). Powstający siarczan wapnia będzie usuwany z odpylacza spalin razem z popiołem lotnym. Skuteczność procesu odsiarczania w kotle fluidalnym jest zależna od stopnia rozdrobnienia sorbentu, sposobu i miejsca jego wprowadzania do komory paleniskowej, czasu trwania reakcji oraz stosunku molowego Ca/S, tj. od nadmiaru wapnia wprowadzanego do spalin w stosunku do jego ilości niezbędnej do związania siarki zawartej w spalinach. Przepływ mączki kamienia wapiennego do kotła jest regulowany zgodnie z masowym natężeniem przepływu paliwa. Korekty przepływu kamienia wapiennego są realizowane zgodnie z sygnałem poziomu stężenia SO₂ na wylocie z kotła.

Instalacje redukcji emisji NO_x:

Ograniczanie emisji tlenków azotu z kotła fluidalnego jest realizowane z wykorzystaniem metod pierwotnych oraz wtórnych. Ograniczanie emisji tlenków azotu za pomocą pierwotnych metod polega na utrzymywaniu na niskim poziomie temperatury spalania (850 - 900°C), co hamuje powstawanie termicznych tlenków azotu i ogranicza przechodzenie azotu związanego w paliwie do spalin oraz przez etapowe podawanie powietrza do spalania i optymalną zawartość tlenu.

W kotle zostało zastosowane podawanie etapowe - powietrze pierwotne do spalania podawane jest do paleniska w dolnej części komory paleniskowej, poprzez dysze rusztu fluidalnego. Powietrze wtórne podawane jest do złoża powyżej rusztu. W celu głębszej redukcji tlenków azotu ze spalin, odprowadzanych z kotła fluidalnego do powietrza, zastosowana została instalacja podawania 24% wody amoniakalnej. Instalacja podawania wody amoniakalnej do kotła umożliwia dostarczanie do dysz procesowych (wtryskowych) maksymalnie ok. 0,175 m³/h (24% wodnego roztworu

amoniaku przy 100% obciążeniu kotła). W kotle fluidalnym została zastosowana metoda bezpośredniego wtrysku reagenta do górnej części komory paleniskowej kotła, gdzie reagent wchodzi w reakcję chemiczną z tlenkami azotu bez katalizatora.

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 z zanieczyszczeniami kwaśnymi tworząc substancję stałą, którą wydziela się później technikami odpylania gazów. Wydzielanie produktu poreakcyjnego będzie następowało w istniejącym filtrze tkaninowym kotła fluidalnego.

Instalacja ta będzie eksploatowana najpóźniej od dnia 01.01.2030 r.

Emitory:

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

- 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,
- d) emitorem E-14 stalowym z silnika gazowego nr 2,
- e) emitorem E-15 stalowym z kotła dwupaliwowego.

Parametry emitorów

Oznaczenie emitora	Nazwa źródła	Wysokość	Średnica wylotu	Gazy odlotowe		Czas pracy	Urządzenia do oczyszczania gazów odlotowych
				Objętość gazu	Temp.		
		[m]	[m]	[Nm ³ /h]	[K]	[h/rok]	
E-1	Kocioł CFB-275	150	3,6	331 000	413	7 600	Odpylanie: filtr workowy 99,9% Odsiarczanie: w złożu fluidalnym (mączka kamienia wapiennego) Odazotowanie: instalacja SNCR Redukcja zanieczyszczeń kwaśnych SO ₂ , HCl, HF: dozowanie sorbentu do kanału spalin (metoda sucha)*
E-2	Kocioł PWPg-6 nr 6	26	1,5	8 000	390	3 000	-
E-12	Kocioł WP-70 nr 5	90	2,5	150 000	396	< 500	Odpylanie: elektrofiltr 99,9% Odsiarczanie: instalacja wtrysku reagenta De-emis
E-13	Silnik gazowy agregatu nr 1	34	0,6	8 400	393	8 200	-
E-14	Silnik gazowy	34	0,6	8 400	393	8 200	-

Oznaczenie emitora	Nazwa źródła	Wysokość	Średnica wylotu	Gazy odlotowe		Czas pracy	Urządzenia do oczyszczania gazów odlotowych
				Objętość gazu	Temp.		
		[m]	[m]	[Nm ³ /h]	[K]	[h/rok]	
	agregatu nr 2						
E-15	Kocioł dwupaliwowy	30	1,0	18 000	390	5 040	-

* Instalacja ta będzie eksploatowana w okresie po zakończeniu odstępowania od granicznych wielkości emisyjnych (najpóźniej od dnia 01.01.2030 r.)"

III. W części I. „Rodzaj i parametry instalacji” w punkcie I.2.B. „Instalacje powiązane technologicznie z instalacją IPPC.”, podpunkt I.2.B.1. „Urządzenia składowania, przygotowania, transportu oraz dozowania paliwa.”, otrzymuje brzmienie:

„I.2.B.1. Urządzenia składowania, przygotowania, transportu oraz dozowania paliwa.

Węgiel kamienny dostarczany jest na teren zakładu taśmociągami z sąsiadującej Kopalni oraz transportem kolejowym lub samochodowym. Węgiel składowany jest na składowisku węgla, o powierzchni 9911 m² i pojemności 50 000 Mg, znajdującym się we wschodniej części terenu Zakładu. W przypadku, gdy dostawy węgla pochodzą z sąsiadującej kopalni, węgiel ze zbiornika zapasowego Zakładu Przeróbczego kopalni transportowany jest taśmociągiem 6-403, poprzez wieżę „B” na taśmociąg EC TN-10, a następnie na taśmociąg TN-11 i na składowisko węgla. Dostawy z innych kopalń rozładowywane są do zbiornika wglębnego, z którego taśmociągami TW-1, TW-1A, TW-2, TW-3 i TW-4 węgiel transportowany jest albo bezpośrednio do kotłów albo na składowisko węgla. W celu minimalizacji pylenia, w pomieszczeniu nad zasobnikami kotła CFB-275 zostanie zainstalowana instalacja odpylania przesypów z przenośnika TN-2 na TN-1 oraz z pługów do zasobników nowego kotła. Węgiel do kotła CFB-275 będzie transportowany bezpośrednio ze składowiska, poprzez istniejący układ separacji metali.

Instalacja podawania paliwa niskokalorycznego:

W ramach zewnętrznej części układu paliwa niskokalorycznego, została zrealizowana stacja rozładunku, przygotowania i transportu paliwa niskokalorycznego (mułów węglowych) do zbiornika przykotłowego, zlokalizowanego w budynku kotła i podawania do kotła. Instalacja została zaprojektowana w sposób umożliwiający magazynowanie, transportowanie i podawanie mułów do zbiornika przykotłowego przez cały rok.

Instalacja rozładunku, magazynowania i pneumatycznego transportu biomasy:

Biomasa na teren zakładu jest dowożona samochodami ciężarowymi. Po rozładunku,

jest ona magazynowana w silosie. Transport biomasy w kierunku kotła odbywa się czterema nitkami transportu pneumatycznego. Biomasa przywożona na teren zakładu ważona jest na istniejącej wadze. Rozładunek samochodów odbywa się w instalacji zbiornika biomasy. System transportu posiada, na wysokości $h = 43,5$ m i średnicy $d = 0,44$ m, odpowietrzenie, wyposażone w filtrocyklon, gwarantujący dotrzymanie stężenia do 20 mg/Nm^3 . Samochody dowożące biomasę nierozdrobnioną rozładowywane są na kracie najazdowej, z której biomasa, przenośnikiem wygarniającym, jest transportowana do leja zasypowego, o objętości 40 m^3 , czyli długości $7,25$ m i głębokości $2,8$ m. Wysypana do leja biomasa, przenośnikiem wygarniającym, o wydajności 60 Mg/h lub $120 \text{ m}^3/\text{h}$, kierowana jest na podnośnik kubelkowy, który transportuje biomasę na górę nad zbiornik magazynowy, do przenośnika zgarniakowego, zainstalowanego nad silosem magazynowym. Biomasa jest składowana w stalowym, izolowanym termicznie silosie magazynowym, o pojemności 675 m^3 , wyposażonym w instalację pomiaru temperatury, poziomu napełnienia, detektor gazów, instalację ppoż., urządzenie wygarniające biomasę oraz odpowietrzenie silosu, wyposażone w filtr tkaninowy, zainstalowany na wysokości $h = 42,0$ m i średnicy $d = 0,4$ m, gwarantujący dotrzymanie stężenia pyłu do 20 mg/Nm^3 . Biomasa z silosu, po przejściu przez zasuwę, jest transportowana do zbiornika kompensacyjnego, z którego przechodzi przez separator magnetyczny do mlewnika walcowego, gdzie następuje jej rozdrobnienie do wielkości ziaren 1 mm . Na poziomie $+7,8$ m znajduje się elektroniczna waga, ważąca ilość transportowanej biomasy oraz system odkurzania przestrzeni wokół instalacji, z której gazy oczyszczane są w filtrocyklonie, gwarantującym dotrzymanie stężenia pyłu na wylocie do 20 mg/Nm^3 i odprowadzane do powietrza na wysokości $h = 12,0$ m. Odważona ilość biomasy jest transportowana do zbiornika zasypowego, posiadającego dwa zasilacze śluzowe, transportujące dwoma rurociągami do zasobnika przykotłowego kotła CFB-275.

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: WP-70 nr 5 i PWPg-6 oraz rurociąg DN 500, który zasila 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 odzūżlania. Z rurociągu DN 400 zasilany jest kocioł WP-70 oraz z odczepu DN 200/DN150 kocioł PWPg-6. Z instalacji gazowej zakładu zasilane są również silniki, wchodzące w skład agregatów prądotwórczych oraz kocioł wodny, dwupaliwowy. 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.

Instalacja magazynowania i podawania oleju opałowego lekkiego:

Na terenie PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie – Zdrój olej opałowy lekki wykorzystywany jest jako paliwo rozpałkowe dla potrzeb kotła fluidalnego CFB oraz jako paliwo dla potrzeb kotła wodnego, dwupaliwowego.

Do magazynowania oleju opałowego lekkiego na terenie zakładu wykorzystywany jest zbiornik stalowy, pionowy, dwu-płaszczowy, izolowany i ogrzewany elektrycznie, o pojemności 150 m³. Olej ze zbiornika jest podawany za pomocą układów rurociągów i przyłączy do kotłów, w których wykorzystywany jest jako paliwo.”

IV. W części I. „Rodzaj i parametry instalacji” w punkcie I.2.B. „Instalacje powiązane technologicznie z instalacją IPPC”, podpunkt I.2.B.8. „Gospodarka wodna”, otrzymuje brzmienie:

„I.2.B.8. Gospodarka wodna.

Spółka PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. z siedzibą w Jastrzębiu-Zdroju Zakład Jastrzębie-Zdrój, wodę do celów technologicznych, związanych z produkcją energii elektrycznej i ciepła oraz do celów socjalno-bytowych, pobiera od podmiotów zewnętrznych, na podstawie zawartych umów tj. z Jastrzębskim Zakładem Wodociągów i Kanalizacji S.A. w Jastrzębiu-Zdroju oraz z Przedsiębiorstwem Gospodarki Wodnej i Rekultywacji S.A. w Jastrzębiu-Zdroju.

Obowiązujące umowy i deklaracje w zakresie gospodarki wodnej to:

- umowa nr 1/2016/WP z PGWiR S.A. na dostawę wody przemysłowej w ilości 6260 m³/d w dni robocze (z możliwością zwiększenia do ilości 7560 m³/d po wcześniejszym uzgodnieniu z PGWiR S.A.) oraz na dostawę wody przemysłowej w ilości 7560 m³/d w dni świąteczne;
- umowa nr U001066 z JZWiK S.A. na dostawę wody przemysłowej w ilości 12 dm³/s (ok. 1 040 m³/d) wraz z deklaracją z dnia 22.04.2014 r. gwarantującą zwiększoną dostawę wody przemysłowej w ilości 1 300 m³/dobę;
- umowa nr 273/86/06 z JZWiK S.A. na dostawę wody pitnej w ilości do 100 tys m³/rok wraz z deklaracją z dnia 04.10.2011 r. gwarantującą zwiększoną dostawę wody pitnej w ilości 30 l/s, czyli 2 592 m³/d.

Dodatkowe działania ze strony PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój, pozwalające na zabezpieczenie odpowiedniej ilości wody przemysłowej obejmują:

- utrzymywanie w zbiornikach zapasowych retencji wody przemysłowej, w ilości 5100 m³, zbiorniki będą dopełniane w momentach mniejszego zapotrzebowania instalacji;
- w przypadku awarii zapewnienie możliwości uzupełnienia układu wodą pitną.

W Zakładzie Jastrzębie-Zdrój woda wykorzystywana jest w następujących obiegach wodnych:

- a) w obiegach wodnych instalacji energetycznego spalania paliw, tj.:
 - w obiegu parowo-wodnym kotła CFB-275 – straty wody uzupełniane są wodą (pitną) zdemineralizowaną, przygotowywaną w budynku stacji uzdatniania wody;
 - w obiegu wodnym kotłów WP-70 nr 5, PWPg-6 nr 6 i kotła dwupaliwowego – straty wody uzupełniane są wodą (pitną) zmiękczoną, przygotowywaną w budynku stacji uzdatniania wody;
- b) w obiegach wodnych instalacji powiązanych technologicznie z instalacją energetycznego spalania paliw, tj.:
 - w obiegu chłodzenia (pracuje jako układ zamknięty) – straty wody uzupełniane są wodą (przemysłową) przefiltrowaną;
 - w obiegu ciepłowniczym – straty wody uzupełniane są wodą (pitną) zmiękczoną, przygotowywaną w budynku stacji uzdatniania wody;
 - w układzie odzūżlacza mokrego – straty wody są uzupełniane wodą przemysłową.
- c) stacji uzdatniania i przygotowania wody (potrzeby własne);
- d) instalacji wody p.poż.;
- e) instalacji wody pitnej dla potrzeb załogi.

Rozliczenie wielkości poboru wody od dostawców zewnętrznych dokonywane jest na podstawie wskazań wodomierzy.

Zapotrzebowanie na wodę przemysłową:

I.p.	Wyszczególnienie	Jednostka	Ilość
1.	Woda przemysłowa, w tym	m ³ /d m ³ /rok	7 661 2 796 265
1.1	Woda na potrzeby własne instalacji filtracji	m ³ /d m ³ /rok	98 35 770
1.2	Woda do uzupełniania układu chłodzenia	m ³ /d m ³ /rok	7 560 2 759 400
1.3	Woda do uzupełniania układu odzūżlacza mokrego	m ³ /d m ³ /rok	3 1 095

Zapotrzebowanie na wodę pitną:

- a) do czasu wyłączenia z eksploatacji kotła OP-140

I. p.	Wyszczególnienie	Jednostka	Ilość
1.	Woda do produkcji wody zdekarbonizowanej	m ³ /d m ³ /rok	986,5 360 073
1.1	Potrzeby własne instalacji dekarbonizacji	m ³ /d m ³ /rok	26,5 9 673
1.2	Woda zdekarbonizowana	m ³ /d	960,0

		m ³ /rok	350 400
1.2.1	Woda uzupełniająca obieg wodny kotłów WP-70 nr 5, PWPg-6, kotła dwupaliwowego i obieg ciepłowniczy	m ³ /d m ³ /rok	960,0 350 400
2.	Woda do produkcji wody zdemineralizowanej	m ³ /d m ³ /rok	243,6 88 914
2.1	Potrzeby własne instalacji demineralizacji	m ³ /d m ³ /rok	9,6 3 504
2.2	Woda uzupełniająca obieg parowo-wodny kotła OP-140 i CFB	m ³ /d m ³ /rok	234,0 85 410
3.	Cele socjalno-bytowe	m ³ /d m ³ /rok	75,0 27 375
Całkowite, maksymalne zapotrzebowanie na wodę pitną		m ³ /d m ³ /rok	1 305,0 476 362

b) po wyłączeniu z eksploatacji kotła OP-140

I.p.	Wyszczególnienie	Jednostka	Ilość
1.	Woda do produkcji wody zdekarbonizowanej	m ³ /d m ³ /rok	986,5 360 073
1.1	Potrzeby własne instalacji dekarbonizacji	m ³ /d m ³ /rok	26,5 9 673
1.2	Woda zdekarbonizowana	m ³ /d m ³ /rok	960,0 350 400
1.2.1	Woda uzupełniająca obieg wodny kotłów WP-70 nr 5 i PWPg-6 i obieg ciepłowniczy	m ³ /d m ³ /rok	960,0 350 400
2.	Woda do produkcji wody zdemineralizowanej	m ³ /d m ³ /rok	153,6 56 064
2.1	Potrzeby własne instalacji demineralizacji	m ³ /d m ³ /rok	9,6 3 504
2.2	Woda uzupełniająca obieg parowo-wodny kotła CFB	m ³ /d m ³ /rok	144,0 52 560
3.	Cele socjalno-bytowe	m ³ /d m ³ /rok	75,0 27 375
Całkowite, maksymalne zapotrzebowanie na wodę pitną		m ³ /d m ³ /rok	1 215,0 443 512

”

V. W części I. „Rodzaj i parametry instalacji” w punkcie I.2.B. „Instalacje powiązane technologicznie z instalacją IPPC.”, podpunkt I.2.B.11. „Parametry emitorów związanych z instalacjami i urządzeniami powiązanymi technologicznie z instalacją spalania paliw.”, otrzymuje brzmienie:

„I.2.B.11. Parametry emitorów związanych z instalacjami i urządzeniami powiązanymi technologicznie z instalacją spalania paliw.

Oznaczenie emitora	Nazwa źródła	Wysokość	Średnica wylotu	Gazy odlotowe		Czas pracy	Urządzenia do oczyszczania gazów odlotowych
				Objętość gazu	Temp.		
		[m]	[m]	[Nm ³ /h]	[K]	[h/rok]	
E-3	Proces magazynowania, zbiornik popiołu V = 800 m ³	35	0,2	1000	293	2 000	Filtr tkaninowy 99%
E-4	Proces magazynowania, zbiornik biomasy V = 675 m ³	42	0,4	3600	293	8 000	Filtr tkaninowy 99%
E-5	Odpowietrzenie systemu transportu biomasy	43	0,44	1000	293	8 000	Filtr tkaninowy 99%
E-6	Wentylacja mechaniczna pomieszczenia rozładunku samochodów	3	0,6	15000	293	8 000	Filtr tkaninowy 99%
E-7	System oczyszczania podestów pod silosem magazynowym	12	0,315×0,2 24	3600	293	3 000	Filtr tkaninowy 99%
E-8	Odpowietrzenie podajnika kubelkowego	3	0,16	600	293	8 000	Filtr tkaninowy 99%
E-9	Proces magazynowania, zbiornik popiołu lotnego z kotła fluidalnego V = 2510 m ³	52	0,5	2000	293	3 000	Filtr tkaninowy 99%
E-10	Proces magazynowania, zbiornik popiołu dennego z kotła fluidalnego V = 1130 m ³	35	0,2	1000	293	3 000	Filtr tkaninowy 99%
E-11	Proces magazynowania, zbiornik sorbentu wapiennego dla kotła fluidalnego V = 1000 m ³	15	0,2	930	293	3 000	Filtr tkaninowy 99%

”

VI. W części I. „Rodzaj i parametry instalacji” w punkcie I.3. „Źródła emisji, zużycie energii, materiałów, surowców i paliw (w tym źródła zaopatrzenia zakładu w wodę).”, otrzymuje brzmienie:

„I.3. Źródła emisji, zużycie energii, materiałów, surowców i paliw (w tym źródła zaopatrzenia zakładu w wodę).

W instalacji energetycznego spalania paliw Spółki PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. będą wykorzystywane następujące surowce:

- węgiel kamienny,
- niskokaloryczne paliwo węglowe,
- biomasa,

- woda,
- gaz z odmetanowania kopaliń,
- olej opałowy lekki,
- sorbent w postaci wapna palonego,
- wodny roztwór amoniaku (odazotowanie spalin).

I.3.1. Prognozowane zużycie surowców.

Lp.	Rodzaj surowca	Jednostka	Wielkość zużycia
1	Węgiel kamienny	Mg/rok	ok. 268 237
2	Gaz z odmetanowania kopaliń (100% CH ₄)	tys. m ³ /rok	ok. 42 000
3	Biomasa	Mg/rok	ok. 33 000
4	Niskokaloryczne paliwo węglowe	Mg/rok	ok. 250 176
5	Olej opałowy lekki	Mg/rok	ok. 3 000
6	Woda pitna	m ³ /rok	ok. 470 000
7	Woda przemysłowa	m ³ /rok	ok. 2 800 000
8	Sorbent (wapno palone, wysoko reaktywne)	Mg/rok	ok. 22 400
9	Wodny roztwór amoniaku	Mg/rok	ok. 1 400

I.3.2. Prognozowane zużycie materiałów.

W instalacji energetycznego spalania paliw Spółki PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. będą wykorzystywane następujące materiały:

- olej opałowy do rozpalania kotła CFB-275,
- oleje: turbinowy, transformatorowy, przekładniowy, maszynowy, silnikowy,
- substancje służące do uzdatniania wody w układzie chłodzenia CFB-275.

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

I.3.3. Wielkości zużycia energii na potrzeby własne instalacji energetycznego spalania paliw.

Prognozowane zużycie energii na potrzeby własne instalacji wynosi:

Wyszczególnienie	Prognoza zużycia na potrzeby własne:
Energia elektryczna	ok. 130 000 MWh/rok
Energia cieplna	ok. 140 000 GJ/rok

I.3.4. Zdolność produkcyjna instalacji IPPC.

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

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

I.3.5. Czas pracy.

Instalacja spalania paliw PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie – Zdrój w Jastrzębiu – Zdroju jest eksploatowana w systemie ciągłym przez cały rok (8760 h/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 inne kotły. W przypadku konieczności okresowego wyłączenia z eksploatacji kotła fluidalnego, uruchamiany jest kocioł WP-70.

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 eksploatowana jest również dodatkowo inna jednostka kotłowa (np. kocioł PWPg-6.).

Agregaty prądotwórcze są jednostkami pracującymi przez większość roku. Jednostki te pozwalają na skojarzoną produkcję energii elektrycznej i ciepła, a więc ich eksploatacja jest korzystna z punktu widzenia uzyskania wysokiej efektywności

energetycznej.

Nowy kocioł dwupaliwowy umożliwia dodatkową produkcję ciepła w okresach, kiedy jest to konieczne (m.in. awaria innych jednostek kotłowych, zwiększone zapotrzebowanie na ciepło lub okres letni, kiedy kocioł fluidalny nie wytwarza ciepła).

I.3.6. Charakterystyka stosowanych paliw.

Paliwo rozpałkowe

Kotły wchodzące w skład istniejącej instalacji spalania paliw rozpalane są przy pomocy palników gazowych, zasilanych gazem z odmetanowania kopalń. Planowe włączenia i wyłączenia kotłów wynikają z zapotrzebowania na energię ciepłą u odbiorców. Dodatkowe jednostkowe włączenia kotła mogą wynikać z potrzeby pokrycia dodatkowego zapotrzebowania na ciepło np. w okresach bardzo niskich temperatur zewnętrznych.

Wartość opałowa gazu z odmetanowania kopalń – 35-36 MJ/m³ (100% CH₄).

Zużycie paliwa rozpałkowego w poszczególnych kotłach:

- kocioł WP-70 ok. 6,1 tys.m³/rozruch
- kocioł PWPg - 6 ok. 5,3 tys.m³/rozruch

Kocioł CFB – 275 jest rozpalany przy użyciu oleju opałowego, o wartości opałowej $\geq 42,5$ MJ/kg. Zużycie paliwa rozpałkowego w kotle CFB - 275:

- kocioł CFB-275 – ok. 6 100 t/rozruch.

Rozruch palnika kotła wodnego dwupaliwowego następuje z wykorzystaniem instalacji gazu płynnego (propanu) podawanego z niewielkiego zbiornika, w celu zainicjowania procesu spalania. Dalej następuje przełączenie paliwa na paliwo docelowe – gaz z odmetanowania kopalni, a jeżeli jest on niedostępny, to olej opałowy lekki.

Paliwo podstawowe

Paliwem podstawowym dla kotłów WP-70 i CFB-275 jest węgiel kamienny. Paliwem podstawowym dla kotła PWPg – 6, agregatów prądotwórczych oraz kotła wodnego dwupaliwowego jest gaz z odmetanowania kopalni. Nowy kocioł wodny może być również opalany olejem opałowym lekkim.

Paliwem podstawowym dla kotłów WP-70 i CFB-275 jest węgiel kamienny. Kocioł fluidalny CFB – 275 został zoptymalizowany do pracy na mieszankach paliwowych, utworzonych na bazie referencyjnego węgla kamiennego, o następujących parametrach:

- wartość opałowa min. 20,0 MJ/kg,
- zawartość siarki do 1,0%,
- zawartość popiołu do 30,0%,
- zawartość wilgoci całkowitej ok. 9,0%.

Paliwo dodatkowe

Kocioł fluidalny został zoptymalizowany dla pracy na mieszankach paliwowych utworzonych na bazie referencyjnego niskokalorycznego paliwa węglowego o następujących parametrach:

- wartość opałowa ok. 5,9 MJ/kg,
- zawartość siarki ok. 0,53%,
- zawartość popiołu ok. 52,9%,
- zawartość wilgoci całkowitej ok. 25,3%.

Kocioł fluidalny został zaprojektowany do prawidłowej pracy na mieszankach paliwowych utworzonych na bazie projektowego paliwa biomasowego. W kotle będzie wykorzystywane paliwo biomasowe pochodzenia rolniczego o następujących parametrach:

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

I.3.7. Wprowadzanie pyłów i gazów do powietrza.

I.3.7.1. Źródła emisji i miejsca wprowadzania substancji do powietrza.

Głównym źródłem emisji gazów i pyłów do powietrza jest instalacja energetycznego spalania paliw, do której zaliczają się kotły: CFB-275, WP-70, PWPg-6, kocioł wodny dwupaliwowy, 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 wewnętrzzakładowych oraz systematyczne zraszanie placów składowania węgla.

I.3.7.1.1. Instalacja energetycznego spalania paliw – źródła emisji.

W Elektrociepłowni eksploatowane są:

- 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,
- kocioł wodny, dwupaliwowy o mocy w paliwie 15,0 MWt,
- zbiornik retencyjny do magazynowania popiołu o pojemności 800 m³.

I.3.7.1.2. Instalacje powiązane technologicznie z instalacją spalania paliw.

Z instalacją spalania paliw technologicznie powiązana jest instalacja rozładunku, magazynowania i pneumatycznego podawania biomasy, powodująca emisję pyłu do atmosfery. Źródłem pylenia są odpowietrzenia systemu transportu i magazynowania biomasy.

Instalacje powiązane technologicznie z instalacją spalania paliw - zbiorniki magazynowe surowców i produktów, będące źródłami emisji zanieczyszczeń pyłowych do powietrza to:

- silos magazynowy biomasy, o pojemności 675 m³;
- system transportu pneumatycznego biomasy;
- wentylacja stacji rozładunku biomasy;
- odkurzanie podestów instalacji biomasy;
- odpowietrzanie podnośnika kubelkowego;
- odpowietrzenie zbiornika retencyjnego popiołu;
- zbiornik retencyjny do magazynowania popiołu lotnego z kotła fluidalnego;
- zbiornik retencyjny do magazynowania popiołu dennego z kotła fluidalnego;
- zbiornik retencyjny do magazynowania sorbentu wapiennego dla kotła fluidalnego.

Potencjalnym źródłem emisji niezorganizowanej, zlokalizowanym na terenie Zakładu Jastrzębie-Zdrój jest składowisko węgla, na którym gromadzone są zapasy węgla dla kotłów.

I.3.8. Charakterystyka źródeł hałasu.

Instalacja spalania paliw Spółki PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój i instalacje z nią powiązane są źródłem emisji hałasu do środowiska, wytwarzanego przez urządzenia pracujące w otwartej przestrzeni oraz źródła kubaturowe typu budynek w wyniku pracy urządzeń wewnątrz tych obiektów. W Spółce PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój instalacje są eksploatowane w sposób ciągły, a liczba pracujących urządzeń zależy od zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną u odbiorców zewnętrznych.

1. 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	Wentylator podmuchu kotła PWPg-6 nr 6 - 1 szt.	100,0	8:00	8:00	8:00	100,0	100,0	100,0
2	Wentylator spalin kotła wodnego WP-70 nr 5 - 1 szt.	110,0	8:00	8:00	8:00	110,0	110,0	110,0
3	Układ napędowy taśmociągów nawęglania, podajniki, przesypy	79,5	4:00	4:00	0:00	76,5	76,5	nd.
Instalacja CFB-275								
4	Czerpnia powietrza pierwotnego	86,0	8:00	8:00	8:00	86,0	86,0	86,0
5	Czerpnia powietrza wtórnego	92,0	8:00	8:00	8:00	92,0	92,0	92,0
6	Silnik wentylatora spalin CFB	82,4	8:00	8:00	8:00	82,4	82,4	82,4
7	Wentylator spalin CFB	95,0	8:00	8:00	8:00	95,0	95,0	95,0
8	Silnik wentylatora recyrkulacji	88,4	8:00	8:00	8:00	88,4	88,4	88,4
9	Czerpnie na ścianach kotłowni i nawie B-C (każda)	74,0	8:00	8:00	8:00	74,0	74,0	74,0
10	Instalacje HVAC na ścianach i dachu kotłowni (każda)	74,0	8:00	8:00	8:00	74,0	74,0	74,0
11	Wywietrzaki liniowe RWA 2.1 i 2.2 na dachu kotłowni	96,8	8:00	8:00	8:00	96,8	96,8	96,8
12	Instalacje HVAC na dachu nawy B-C (każda)	80,0	8:00	8:00	8:00	80,8	80,0	80,0
13	Wentylatory Wa 1.1 do 1.4 na kotłowni (każdy)	80,0	8:00	8:00	8:00	80,8	80,0	80,0
14	Wywietrzaki liniowe na dachu maszynowni RWA 1.1	95,3	8:00	8:00	8:00	95,3	95,3	95,3
15	Transformator blokowy CFB	96,9	8:00	8:00	8:00	96,9	96,9	96,9
16	Transformator odczepowy CFB	85,3	8:00	8:00	8:00	85,3	85,3	85,3
17	Wentylator podmuchu CFB	95,0	8:00	8:00	8:00	95,0	95,0	95,0
18	Instalacje HVAC dla przybudówki maszynowni (każda)	78,5	8:00	8:00	8:00	78,5	78,5	78,5

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
19	Wydmuch ze zbiorników pomp próżniowych	85,0	8:00	8:00	8:00	85,0	85,0	85,0
Agregaty prądotwórcze								
20	Centrale wentylacyjne agregatów – 4 szt.	80,6	8:00	8:00	8:00	80,6	80,6	80,6
21	Czerpnie powietrza central wentylacyjnych – 4 szt.	76,0	8:00	8:00	8:00	76,0	76,0	76,0
22	Wyrzutnie powietrza central wentylacyjnych – 4 szt.	76,0	8:00	8:00	8:00	76,0	76,0	76,0
23	Wyloty z kominów agregatów – 2 szt.	88,0	8:00	8:00	8:00	88,0	88,0	88,0

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 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
2	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
3	Napędy przenośników nawęglania - 2 szt.	105,0	8:00	8:00	8:00	105,0	105,0	105,0
4	Napędy układów podawania biomasy - 2 szt.	105,0	8:00	8:00	8:00	105,0	105,0	105,0

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
5	Zespoły podajników biomasy - 2 szt.	94,0	8:00	8:00	8:00	94,0	94,0	94,0
6	Młelnik walcowy	90,0	8:00	8:00	8:00	90,0	90,0	90,0
7	Kotłownia wraz z nawą elektryczną z bloku CFB	85,0	8:00	8:00	8:00	85,0	85,0	85,0
8	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								
9	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
10	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
11	Pompy kondensatu – 2 szt.	102,1	8:00	8:00	8:00	102,1	102,1	102,1
12	Maszynownia z bloku CFB	90,0	8:00	8:00	8:00	90,0	90,0	90,0
13	Przybudówka maszynowni z bloku CFB	85,0	8:00	8:00	8:00	85,0	85,0	85,0
Budynek agregatów prądotwórczych								
14	Agregaty prądotwórcze – 2 szt. wraz z układami towarzyszącymi	110,0	8:00	8:00	8:00	110,0	110,0	110,0
Budynek kotłowni kotła dwupaliwowego								
15	Kocioł wodny wraz układami przynależnymi	86,0	8:00	8:00	8:00	86,0	86,0	86,0

3. Parametry charakteryzujące źródła emisji hałasu powiązane technologicznie z istniejącą instalacją energetycznego spalania paliw, pracujące w otwartej przestrzeni.

Lp.	Źródło hałasu pracujące w otwartej przestrzeni z istniejącej części	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	Chłodnia wentylatorowa	110,0	8:00	8:00	8:00	110,0	110,0	110,0
2	Spychacz gąsienicowy typu TD-15C na składowisku węgla	114,8	4:00	-	-	111,8	-	-
3	Wentylator systemu wentylacji pomieszczenia rozładunku samochodów	90,0	8:00	8:00	8:00	90,0	90,0	90,0
4	Instalacja odpowietrzenia systemu transportu składająca się z filtrocyklonu i wentylatora	90,0	8:00	8:00	8:00	90,0	90,0	90,0
5	Odkurzacz powierzchni podestów	90,0	8:00	8:00	8:00	90,0	90,0	90,0
6	Dmuchawa systemu transportu pneumatycznego – 4 szt.	85,0	8:00	8:00	8:00	85,0	85,0	85,0
7	Odpowietrzenie podajnika Kubelkowego	90,0	8:00	8:00	8:00	90,0	90,0	90,0

4. Parametry charakteryzujące źródła emisji hałasu powiązane technologicznie z instalacją spalania paliw, pracujące wewnątrz obiektów kubaturowych.

Lp.	Źródło 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
1	Pompownia wody chłodzącej	81,1 – 84,3	8:00	8:00	8:00	81,1 - 84,3	81,1-84,3	81,1 - 84,3
Obudowane urządzenia transportu biomasy								
2	Podnośnik kubelkowy	80,0	8:00	8:00	8:00	80,0	80,0	80,0
3	Przenośnik zgarniakowy	80,0	8:00	8:00	8:00	80,0	80,0	80,0
4	Wybierak ślimakowy – 5 szt.	80,0	8:00	8:00	8:00	80,0	80,0	80,0
Budynek techniczny								
5	Sprężarka powietrza – 2 szt.	85,0	8:00	8:00	8:00	85,0	85,0	85,0

5. Parametry charakteryzujące zewnętrzne źródła emisji hałasu powiązane technologicznie z instalacją CFB

Lp.	Źródło 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	Instalacje HVAC filtrów workowych (każda)	77,0	8:00	8:00	8:00	77,0	77,0	77,0
2	Czerpnie na Sprężarkowni Cz1 do Cz10	79,6 – 80,3	8:00	8:00	8:00	79,6 - 80,3	79,6 - 80,3	79,6 -80,3
3	Instalacje HVAC Pompowni Oleju	80,0	8:00	8:00	8:00	80,0	80,0	80,0
4	Instalacje HVAC Pompowni PPOZ	80,0	8:00	8:00	8:00	80,0	80,0	80,0
5	Czerpnie Pompowni Wody Chłodzącej od Cz 1.1 do 1.8	81,6	8:00	8:00	8:00	81,6	81,6	81,6
6	Czerpnie Pompowni Wody Chłodzącej Cz 2.1 i 2.2	76,1	8:00	8:00	8:00	76,1	76,1	76,1
7	Wentylatory na Pompowni Wody Chłodzącej od W1.1 do 2.2 (każdy)	77,0	8:00	8:00	8:00	77,0	77,0	77,0
8	Wyrzutnia ze sprężarek nr 1 do 4 na Sprężarkowni	92,0	8:00	8:00	8:00	92,0	92,0	92,0
9	Wyrzutnie ze sprężarek nr 5 i 6 na Sprężarkowni	95,2	8:00	8:00	8:00	95,2	95,2	95,2
10	Instalacje HVAC na Stacji Przygotowania Węgla	80,0	8:00	8:00	8:00	80,0	80,0	80,0
11	Instalacje HVAC na SUW	80,0	8:00	8:00	8:00	80,0	80,0	80,0
12	Agregat odkurzający układu odkurzania	94,8	8:00	8:00	8:00	94,8	94,8	94,8
13	Instalacja układu odpylania	91,0	8:00	8:00	8:00	91,0	91,0	91,0
14	Wentylator na zbiorniku sorbentu	74,5	8:00	8:00	8:00	74,5	74,5	74,5
15	Wentylator na zbiorniku popiołu dennego	80,8	8:00	8:00	8:00	80,8	80,8	80,8

Lp.	Źródło 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
16	Wentylator na zbiorniku popiołu lotnego	83,8	8:00	8:00	8:00	83,8	83,8	83,8

6. Parametry akustyczne kubaturowych źródeł hałasu instalacji powiązanych technologicznie z instalacją CFB

Lp.	Źródło 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
1	Pompownia oleju	85,0	8:00	8:00	8:00	85,0	85,0	85,0
2	Pompownia PPOZ	85,0	8:00	8:00	8:00	85,0	85,0	85,0
3	Pompownia wody amoniakalnej	85,0	8:00	8:00	8:00	85,0	85,0	85,0
4	Pompownia wody chłodzącej	81,7	8:00	8:00	8:00	81,7	81,7	81,7
5	Sprężarkownia	91,8 – 93,0	8:00	8:00	8:00	91,8 – 93,0	91,8 – 93,0	91,8 – 93,0
6	Stacja Przygotowania Węgla	80,0	8:00	8:00	8:00	80,0	80,0	80,0

”

VII. W części III. „Parametry wprowadzania do środowiska substancji i energii w warunkach normalnego funkcjonowania instalacji”, w punkcie III.1.

„Instalacja spalania paliw.”, dodaje się nowy podpunkt III.1.5. „Dopuszczalna wielkość emisji z kotła wodnego dwupaliwowego.”, o brzmieniu:

„III.1.5. Dopuszczalna wielkość emisji z kotła wodnego, dwupaliwowego:

Standardy emisyjne i dopuszczalne wielkości emisji:

Źródło emisji	Nazwa zanieczyszczenia	Standard emisyjny [mg/Nm ³] ¹⁾	
		Gaz z odmetanowania kopalni	Olej opałowy lekki
Kocioł wodny, o nominalnej mocy cieplnej 15,0 MW	Pył	5	20
	Dwutlenek siarki	35	350
	Dwutlenek azotu	200	300
	Tlenek węgla	200 ²⁾	200 ²⁾

1) Suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy zawartości 3% tlenu w gazach

2) Dla substancji tych nie określono standardu emisyjnego, jest to dopuszczalna wielkość emisji”

VIII. W części 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:

„III.3.1. Roczna wielkość emisji zanieczyszczeń gazowo – pyłowych do powietrza z instalacji energetycznego spalania paliw.

Zanieczyszczenie	Emisja w Mg/rok	
	do dnia 31.12.2029 r.	od dnia 01.01.2030 r.
Pył	40,3	40,3
Dwutlenek siarki	600,1	600,1
Dwutlenek azotu	577,1 ¹⁾ 575,9 ²⁾	575,9
Tlenek węgla	588,6	588,6
Chlorowodór	762,2	59,1
Fluorowodór	18,5	18,5
Rtęć	0,024	0,024
Amoniak	37,8	37,8

1) Emisja dopuszczalna w okresie od dnia 01.01.2024 r. do 31.12.2024 r.

2) Emisja dopuszczalna w okresie od dnia 01.01.2025 r.”

IX. W części IV. „Zakres i sposób monitorowania procesów technologicznych, w tym pomiaru i ewidencjonowania wielkości emisji.”, punkt IV.1. „Monitoring w zakresie ochrony powietrza.”, otrzymuje brzmienie:

„IV.1. Monitoring w zakresie ochrony powietrza.

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 CFB-275** obejmował będzie:

- pomiar ciągły, w zakresie następujących substancji:
 - pył,
 - dwutlenek siarki,
 - tlenki azotu, w przeliczeniu na dwutlenek azotu,
 - tlenek węgla,
 - amoniak,
 - chlorowodór, 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_2O z częstotliwością raz na rok,
 - Chlorowodór, w przypadku braku współspalania biomasy, z częstotliwością raz na trzy miesiące,
 - Fluorowodór, 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,
 - chlorowodór, z częstotliwością raz na sześć miesięcy,
 - fluorowodór 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.

Corocznie przeprowadzane będą dwie serie badań składu frakcyjnego pyłu emitowanego z instalacji spalania paliw z określeniem udziału frakcji PM₁₀ i PM_{2,5}. Punkty pomiarowe oraz metodyka pomiarowa powinny być zgodne z Polskimi Normami oraz obowiązującymi przepisami prawa.

e) monitoring emisji zanieczyszczeń do powietrza z kotła dwupaliwowego obejmuje 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.”

X. W części V. „Warunki wprowadzania do środowiska substancji lub energii występujące w uzasadnionych technologicznie sytuacjach eksploatacyjnych odbiegających od normalnych.”, punkt V.1. „Rozruch i wyłączenie kotłów” otrzymuje brzmienie:

„V.1. Rozruch i wyłączenie kotłów:

Okresy rozruchu i wyłączenia kotłów, w których nie obowiązują wartości dopuszczalne i których nie wlicza się do czasu użytkowania źródeł spalania paliw określa się na podstawie granicznych wartości parametrów operacyjnych i specyficznych procesów określonych poniżej.

Kocioł wodny WP-70

Koniec okresu rozruchu lub początek okresu wyłączenia kotła następuje po spełnieniu łącznie wszystkich czterech warunków, określonych w odpowiedniej kolumnie poniżej tabeli.

Lp.	Wartości parametrów operacyjnych lub specyficzne procesy <u>świadczące o zakończeniu okresu rozruchu kotłów</u>	Wartości parametrów operacyjnych lub specyficzne procesy <u>świadczące o rozpoczęciu początku okresu wyłączenia kotłów</u>
Kocioł wodny WP-70		
1.	Przynajmniej przez 1 godzinę przepływ wody z kotła wynosi powyżej 900 Mg/h	Przepływ wody z kotła wynosi poniżej 900 Mg/h
2.	Moc cieplna kotła wynosi powyżej 15 MW _t przez okres przynajmniej 1 godziny	Moc cieplna kotła wynosi poniżej 15 MW _t
3.	Pracuje przynajmniej jeden zespół młynowy	Nie pracuje żaden zespół młynowy
4.	Temperatura spalin za elektrofiltrem powyżej 130°C	Temperatura spalin za elektrofiltrem poniżej 80°C

Kocioł fluidalny CFB- 275

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 $\leq 88,6$ MW
3.	Całkowita moc palników rozpalkowych ≤ 20 MW	Całkowita moc palników rozpalkowych ≥ 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 $> 650^{\circ}\text{C}$) ≤ 140 min,
- ciepły - po postoju trwającym 6 - 24h ($200^{\circ}\text{C} < \text{temp. wymurówki kotła} < 650^{\circ}\text{C}$) ≤ 260 min,
- zimny - po postoju trwającym powyżej 24 h (temp. wymurówki kotła $< 200^{\circ}\text{C}$) ≤ 420 min.

Kocioł PWPg-6

Dla kotła PWPg-6 okres rozruchu ulega zakończeniu, jeżeli przepływ wody wynosi powyżej 65 Mg/h i przepływ gazu powyżej 200 Nm³/h, a okres wyłączenia kotła rozpoczyna się jeżeli przepływ wody spada poniżej 65 Mg/h i przepływ gazu spada poniżej 200 Nm³/h.

Agregaty prądotwórcze

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.

Kocioł dwupaliwowy

Graniczne wartości parametrów świadczących o zakończeniu procesu rozruchu i rozpoczęciu procesu wyłączenia kotła dwupaliwowego 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.	Uzyskiwana moc kotła > 0,5 MWt	Uzyskiwana moc kotła ≤ 0,5 MW

””

XI. Pozostałe punkty decyzji pozostają bez zmian.

Uzasadnienie

I. Uzasadnienie faktyczne

Decyzją z dnia 21 lutego 2024 r., nr 715/OE/2024, Marszałek Województwa Śląskiego udzielił pozwolenia zintegrowanego w formie tekstu jednolitego dla instalacji spalania paliw o nominalnej mocy nie mniejszej niż 50 MWt, zlokalizowanej w Jastrzębiu-Zdroju, przy ul. Rybnickiej 6c.

Pismem znak: TS/214/MM/24 z dnia 11 lipca 2024 r. (wpływ do urzędu: 17 lipca 2024 r.) Marszałek Województwa Śląskiego otrzymał wniosek Strony o zmianę warunków ww. 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 2014r. w sprawie rodzajów instalacji mogących powodować znaczne zanieczyszczenie poszczególnych elementów przyrodniczych albo środowiska jako całości (Dz.U. z 2014 poz. 1169), a także do przedsięwzięć mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko zgodnie z § 2 ust.1 pkt 3 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (tekst jednolity Dz. U. z 2019 poz. 1839 ze zm.).

Po dokonaniu wstępnej analizy podania organ stwierdził, że:

- 1) jest właściwy do jego rozpoznania, zgodnie z art. 378 ust. 2a ustawy POŚ;
- 2) wniosek spełnia wymogi formalne, określone w art. 208 ustawy POŚ;
- 3) wnioskowana zmiana nie stanowi istotnej zmiany instalacji, rozumianej jako zmiana sposobu funkcjonowania instalacji lub jej rozbudowa, która może powodować znaczące zwiększenie negatywnego oddziaływania na środowisko, zgodnie z art. 3 pkt 7 ustawy POŚ.

Mając powyższe na względzie, organ przystąpił do rozpatrzenia wniosku.

II. Przebieg postępowania administracyjnego

Zgodnie z zapisem art. 21 ust. 2 pkt 23 lit. k tiret pierwsze ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz. U. z 2024 r. poz. 1112 z późn. zm.), dane dotyczące wniosku zamieszczono w publicznie dostępnym wykazie danych.

Zgodnie z obowiązkiem wynikającym z art. 209 ustawy POŚ, zapis wniosku w wersji elektronicznej, został przesłany ministrowi właściwemu do spraw klimatu.

Marszałek Województwa Śląskiego, prowadząc postępowanie dotyczące zmiany pozwolenia zintegrowanego, wezwał Stronę do złożenia wyjaśnień i uzupełnień pismem znak: OE-PZ.KW-001142/24 z dnia 12 sierpnia 2024 r. oraz pismem znak: OE-WS-PZ.KW-00297/24 z dnia 14 października 2024 r.

W toku prowadzonego postępowania administracyjnego, Strona złożyła wyjaśnienia i uzupełnienia do przedmiotowego wniosku pismem znak: TS/252/PRd/24 z dnia 26 sierpnia 2024 r. (wpływ do urzędu: 3 września 2024 r.) oraz pismem znak: TS/295/PRd/24 z dnia 29 października 2024 r. (wpływ do urzędu: 4 listopada 2024 r.).

Pismem z dnia 10 października 2024 r. znak: OE-WS-PZ.KW-00257/24 oraz pismem z dnia 2 grudnia 2024 r. znak: OE-WS-PZ.KW-00497/24, Strona została zawiadomiona o niezałatwieniu sprawy w terminie, nowym terminie załatwienia sprawy, przyczynach tego stanu rzeczy oraz pouczona o prawie do wniesienia ponaglenia, zgodnie z art. 36 § 1 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. Kodeks postępowania administracyjnego (tj. Dz.U. z 2024 r. poz. 572 ze zm., dalej: KPA).

Pismem znak: OE-WS-PZ.KW-00656/24 z dnia 13 stycznia 2025 r. organ, zgodnie z art. 10 § 1 (t.j. Dz. U. z 2024 r. poz. 572, dalej: KPA), zawiadomił Stronę postępowania, że przed wydaniem decyzji ma prawo do wypowiedzenia się co do zebranych dowodów i materiałów oraz zgłoszonych żądań w terminie siedmiu dni, licząc od dnia jego doręczenia. Strona nie wniosła uwag do sprawy we wskazanym terminie.

III. Uzasadnienie prawne

Zgodnie z art. 180 ustawy POŚ, eksploatacja instalacji powodująca wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza, wprowadzanie ścieków do wód lub do ziemi, wytwarzanie odpadów jest dozwolona po uzyskaniu pozwolenia, jeżeli jest ono wymagane.

Powyższy przepis ustanawia generalną zasadę, zgodnie z którą prowadzenie pewnego rodzaju działalności, powodującej określone skutki dla środowiska, wymaga uzyskania zgody organu administracji. Jak wskazuje NSA, *„Obowiązek uzyskania pozwolenia jest konsekwencją przede wszystkim tego, że środowisko jest istotnym elementem procesów gospodarczych, w kontekście użytkowania jego zasobów oraz powodowania emisji, która może przekształcić się w zanieczyszczenie”* (wyrok NSA z dnia 10 marca 2020 r., sygn. akt II OSK 1224/18). Działalność, o której stanowi ww. przepis to eksploatacja instalacji, natomiast skutki – to emisja do środowiska substancji, które je zanieczyszczają. Nie każda jednak tego rodzaju działalność wymaga uzyskania pozwolenia. Zgoda organu jest bowiem konieczna wyłącznie wtedy, gdy ustawodawca, w sposób wyraźny, nałoży obowiązek jej otrzymania.

Pozwolenia, o których stanowi art. 180 ustawy POŚ są nazywane w doktrynie pozwoleniami emisyjnymi. Katalog tych pozwoleń został określony w art. 181 ust. 1 ustawy POŚ. Jednym z nich jest pozwolenie zintegrowane (art. 181 ust. 1 pkt 1 ustawy POŚ).

Ideą pozwolenia zintegrowanego jest kompleksowe zarządzanie emisjami do środowiska. Ujmuje ono bowiem swoją treścią całość oddziaływań na środowisko i zastępuje wszelkie pozwolenia sektorowe i ewentualne inne decyzje o charakterze reglamentacyjnym, związane z ochroną środowiska, a wymagane w związku z eksploatacją określonych instalacji (tak: *Prawo Ochrony Środowiska. Komentarz, pod red. nauk. M. Górskiego*, wyd. C.H. Beck, Legalis).

W myśl art. 201 ust. 1 ustawy POŚ, pozwolenia zintegrowanego wymaga prowadzenie instalacji, której funkcjonowanie, ze względu na rodzaj i skalę prowadzonej w niej działalności, może powodować znaczne zanieczyszczenie poszczególnych elementów przyrodniczych albo środowiska jako całości, z wyłączeniem instalacji lub ich części stosowanych wyłącznie do badania, rozwoju lub testowania nowych produktów lub procesów technologicznych. Zgodnie natomiast z art. 201 ust. 2 ustawy POŚ, minister właściwy do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia, rodzaje instalacji mogących powodować znaczne zanieczyszczenie poszczególnych elementów przyrodniczych albo środowiska jako całości.

Jak wynika z powołanych przepisów, uzyskanie pozwolenia zintegrowanego jest konieczne wyłącznie w przypadku prowadzenia ściśle określonych instalacji, tj. tylko takich, które zostały enumeratywnie wskazane w ww. rozporządzeniu wykonawczym. Aktualnie katalog takich instalacji określa rozporządzenie 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 r., poz. 1169). Innymi słowy, jeżeli dany podmiot zamierza eksploatować instalację, która wpisuje się w katalog, określony w rozporządzeniu, ma obowiązek uzyskać pozwolenie zintegrowane (por. wyrok WSA w Olsztynie z dnia 26 września 2019 r., sygn. akt II SA/OI 443/19). Co ważne, pozwolenie zintegrowane, mimo że – w istocie rzeczy – zastępuje tzw. pozwolenia sektorowe (por. art. 182 i art. 211 ust. 1 ustawy POŚ), to nie może być przez nie zastępowane (analogicznie: wyrok WSA w Lublinie z dnia 13 września 2010 r., sygn. akt II SA/Lu 205/10).

Pozwolenie zintegrowane wydaje, w drodze decyzji, na wniosek prowadzącego instalację, organ ochrony środowiska (art. 183 ust. 1 w zw. z art. 184 ust. 1 ustawy POŚ).

System organów ochrony środowiska został określony w art. 376 i nast. ustawy POŚ. Jak wynika z art. 376 pkt 2b ustawy POŚ, jednym z organów ochrony środowiska jest marszałek województwa. Jego kompetencje określa art. 378 ust. 2a ustawy POŚ. Zgodnie z tym przepisem, marszałek województwa jest właściwy w sprawach:

- 1) przedsięwzięć i zdarzeń na terenach zakładów, gdzie jest eksploatowana instalacja, która jest kwalifikowana jako przedsięwzięcie mogące zawsze znacząco oddziaływać na środowisko w rozumieniu ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko;
- 2) przedsięwzięcia mogącego zawsze znacząco oddziaływać na środowisko w rozumieniu ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko, realizowanego na terenach innych niż wymienione w pkt 1;
- 3) pozwolenia na wytwarzanie odpadów i pozwolenia zintegrowanego dla instalacji komunalnych, o których mowa w art. 38b ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach;
- 4) o których mowa w art. 237 i art. 362 ust. 1-3, w zakresie dróg innych niż autostrady i drogi ekspresowe, usytuowanych w miastach na prawach powiatu.

Biorąc pod uwagę powyższe należy stwierdzić, że marszałek województwa jest właściwy do udzielania tylko niektórych pozwoleń zintegrowanych. Instalacja będąca przedmiotem takiego pozwolenia musi stanowić bowiem albo przedsięwzięcie mogące zawsze znacząco oddziaływać na środowisko albo być instalacją komunalną, o której mowa w art. 38b ust. 1 pkt 1 ustawy o odpadach.

Katalog przedsięwzięć, mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko

określa rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (Dz. U. z 2019 r., poz. 1839).

Treść pozwolenia zintegrowanego wyznacza zasadniczo art. 211 ust. 1 ustawy POŚ, wskazując, że pozwolenie zintegrowane spełnia wymagania określone dla pozwoleń, o których mowa w art. 181 ust. 1 pkt 2 i 4 (tj. pozwolenia na wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza oraz pozwolenia na wytwarzanie odpadów), pozwolenia wodnoprawnego na pobór wód oraz pozwolenia wodnoprawnego na wprowadzanie ścieków do wód lub do ziemi. Dodatkowe elementy pozwolenia zintegrowanego zostały określone w art. 211 ust. 3-9 ustawy POŚ, a także w art. 202 ust. 1-6 ustawy POŚ.

Pozwolenia zintegrowane wydawane są, co do zasady, na czas nieoznaczony (art. 188 ust. 1 ustawy POŚ). Trzeba jednak zauważyć, że dotyczą one instalacji, które są cały czas eksploatowane oraz zmieniają się w czasie. Stąd też ustawodawca przewidział możliwość zmiany pozwoleń zintegrowanych, odstępując tym samym od ogólnej zasady trwałości decyzji administracyjnych, określonej w art. 16 KPA. Podstawą dokonania zmiany pozwolenia zintegrowanego są zasadniczo przepisy art. 192 ustawy POŚ w zw. z art. 163 KPA (analogicznie: wyrok NSA z dnia 19 września 2019 r., sygn. akt: II OSK 821/18). Pierwszy z tych przepisów stanowi, że przepisy o wydawaniu pozwolenia stosuje się odpowiednio w przypadku zmiany jego warunków. Zgodnie natomiast z art. 163 KPA, organ administracji publicznej może uchylić lub zmienić decyzję, na mocy której strona nabyła prawo, także w innych przypadkach oraz na innych zasadach niż określone w niniejszym rozdziale, o ile przewidują to przepisy szczególne.

Oprócz tego należy zwrócić uwagę na art. 214 ust. 4 i ust. 5 ustawy POŚ, zgodnie z którymi:

- wniosek o zmianę pozwolenia zintegrowanego zawiera dane, o których mowa w art. 184 i art. 208, mające związek z planowanymi zmianami;
- decyzja o zmianie pozwolenia zintegrowanego określa wymagania, o których mowa w art. 188 i art. 211, mające związek z planowanymi zmianami.

Przepisy te, korespondując z powołanymi wyżej art. 192 ustawy POŚ oraz art. 163 KPA, precyzyjnie określają, zarówno zakres wniosku o zmianę pozwolenia zintegrowanego, jak i treść decyzji o zmianie takiego pozwolenia.

Biorąc zatem pod uwagę:

- rodzaj instalacji, będącej przedmiotem wniosku;
- zakres przedmiotowy wniosku;

organ stwierdza, że przedmiotowy wniosek należy rozpoznać w oparciu o wyżej wskazane przepisy.

IV. Uzasadnienie szczegółowe

W wyniku analizy merytorycznej treści podania oraz zgromadzonego w sprawie całokształtu materiału dowodowego, pod kątem zgodności z przepisami prawa materialnego w zakresie ochrony środowiska, organ przychylił się do wniosku Strony i niniejszą decyzją dokonał zmian pozwolenia zintegrowanego, w części:

- I. Rodzaj i parametry instalacji;
- III. Parametry wprowadzania do środowiska substancji i energii w warunkach normalnego funkcjonowania instalacji;
- IV. Zakres i sposób monitorowania procesów technologicznych, w tym pomiaru i ewidencjonowania wielkości emisji;
- V. Warunki wprowadzania do środowiska substancji lub energii występujące w uzasadnionych technologicznie sytuacjach eksploatacyjnych odbiegających od normalnych.

Dokonane niniejszą decyzją zmiany warunków pozwolenia zintegrowanego odnoszą się do następujących zagadnień:

- 1. Rodzaj i parametry instalacji;
- 2. Ochrona powietrza;
- 3. Ochrona przed hałasem;
- 4. Gospodarka wodno-ściekowa.

Rodzaj i parametry instalacji

Zmiana pozwolenia zintegrowanego związana jest z rozbudową instalacji spalania paliw o nową jednostkę – kocioł wodny, dwupaliwowy, o nominalnej mocy cieplnej w paliwie 15,0 MWt oraz aktualizacją czasu pracy poszczególnych kotłów w ciągu roku.

Zgodnie z wnioskiem, oddanie nowego kotła do eksploatacji zaplanowano na IV kwartał 2024 r.

Podstawowym paliwem zasilającym nowy kocioł będzie gaz kopalniany, pozyskiwany z odmetanowania Kopalni Węgla Kamiennego "Borynia-Zofiówka-Bzie", należącej do Jastrzębskiej Spółki Węglowej. W przypadku braku dostaw gazu z odmetanowania kopalni na odpowiednim poziomie, w nowym kotle będzie mógł być spalany również olej opałowy lekki, dostarczany z istniejącej infrastruktury magazynowej na terenie zakładu.

Zmiany w poszczególnych punktach decyzji, związane są z aktualizacją i wpisaniem nowego kotła wodnego, dwupaliwowego, uwzględniając go w rozdziale dotyczącym rodzaju i parametrów instalacji IPPC, w tym:

- 1. opisu charakterystyki nowego kotła wodnego, dwupaliwowego;

2. uwzględnieniu nowego kotła w źródle i prognozowaniu zużycia materiałów, surowców i paliw;
3. uwzględnieniu nowego kotła w źródłach emisji.

Dodatkowo, w zapisach niniejszej decyzji, dotyczących monitoringu emisji zanieczyszczeń oraz rozruchu i wyłączeniu kotłów, uwzględniono nowy kocioł wodny, dwupaliwowy.

W zakresie ochrony powietrza:

W zakresie zagadnień dotyczących emisji zanieczyszczeń do powietrza / ochrony powietrza przedmiotowy wniosek o zmianę pozwolenia zintegrowanego obejmuje:

- uwzględnienie rozbudowy instalacji spalania paliw o nową jednostkę – kocioł wodny, dwupaliwowy, o nominalnej mocy cieplnej w paliwie 15,0 MWt;
- aktualizację czasu pracy poszczególnych kotłów w ciągu roku.

Ww. zmiany wpływają na nieznaczny wzrost poziomów rocznej emisji substancji do powietrza z całej instalacji spalania paliw i nie będą powodować znaczącego zwiększenia negatywnego oddziaływania na środowisko (z punktu widzenia ochrony powietrza), co potwierdzają wyniki przeprowadzonej analizy rozprzestrzeniania się zanieczyszczeń w powietrzu.

W ramach ograniczenia oddziaływania eksploatacji kotła na jakość powietrza, prowadzący instalację przewidział zastosowanie metod pierwotnych, w postaci odpowiedniego doboru paliwa (gaz/olej) oraz kontroli i optymalizacji warunków spalania. Zastosowane ww. środki ochrony powietrza zapewniają możliwość spełnienia standardów emisyjnych dla nowych średnich źródeł spalania paliw, określonych w rozporządzeniu Ministra Klimatu z dnia 24 września 2020 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów (Dz.U. z 2020 r., poz. 1860).

Gazy odlotowe z nowego kotła będą odprowadzane do powietrza poprzez nowy komin (emitor E15), o wysokości $h = 30,0$ m i średnicy wylotu 1,0 m.

W zakresie eksploatacji istniejących jednostek spalania paliw, prowadzący instalację zadeklarował zmiany, dotyczące czasu pracy kotłów w roku, w tym:

- zwiększenie czasu pracy kotła PWPg-6 – z 2000 h/rok do 3000 h/rok,
- zmniejszenie czasu pracy kotła CFB – z 8000 h/rok do 7600 h/rok,
- zwiększenie czasu pracy obu agregatów – z 8000 h/rok do 8200 h/rok.

Mając na uwadze ww. zmiany w instalacji, wpływające na zmiany emisji substancji do powietrza, wnioskodawca przeprowadził ocenę oddziaływania instalacji na jakość powietrza.

Analiza rozprzestrzeniania się zanieczyszczeń w powietrzu została przeprowadzona zgodnie z wymaganiami, określonymi w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 26 stycznia 2010 r. w sprawie wartości odniesienia dla niektórych substancji w powietrzu (Dz.U z 2010 r., nr 16, poz. 87).

Przeprowadzone obliczenia wykazały, że przy dotrzymaniu dopuszczalnych poziomów emisji substancji i warunków wprowadzania substancji do powietrza, określonych w niniejszej decyzji, nie zostaną przekroczone dopuszczalne poziomy substancji w powietrzu, określone w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 24 sierpnia 2012 r. w sprawie poziomów niektórych substancji w powietrzu (Dz. U. z 2021 r., poz. 845), a także wartości odniesienia, określone w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 26 stycznia 2010 r. w sprawie wartości odniesienia dla niektórych substancji w powietrzu (Dz.U z 2010 r., nr 16, poz. 87), poza terenem, do którego prowadzący instalację posiada tytuł prawny.

Przy wydawaniu niniejszej decyzji, w związku z uruchomieniem nowego źródła emisji, organ dokonał analizy konieczności realizacji obowiązku przeprowadzenia postępowania kompensacyjnego, o którym mowa w art. 227-229 ustawy POŚ.

Zgodnie z art. 225 ust. 1 ustawy POŚ, na obszarze, na którym zostały przekroczone standardy jakości powietrza, wyznaczonym w ocenie poziomów substancji w powietrzu, o której mowa w art. 89 ww. ustawy, przeprowadzonej przez Głównego Inspektora Ochrony Środowiska, wydanie pozwolenia na wprowadzanie do powietrza substancji, dla której standard jakości powietrza został przekroczony, z nowo budowanej instalacji lub zmienianej w sposób istotny, jest możliwe, jeżeli zostanie zapewniona odpowiednia redukcja ilości tej substancji wprowadzanej do powietrza z innych instalacji usytuowanych na obszarze gminy, w której planowana jest budowa nowej instalacji lub dokonanie istotnej zmiany instalacji.

Z opracowania Głównego Inspektoratu Ochrony Środowiska pn. „Roczna ocena jakości powietrza w województwie śląskim. Raport wojewódzki za rok 2023”, wynika, iż „strefa aglomeracja rybnicko - jastrzębska”, w obrębie której zlokalizowana jest przedmiotowa instalacja, została zakwalifikowana do klasy A (w zakresie substancji emitowanych z instalacji wymagających pozwolenia, podlegających ocenie).

Mając na uwadze powyższe, należy stwierdzić, że przy wydawaniu niniejszej decyzji, nie występuje obowiązek przeprowadzenia postępowania kompensacyjnego.

Dodatkowo należy mieć na uwadze, że wprowadzone zmiany wiążą się z nieznacznym wzrostem emisji substancji do powietrza i nie będą powodować znaczącego zwiększenia negatywnego oddziaływania na środowisko (z punktu widzenia ochrony powietrza).

Z uwagi na zmiany w instalacji, dotyczące emisji do powietrza / ochrony powietrza, dokonano zmian pozwolenia zintegrowanego w zakresie:

- podpunktów I.2.A i I.2.B, dotyczących parametrów emitorów, poprzez uwzględnienie nowego emitora (E-15), odprowadzającego gazy odlotowe z nowego kotła wodnego, a także poprzez uwzględnienie czasu pracy wszystkich emitorów,
- podpunktu I.3.7 – poprzez uwzględnienie nowego źródła emisji w postaci kotła wodnego,
- podpunktu III.1. – poprzez uwzględnienie dopuszczalnych poziomów emisji

- dla nowego źródła emisji, a także aktualizację poziomu rocznej emisji substancji dla całej instalacji energetycznego spalania paliw,
- podpunktu IV.1. – poprzez wskazanie obowiązku monitoringu emisji substancji do powietrza z nowego źródła,
 - podpunktu V.1. – poprzez określenie parametrów rozruchu i wyłączenia dla nowego kotła.

W zakresie ochrony przed hałasem:

Zabudowa nowego kotła wodnego będzie związana z powstaniem nowego kubaturowego źródła hałasu – budynku nowej kotłowni. W budynku tym znajdować się będzie nowy kocioł, wraz z układami przynależnymi (w tym m.in. wentylatorem powietrza i pompami). Zgodnie z wnioskiem, w związku z realizacją inwestycji nie powstaną nowe źródła hałasu, pracujące w otwartej przestrzeni. Nowy kocioł będzie jednostką wytwarzającą jedynie ciepło (wodę ciepłowniczą). Nie będzie wymagał zastosowania dodatkowych układów do redukcji emisji zanieczyszczeń, odprowadzanych do powietrza – ograniczanie emisji będzie prowadzone metodami pierwotnymi, poprzez odpowiedni dobór paliwa (gaz/olej) oraz kontrolę i optymalizację warunków spalania.

Dla instalacji w 2022 r., w ramach monitoringu hałasu, wykonane zostały pomiary w 5 punktach pomiarowych, zlokalizowanych na granicy najbliższej położonych terenów podlegających ochronie przed hałasem (raport z badań nr 889/TPS/437/2022).

Istniejącymi źródłami emisji hałasu, należącymi do instalacji, które zostały oddane do użytkowania po wykonaniu ww. pomiarów akustycznych, na które powołano się w przedłożonym wniosku, są dwa agregaty prądotwórcze z silnikami gazowymi, o mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie ok. 4,6 MWt każdy. Pomiary te zostały wykonane 14 grudnia 2022 r., w czasie kiedy agregaty jeszcze nie pracowały (agregaty zostały przekazane protokołem odbioru podpisanym około 22 grudnia 2022 r. po pomiarach).

W związku z powyższym, w ramach uzupełnienia przedmiotowego wniosku przeprowadzono ponowne obliczenia akustyczne, w których uwzględniono zarówno źródła emisji hałasu związane z agregatami prądotwórczymi, jak również nową kotłownię kotła dwupaliwowego (obecnie projektowane źródło).

Przeprowadzone obliczenia w 5 punktach wyznaczonych na obszarach podlegających ochronie akustycznej nie wykazały przekroczeń wartości dopuszczalnych, określonych w załączniku do rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 14 czerwca 2007 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku (t.j. Dz. U. z 2014 r., poz. 112).

W zakresie gospodarki wodno-ściekowej:

Po analizie wniosku - w zakresie gospodarki wodnej - nastąpi jedynie zmiana porządkowa części opisów, zawartych w tym punkcie, poprzez dopisanie w pozycji

dot. uzupełnienia strat wody w obiegach kotłów wodnych WP-70 nr 5 i PWPg-6 nr 6, również nowego kotła.

Zmiana ta ma charakter wyłącznie porządkowy i nie wpływa na realizację gospodarki wodnej instalacji oraz warunków pozwolenia w tym zakresie.

W zakresie gospodarki wodno-ściekowej ulegnie zmianie:

- część zdania w punkcie „I. Rodzaj i parametry instalacji”, w podpunkcie „I.2.B Instalacje powiązane technologicznie z instalacją IPPC”, w podpunkcie „I.2.B.8 Gospodarka wodna” - poprzez dopisanie w pozycji dot. uzupełnienia strat wody w obiegach kotłów wodnych WP-70 nr 5 i PWPg-6 nr 6 również nowego kotła dwupaliwowego.

- część zdania w Tabeli I.p. 1.2.1 „Zapotrzebowanie na wodę pitną”, poprzez dopisanie kotła dwupaliwowego.

Spółka PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie – Zdrój, nie pobiera wód powierzchniowych i podziemnych. Do celów technologicznych, związanych z produkcją energii elektrycznej i ciepła oraz do celów pitnych i bytowych załogi Spółka dokonuje zakupu wody od dostawców zewnętrznych, na podstawie obowiązujących umów. Rozliczenie wielkości poboru wody od dostawców zewnętrznych dokonywane jest na podstawie wskazań wodomierzy.

Warunki wprowadzania ścieków przemysłowych do kanalizacji Jastrzębskiego Zakładu Wodociągów i Kanalizacji S.A., z uwagi na występowanie w nich substancji szczególnie szkodliwych dla środowiska wodnego, określone zostały odrębną decyzją - pozwoleniem wodnoprawnym.

Po przeprowadzonym postępowaniu administracyjnym organ zważył, co następuje.

Strona przedłożyła podanie w zakresie zmiany pozwolenia zintegrowanego, które spełnia wymogi formalne. W stanie faktycznym sprawy organ stwierdził, że przedmiot wniosku jest zgodny z przepisami szczególnymi, dotyczącymi ochrony środowiska. Instalacja objęta pozwoleniem zintegrowanym spełnia wymagania dotyczące najlepszych dostępnych technik.

Mając na względzie powyższe, orzeczono jak w sentencji.

Pouczenie

Zgodnie z art. 127 § 1 i 2 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. - Kodeks postępowania administracyjnego, od niniejszej decyzji Stronie przysługuje prawo wniesienia odwołania do Ministra Klimatu i Środowiska, za pośrednictwem Marszałka Województwa Śląskiego, w terminie 14 dni od dnia jej doręczenia.

Zgodnie z 127a KPA, 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.

Podpisano:
z up. Marszałka Województwa Śląskiego
Grzegorz Januszek
p.o. Zastępcy Dyrektora
Departament Ochrony Środowiska,
Ekologii i Opłat Środowiskowych

Przedłożono dowód wniesienia opłaty skarbowej w wysokości 1005,,50 PLN. Opłaty dokonano na konto Urzędu Miejskiego w Katowicach.