

MARSZAŁEK
Województwa Kujawsko-Pomorskiego

Toruń, 7 czerwca 2023 r.

ŚG-IV.7222.1.2.2023

DECYZJA

Na podstawie art. 104 i art. 155 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2023 r. poz. 775 ze zm.) w związku z art. 204 ust. 2 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (Dz. U. 2022 r. poz. 2556 ze zm.)

po rozpatrzeniu

wniosku PGE Toruń S.A., ul. Ceramiczna 6, 87-100 Toruń z dnia 13 stycznia 2023 r., znak: CE-260-2032KW23/2023 w sprawie zmiany pozwolenia zintegrowanego udzielonego decyzją Marszałka Województwa Kujawsko-Pomorskiego z dnia 30 listopada 2016 r., znak: ŚG-I-W.7222.8.2016.SN ze zm.,

orzekam

zmienić na wniosek Strony decyzję Marszałka Województwa Kujawsko-Pomorskiego z dnia 30 listopada 2016 r., znak: ŚG-I-W.7222.8.2016.SN ze zm., udzielającą pozwolenia zintegrowanego PGE Toruń S.A., ul. Ceramiczna 6, 87-100 Toruń, na eksploatację instalacji do wytwarzania energii i paliw do spalania paliw o nominalnej mocy nie mniejszej niż 50 MW, zlokalizowanej przy ul. Ceramicznej 6 w Toruniu, w następujący sposób:

1. *Zmienia się pkt III.2.1. decyzji i nadaje brzmienie:*

III.2.1. Charakterystyka instalacji i urządzeń

Układ technologiczny przedmiotowej instalacji IPPC jest oparty o dwie turbiny gazowe, które zasilają spalinami wodne kotły odzysknicowe. Ponadto system jest wyposażony w kotły gazowo-olejowe eksploatowane w czasie szczytu energetycznego oraz jako rezerwowe źródło ciepła w przypadku przerw w pracy turbin.

W skład instalacji wchodzi następujące urządzenia, układy i systemy:

- dwie turbiny gazowe GE LM6000PF wyposażone w technologię DLE (Dry Low Emission), ograniczającą emisję NO_x wraz z dwoma kotłami odzysknicowymi oraz możliwością dopalania gazem ziemnym w celu zwiększenia mocy cieplowniczej,
- 4 kotły gazowo-olejowe (HOB) opalane gazem ziemnym lub olejem napędowym, firmy STANDARDKESSEL,
- układ zasilania turbin i kotłów w paliwo podstawowe (gaz ziemny) obejmujący stację przygotowania gazu, stację pomiarową, sprężarkownię gazu oraz rurociągi przesyłowe do odbiorników,
- układ zasilania kotłów gazowo-olejowych (HOB) w olej napędowy, obejmujący zbiornik oleju napędowego, pompy oraz rurociągi przesyłowe do kotłowni gazowo-olejowej,
- układ produkcji i odbioru energii elektrycznej obejmujący generatory energii elektrycznej współpracujące z turbinami, transformatory blokowe i transformatory odczepowe,
- układ odbioru energii cieplnej obejmujący układ wody sieciowej z pompownią, odgazowywaczem, akumulator ciepła oraz układ uzupełniania strat wody,
- układ chłodniczy obejmujący zamknięte obiegi chłodnicze turbin gazowych i sprężarki gazu ziemnego (medium chłodnicze – roztwór glikolu),
- układ mycia sprężarek turbin – obejmujący układy mycia zintegrowane z turbinami oraz zbiorniki wody myjącej oraz zbiorniki odpadów powstających z mycia.

Bloki energetyczne GT50

Każdy z dwóch bloków (bloki energetyczne GT50) jest blokiem kogeneracyjnym opalanym gazem ziemnym z turbiną gazową, lotniczopochodną firmy GE (LM6000PF) o mocy ok. 50 MW_e (GT-50) wraz z odzyskiem ciepła w kotłach odzysknicowych w postaci gorącej wody.

Ponadto każda turbina składa się ze sprężarki i turbiny połączonych wspólnym wałem oraz komory spalania umieszczonej pomiędzy nimi.

Turbina LM6000PF jest to maszyna wyposażona w system DLE - Dry Low Emission, odznaczająca się parametrami, które gwarantują niskie emisje NO_x i CO_2 w trakcie spalania paliwa w turbinach gazowych. Kotły odzysknicowe (z możliwością dodatkowego dopalania gazem) są tak zaprojektowane, aby miały możliwość dogrzania spalin z turbiny gazowej do temperatury ok. 820°C w celu zapewnienia większej produkcji ciepła na potrzeby miejskiej sieci ciepłowniczej. Moc grzewcza w gorącej wodzie do systemu ciepłowniczego wynosi $118,8 \text{ MW}_t$ z każdego bloku kogeneracyjnego. Każda jednostka jest zaprojektowana do działania w pełnym zakresie obciążeń, tj. od 20 MW do 100% obciążenia nominalnego.

Kotłownia gazowo-olejowa

Praca kotłowni jest ściśle związana z krzywą zapotrzebowania na ciepło. Kotły produkują ciepło w okresach zwiększonego zapotrzebowania oraz stanowią źródło energii cieplnej podczas remontów i nieplanowanych odstawień bloku. Podstawowym paliwem zasilającym kotły gazowo-olejowe (HOB) w warunkach normalnej pracy jest gaz ziemny i olej napędowy.

Układ zasilania turbin i kotłów gazowo-olejowych (HOB) w gaz ziemny

Gaz ziemny dostarczany jest z zewnętrznego gazociągu ze stacji gazowej wysokiego ciśnienia. W związku z wymaganiami dotyczącymi dostarczonego paliwa gazowego (czystość, temperatura, ciśnienie) wymagane jest przygotowanie jego parametrów w stacji przygotowania gazu.

Instalacja gazu jest wyposażona w następujące urządzenia i instalacje:

- zespoły zaporowo-upustowe,
- układ filtracji gazu,
- układ pomiaru jakości gazu,
- układ pomiaru ilości gazu,
- układ podgrzewania gazu,
- układ redukcji ciśnienia gazu,
- układ sprężania gazu.

Układ zasilania kotłów gazowo-olejowych (HOB) w olej napędowy

Układ zasilania kotłów gazowo-olejowych (HOB) obejmuje:

- stanowisko rozładunku cystern samochodowych z pompami rozładowniczymi, posadowione na szczelnej betonowej wannie wyposażonej w system zbierania przecieków,
- zbiornik oleju napędowego – zbiornik dwupłaszczowy naziemny, izolowany, ogrzewany o pojemności 1200 m³, wyposażony w urządzenia do kontroli wycieków do przestrzeni międzypłaszczowej,
- stanowisko pomp oleju napędowego ze zbiornika do kotłów gazowo-olejowych (HOB),
- układ zbierania przecieków olejowych ze zbiornikiem dwupłaszczowym o pojemności 3 m³.

Układ wytwarzania energii elektrycznej

Energia elektryczna wytwarzana jest w dwóch generatorach trójfazowych. Z każdego generatora moc elektryczna kierowana jest do transformatora blokowego i transformatora odczepowego.

Układ wyprowadzania ciepła z akumulatora ciepła

W skład układu wyprowadzania ciepła wchodzi następujące urządzenia:

- kolektor wody gorącej,
- akumulator ciepła (jest w nim magazynowany nadmiar wody gorącej, która stanowi rezerwę do pokrycia bieżących różnic w zapotrzebowaniu ciepła).

Podstawowym urządzeniem układu akumulacji ciepła jest beciśnieniowy zbiornik akumulatora ciepła (zbiornik gorącej wody sieciowej), odpowiednio zaizolowany dla zminimalizowania strat ciepła. Akumulator jest połączony układem rurociągów wody sieciowej z pompami wody (pompy wody gorącej i pompy wody zimnej) oraz poprzez te pompy jest wpięty w układ wyprowadzania mocy cieplnej do układu miejskiej sieci ciepłowniczej.

Układ chłodniczy

Podstawowymi urządzeniami układu chłodzenia są:

- zbiornik roztworu glikolu,
- pompy obiegowe,
- chłodnice wentylatorowe suche.

Układ chłodniczy odbiera ciepło z następujących systemów:

- demistery w instalacji podgrzewania gazu,

- chłodnic oleju smarowego turbin gazowych,
- chłodnic oleju smarowego generatorów,
- chłodnicy oleju kompresorów gazu.

Układ mycia sprężarek turbin

Układ mycia turbin służy do bieżącego usuwania zanieczyszczeń z łopatek sprężarek turbin, w celu zapewnienia ich ciągłej poprawnej pracy. Każda turbina posiada zintegrowany system mycia wyposażony w zbiornik wewnętrzny o pojemności <400 l, napełniany wodą demineralizowaną.

Oprócz urządzeń zintegrowanych z turbinami elementami układu mycia są:

- zbiornik wody demineralizowanej o pojemności 30 m³, wraz z pompami dystrybucyjnymi i załadunkowymi,
- zbiornik wód zmywanych o pojemności 6 m³, wraz z układem do jego opróżniania.

2. Zmienia się pkt III.4.1. decyzji i nadaje brzmienie

III.4.1. Bilans materiałowy

Lp.	Parametr	Jednostka	Maksymalna wartość
Wielkość zużycia paliw i mediów			
1.	Gaz ziemny	tys. m ³ /rok	170 000
2.	Olej napędowy	Mg/rok	23 000
3.	Woda	m ³ /rok	132 500
4.	Energia elektryczna na potrzeby własne	MWh/rok	36 000
Wielkość produkcji			
5.	Produkcja ciepła	GJ/rok	3 400 000
6.	Produkcja energii elektrycznej	MWh/rok	600 000

Inne (pomocnicze) materiały stosowane w instalacji

Lp.	Wyszczególnienie	Zastosowanie	Wielkość zużycia
1.	Glikol	Medium w zamkniętym obiegu chłodniczym	Nie określa się wielkości zużycia. Glikol i oleje wymienia się
2.	Olej turbinowy	Wykorzystywany w zamkniętych układach smarowania i chłodzenia turbin	

Lp.	Wyszczególnienie	Zastosowanie	Wielkość zużycia
3.	Olej transformatorowy	Olej elektroizolacyjny, wypełniający kadzie transformatorów blokowych i odczepowych	okresowo – zgodnie z DTR urządzeń.
4.	Oleje przekładniowe i smarowe	Wykorzystywane w przekładniach olejowych urządzeń	Wielkość ich zużycia nie jest bezpośrednio powiązana z ilością wytwarzanej energii (lub spalanego paliwa).

Charakterystyka paliwa

Lp.	Parametr	Jednostka	Wartość
Gaz ziemny E (wysokometanowy)			
1.	Ciepło spalania	MJ/Nm ³ kWh/ m ³	34 9,444
2.	Wartość opałowa	MJ/Nm ³ kWh/ m ³	33,5 9,306
3.	Zawartość CH ₄	%	94-97
4.	Zawartość C ₂ H ₆	%	1,8-6,2
5.	Zawartość C ₃	%	0,13-0,37
6.	Zawartość C ₄₊	%	0,08-0,12
7.	Zawartość CO ₂	%	0,01-0,20
8.	Zawartość N ₂	%	0,30-0,70
9.	Zawartość siarkowodoru	mg/m ³	≤7,0
10.	Zawartość tlenu	% (mol/mol)	≤3,0
11.	Zawartość ditlenku węgla	mg/m ³	≤3,0
12.	Zawartość par rtęci	μg/m ³	≤30,0
13.	Zawartość siarki merkaptanowej	mg/m ³	≤16,0
14.	Zawartość siarki całkowitej	mg/m ³	≤40,0
15.	Temperatura punktu rosy wody przy ciśnieniu 5,5 MPa od 1 kwietnia do 30 września	°C	≤+3,7
16.	Temperatura punktu rosy wody przy ciśnieniu 5,5 MPa od 1 października do 31 marca	°C	≤-5,0
17.	Temperatura punktu rosy węglowodorów	°C	0

18.	Zawartość pyłu o średnicy cząstek większej niż 10 µm	mg/m ³	≤1,0
19.	Zakres zmienności liczby Wobbego dla paliwa gazowego grupy E	MJ/m ³ kWh/m ³	45,0÷56,9 12,500÷15,806
20.	Zakres zmienności temperatury paliwa gazowego wprowadzanego do systemu przemysłowego	°C	0÷50
Olej napędowy			
1.	Gęstość w temp. 15°C	kg/m ³	≤860
2.	Wartość opałowa	MJ/kg	≥42,6
3.	Temperatura zapłonu	°C	≥56,0
4.	Zawartość siarki	%(m/m)	≥0,10

3. Zmienia się pkt IV.1. decyzji i nadaje brzmienie:

IV.1 Określam warunki emisji w warunkach odbiegających od normalnych

Rozruch i wyłączenie turbozespołów

W trakcie rozruchu następuje stopniowe zwiększanie ilości gazu ziemnego wprowadzanego do komory spalania turbiny oraz palnika kotła odzysknicowego, natomiast w trakcie zatrzymania następuje stopniowe zmniejszanie ilości wprowadzanego gazu ziemnego.

W początkowej fazie rozruchu oraz w końcowej fazie zatrzymania turbina pracuje znacznie poniżej swojego minimalnego obciążenia technicznego, co z uwagi na specyfikę źródła skutkuje innymi niż normalne warunkami spalania paliwa. W tym okresie stężenia tlenu węgla oraz tlenków azotu wykazują wyższe wartości niż w fazie normalnej pracy turbiny z normalną wydajnością.

Parametry instalacji określające moment zakończenia rozruchu, w którym każdy z obiektów osiąga minimalne obciążenie rozruchu dla stabilnego wytwarzania są następujące:

- wejście w konfigurację pracy palników „ABC”,
- zawartość tlenu w spalinach 16,5 %,
- temperatura spalin na wylocie turbiny > 360°C.

Moment zakończenia rozruchu to moment osiągnięcia 50% nominalnej mocy elektrycznej turbiny (każda jednostka została zaprojektowana w zakresie obciążeń od 20 MW_e do 100% czyli 53 MW_e, jednakże dopiero przy obciążeniu ok. 25 MW_e w czasie rozruchu załączana jest docelowa konfiguracja pracy palników „ABC” gwarantująca spełnienie standardów emisyjnych).

Ponadto parametrem charakteryzującym koniec fazy rozruchu jest osiągnięcie stężeń substancji w spalinach na poziomie poniżej standardów emisyjnych.

Parametry instalacji określające moment rozpoczęcia wyłączania instalacji, w którym zaprzestaje się dostarczania paliwa po osiągnięciu punktu minimalnego obciążenia wyłączenia dla stabilnego wytwarzania:

- wyjście z konfiguracji pracy palników „ABC”,
- zawartość tlenu w spalinach $> 16\%$,
- temperatura spalin $< 480\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Moment rozpoczęcia wyłączania instalacji to moment osiągnięcia 40% nominalnej mocy elektrycznej (20 MWe , do tej wielkości mocy podczas wyłączania utrzymywana jest docelowa konfiguracja pracy palników „ABC”) turbiny.

Przewidywalna maksymalna ilość rozruchów i zatrzymań dla jednego bloku – 250 zatrzymań i 250 rozruchów. Czas trwania rozruchu bloku składa się z dwóch etapów:

1. Przygotowanie uruchomienia urządzeń kotła odzysknicowego – 15 minut;
2. Uruchomienie turbozespołu:

- podczas normalnego uruchomienia:
 - 25 minut – przy wymogu przewietrzenia turbiny i kotła odzysknicowego,
 - 15 minut – przy zachowanych warunkach przewietrzenia,
- podczas szybkiego uruchomienia:
 - 10 minut – przy zachowanych warunkach przewietrzenia.

W sekwencji czas od momentu zapłonu paliwa gazowego do uzyskania pełnego obciążenia wynosi:

- podczas normalnego uruchomienia:
 - 4 minuty – wygrzewania,
 - czas potrzebny na synchronizację generatora z siecią elektroenergetyczną ok. 1 minuty (czynności wymagające ręcznego sterowania),
 - 4 minuty – uzyskanie pełnego obciążenia,
- podczas szybkiego uruchomienia:
 - 2 minuty – wygrzewania, w tym czasie jest możliwa synchronizacja generatora z siecią elektroenergetyczną,
 - 4 minuty – uzyskanie pełnego obciążenia.

Maksymalny czas utrzymania się warunków odbiegających od normalnej pracy zespołów turbogeneratorów to 250 godzin dla rozruchu i 250 godzin dla zatrzymań dla każdego z bloków.

Rozruch i wyłączenie kotłów gazowo-olejowych (HOB)

W trakcie rozruchu następuje stopniowe zwiększanie ilości paliwa wprowadzanego do palnika kotła. W fazie rozruchu kotła nie występują istotne różnice w stężeniach substancji w gazach spalinowych w odniesieniu do jego nominalnej pracy. W fazie rozruchu kotła występuje emisja chwilowa niższa niż w warunkach nominalnych – proporcjonalnie do ilości wprowadzonego paliwa. Czas trwania jednego rozruchu ze stanu zimnego wynosi 45 min, przewidywana ilość rozruchów 50 razy w roku dla każdego kotła. Zatrzymanie kotła gazowo-olejowego (HOB) polega na odcięciu dopływu paliwa do kotła. Zatrzymanie kotła jest równoznaczne z brakiem emisji substancji do powietrza.

Parametry instalacji określające moment zakończenia rozruchu, w którym każdy z obiektów osiąga minimalne obciążenie rozruchu dla stabilnego wytwarzania:

- zawartość tlenu w spalinach przy spalaniu gazu $< 3\%$, przy spalaniu oleju napędowego $< 4\%$,
- temperatura spalin $> 95\text{ }^{\circ}\text{C}$,
- osiągnięcie mocy cieplnej przy spalaniu gazu $> 4,3\text{ MW}_t$ przy spalaniu oleju napędowego $> 10\text{ MW}_t$.

Moment zakończenia rozruchu to moment osiągnięcia $14,3\%$ nominalnej mocy cieplnej kotła dla spalania gazu ($4,3\text{ MW}_t$) oraz $33,3\%$ nominalnej mocy cieplnej kotła dla spalania oleju napędowego (10 MW_t) (każda jednostka została zaprojektowana w zakresie obciążeń od $4,3\text{ MW}_t$ do 100% czyli 30 MW_t dla spalania gazu i w zakresie obciążeń od 10 MW_t do 100% czyli 30 MW_t dla spalania oleju napędowego).

Parametry instalacji określające moment rozpoczęcia wyłączania instalacji, w którym następuje osiągnięcie minimalnego obciążenia wyłączenia dla stabilnego wytwarzania:

- zawartość tlenu w spalinach $> 5\%$,
- temperatura spalin - $< 95\text{ }^{\circ}\text{C}$,
- odsetek nominalnej przepustowości paliwa dla spalania gazu oraz oleju napędowego – brak przepływu nominalnego (odcięcie dopływu paliwa).

Moment rozpoczęcia wyłączania instalacji to moment osiągnięcia 14,3 % nominalnej mocy cieplnej kotła dla spalania gazu (4,3 MW_t) oraz 33,3 % nominalnej mocy cieplnej kotła dla spalania oleju napędowego (10 MW_t).

Monitorowanie emisji podczas innych niż normalne warunki użytkowania

Monitoring emisji podczas innych niż normalne warunki użytkowania należy prowadzić przez system monitoringu ciągłego, który uwzględnia rejestr emisji w ww. warunkach.

4. Zmienia się pkt V.1. decyzji i nadaje brzmienie

V.1. Rodzaje i ilości substancji dopuszczonych do wprowadzania do powietrza dla całej instalacji i każdego źródła powstawania

V.1.1. Dopuszczalna wielkość emisji gazów i pyłów wprowadzanych do powietrza przy spalaniu gazu ziemnego w turbinach gazowych

Nr emitora	Źródło emisji	Nominalna moc cieplna źródła [MW]	Substancja emitowana	Standard emisyjny w mg/m ³ , przy zawartości 15 % tlenu w gazach odlotowych ⁴⁾	BAT-AELs [mg/Nm ³] ¹⁾²⁾	
					Średnia dobową lub średnia z okresu pobierania próbek	Średnia roczna
E1	Turbina nr 1 cykl pracy z kotłem odzysknicowym bez dopalania gazu	52	Dwutlenek siarki	12	-	-
			Tlenki azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu	50	55	50
			Tlenek węgla	100	-	40 ³⁾
			Pył	5	-	-
E1	Turbina nr 1 cykl pracy z kotłem odzysknicowym z dopalaniem gazem	125	Dwutlenek siarki	12	-	-
			Tlenki azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu	50	55	50
			Tlenek węgla	100	-	40 ³⁾
			Pył	5	-	-
E2	Turbina nr 2 cykl pracy z kotłem odzysknicowym bez dopalania gazu	52	Dwutlenek siarki	12	-	-
			Tlenki azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu	50	55	50
			Tlenek węgla	100	-	40 ³⁾
			Pył	5	-	-
E2	Turbina nr 2 cykl pracy z kotłem odzysknicowym z dopalaniem gazem	125	Dwutlenek siarki	12	-	-
			Tlenki azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu	50	55	50
			Tlenek węgla	100	-	40 ³⁾
			Pył	5	-	-

¹⁾ obiekt istniejący – poziomy emisji wynikające z decyzji wykonawczej Komisji UE 2021/2326 z dnia 30 listopada 2021 r. ustanawiającej konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE,

²⁾ przyjęto wartości dla turbin gazowych w obiegu otwartym (OCGT) z wyłączeniem turbin do napędów mechanicznych – wszystkich oprócz obiektów użytkowanych <500 godz./rok (BAT 44 tab. 24),

³⁾ wskaźnikowo średni roczny poziom emisji CO – przyjęto wartość 40 mg/Nm³ ze względu na stosowanie techniki Dry Low Emission (DLE) w turbinach gazowych (BAT 6 i BAT 42),

⁴⁾ źródło nowe – źródło spalania paliw, dla którego pozwolenie na budowę wydano po dniu 6 stycznia 2013 r. lub które zostało oddane do użytkowania po dniu 7 stycznia 2014 r. zgodnie z rozporządzeniem 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

V.1.2. Dopuszczalna wielkość emisji gazów i pyłów wprowadzanych do powietrza przy spalaniu gazu ziemnego w kotłach gazowo-olejowych (HOB)

Nr emitora	Źródło emisji	Nominalna moc cieplna źródła [MW]	Substancja emitowana	Standard emisyjny w mg/m ³ , przy zawartości 3 % tlenu w gazach odlotowych ¹⁾²⁾	BAT-AELs [mg/Nm ³] ³⁾	
					Średnia dobową lub średnia z okresu pobierania próbek	Średnia roczna
E 3.1., E 3.2., E 3.3., E 4.1.	Kocioł gazowo-olejowy (HOB) o mocy 31,6 MW nr 1	126,4	Dwutlenek siarki	35	-	-
			Tlenki azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu	100	110	100
			Tlenek węgla	100	-	40 ⁴⁾
			Pył	5	-	-
	Kocioł gazowo-olejowy (HOB) o mocy 31,6 MW nr 2		Dwutlenek siarki	35	-	-
			Tlenki azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu	100	110	100
			Tlenek węgla	100	-	40 ⁴⁾
			Pył	5	-	-
	Kocioł gazowo-olejowy (HOB) o mocy 31,6 MW nr 3		Dwutlenek siarki	35	-	-
			Tlenki azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu	100	110	100
			Tlenek węgla	100	-	40 ⁴⁾
			Pył	5	-	-
	Kocioł gazowo-olejowy (HOB) o mocy 31,6 MW nr 4		Dwutlenek siarki	35	-	-
			Tlenki azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu	100	110	100
			Tlenek węgla	100	-	40 ⁴⁾
			Pył	5	-	-

¹⁾ standard emisyjny – określony dla źródeł, o których mowa w art. 157a ust. 2 pkt 2 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska, tj. dla dwóch lub więcej źródeł spalania paliw, dla których pierwsze pozwolenie na budowę wydano po dniu 30 czerwca 1987 r., lub dla których wnioski o wydanie takiego pozwolenia zostały złożone po tym dniu, i dla których całkowita nominalna moc cieplna jest nie mniejsza niż 50 MW, które zostały zainstalowane w taki sposób, że uwzględniając parametry techniczne i czynniki ekonomiczne, ich gazy odlotowe mogłyby być, w ocenie organu właściwego do wydania pozwolenia, odprowadzane przez wspólny komin; czyli zespół źródeł spalania paliw stanowiący jedno źródło spalania paliw

złożone z dwóch lub większej liczby części, którego całkowita nominalna moc cieplna stanowi sumę nominalnych mocy cieplnych tych części źródła spalania paliw, których nominalna moc cieplna jest nie mniejsza niż 15 MW,

²⁾ źródło nowe – źródło spalania paliw, dla którego pozwolenie na budowę wydano po dniu 6 stycznia 2013 r. lub które zostało oddane do użytkowania po dniu 7 stycznia 2014 r. zgodnie z rozporządzeniem 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,

³⁾ obiekt istniejący – poziomy emisji wynikające z decyzji wykonawczej Komisji UE 2021/2326 z dnia 30 listopada 2021 r. ustanawiającej konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE,

⁴⁾ wskaźnikowo średni roczny poziom emisji CO – przyjęto wartość 40 mg/Nm³ ze względu na stosowanie technik podanych w BAT 6 i BAT 41 (zastosowanie niskoemisyjnych palników, zaawansowany system konroli)

V.1.3. Dopuszczalna wielkość emisji gazów i pyłów wprowadzanych do powietrza przy spalaniu oleju napędowego w kotłach gazowo-olejowych (HOB)

Nr emitora	Źródło emisji	Nominalna moc cieplna źródła [MW]	Substancja emitowana	Standard emisyjny w mg/m ³ _u , przy zawartości 3 % tlenu w gazach odlotowych ¹⁾²⁾	BAT-AELs [mg/Nm ³] ³⁾	
					Średnia dobową lub średnia z okresu pobierania próbek	Średnia roczna
E 3.1., E 3.2., E 3.3., E 4.1.	Kocioł gazowo-olejowy (HOB) o mocy 31,6 MW nr 1	126,4	Dwutlenek siarki	200	200	175
			Tlenki azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu	150 ⁴⁾	150 ⁴⁾	150 ⁴⁾
			Tlenek węgla	-	-	20 ⁵⁾
			Pył	20	22	20
	Kocioł gazowo-olejowy (HOB) o mocy 31,6 MW nr 2		Dwutlenek siarki	200	200	175
			Tlenki azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu	150 ⁴⁾	150 ⁴⁾	150 ⁴⁾
			Tlenek węgla	-	-	20 ⁵⁾
			Pył	20	22	20
	Kocioł gazowo-olejowy (HOB) o mocy 31,6 MW nr 3		Dwutlenek siarki	200	200	175
			Tlenki azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu	150 ⁴⁾	150 ⁴⁾	150 ⁴⁾
			Tlenek węgla	-	-	20 ⁵⁾
			Pył	20	22	20
	Kocioł gazowo-olejowy (HOB) o mocy 31,6 MW nr 4		Dwutlenek siarki	200	200	175
			Tlenki azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu	150 ⁴⁾	150 ⁴⁾	150 ⁴⁾
			Tlenek węgla	-	-	20 ⁵⁾
			Pył	20	22	20

¹⁾ standard emisyjny – określony dla źródeł, o których mowa w art. 157a ust. 2 pkt 2 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska, tj. dla dwóch lub więcej źródeł spalania paliw, dla których pierwsze pozwolenie na budowę wydano po dniu 30 czerwca 1987 r., lub dla których wniosek o wydanie takiego pozwolenia został złożony po tym dniu, i dla których całkowita nominalna moc cieplna jest nie mniejsza niż 50 MW, które zostały zainstalowane w taki sposób, że uwzględniając parametry techniczne i czynniki ekonomiczne, ich gazy odlotowe mogłyby być, w ocenie organu właściwego do wydania pozwolenia, odprowadzane przez wspólny komin; czyli zespół źródeł spalania paliw stanowiący jedno źródło spalania paliw

złożone z dwóch lub większej liczby części, którego całkowita nominalna moc cieplna stanowi sumę nominalnych mocy cieplnych tych części źródła spalania paliw, których nominalna moc cieplna jest nie mniejsza niż 15 MW,

²⁾ źródło nowe – źródło spalania paliw, dla którego pozwolenie na budowę wydano po dniu 6 stycznia 2013 r. lub które zostało oddane do użytkowania po dniu 7 stycznia 2014 r. zgodnie z rozporządzeniem 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,

³⁾ obiekt istniejący – poziomy emisji wynikające z decyzji wykonawczej Komisji UE 2021/2326 z dnia 30 listopada 2021 r. ustanawiającej konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE,

⁴⁾ odstępstwo od granicznych poziomów emisji na podstawie art. 204 ust. 2 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska od wymagań ww. konkluzji BAT 28 (BAT-AELs) dla emisji NO_x do powietrza ze spalania oleju napędowego do wartości 150 mg/Nm³. Odstępstwo wydane bez wskazania ograniczenia czasowego jego obowiązywania, przy założeniu, że jego zasadność będzie ponownie analizowana podczas kolejnych zmian pozwolenia zintegrowanego, w tym zwłaszcza po opublikowaniu nowych konkluzji BAT, czy wejściu w życie nowych standardów emisyjnych, ale także niektórych zmian wnioskowanych przez prowadzącą instalację,

⁵⁾ wskaźnikowo średni roczny poziom emisji CO – przyjęto wartość 20 mg/Nm³ ze względu na stosowanie technik podanych w BAT 6 i BAT 28 (zastosowanie niskoemisyjnych palników, zaawansowany system kontroli)

5. *Zmienia się pkt V.2. decyzji i nadaje brzmienie:*

V.2. Określam warunki wprowadzania substancji do powietrza dla całej instalacji i każdego źródła powstawania

Nr emitora	Źródło emisji	Rodzaj emitora	Wysokość [m n.p.t.]	Średnica wylotu [m]	Prędkość gazów [m/s]	Temperatura [K]	Czas emisji [h/rok]
E1	Turbina nr 1 cykl pracy z kotłem odzysknicowym bez dopalania gazu	otwarty	40,0	3,20	18,1	358	3760
	Turbina nr 1 cykl pracy z kotłem odzysknicowym z dopalaniem gazu				19,0	367	4800
E2	Turbina nr 2 cykl pracy z kotłem odzysknicowym bez dopalania gazu	otwarty	40,0	3,20	18,1	358	3760
	Turbina nr 2 cykl pracy z kotłem odzysknicowym z dopalaniem gazu				19,0	367	4800
E 3.1	Kocioł gazowo-olejowy (HOB) nr 1 – spalanie gazu i oleju	otwarty	25,0	1,20	13,3	388	4000
E 3.2	Kocioł gazowo-olejowy (HOB) nr 2 – spalanie gazu i oleju	otwarty	25,0	1,20	13,3	388	4000
E 3.3	Kocioł gazowo-olejowy (HOB) nr 3 – spalanie gazu i oleju	otwarty	25,0	1,20	13,3	388	4000
E 4.1	Kocioł gazowo-olejowy (HOB) nr 4 – spalanie gazu i oleju	otwarty	25,0	1,20	13,3	388	4000

6. *Zmienia się pkt V.3. decyzji i nadaje brzmienie:*

V.3. Dopuszczam wprowadzanie do powietrza w ciągu roku następujących rodzajów oraz ilości gazów i pyłów, łącznie z całej instalacji zgodnie z poniższym zestawieniem

Nazwa substancji	Emisja roczna [Mg/rok]
Dwutlenek azotu	465,0
Dwutlenek siarki	117,0
Pył ogółem w tym:	43,8
Pył zawieszony PM 10	43,8
Pył zawieszony PM 2,5	43,8
Tlenek węgla	351,4

Zapobieganie i ograniczanie emisji realizowane jest przez:

- stosowanie gazu ziemnego jako paliwa do wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej,
- stosowanie źródeł spalania dotrzymujących standardów emisyjnych,
- ograniczenie emisji NO_x poprzez zastosowanie niskoemisyjnych palników w kotłach,
- ograniczenie emisji NO_x i CO poprzez zastosowanie technologii Dry Low Emission (DLE) w turbinach gazowych.

7. Zmienia się pkt XI.3.2. decyzji, w ten sposób, że otrzymuje on następujące brzmienie:

XI.3.2. Metody referencyjne wykonywania ciągłych i okresowych pomiarów emisji do powietrza z instalacji winny być zgodne z aktualnie obowiązującymi przepisami prawa.

W ramach monitoringu emisji do powietrza należy prowadzić:

- **dla turbin gazowych** – ciągły monitoring w zakresie emisji NO_x i CO,
– okresowy monitoring w zakresie emisji pyłu i SO₂,
- **dla kotłów gazowo-olejowych (HOB) opalanych gazem**
– ciągły monitoring emisji w zakresie NO_x, CO, SO₂ i pyłu,
- **dla kotłów gazowo-olejowych (HOB) opalanych olejem napędowym**
– ciągły monitoring emisji w zakresie NO_x, CO, SO₂ i pyłu,
– raz na rok monitoring emisji w zakresie metali i metaloidów z wyjątkiem rtęci (As, Cd, Co, Cr, Cu, Mn, Ni, Pb, Sb, Se, Tl, V, Zn).

Pomiary obejmować będą również zawartość tlenu w gazach odlotowych, prędkość przepływu gazów odlotowych lub ciśnienie dynamiczne gazów odlotowych, temperaturę gazów

odlotowych w przekroju pomiarowym, ciśnienie statyczne lub bezwzględne gazów odlotowych, wilgotność bezwzględną gazów odlotowych lub stopień zwilżenia gazów odlotowych.

Prowadzący instalację jest zobowiązany zapewnić wykonywanie pomiarów wielkości emisji przez laboratorium akredytowane.

8. W decyzji po pkt XI.5. dodaje się pkt XI.6. o następującym brzmieniu:

XI.6. Monitoring efektywności wykorzystania gospodarki materiałowo-surowcowej

W celu poprawy ogólnej efektywności środowiskowej zgodnie z BAT 9 na instalacji energetycznej (Elektrociepłowni) należy prowadzić:

- wstępną pełną charakterystykę stosowanego paliwa, w tym co najmniej parametry wymienione poniżej oraz zgodnie z normami EN. Można stosować normy ISO, normy krajowe lub inne międzynarodowe normy, pod warunkiem że zapewniają one dostarczenie danych o równoważnej jakości naukowej;
- regularne badania jakości paliwa w celu sprawdzenia, czy jest ono zgodne ze wstępną charakterystyką oraz ze specyfikacją konstrukcji obiektu. Częstotliwość badań oraz parametry wybrane z poniższej tabeli oparte są na zmienności paliwa oraz ocenie znaczenia uwolnień zanieczyszczeń (np. stężenie w paliwie, zastosowany system oczyszczania spalin);
- późniejsze korekty parametrów regulacji obiektu, w zależności od potrzeb i wykonalności (np. włączenie charakterystyki i kontroli paliwa do zaawansowanego systemu kontroli).

Wstępna charakterystyka i regularne badania paliwa mogą być wykonywane przez operatora lub dostawcę paliwa. Jeżeli wykonywane są przez dostawcę, pełne wyniki są przekazywane operatorowi w formie specyfikacji produktu (paliwo) lub gwarancji dostawcy.

Lp.	Paliwo(-a)	Substancje/parametry będące przedmiotem charakterystyki
1.	Gaz ziemny	- LHV, - CH ₄ , C ₂ H ₆ , C ₃ , C ₄ +, CO ₂ , N ₂ , liczba Wobbego

2.	Olej napędowy	- Popiół, - N, C, S
----	---------------	------------------------

Należy realizować program zapewnienia jakości/kontroli jakości w celu zagwarantowania, aby właściwości wszystkich paliw były w pełni określone i kontrolowane zgodnie z BAT 1.

9. Pozostałe ustalenia decyzji Marszałka Województwa Kujawsko-Pomorskiego z dnia 30 listopada 2016 r., znak: ŚG-I-W.7222.8.2016.SN ze zm., pozostawia się bez zmian.

UZASADNIENIE

PGE Toruń S.A., ul. Ceramiczna 6, 87-100 Toruń, pismem z dnia 13 stycznia 2023 r., znak: CE-260-2032KW23/2023 wystąpiła do tutejszego organu z wnioskiem o zmianę pozwolenia zintegrowanego udzielonego decyzją Marszałka Województwa Kujawsko-Pomorskiego z dnia 30 listopada 2016 r., znak: ŚG-I-W.7222.8.2016.SN ze zm. na eksploatację instalacji do wytwarzania energii i paliw – do spalania paliw o nominalnej mocy nie mniejszej niż 50 MW, zlokalizowanej przy ul. Ceramicznej 6 w Toruniu.

Przedmiotowa instalacja sklasyfikowana jest zgodnie z pkt 1 ppkt 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 r. poz. 1169).

Organem właściwym do zmiany pozwolenia zintegrowanego jest marszałek województwa, zgodnie z art. 378 ust. 2a ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2022 r. poz. 2556 ze zm.).

Wnioskodawca wniósł opłatę skarbową za zmianę pozwolenia zintegrowanego na wyodrębniony rachunek bankowy.

Zgodnie z obowiązkiem wynikającym z art. 209 ustawy Prawo ochrony środowiska, zapis wniosku o zmianę pozwolenia zintegrowanego został przesłany Ministrowi Klimatu i Środowiska w dniu 23 stycznia 2023 r. na nośniku pamięci (płyta CD).

Tutejszy organ podał do publicznej wiadomości informację o wszczęciu na żądanie Strony postępowania administracyjnego w zakresie udzielenia odstępstwa zgodnie z art. 204

ust. 2 ustawy Prawo ochrony środowiska oraz umieszczeniu w publicznie dostępnym wykazie danych informacji o wniosku w sprawie zmiany przedmiotowego pozwolenia zintegrowanego, a także o możliwości wnoszenia uwag w terminie 30 dni od ukazania się niniejszej informacji. Zawiadomienie to podano do publicznej wiadomości na tablicach ogłoszeń Wnioskodawcy, Urzędu Miasta Torunia, Urzędu Marszałkowskiego Województwa Kujawsko-Pomorskiego w Toruniu oraz poprzez jej zamieszczenie na stronie internetowej www.bip.kujawsko-pomorskie.pl Urzędu Marszałkowskiego Województwa Kujawsko-Pomorskiego w Toruniu.

Przed wydaniem niniejszej decyzji, stosownie do art. 10 § 1 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2023 r. poz. 775 ze zm.) zawiadomieniem z dnia 26 maja 2023 r., znak: ŚG-IV.7222.1.2.2023 organ prowadzący postępowanie administracyjne poinformował Stronę o zebraniu wszystkich dowodów w sprawie i pouczył o przysługującym prawie do zapoznania się z zebraniem materiałem dowodowym w terminie 3 dni od dnia doręczenia przedmiotowego zawiadomienia oraz wniesienia uwag i dodatkowych wyjaśnień w terminie 3 dni, licząc od dnia następującego po dniu zapoznania się z materiałem dowodowym. Do zebranych materiałów i dowodów w przedmiotowej sprawie nie wniesiono żadnych uwag i wniosków.

Po rozpatrzeniu kompletnego pod względem formalnym i merytorycznym wniosku, organ przychylił się do żądania Strony w przedmiocie zmiany pozwolenia zintegrowanego.

Zgodnie z art. 214 ust. 5 ustawy Prawo ochrony środowiska, decyzja o zmianie pozwolenia zintegrowanego określa wymagania określone w art. 188 oraz wynikające z art. 211 ww. ustawy, mające związek z planowanymi zmianami.

Prowadzący instalację wystąpił z wnioskiem o zmianę posiadanego pozwolenia zintegrowanego w zakresie:

- udzielenia odstępstwa od granicznych poziomów emisji dla NO_x ze spalania oleju napędowego określonych w decyzji wykonawczej Komisji (UE) 2021/2326 z dnia 30 listopada 2021 r. ustanawiającej konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE, dla 4 kotłów gazowo-olejowych (HOB) ,
- uwzględnienia oleju napędowego jako paliwa wykorzystywanego w 4 kotłach gazowo-olejowych (HOB) w warunkach normalnej pracy instalacji. W zapisach obowiązującego pozwolenia zintegrowanego olej napędowy stanowił paliwo rezerwowe, wykorzystywane w przypadku wystąpienia zakłóceń w dostawach gazu.

Obowiązująca wielkość dopuszczalnej emisji dla instalacji energetycznej została określona na podstawie rozporządzenia 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) oraz na podstawie granicznych wielkości emisyjnych wynikających z zastosowania poziomów BAT-AEL określonych w decyzji wykonawczej Komisji (UE) 2021/2326 z dnia 30 listopada 2021 r. ustanawiającej konkluzje dotyczących najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE.

Zgodnie z art. 204 ust. 2 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska, w szczególnych przypadkach organ właściwy do wydania pozwolenia zintegrowanego może w pozwoleniu zintegrowanym zezwolić na odstępstwa od granicznych wielkości emisyjnych, jeżeli w jego ocenie ich osiągnięcie prowadziłyby do nieproporcjonalnie wysokich kosztów w stosunku do korzyści dla środowiska oraz pod warunkiem, że nie zostaną przekroczone standardy emisyjne, o ile mają one zastosowanie.

Analiza możliwości ubiegania się o udzielenie odstępstwa od granicznych wielkości emisji NO_x, wynikających z konkluzji BAT, została sporządzona przez zespół specjalistów „ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o., w oparciu o przepisy dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola, Dz. Urz. UE L 334 z 2010 r. s. 17 (dalej „Dyrektywa IED”)) oraz przepisy prawa krajowego transponujące dyrektywę IED, a także według metodyki wskazanej w „Podręczniku dotyczącym zasad udzielania odstępstw od granicznych wielkości emisyjnych zawartych w konkluzjach BAT dla dużych źródeł spalania (LCP), zgodnie z art. 204 ust 2 ustawy POŚ.” opublikowanym przez Ministerstwo Środowiska (dalej „Podręcznik”).

W ramach ww. dokumentu rozpatrywane było odstępstwo od granicznych wielkości emisyjnych NO_x do powietrza powiązanych z BAT (BAT-AELs) ze spalania oleju napędowego w 4 kotłach gazowo-olejowych (HOB) w PGE Toruń S.A.

Graniczny średnioroczny poziom emisji NO_x powiązany z BAT 28 (BAT-AELs) dla obiektu istniejącego o całkowitej nominalnej mocy cieplnej dostarczonej w paliwie ≥ 100 MW, któremu odpowiada emitent E 3.1., E 3.2., E 3.3. i E 4.1., dla spalania oleju napędowego w kotłach gazowo-olejowych (HOB) wynosi dla średniej dobowej lub średniej z okresu pobierania próbek 110 mg/Nm³, a dla roku 100 mg/Nm³.

Natomiast w przypadku udzielenia odstępstwa od granicznych wielkości emisyjnych powiązanych z BAT, dopuszczalny poziom emisji NO_x, będzie wynosił 150 mg/m³, zgodnie z rozporządzeniem 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.

Przeprowadzona analiza kosztów i korzyści dla środowiska, wynikających z dostosowania instalacji do konkluzji BAT, uwzględnia ww. poziomy emisji NO_x.

Prognoza oddziaływania Elektrociepłowni w PGE Toruń S.A. na stan jakości powietrza została opracowana zgodnie z wymaganiami załącznika nr 3 do rozporządzenia Ministra Środowiska w sprawie wartości odniesienia dla niektórych substancji w powietrzu „Referencyjne Metodyki Modelowania Poziomów Substancji w Powietrzu”.

Obliczenia rozprzestrzeniania się NO_x w powietrzu wykonano przy użyciu pakietu „Operat-FB” firmy „PROEKO”, spełniającego wymagania, określone w ww. rozporządzeniu. Pakiet posiada atest Instytutu Ochrony Środowiska w Warszawie nr BA/147/96.

Przeprowadzona analiza wpływu pracy instalacji na stan jakości powietrza, poparta obliczeniami rozprzestrzeniania się zanieczyszczeń w powietrzu, pozwala na stwierdzenie, że emisja zanieczyszczeń, jaka powstanie w wyniku eksploatacji kotłów gazowo-olejowych HOB (w trakcie spalania oleju napędowego), uwzględniająca uzyskanie odstępstwa od wymagań Konkluzji BAT w zakresie poziomów emisji NO_x, nie spowoduje przekroczenia obowiązujących norm jakości powietrza, określonych w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 26 stycznia 2010 r. w sprawie wartości odniesienia dla niektórych substancji w powietrzu (Dz. U. z 2010 r., nr 16, poz. 87) oraz w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 24 sierpnia 2012 r. w sprawie poziomów niektórych substancji w powietrzu (Dz. U. z 2012 r. poz. 845).

Na obszarze obliczeń, w zasięgu 50 x wysokość najwyższego emitora (2000 m), oszacowano średni współczynnik aerodynamicznej szorstkości terenu, która wyniosła 0,64 m.

W ramach oceny zagrożenia dla jakości powietrza, jakie potencjalnie może stworzyć udzielenie odstępstwa od granicznych wielkości emisyjnych, porównano poziomy maksymalnych średniorocznych stężeń zanieczyszczeń, uzyskanych z obliczeń zakładających oba warianty emisji (z odstępstwem i bez odstępstwa) z dopuszczalnymi poziomami zanieczyszczeń w powietrzu. Ww. poziomy stężeń uwzględniają aktualny stan powietrza w rejonie lokalizacji PGE Toruń S.A. (na podstawie danych GIOŚ – pismo DMS-BY.731.1.485.2022.KH z dnia 9 grudnia 2022 r.).

Wyniki porównania przedstawiono na wykresach, z których wynika, że przyznanie odstępstwa w zakresie granicznych poziomów emisji NO_x dla kotłów gazowo-olejowych (HOB) nie będzie prowadzić do przekroczenia norm jakości powietrza.

Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 26 stycznia 2010 r. w sprawie wartości odniesienia dla niektórych substancji w powietrzu w przypadku, gdy w odległości mniejszej niż 10 h (10 x wysokość emitora, tj. 400 m) znajdują się wyższe niż parterowe budynki mieszkalne lub biurowe, a także budynki żłobków, przedszkoli, szkół, szpitali lub sanatoriów, to należy sprawdzić czy budynki te nie są narażone na przekroczenia wartości odniesienia substancji w powietrzu. W tym celu należy obliczyć maksymalne stężenia substancji w powietrzu dla odpowiednich wysokości. Ze względu na obecność ww. zabudowań w odległości 10 h przeprowadzono obliczenia maksymalnych stężeń na terenach zabudowy na poziomach, 10 i 15 m (tj. dla najgorszego możliwego wariantu wysokości). Analiza wyników obliczeń stężeń zanieczyszczeń na terenie najbliższej zabudowy wykazała, że dopuszczalne stężenia zanieczyszczeń w powietrzu, określone w ww. rozporządzeniu będą dotrzymane.

Emisja zanieczyszczeń, pochodząca z emitatorów, zlokalizowanych na terenie PGE Toruń S.A., ze względu na odległość, nie oddziałuje na obszary ochrony uzdrowiskowej.

Analiza kosztów i korzyści wykazała, że inwestycja, mająca na celu dostosowanie kotłów gazowo-olejowych (HOB) w PGE Toruń S.A. do wymagań konkluzji BAT w zakresie emisji NO_x (w przypadku spalania oleju napędowego) będzie prowadzić do nieproporcjonalnie wysokich kosztów w porównaniu do korzyści dla środowiska.

W przypadku, gdy stosunek korzyści do kosztów jest mniejszy bądź równy wartości 0,7, to uznaje się, że warunek nieproporcjonalności kosztów i korzyści jest wypełniony tzn. że odstępstwo od granicznych wielkości emisyjnych jest uzasadnione.

Stosunek korzyści środowiskowych do kosztów wynosi: 0,08, a zatem warunek nieproporcjonalności kosztów i korzyści jest spełniony.

Prowadzący instalację zawnioskował by odstępstwo od wymagań konkluzji BAT w zakresie emisji NO_x dla kotłów gazowo-olejowych (HOB) w PGE Toruń S.A., w przypadku spalania oleju napędowego, było odstępstwem typu A (bezterminowym), którego zasadność będzie ponownie analizowana podczas kolejnych zmian pozwolenia zintegrowanego, w tym zwłaszcza po opublikowaniu nowych konkluzji BAT i wejściu w życie nowych standardów emisyjnych, ale także niektórych zmian wnioskowanych przez prowadzącego instalację.

Organ przeanalizował merytoryczne argumenty operatora instalacji, zgodnie z wymaganiami zawartymi w art. 204 ust. 2 oraz ust. 3 ww. ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska. Przy dokonywaniu oceny, o której mowa w ust. 2, 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.

Zatem w zakresie NO_x, w przypadku udzielenia odstępstwa od granicznych wielkości emisyjnych powiązanych z BAT dla kotłów gazowo-olejowych (HOB) podczas spalania oleju napędowego, obowiązywać będzie standard emisyjny na poziomie 150 mg/m³, określony 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.

W powyższej decyzji w pkt V.1.3., pkt XI.3.2. oraz w pkt XI.6. określono poziom emisji BAT-AELs do powietrza ze spalania oleju napędowego w kotłach gazowo-olejowych (HOB) oraz zakres monitoringu zgodnie z wymaganiami określonymi w decyzji wykonawczej Komisji (UE) 2021/2326 z dnia 30 listopada 2021 r. ustanawiającej konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE. W związku z tym, że olej napędowy był wykorzystywany tylko w warunkach odbiegających od normalnych, ww. konkluzje BAT nie miały wcześniej zastosowania.

W dniu 27 stycznia 2021 r., Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej stwierdził nieważność decyzji wykonawczej Komisji (UE) 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 r. ustanawiającej konkluzje BAT dla dużych obiektów spalania (LCP). Stwierdzenie nieważności nie miało jednak efektu natychmiastowego, gdyż Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej utrzymał w mocy skutki unieważnionej decyzji wykonawczej do czasu wejścia w życie nowego aktu prawnego, a to nastąpiło 30 listopada 2021 r. Wymagania zawarte w unieważnionych i obowiązujących konkluzjach BAT są dokładnie takie same.

Biorąc powyższe pod uwagę zaktualizowano przypisy w pkt V.1. pozwolenia zintegrowanego w związku z publikacją decyzji wykonawczej 2021/2326 z dnia 30 listopada 2021 r.

Usunięto z przedmiotowej decyzji w pkt V.1. i V.3. zapisy, które obowiązywały do 16 sierpnia 2021 r.

Zaktualizowano w decyzji pkt III.2.1., pkt III.4.1. oraz pkt IV.1., w których uwzględniono olej napędowy jak paliwo wykorzystywane w warunkach normalnej pracy instalacji.

Pozostałe ustalenia cytowanej wyżej decyzji Marszałka Województwa Kujawsko-Pomorskiego z dnia 30 listopada 2016 r., znak: ŚG-I-W.7222.8.2016.SN ze zm., pozostają bez zmian.

Uwzględniając powyższe orzeczono jak w sentencji decyzji.

Pouczenie

Od niniejszej decyzji służy Stronom odwołanie do Ministra Klimatu i Środowiska za pośrednictwem Marszałka Województwa Kujawsko-Pomorskiego w terminie czternastu dni od daty doręczenia decyzji.

Przed upływem 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.

Po uzyskaniu zrzeczenia się prawa do wniesienia odwołania, na żądanie Strony, decyzji zostanie nadana klauzula ostateczności.

Otrzymują:

1. PGE Toruń S.A., ul. Ceramiczna 6, 87-100 Toruń;
2. Aa (2 egz.)

Do wiadomości:

1. Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Departament Instrumentów Środowiskowych – wersja elektroniczna
ul. Wawelska 52/54, 00-922 Warszawa;
2. Wojewódzki Inspektorat Ochrony Środowiska – wersja elektroniczna
ul. Piotra Skargi 2, 85- 056 Bydgoszcz.

Za wydanie niniejszej decyzji uiszczono opłatę skarbową na konto Urzędu Miasta w Toruniu Nr 37 1160 2202 0000 0000 8344 0799 – zgodnie z ustawą z dnia 16 listopada 2006 r. o opłacie skarbowej (Dz. U. z 2022 r. poz. 2142 ze zm.).