



DŚ.II.7222.113.2023

## DECYZJA

Na podstawie art. 163 ustawy z dnia 14 czerwca 1960r. – *Kodeks postępowania administracyjnego* (Dz.U. z 2023r. poz. 775 ze zm.) art.192, art. 214, art.378 ust.2a pkt 1 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. *Prawo ochrony środowiska* (Dz. U. z 2022r. poz. 2556 ze zm.)

- po rozpatrzeniu wniosku z dnia 25 lipca 2023r. znak: DOG/GTE/TES/KT/2023 przedłożonego przez PGE Energia Ciepła S.A. Oddział Elektrociepłownia w Gorzowie Wlkp. z siedzibą w Gorzowie Wlkp. przy ul. Energetyków 6, na podstawie pełnomocnictwa udzielonego przez PGE Energia Ciepła S.A. z siedzibą w Warszawie przy ul. Złotej 59

### orzekam co następuje

I. Zmieniam decyzję Marszałka Województwa Lubuskiego z dnia 18 września 2017r. znak: DŚ.II.7222.36.2017, sprostowaną postanowieniem z dnia 09 listopada 2017r. znak: DŚ.II.7222.36.2017, zmienioną decyzjami z dnia 11 września 2018r. znak: DŚ.II.7222.86.2018, z dnia 13 lutego 2019r. znak: DŚ.II.7222.10.2019, z dnia 5 września 2019r. znak: DŚ.II.7222.59.2019, z dnia 22 grudnia 2020r. znak: DŚ.II.7222.114.2020 oraz z dnia 5 lipca 2021r. znak: DŚ.II.7222.73.2021- udzielającą pozwolenia zintegrowanego na eksploatację instalacji do spalania paliw zlokalizowanej w Gorzowie Wlkp. przy ul. Energetyków 6, w następujący sposób:

#### **1. Punkt 1 określający rodzaj prowadzonej działalności otrzymuje brzmienie:**

#### **1. RODZAJ PROWADZONEJ DZIAŁALNOŚCI.**

PGE Energia Ciepła Spółka Akcyjna S. A. z siedzibą w Warszawie- Oddział Elektrociepłownia w Gorzowie Wlkp. prowadzi działalność w zakresie skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej. Wytwarzana energia elektryczna

sprzedawana jest do ogólnokrajowej Sieci elektroenergetycznej oraz do Zakładu Energoelektrycznego „Energo- Stil” Sp. z o.o. Ciepło sprzedawane jest do zakładów przemysłowych, odbiorców komunalnych i spółdzielni mieszkaniowych. Oddział Elektrociepłownia Gorzów jest podstawowym źródłem ciepła komunalnego (woda grzewcza) dla miasta Gorzowa Wielkopolskiego.

## **2. Punkt 2 określający rodzaj instalacji, otrzymuje brzmienie:**

### **2. RODZAJ INSTALACJI.**

Pozwoleniem zintegrowanym objęta zostaje instalacja spalania paliw o nominalnej mocy nie mniejszej niż 50 MW- łączna nominalna moc cieplna w paliwie wynosi 564,5 MW oraz instalacje pomocnicze wspomagające pracę instalacji spalania paliw.

## **3. Punkt 3.2. określający charakterystykę instalacji wymagającej pozwolenia zintegrowanego, otrzymuje brzmienie:**

### **3.2. Charakterystyka instalacji wymagającej pozwolenia zintegrowanego:**

Instalację spalania paliw tworzą:

- EC I - blok gazowo- parowy - nominalna moc cieplna 205 MW,
- EC III - nowy blok gazowo- parowy - nominalna moc cieplna 293 MW,
- KSR- kotłownia szczytowo- rezerwowa- nominalna moc cieplna 66,5 MW.

Łączna nominalna moc cieplna w paliwie wynosi 564,5 MW.

Instalacja spalania paliw może pracować w następujących wariantach pracy:

- pracuje tylko jedna turbina wraz z kotłem odzysknicowym zespołu EC III
- pracuje tylko jedna turbina wraz z kotłem odzysknicowym zespołu EC III oraz kocioł wodny,
- pracuje tylko jedna turbina wraz z kotłem odzysknicowym zespołu EC III oraz kocioł parowy,
- pracuje tylko jedna turbina wraz z kotłem odzysknicowym zespołu EC III oraz kocioł parowy i kocioł wodny,
- pracuje tylko jedna turbina wraz z kotłem odzysknicowym zespołu EC III oraz blok gazowo- parowy zespołu EC I z turbiną ciepłowniczą TC32,
- pracują obie turbiny gazowe wraz z kotłami odzysknicowymi zespołu EC III

- pracują obie turbiny gazowe wraz z kotłami odzysknicowymi zespołu EC III oraz kocioł parowy,
- pracują obie turbiny gazowe wraz z kotłami odzysknicowymi zespołu EC III oraz kocioł wodny,
- pracują obie turbiny gazowe wraz z kotłami odzysknicowymi zespołu EC III oraz kocioł parowy i kocioł wodny,
- pracują obie turbiny gazowe wraz z kotłami odzysknicowymi zespołu EC III, blok gazowo- parowy zespołu EC I, z turbiną ciepłowniczą TC32,
- pracuje blok gazowo- parowy zespołu EC I z turbiną ciepłowniczą TC32,
- pracuje blok gazowo- parowy zespołu EC I z turbiną ciepłowniczą TC32 oraz kotłem parowym,
- pracuje blok gazowo- parowy zespołu EC I z turbiną ciepłowniczą TC32 oraz kotłem wodnym,
- pracuje blok gazowo- parowy zespołu EC I z turbiną ciepłowniczą TC32 oraz kotłem wodnym i kotłem parowym,
- pracuje kocioł parowy,
- pracuje kocioł wodny,
- pracuje kocioł parowy i kocioł wodny,
- pracują wszystkie obiekty spalania paliw.

### **3.2.1. Zespół EC I**

W skład zespołu EC I wchodzi:

- turbina gazowa GT8C,
- kocioł odzysknicowy typu OUG.

Turbina gazowa GT8C charakteryzuje się następującymi parametrami:

- |  |              |
|--|--------------|
| - nominalna moc elektryczna            | - 54,5 MW,   |
| - maksymalna moc elektryczna           | - 60,6 MW,   |
| - sprawność elektryczna (brutto)       | - 34,6 %,    |
| - temperatura gazów spalinowych        | - 517 °C,    |
| - natężenie przepływu gazów wylotowych | - 179 kg/s,  |
| - maksymalna ilość spalanego gazu      | - 7,94 kg/s. |

Parametry kotła odzysknicowego:

- rodzaj kotła - parowy, jednociągowy,
- maksymalna parowa wydajność - 140 Mg/h,
- nominalna moc cieplna - 60 MW,
- maksymalna moc cieplna (z dopalaniem) - 114 MW,
- wydajność kotła - 83,5 Mg (pary)/h,
- maksymalne zużycie gazu na dopalanie - 2,4 kg/s,
- temperatura pary wylotowej - 450 °C,
- ciśnienie pary wylotowej - 4 MPa.

Dostarczany do zakładu gaz ziemny spalany jest w komorze spalania turbiny gazowej GT8C.

W procesie spalania gazu energia chemiczna zawarta w paliwie zamienia się w energię cieplną spalin a następnie w energię elektryczną. Wytworzone w turbinie gorące spaliny kierowane są do kotła odzysknicowego, w którym energia cieplna spalin zamieniana jest na energię cieplną pary wodnej. Kocioł odzysknicowy produkuje parę poprzez odbieranie ciepła od spalin, w celu zwiększenia produkcji pary kocioł jest wyposażony w uzupełniający system spalania w postaci 6 palników dopalających (palniki układu dopalania), zasilanych gazem ziemnym zaazotowanym. Wytworzoną wysokoprężną parą zasilany jest kolektor zbiorczy, z którego zasilany jest turbozespół upustowo- kondensacyjny typu TC32 (oznaczony symbolem T6) znajdujący się w ECII, gdzie następuje zamiana energii cieplnej pary na energię mechaniczną ruchu obrotowego turbiny, wykorzystywaną w generatorze do wytwarzania energii elektrycznej. Para wylotowa z turbiny parowej TC32 może być wykorzystywana do zasilania potrzeb cieplnych odbiorców.

Zespół EC I posiada dwa emitory stalowe oznaczone symbolami E2 i E3.

Emitor E2, tzw. emitor „gorący”, wykorzystywany jest wyłącznie podczas pracy bloku gazowo-parowego na obciążeniu niższym od 38 MW (poniżej 70% mocy turbiny). Odprowadza on do powietrza tę część gorących spalin z turbiny gazowej, która nie może być wykorzystana w kotle odzysknicowym. Emitor E2 stanowi emitor awaryjny.

Emitor E3, tzw. emitor „zimny” wyprowadza do powietrza spaliny z kotła odzysknicowego podczas pracy bloku gazowo-parowego na obciążeniu nominalnym lub wyższym od nominalnego.

Gazy i pyły w spalinach powstających w czasie pracy bloku gazowo-parowego odprowadzane są do powietrza bez oczyszczenia.

W celu maksymalnego wykorzystania ciepła zawartego w spalinach wylotowych, a co za tym idzie, maksymalnego wykorzystania energii zawartej w paliwie gazowym w kotle odzysknicowym został zainstalowany podgrzewacz wody sieciowej. Spaliny, które są emitowane do atmosfery poprzez tzw. komin „zimny” posiadają temperaturę ok. 180°C i mogą służyć do podgrzania wody wykorzystywanej do celów ciepłowniczych. W efekcie temperatura spalin obniża się do ok. 120°C i wzrasta sprawność kotła. W podgrzewaczu nie jest spalane paliwo i nie są emitowane spaliny.

### **3.2.2. Zespól EC III**

Zespól EC III stanowi blok gazowo-parowy SCC-800 składający się z:

- dwóch turbin gazowych SGT-800 (TG11 i TG12),
- dwóch kotłów odzysknicowych typu HRSG (HRSG11 i HRSG12),
- turbozespołu parowego upustowo-kondensacyjnego SST-400 (TP10).

#### **Turbozespól gazowy**

Blok SCC-800 obejmuje dwie nowoczesne, przemysłowe turbiny gazowe SGT-800, które są bardzo dobrze przystosowane do pracy w cyklu kombinowanym, posiadając zarówno wysoką sprawność jak i wysoką energię spalin. Turbina gazowa SGT-800 jest wyposażona w układ palników niskoemisyjnych, które zapewnią niski poziom emisji tlenków azotu. W turbinie gazowej zachodzi proces przetwarzania energii chemicznej dostarczanej w paliwie na energię cieplną. Konwersja ta ma miejsce w komorze spalania turbiny, w której paliwo mieszane jest ze sprężonym powietrzem i spalane. Część energii cieplnej jest przekształcana w energię mechaniczną w części turbinowej, która z kolei napędza sprężarkę turbiny oraz generator prądu zmiennego. Znacząca część energii cieplnej opuszcza turbinę jako gorące spaliny.

Spaliny te są kierowane do kotła odzysknicowego. Każda z turbin współpracuje z generatorem AC czterobiegunowym, trójfazowym urządzeniem synchronicznym z bezpośrednio napędzanymi bezszczotkowymi wzbudnicami AC. Generator jest chłodzony powietrzem za pomocą chłodnic powietrze-woda i wyposażony w grzałki elektryczne pracujące na postoju.

Podstawowe parametry techniczne turbiny:

- nominalna moc elektryczna - 51 MW,
- maksymalna moc elektryczna - 56 MW,
- sprawność elektryczna (brutto) - 38 %,
- temperatura gazów spalinowych - 547 °C,
- przepływ spalin - 486 Mg/h
- wielkość zużycia gazu - 23 620 Nm<sup>3</sup>/h.

### **Kotły odzysknicowe**

Dwa kotły odzysknicowe bloku gazowo-parowego są kotłami dwuciśnieniowymi, walczakowymi z cyrkulacją naturalną, wyposażonymi w króćce: wlotowy i wylotowy, oraz kominami (emitory E4 i E5). W celu zwiększenia sprawności urządzenia, przed wlotem spalin do komina zainstalowany jest podgrzewacz wody sieciowej (ekonomizer). Para wysokoprężna (WP) i niskoprężna (NP) wytwarzana w kotle odzysknicowym jest doprowadzana do turbiny parowej przez główny układ pary. W turbinie parowej para jest rozprężana, a jej energia przekształcona na energię mechaniczną wykorzystywana jest do obracania wału generatora AC.

Para technologiczna do pokrycia potrzeb procesów przemysłowych jest pobierana z rurociągów upustowych turbiny. Rezerwowe doprowadzenie pary technologicznej, w przypadku, kiedy turbina parowa nie pracuje, może być zapewnione ze stacji redukcyjnej, redukującej ciśnienie i temperaturę pary w rurociągu parowym.

Podstawowe parametry techniczne kotła odzysknicowego:

- rodzaj kotła - parowy, jednociągowy, bez dopalania
- wydajność parowa - 74 Mg (pary)/h,
- nominalna moc cieplna - 65 MW,
- maksymalna moc cieplna - 70 MW,

- temperatura wylotowa spalin - 75 °C,

### **Turbozespół parowy upustowo – kondensacyjny**

W ramach bloku gazowo-parowego zespołu EC III zabudowano turbinę parową Siemens SST-400.

Turbozespół gazowo-parowy składa się z następujących modułów:

- turbina gazowo-parowa,
- generator,
- urządzenia pomocnicze,
- układ chłodzenia.

Podstawowe parametry techniczne turbiny upustowo-kondensacyjnej:

- nominalna moc elektryczna - 40,0 MW,
- maksymalna moc elektryczna - 43,3 MW,
- sprawność elektryczna (brutto) - 32,8 %,

Blok gazowo - parowy zespołu EC III wyposażony jest w urządzenia do pracy w trybie awarii. Są to dwa agregaty prądotwórcze opalane olejem napędowym uruchamiane samoczynnie w przypadku wystąpienia awarii. Moc znamionowa pojedynczego agregatu to 2 148 kVA, zużycie oleju napędowego to 0,298 Mg/h pracy.

Głównym paliwem bloku jest gaz ziemny zaazotowany Ln, który jest dostarczany rurociągiem gazowym. Jako paliwo rozruchowe i wykorzystywane do odstawienia bloku używany jest gaz ziemny z grupy E. Gaz ten może być również wykorzystywany jako paliwo dodatkowe w momencie kiedy ilość gazu Ln będzie ograniczała maksymalną moc zespołu EC III.

Podstawowe parametry techniczne nowego bloku gazowo-parowego

<b>Parametr</b>	<b>Jednostka</b>	<b>Wartość</b>
Typ turbiny gazowej	-	SGT-800
Producent	-	Siemens
Liczba turbin gazowych	szt.	2
Liczba turbin parowych upustowo-kondensacyjnych	szt.	1

Moc elektryczna turbiny gazowej	MW	51
Moc elektryczna turbiny upustowo-kondensacyjnej	MW	43,3
Moc cieplna (w paliwie) bloku gazowo-parowego	MW	293
Moc elektryczna bloku gazowo-parowego	MW	138
Sprawność turbiny gazowej	%	38
Sprawność elektryczna netto bloku gazowo-parowego	%	45,66* - 53,14**
Sprawność całkowita netto bloku gazowo-parowego	%	53,14** - 82,01*
Zużycie gazu wysokometanowego E*	Nm <sup>3</sup> /h	8,00
Zużycie gazu zaazotowanego Ln*	Nm <sup>3</sup> /h	41,00
Zużycie gazu Ln 100% (bez E)*	Nm <sup>3</sup> /h	52,00
Zużycie gazu E 100% (bez Ln)*	Nm <sup>3</sup> /h	30,00

\*- dla pracy bloku w trybie ciepłowniczym przy obciążeniu 100% i temperaturze – 18 °C

\*\*-dla pracy bloku w trybie kondensacyjnym przy obciążeniu 100% i temperaturze +15 °C

### **3.2.3. Kotłownia Szczytowo- Rezerwowa (KSR)**

W skład Kotłowni Szczytowo- Rezerwowej wchodzi jednostki wytwórcze opalane gazem ziemnym wysokometanowym E:

- kocioł parowy ZFR-X (K13) o nominalnej mocy 32,5 MW w paliwie,
- kocioł wodny UT-HZ (K14) o nominalnej mocy 34 MW w paliwie.

Kocioł wodny stanowi źródło szczytowe, jego czas pracy nie przekroczy 1 500 h/rok.

KSR przystosowana jest do pracy z istniejącą siecią ciepłowniczą we wszystkich możliwych wariantach: podstawowym, szczytowym i rezerwowym. Może samodzielnie dostarczać ciepło w wodzie oraz parę przegrzaną, pracować jako źródło wspomagające istniejącą instalację oraz jako źródło rezerwowe, w przypadku awarii innych urządzeń lub ewentualnego braku gazu zaazotowanego Ln.



W celu optymalizacji emisji, system wyposażony jest w układ recyrkulacji spalin, który częściowo zawraca spaliny do strumienia powietrza do spalania. Dodatek spalin obniża temperaturę szczytową w strefie spalania, ograniczając w ten sposób powstawanie tlenków azotu. Na jeden palnik przypada jedna linia recyrkulacji.

Kotły wyposażone są również w wymiennik ciepła spalin – ekonomizer. W wymienniku energia cieplna jest odzyskiwana ze spalin kotła co poprawia jego sprawność, zapewniając redukcję zużycia paliwa przy lepszych wartościach emisji spalin. Na wylocie z kotła zbudowana jest również kłapa spalin z ogranicznikiem ciśnienia w celu redukcji strat ciepła podczas wyłączenia palnika. Dla każdego urządzenia przewidziano automatyczny system regulacji i korekty zawartości tlenu w spalinach.

Spaliny z kotłów będą odprowadzane osobnymi przewodami o średnicy 1,3 m każdy, we wspólnym kominie o wysokości 35 m. Komin zostanie wyposażony we wszelkie niezbędne akcesoria umożliwiającą sprawną obsługę, w tym galerie CEMS, króćce pomiarowe, instalację odgromową, instalację odprowadzenia skroplin czy drabinę z koszem ochronnym.

Podstawowe parametry techniczne kotła parowego ZFR-X (K13):

- rodzaj kotła - dwupłomienicowy, płomienicowo-płomieniówkowy,
- moc produkcyjna (zainstalowana) - 31,6 MW,
- sprawność - 97,2%,
- moc nominalna (w paliwie) - 32,5,
- temperatura gazów spalinowych - 83°C

Podstawowe parametry techniczne kotła wodnego UT-HZ (K14):

- rodzaj kotła - dwupłomienicowy, płomienicowo-płomieniówkowy,
- moc produkcyjna (zainstalowana) - 32,5 MW,
- sprawność - 95,7%,
- moc nominalna (w paliwie) - 34,0

- temperatura gazów spalinowych - 120°C.

#### **4. Punkt 3.3. określający charakterystykę procesów wspólnych dla instalacji spalania paliw, otrzymuje brzmienie:**

### **3.3. Charakterystyka procesów wspólnych dla instalacji spalania paliw**

#### **3.3.1. Instalacje poboru i przygotowania wody**

Elektrociepłownia w Gorzowie Wielkopolskim jest zasilana w wodę z dwóch źródeł:

- z wodociągu miejskiego na potrzeby bytowe i porządkowe,
- z ujęcia wód powierzchniowych, z rzeki Warty, na potrzeby technologiczne.

Pobór wody powierzchniowej następuje zgodnie z warunkami określonymi w obowiązującym pozwoleniu wodnoprawnym na szczególne korzystanie z wód tj. pobór wód powierzchniowych z rzeki Warty.

Woda na potrzeby instalacji wymagającej pozwolenia zintegrowanego wykorzystywana jest do uzupełniania wody w chłodni kominowej i chłodniach wentylatorowych (woda zdekarbonizowana) i do produkcji pary (woda zdemineralizowana). Surowa woda pobierana z rzeki Warty wykorzystywana jest w procesie przygotowania mleka wapiennego.

Woda wykorzystywana w obiegach energetycznych jest uprzednio odpowiednio przygotowywana. Przygotowanie wody kotłowej, pobranej z rzeki Warty, jest procesem wspólnym dla całej instalacji spalania paliw tj. zespołu EC I, EC III oraz KSR.

Przygotowanie wody kotłowej polega w szczególności na:

- zmiękczeniu przez dekarbonizację i koagulację, wspomaganym przez dozowanie roztworu mleka wapiennego i roztworu PIX-113 ( $\text{FeSO}_4$ ),
- sedymentacji w komorze sedymentacyjnej,
- filtracji w żwirowych filtrach grawitacyjnych,
- zmiękczeniu w wymiennikach sodowych,
- demineralizacji, przy pomocy filtrów sorpcyjnych i wymienniczy jonitowych.

W stacji demineralizacji woda podlega kolejnym procesom:

- filtracji na filtrach żwirowych ciśnieniowych,
- wymianie jonowej na wymiennikach kationitowych,
- sorpcji na filtrach sorpcyjnych,
- wymianie jonowej na wymiennikach anionitowych słabo zasadowych,
- wymianie jonowej na wymiennikach silnie zasadowych,
- wymianie jonowej na wymiennikach dwujonitowych,

Tak przygotowana zdemineralizowana woda kotłowa jest kierowana do instalacji spalania paliw. KSR wyposażona jest w dodatkową instalację korekcji chemicznej wody służącej do odtlenienia i skorygowania pH uprzednio zdemineralizowanej wody.

Ścieki powstające w procesie demineralizacji wody, kierowane są do neutralizatora ścieków na terenie instalacji.

### **3.3.1.1. Korekta wody kotłowej**

Woda kotłowa, z której wytwarza się parę kierowaną do turbin musi charakteryzować się bardzo wysoką czystością i odpowiednimi parametrami. Uzyskuje to się poprzez dozowanie do wody zasilającej lub kotłowej fosforanu trójsodowego. Zmiękczenie wody fosforanami polega na strącaniu praktycznie nierozpuszczalnych fosforanów wapnia i magnezu, dzięki czemu osiągalna jest bardzo mała twardość szczytkowa. Wytrącone osady (muły) jako cięższe od wody gromadzą się w dolnych komorach kotła, skąd są okresowo usuwane w procesie odmulania kotła. W skład stacji dawkowania fosforanu na instalacji EC II wchodzi zbiornik wykonany ze stali kwasoodpornej o pojemności ok. 300 dm<sup>3</sup>, pompka dozująca oraz szczelny pojemnik na fosforan. W skład stacji dawkowania fosforanu na instalacji KSR wchodzi zbiornik wykonany z tworzywa sztucznego odpornego na działanie kwasów i zasad (półprzezroczystego polietylenu odpornego na uderzenia) o pojemności ok. 200 dm<sup>3</sup>, pompa dozująca, mieszadło oraz wanna odciekowa.

W przypadku kotłów odzysknicowych (EC III), do kondycjonowania wody kotłowej stosuje się fosforan trójsodowy i wodny roztwór amoniaku.

W skład stacji dawkowania fosforanu na instalacji KSR wchodzi zbiornik wykonany z tworzywa sztucznego odpornego na działanie kwasów i zasad (półprzezroczystego

polietylenu odpornego na uderzenia) o pojemności ok. 200 dm<sup>3</sup>, pompa dozująca, mieszadło oraz wanna ociekowa.

### **3.3.1.2. Korekta wody zasilającej**

Woda zasilająca kotły parowe w EC I (kocioł odzysknicowy), EC III (dwa kotły odzysknicowe) oraz KSR (kocioł parowy) poddawana jest procesowi demineralizacji na wymiennikach jonitowych oraz procesowi odgazowywania w odgazowywaczach termicznych. Procesy te zapewniają bardzo wysoką jakość wody jednak nie gwarantują całkowitego usunięcia tlenu, który może być przyczyną korozji tlenowej. Do procesów odgazowywania w EC I stosowana jest dietylohydroksyloamina. Woda zasilająca kotły odzysknicowe na bloku EC III podlega ciągłej kontroli. Zawór ciągłego spustu jest umieszczony na linii odmulania ciągłego celem utrzymania prawidłowej jakości wody w walczaku kotła. Aby utrzymać zawartość substancji stałych na stałym poziomie, ilość wody usunięta przez spust musi równać się ilości wody wprowadzonej w postaci wody uzupełniającej. Maksymalna dozowana ilość substancji stałych w kotle zmienia się w zależności od ciśnienia wewnętrznego. Szybkość odmulania jest sterowana przez ciągły pomiar przewodnictwa. Jakość wody zasilającej korygowana jest poprzez dozowanie amoniaku. W przypadku KSR zastosowano układ odtleniania, w którym stosowany jest środek chemiczny PROX100.

### **3.3.2. Układ chłodzenia**

Układ chłodzenia jest układem zamkniętym, gdzie ubytki wody uzupełniane są wodą zdekarbonizowaną. Do zasilania bloku gazowo-parowego Zespołu EC I, używana jest, krążąca w obiegu zamkniętym, uzdatniona woda z ujęcia powierzchniowego z rzeki Warty.

Chłodnia kominowa jest obiektem systemu chłodzenia EC I, która posiada hiperboloidalny komin wsparty na prefabrykowanych żelbetowych słupach podbudowy. Żelbetowy zbiornik wody chłodzącej stanowi niezależną konstrukcję nie związaną z fundamentami i słupami podbudowy. Średnica zbiornika wynosi ok. 46 m. Spływ z chłodni skierowany jest dwoma rurociągami do studni przelewowej, skąd dalej rurociągiem do zasilania pomocniczego i głównego obiegu chłodzenia urządzeń EC I. Woda pochłodnicza z urządzeń odprowadzana jest kolektorem do chłodni kominowej. Pochodzące z tej instalacji ścieki odprowadzane są bezpośrednio do zakładowej kanalizacji ścieków przemysłowych.

Układ chłodzenia bloku ECIII jest również układem zamkniętym. Chłodnia wentylatorowa składa się z trzech celek, z których każda stanowi technologicznie oddzielne urządzenie. Celki ustawione są w szeregu jedna obok drugiej. Liczba pracujących celek chłodni wynika z wielkości i zakresu zmienności obciążenia hydraulicznego systemu chłodniczego. Pochodzące z tej instalacji ścieki odprowadzane są bezpośrednio do zakładowej kanalizacji ścieków przemysłowych.

Chłodzenie KSR realizowane jest poprzez ogólny system wentylacji kotłowni.

### **3.3.3. Odprowadzanie ścieków**

W wyniku procesów prowadzonych w instalacjach i urządzeniach, należących do Elektrociepłowni w Gorzowie Wielkopolskim, powstają następujące rodzaje ścieków:

- ścieki przemysłowe (poprodukcyjne),
- ścieki bytowe.

Znajdująca się na terenie elektrociepłowni kanalizacja służy do zbierania ścieków powstających na terenie EC i do przekazywania ich do kanalizacji zarządzanej przez Zakład Energoelektryczny „ENERGO-STIL”. Przejmowanie ścieków następuje zgodnie z obowiązującą umową cywilno-prawną.

Istniejąca na terenie elektrociepłowni sieć kanalizacyjna składa się z:

- kanalizacji deszczowo-przemysłowej (kanalizacja płytka), gdzie napływają wody opadowe oraz ścieki przemysłowe,
- kanalizacji sanitarnej (kanalizacja głęboka), przejmującej ścieki z obiektów i urządzeń socjalno – bytowych EC oraz z obiektów Rejonu Energetycznego.

Instalacje eksploatowane na terenie zakładu wytwarzają ścieki przemysłowe. Ściekami powstającymi w instalacji uzdatniania wody w procesie demineralizacji wody, zlokalizowanej na terenie instalacji spalania paliw są:

- ścieki alkaliczne z regeneracji mas anionitowych,
- ścieki kwaśne z regeneracji mas kationowych,
- ścieki solankowe alkaliczne z regeneracji sorbentów,

- ścieki słabozasolone lub czyste z rozpuszczenia i płukania końcowego wymienników oraz sond pomiarowych i próbopoborników,
- ścieki solankowe z regeneracji wymienników sodowych.

Do neutralizacji ścieków przemysłowych ze stacji demineralizacji wody służy neutralizator. Jest to obiekt wolnostojący, złożony z trzech komór neutralizacyjnych oraz budynku maszynowni. Neutralizacja ścieków następuje w wyniku:

- samoneutralizacji przez wymieszanie przy pomocy sprężonego powietrza, zgromadzonych w neutralizatorze ścieków kwaśnych i alkalicznych,
- korekcji odczynu ścieków do wymaganych parametrów przez oznaczanie pH, kwaśności lub zasadowości,
- neutralizacji końcowej przy pomocy kwasu solnego lub ługu sodowego, dozowanych porcjami z dawkowników zlokalizowanych w budynku maszynowni.

Decyzja o zrzucie ścieków do kanalizacji podejmowana jest przez dyżurnego inżyniera ruchu, po zgłoszeniu przez mistrza zmianowego. Oczyszczone ścieki z neutralizatora, o właściwych parametrach przesyłane są kanalizacją do kolektora na terenie firmy „ENERGO-STIL” Sp. z o.o.

Woda z odsalania chłodni hiperboidalnej kierowana jest do kanalizacji ścieków przemysłowych. Woda z odsalania chłodni wentylatorowych EC III oraz wody opadowe i roztopowe z dachu EC III kierowane są do kanalizacji ścieków przemysłowych.

Powierzchnie, z których odpływają wody opadowe lub roztopowe z terenu Zakładu, w tym z terenu instalacji spalania paliw, to:

- dachy budynków,
- drogi i place wewnętrzne,
- powierzchnie magazynowania węgla,
- powierzchnie magazynowania odpadów inertnych.

Wody opadowe i roztopowe spływające z ww. powierzchni nie są zanieczyszczone substancjami chemicznymi niebezpiecznymi dla środowiska naturalnego. Zakład nie ma placów otwartych, na których magazynuje substancje ropopochodne i inne substancje chemiczne. Wody opadowe przesyłane są kanalizacją do kolektora na terenie Zakładu Energoelektrycznego „ENERGO-STIL” Sp. z o.o., skąd trafiają do końcowego odbiornika, tj. do rzeki Warty. Wody opadowe i roztopowe z powierzchni dachu EC III odprowadzane są wraz z wodami pochłoniczymi (odsolinami) z trzech chłodni wentylatorowych do jednego kolektora, a następnie kierowane są do kanalizacji ścieków przemysłowych.

Wszystkie ścieki z kanalizacji sanitarnej napływają do studzienki nr 11, znajdującej się za trafostacją na granicy między elektrociepłownią i terenem byłego ZWCh STILON, i dalej grawitacyjnie spływają do kanalizacji Zakładu Energoelektrycznego „ENERGO-STIL” Sp. z o.o.

Stąd ścieki odprowadzane są do kolektora miejskiego, którym kierowane są na oczyszczalnię ścieków dla Miasta Gorzowa Wlkp., zlokalizowaną w Łupowie, gm. Bogdaniec, skąd po oczyszczeniu odprowadzane są do rzeki Warty. Studzienka nr 11 jest punktem poboru ścieków do analiz chemicznych.

**5. Punkt 4 określający rodzaje wykorzystywanej energii, surowców i paliw, otrzymuje brzmienie:**

**4. RODZAJE I ILOŚCI WYKORZYSTYWANYCH SUROWCÓW, MATERIAŁÓW, PALIW I ENERGII**

**4.1. Parametry produkcji**

- łączna moc nominalna - 564,5 MW
- produkcja energii elektrycznej - 1 400 000 MWh/rok
- produkcja energii cieplnej - 1 950 000 GJ/rok

#### 4.2. Rodzaje i ilości wykorzystywanej energii, surowców, paliw

Lp.	Rodzaj surowca/ preparatu	Jednostka	Ilość
<b>Surowce i energia</b>			
1	Gaz ziemny zaazotowany Ln	m <sup>3</sup> /rok	325 000 000
2	Gaz ziemny wysokometanowy	m <sup>3</sup> /rok	111 000 000
3	Woda do celów produkcyjnych	m <sup>3</sup> /rok	1 500 000
4	Energia elektryczna na potrzeby własne	MWh/rok	45 000
5	Olej napędowy na potrzeby agregatów prądotwórczych zespołu ECIII	Mg/rok	150
<b>Preparaty do korekcji wody kotłowej</b>			
6	Fosforan trójsodowy 12-wodny stały	Mg/rok	1,6
7	PROX-100 (25-30% dwuetylohydroksyamina)	Mg/rok	1,0
8	Amoniak roztwór wodny 25%	Mg/rok	1,0
<b>Preparaty do uzdatniania wody</b>			
9	Wapno hydratyzowane	Mg/rok	518
10	PIX-113 (36-41% roztwór siarczanu żelaza)	Mg/rok	45
11	Kwas solny 31-34%	Mg/rok w przeliczeniu na 100%	100
12	Wodorotlenek sodu 49-51%	Mg/rok w przeliczeniu na 100%	100
13	Chlorek sodu	Mg/rok	40
<b>Preparaty używane w chłodni kominowej ECI</b>			
14	Podchloryn sodu- roztwór wodny 15%	Mg/rok	0,3
<b>Preparaty używane w chłodni wentylatorowej ECIII</b>			
15	Kwas solny 31-34%	Mg/rok	6,0
16	Chloryn sodu 25%	Mg/rok	6,0



17	Kwas siarkowy 96%	Mg/rok	1,2
18	Antyskalant Ergolid A (płyn niskokrzepnący zawierający glikol etylowy o stężeniu 22-49%)	Mg/rok	5,0

#### **4.3. Charakterystyka stosowanych paliw**

Bloki gazowo - parowe EC III oraz EC I zasilane są gazem zaazotowanym Ln z Kopalni Ropy i Gazu Dębno. Gaz ten dostarczany jest do stacji redukcyjno - pomiarowej przy granicy zakładu. Zadaniem stacji jest filtracja, podgrzanie, redukcja oraz pomiary przepływu i jakości gazu. Paliwem służącym do rozruchu oraz paliwem pomocniczym jest gaz ziemny wysokometanowy E. KSR zasilana będzie gazem wysokometanowym E z dedykowanej stacji przygotowania gazu.

Parametry gazu zaazotowanego Ln:

- wartość opałowa  $\geq 20 \text{ MJ/Nm}^3$ ,
- zawartość siarki całkowitej  $\leq 40 \text{ mg/Nm}^3$
- zawartość metanu poniżej 80 % mol

Parametry gazu wysokometanowego E:

- wartość opałowa  $\geq 31 \text{ MJ/Nm}^3$ ,
- zawartość siarki całkowitej  $\leq 40 \text{ mg/Nm}^3$ ,
- zawartość pyłu o średnicy cząstek większej niż  $5 \mu\text{m} \leq 1,0 \text{ mg/m}^3$ ,
- zawartość metanu powyżej 80% mol.

**6. Punkt 5.1.1. określający rodzaje i ilości odpadów dopuszczonych do wytwarzania w wyniku eksploatacji instalacji, otrzymuje brzmienie:**

**5.1.1. Rodzaje i ilości odpadów dopuszczonych do wytwarzania w wyniku eksploatacji instalacji:**

Kod odpadu	Rodzaj odpadu	Ilość [Mg/rok]	Źródło powstawania
<b>Odpady wytwarzane w wyniku eksploatacji instalacji wymagającej pozwolenia zintegrowanego</b>			
08 03 18	Odpadowy toner drukarski inny niż wymieniony w 08 03 17	1,00	Zużyte tonery drukarek laserowych lokalnych i sieciowych w pomieszczeniach sterowniczych
13 02 08*	Inne oleje silnikowe, przekładniowe i smarowe	30,00	Odpady powstają przy prowadzeniu prac związanych z naprawą i konserwacją w silnikach, układach smarujących turbin
13 03 07*	Mineralne oleje i ciecze stosowane jako elektrolizatory oraz nośniki ciepła niezawierające związków chlorowco-organiczných	20,00	Odpady powstają przy wymianie olejów w układach chłodzących transformatorów łączników elektrycznych, kondensatorów i kabli.
15 02 02*	Sorbenty, materiały filtracyjne (w tym filtry olejowe nieujęte w innych grupach), tkaniny do wycierania (np. szmaty, ścierki) i ubrania ochronne zanieczyszczone substancjami niebezpiecznymi (np. PCB)	4,50	Odpady powstają przy usuwaniu ewentualnych rozlewów płynów eksploatacyjnych i w wyniku czyszczenia oraz konserwacji maszyn i urządzeń. Natomiast sorbenty np. w wyniku likwidacji rozlanych substancji używanych do konserwacji urządzeń, w postaci zanieczyszczonego granulatu sorbującego rozlaną substancję – odpady nie zawierają PCB.
15 02 03	Sorbenty, materiały filtracyjne, tkaniny do wycierania (np. szmaty, ścierki) i ubrania ochronne inne niż wymienione	7,50	Zużyte filtry powietrza z bloku gazowo- parowego, sorbenty nie zawierające substancji niebezpiecznych

	w 15 02 02		powstające w czasie remontów urządzeń
16 02 13*	Zużyte urządzenia zawierające niebezpieczne elementy inne niż wymienione w 16 02 09 do 16 02 12	1,00	Zużyte urządzenia komputerowe starowania instalacją spalania, świetlówki i lampy żarowe wysokoprężne
16 02 14	Zużyte urządzenia inne niż wymienione w 16 02 09 do 16 02 13	5,00	Zużyte urządzenia komputerowe sterowania instalacją spalania
16 02 15*	Niebezpieczne elementy lub części składowe usunięte ze zużytych urządzeń	5,00	Zużyte urządzenia komputerowe sterowania instalacją spalania zawierające elementy niebezpieczne
16 12 16	Elementy usunięte ze zużytych urządzeń inne niż wymienione w 16 02 15	5,00	Zużyte urządzenia komputerowe sterowania instalacją
16 06 04	Baterie alkaliczne (z wyłączeniem 16 06 03)	0,50	Z zegarów, latarek, urządzeń elektrycznych i elektronicznych oraz aparatury kontrolno-pomiarowej instalacji
16 06 05	Inne baterie i akumulatory	0,40	Z zegarów, pilotów, latarek, urządzeń elektrycznych i elektronicznych instalacji
17 01 07	Zmieszane odpady z betonu, gruzu ceglanego, odpadowych materiałów ceramicznych i elementów wyposażenia inne niż wymienione w 17 01 06	450,00	Odpady z remontów urządzeń energetycznych, stacji pomp
17 04 05	Żelazo i stal	700,00	Z remontów maszyn i urządzeń energetycznych i elektrycznych, złomowane części
17 06 04	Materiały izolacyjne inne niż wymienione w 17 06 01 do 17 06 03	30,00	Materiały izolacyjne z remontów urządzeń energetycznych, ciepłowniczych,
<b>Odpady wytwarzane w wyniku eksploatacji instalacji pomocniczych</b>			
06 04 04*	Odpady zawierające rtęć	0,50	Odpady powstałe przy likwidacji manometrów zawierających rtęć
07 02 80	Odpady z przemysłu gumowego i produkcji gumy	5,00	Przeterminowane i uszkodzone elektroizolacyjne buty, rękawice, dywaniki oraz pasy klinowe i taśmociągi do

			transportu węgla
13 01 10*	Mineralne oleje hydrauliczne niezawierające związków chlorowcoorganicznych	1,00	Odpady powstają przy prowadzeniu prac związanych z naprawą i konserwacją maszyn.
13 01 12*	Oleje hydrauliczne łatwo ulegające biodegradacji	1,00	Odpady powstają przy prowadzeniu prac związanych z naprawą i konserwacją maszyn.
13 02 05*	Mineralne oleje silnikowe, przekładniowe i smarowe niezawierające związków chlorowcoorganicznych	1,00	Odpady powstają przy prowadzeniu prac związanych z naprawą i konserwacją.
13 02 06*	Syntetyczne oleje silnikowe, przekładniowe i smarowe	1,00	Odpady powstają przy prowadzeniu prac związanych z naprawą i konserwacją
13 05 02*	Szlamy z odwadniania olejów w separatorach	1,00	Odpady powstają z czyszczenia separatorów oleju opałowego i oleju transformatorowego
15 02 02*	Sorbenty, materiały filtracyjne (w tym filtry olejowe nieujęte w innych grupach), tkaniny do wycierania (np. szmaty, ścierki) i ubrania ochronne zanieczyszczone substancjami niebezpiecznymi (np. PCB)	0,50	Odpady powstają przy usuwaniu ewentualnych rozlewów płynów eksploatacyjnych substancjami niebezpiecznymi, w wyniku czyszczenia oraz konserwacji maszyn i urządzeń jak też w wyniku likwidacji rozlanych substancji używanych do konserwacji urządzeń, w postaci zanieczyszczonego granulatu sorbującego rozlaną substancję- odpady nie zawierają PCB
16 01 17	Metale żelazne	1,00	Odpady powstałe w wyniku remontów urządzeń i instalacji

16 05 09	Zużyte chemikalia inne niż wymienione w 16 05 06, 16 05 07 lub 16 05 08	5,00	Zużyte, zanieczyszczone lub przeterminowane chemikalia produkcyjne do uzdatniania wody i pary w obiegach wodno-parowych instalacji spalania
16 06 01*	Baterie i akumulatory ołowiowe	1,00	Zużyte baterie i akumulatory podtrzymujące systemy energetyczne
16 06 04	Baterie alkaliczne (z wyłączeniem 16 06 03)	1,00	Z zegarów, latarek, urządzeń elektrycznych i elektronicznych oraz aparatury kontrolno-pomiarowej
16 06 05	Inne baterie i akumulatory	0,60	Z zegarów, pilotów, latarek, urządzeń elektrycznych i elektronicznych
17 01 01	Odpady betonu oraz gruz betonowy z rozbiórek i remontów	50,00	Odpady z remontów urządzeń energetycznych,
17 01 07	Zmieszane odpady z betonu, gruzu ceglanego, odpadowych materiałów ceramicznych i elementów wyposażenia inne niż wymienione w 17 01 06	50,00	Odpady z remontów urządzeń energetycznych,
17 02 04*	Odpady drewna, szkła i tworzyw sztucznych zawierające lub zanieczyszczone substancjami niebezpiecznymi (np. drewniane podkłady kolejowe)	20,00	Podkłady kolejowe-belki drewniane z wymiany na torach po których dowożony jest węgiel na składowisko węgla .
17 03 80	Odpadowa papa	20,00	Odpadowa papa pochodzi z remontów budynków oraz z wymienianych izolacji obiektów energetycznych
17 04 01	Miedź, brąz, mosiądz	4,00	Z remontów urządzeń energetycznych i elektrycznych, złomowane części urządzeń
17 04 02	Aluminium	2,00	Z remontów urządzeń energetycznych i elektrycznych, złomowane

			części urządzeń, głównie z kabli
17 04 04	Cynk	1,00	Z remontów urządzeń energetycznych i elektrycznych, złomowane części urządzeń, izolacji ciepłowniczych, jako metal pokrywający blachy i chroniący je przed korozją
17 04 05	Żelazo i stal	50,00	Z remontów maszyn i urządzeń energetycznych i elektrycznych, złomowane części
17 04 07	Mieszanki metali	2,00	Z remontów urządzeń energetycznych i elektrycznych, złomowane części urządzeń
17 04 10*	Kable zawierające ropę naftową, smołę i inne substancje niebezpieczne	20,00	Zużyte kable z wymiany w urządzeniach energetycznych
17 04 11	Kable inne niż wymienione w 17 04 10	8,00	Kable energetyczne z wymiany i remontów instalacji
17 06 01*	Materiały izolacyjne zawierające azbest	1,00	Materiały izolacyjne z wymiany uszczelnień, łączeń instalacji ciepłowniczych i energetycznych
17 09 04	Zmieszane odpady z budowy, remontów i demontażu inne niż wymienione w 17 09 01, 17 09 02 i 17 09 03	5,00	Zmieszane odpady z budowy, remontów urządzeń energetycznych, ciepłowniczych,
19 09 03	Osady z dekarbonizacji wody	2 500,00	Osady z procesu uzdatniania wody do celów energetycznych – zmiękczenie metodą wapienną (dekarbonizacja i filtracja).
19 09 04	Zużyty węgiel aktywny	10,00	Z procesu uzdatniania wody z wymiany zużytego węgla w filtrach sorpcyjnych na stacji uzdatniania wody do

			celów energetycznych
19 09 05	Nasycone lub zużyte żywice jonowymienne	10,00	Z procesu uzdatniania wody (demineralizacja) z wymiany w instalacji uzdatniania (demineralizacji i zmiękczenia wody) na stacji uzdatniania wody do celów energetycznych

7. W punkcie 5.1.2. określającym podstawowy skład chemiczny i właściwości wytwarzanych odpadów oraz miejsce ich magazynowania i sposób dalszego postępowania, wykreślić zapisy dotyczące odpadów o kodzie 10 01 80- mieszanki popiołowo- żużłowe z mokrego odprowadzania odpadów paleniskowych.

8. Punkt 5.2. określający wielkość dopuszczalnej emisji gazów i pyłów do powietrza, otrzymuje brzmienie:

5.2. Wielkość dopuszczalnej emisji gazów lub pyłów do powietrza

5.2.1. Ilości i rodzaje gazów i pyłów dopuszczone do wprowadzania do powietrza przy spalaniu gazu w bloku gazowo- parowym zespołu EC I

Rodzaj emitowanej substancji	Nr CAS	Standardy emisyjne substancji w mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> przy zawartość 15% tlenu w gazach odlotowych *	
		Emitor E3	
Dwutlenek siarki	7446-09-5	12	
Tlenki azotu	10102-44-0	120	
Pył	-	5	
Rodzaj emitowanej substancji	Nr CAS	Średni roczny poziom emisji [mg/m <sup>3</sup> ]	
Tlenek węgla	630-08-0	100	
<b>Warunki wprowadzania gazów i pyłów do powietrza</b>			

Wysokość emitora	[m]	45
Średnica emitora	[m]	3,5
Rodzaj emitora	-	Stalowy, otwarty
Czas pracy	[h/rok]	3 120

\* Standar obowiązuje przy obciążeniu turbiny większym niż 70%

## **5.2.2. Ilości i rodzaje gazów i pyłów dopuszczone do wprowadzania do powietrza przy spalaniu gazu w nowym bloku gazowo- parowym zespołu EC III**

### **5.2.2.1. Ilości i rodzaje gazów i pyłów dopuszczone do wprowadzania do powietrza przy spalaniu mieszaniny gazu Ln i gazu ziemnego wysokometanowego typu E o zawartości metanu poniżej 80%**

Rodzaj emitowanej substancji	Nr CAS	Standardy emisyjne substancji w mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> przy zawartość 15% tlenu w gazach odlotowych *	
		Dla emitora E4	Dla emitora E5
Pył	-	5	5
Dwutlenek siarki	7446-09-5	12	12
Tlenki azotu	10102-44-0	50	50
Rodzaj emitowanej substancji	Nr CAS	Wskaźnikowo średni roczny poziom emisji [mg/m <sup>3</sup> ]	
Tlenek węgla	630-08-0	100	100
Warunki wprowadzania gazów i pyłów do powietrza			
Wysokość emitora	[m]	50	50
Średnica emitora	[m]	2,9	2,9
Rodzaj emitora	-	Stalowy, otwarty	Stalowy, otwarty
Czas pracy	[h/rok]	8760	8 760

\*- Standar obowiązuje przy obciążeniu turbiny większym niż 70%



**5.2.2.2. Ilości i rodzaje gazów i pyłów dopuszczone do wprowadzania do powietrza przy spalaniu mieszaniny gazu Ln i E o zawartości metanu powyżej 80% oraz przy spalaniu 100% gazu ziemnego wysokometanowego typu E**

Rodzaj emitowanej substancji	Standardy emisyjne substancji w mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> przy zawartości 15% tlenu w gazach odlotowych *					
	Dla emitora E4			Dla emitora E5		
	Średnia dobową 110% standardu	Średnia miesięczna 100% standardu	Średnia roczna 100% standardu	Średnia dobową 110% standardu	Średnia miesięczna 100% standardu	Średnia roczna 100% standardu
Pył	5,5	5	5	5,5	5	5
Dwutlenek siarki	13,2	12	12	13,2	12	12
Rodzaj emitowanej substancji	Średnia dobową BAT-AELs	Średnia miesięczna 100% standardu	Średnia roczna BAT-AELs	Średnia dobową BAT-AELs	Średnia miesięczna 100% standardu	Średnia roczna BAT-AELs
Tlenki azotu	55	50	45	55	50	45
Rodzaj emitowanej substancji	Wskaźnikowo średni roczny poziom emisji [mg/m <sup>3</sup> ]					
Tlenek węgla	100			100		
Warunki wprowadzania gazów i pyłów do powietrza						
Wysokość emitora [m]	50			50		
Średnica emitora [m]	2,9			2,9		
Rodzaj emitora	Stalowy, otwarty			Stalowy, otwarty		
Czas pracy [h/rok]	8 760			8 760		

\*- Standar obowiązuje przy obciążeniu turbiny większym niż 70%

**5.2.3. Ilości i rodzaje gazów i pyłów wprowadzanych do powietrza przy spalaniu gazu w kotłowni szczytowo- rezerwowej KSR**

Rodzaj zanieczyszczenia	Dopuszczalna emisja ze źródła spalania paliw o nominalnej mocy cieplnej dostarczonej w paliwie 66,5 MW (każdy przewód emitora E1/1 i 1/2)		
	Dopuszczalna wielkość emisji wynikająca z granicznych wielkości emisyjnych BAT-AELs, dla nowych źródeł spalających gaz ziemny		Standard emisyjny ze spalania gazu ziemnego dla nowych źródeł
	Średnia roczna <sup>1)</sup>	Średnia dobową <sup>2)</sup>	
Dwutlenek siarki	-	-	35
Tlenki azotu	60	85	100

Tlenek węgla	100	-	100
Pył	-	-	5
<b>Warunki wprowadzania gazów i pyłów do powietrza</b>			
Emitor	E1/1		E1/2
Wysokość emitora [m]	35		35
Średnica emitora [m]	1,3		1,3
Rodzaj emitora	Stalowy, otwarty		Stalowy, otwarty
Czas pracy [h/rok]	5000		1 499 (źródło szczytowe)

Stężenie substancji w gazach odlotowych odniesione do warunków umownych temperatury 273,15 K, ciśnienia 101,3 kPa, w przeliczeniu na 3% O<sub>2</sub>

- 1) Średnia z okresu jednego roku obliczona dla ważnych średnich wartości godzinnych uzyskanych w wyniku ciągłych pomiarów
- 2) Średnia z okresu 24 godzin obliczona dla ważnych średnich wartości godzinnych uzyskanych w wyniku ciągłych pomiarów

#### **5.2.4. Ilości i rodzaje gazów i pyłów dopuszczone do wprowadzania dla całej instalacji**

Rodzaj emitowanej substancji	Nr CAS	Wielkość emisji [Mg/rok]
Dwutlenek siarki	7446-09-5	133,6
Tlenki azotu	10102-44-0	725
Pył	-	53,4
Tlenek węgla	630-08-0	1074

#### **5.2.5. Warunki lub parametry charakteryzujące prace instalacji, określające moment zakończenia jej rozruchu i moment rozpoczęcia jej wyłączenia:**

Turbina gazowa GT8C (zespół EC I) może być w czterech stanach: postoju, rozruchu, pracy i wyłączenia. Rozruch turbiny rozpoczyna się od zapłonu gazu i trwa do momentu osiągnięcia 70% znamionowej mocy elektrycznej generatora turbiny. Po rozruchu turbina przechodzi do stanu pracy. Przy zwykłej eksploatacji czas rozruchu turbiny trwa około 7 godzin. Przy wyłączeniu turbiny następuje stopniowe zmniejszanie mocy turbiny. Po osiągnięciu mocy znamionowej generatora poniżej 70% następuje przejście turbiny w stan wyłączenia, co trwa około 2 godziny, aż do wygaszenia palników, po którym turbina przechodzi w stan postoju.

Dla EC I wprowadza się także rozruchy próbne:

- po remoncie trwający 72h, w którym moc znamionowa generatora turbiny jest mniejsza niż 70% mocy znamionowej,
- po dokonaniu modernizacji, trwający do 720 h, w którym moc znamionowa generatora turbiny jest mniejsza niż 70% mocy znamionowej.

Emisje z okresów rozruchu i wyłączenia kierowane na komin zimny E3, w przypadku braku danych historycznych, należy określać na podstawie poniższych wskaźników:

- SO<sub>2</sub> - 48 mg/m<sup>3</sup> rozruchu,
- NO<sub>x</sub> - 480 mg/m<sup>3</sup> rozruchu,
- pył - 20 mg/m<sup>3</sup> rozruchu,
- CO - 400 mg/m<sup>3</sup> rozruchu.

**Blok gazowo - parowy (zespół EC III)** składa się z dwóch turbin gazowych (TG11 i TG12) i dwóch kotłów odzysknicowych (HRSG11 i HRSG12). Każda z dwóch turbin może być w czterech stanach skupienia: postoju, rozruchu, pracy i wyłączenia. Rozruch turbiny rozpoczyna się od zapłonu gazu i trwa do momentu osiągnięcia 70% znamionowej mocy elektrycznej generatora turbiny. Po rozruchu turbina przechodzi do stanu pracy. Czas rozruchu turbiny i kotła trwa około 4 godzin. Przy wyłączeniu turbiny następuje stopniowe zmniejszanie jej mocy. Po osiągnięciu mocy znamionowej generatora poniżej 70% następuje przejście turbiny w stan wyłączania, co trwa około 2 godzin, aż do wygaszenia palników, po którym turbina przechodzi w stan postoju.

Dla EC III wprowadza się także rozruchy próbne:

- po remoncie trwający 72h, w którym moc znamionowa generatora turbiny jest mniejsza niż 70% mocy znamionowej,
- po dokonaniu modernizacji, trwający do 720 h, w którym moc znamionowa generatora turbiny jest mniejsza niż 70% mocy znamionowej.

Emisje z okresów rozruchu i wyłączenia kierowane odpowiednio na emitory E4 i E5, w przypadku braku danych historycznych, należy określać na podstawie poniższych wskaźników:

- SO<sub>2</sub> - 48 mg/m<sup>3</sup> rozruchu,
- NO<sub>x</sub> - 480 mg/m<sup>3</sup> rozruchu,
- pył - 20 mg/m<sup>3</sup> rozruchu,
- CO - 400 mg/m<sup>3</sup> rozruchu.

**Kotłownia Szczytowo-Rezerwowa (KSR)** będzie przystosowana do pracy z istniejącą siecią ciepłowniczą we wszystkich możliwych wariantach: podstawowym, szczytowym i rezerwowym. Będzie mogła samodzielnie dostarczać ciepło w wodzie oraz parę przegrzaną, pracować jako źródło wspomagające istniejącą instalację oraz jako źródło rezerwowe, w przypadku awarii innych urządzeń lub ewentualnego braku gazu ziemnego zaazotowanego Ln.

Minimalna wydajność kotłów gazowych wynosi 25% ich nominalnego obciążenia, w związku z czym wartość mocy progowej obciążenia, określającej zarówno punkt końcowy okresu rozruchu jak i punkt początkowy okresu wyłączenia wynosi:

- kocioł parowy ZRF-X (K13) – 8,1 MW,
- kocioł wodny UT-HZ (K14) – 8,5 MW.

Emisje z okresów rozruchu i wyłączenia kierowane odpowiednio na emitory E1/1 i E1/2, w przypadku braku danych historycznych, należy określać na podstawie poniższych wskaźników:

- SO<sub>2</sub> - 48 mg/m<sup>3</sup> rozruchu,
- NO<sub>x</sub> - 480 mg/m<sup>3</sup> rozruchu.
- pył - 20 mg/m<sup>3</sup> rozruchu,
- CO – 400 mg/m<sup>3</sup> rozruchu.

**9. Punkt 5.3.2. określający ilość i skład ścieków, które nie są wprowadzane do wód lub do ziemi, otrzymuje brzmienie:**

**5.3.2. Ilość, stan i skład ścieków, które nie są wprowadzane do wód lub do ziemi**

W wyniku funkcjonowania instalacji spalania paliw powstają ścieki przemysłowe (mieszanka ścieków przemysłowych oraz wód opadowych i roztopowych), w ilości:

$$Q_{\max s} = 0,083 \text{ m}^3/\text{s},$$

$$Q_{\text{śr. d}} = 1643,8 \text{ m}^3/\text{d},$$

$$Q_{\text{dop roczne}} = 600\,000,0 \text{ m}^3/\text{rok}.$$

Woda z odsalania chłodni hiperboidalnej kierowana jest do kanalizacji przemysłowej. Woda z odsalania chłodni wentylatorowych EC III oraz wody opadowe i roztopowe z dachu nBGP kierowane są do kanalizacji przemysłowej.

Ścieki przemysłowe powstające na terenie Zakładu, w tym ścieki przemysłowe z instalacji wymagającej pozwolenia zintegrowanego, wprowadzane są do kanalizacji zewnętrznej należącej do Zakładu Energoelektrycznego Energo-Stil Sp. z o.o., według zasad określonych w umowie zawartej z administratorem sieci oraz w oparciu o obowiązujące pozwolenie wodnoprawne na wprowadzanie ścieków przemysłowych zawierających substancje szczególnie szkodliwe dla środowiska wodnego do kanalizacji będącej we władaniu innego podmiotu.

Skład ścieków przemysłowych (zgodnie z obowiązującym pozwoleniem wodnoprawnym):

Lp.	Nazwa wskaźnika	Jednostka	Wartość dopuszczalna
1.	Azot amonowy	mg N <sub>NH4</sub> /dm <sup>3</sup>	10,0
2.	Fosfor ogólny	mg P/dm <sup>3</sup>	2,0
3.	Węglowodory ropopochodne	mg/dm <sup>3</sup>	15,0

**10. Punkt 5.4.1. charakteryzujący parametry źródeł hałasu, otrzymuje  
brzmienie:**

**5.4.1. Parametry źródeł emisji hałasu do środowiska**

Na źródła	Charakterystyka źródła	Moc akustyczna [dB]	Czas pracy	
			Dzień [h]	Noc [h]
<b>źródła hałasu ECI</b>				
Z1	Czerpnia powietrza BG-P 58MW	98 ± 1,3	16	8
Z2.1	Dyfuzor BG-P 58MW -strona południowa	96 ± 1,3	16	8
Z2.2	Dyfuzor BG-P 58MW -strona północna	99 ± 1,3	16	8
Z2.3	Dyfuzor BG-P 58MW -góra	100 ± 1,3	16	8
Z3	Kominek odgazowywacza	91 ± 1,3	2	4
Z4	Chłodnia kominowa	110 ± 1,3	16	8
Z8	Magazyn węgla, suwnica – nawęglanie	98 ± 1,3	8	4
Z7	Magazyn węgla, suwnica – rozładunek wagonów	106 ± 1,3	12	0
<b>Źródła EC III</b>				
S1.1	Dwie czerpnie powietrza od strony północno- zachodniej	90	16	8
S1.2	Dwie czerpnie powietrza od strony południowo- wschodniej	93	16	8
S2.1÷3	Ściany hali turbinowni gazowej (3 zastępcze źródła)	84	16	8
S3	Hala turbinowni (wlot wentylacji, dwóch turbin)	91	16	8
S4	Hala turbinowni (wlot wentylacji, dwóch turbin)	97	2	4
S5.1÷5	Wlot powietrza z chłodni wentylatorowej w górę	104	16	8
S6.1÷5	Wlot powietrza z chłodni wentylatorowej od strony północno- zachodniej	102	16	8
S7.1.÷5	Wlot powietrza z chłodni wentylatorowej od strony południowo- wschodniej	100	16	8
<b>Źródła hałasu KSR</b>				
WK	Wylot kominu kotłowni	95	16	8
WG1-1÷2	Dwa wentylatory dachowe kotłowni	91	16	8
WN2-1÷3	Trzy wentylatory dachowe kotłowni	91	16	8
W2-1÷2	Dwa wentylatory dachowe budynku elektrycznego	86	16	8
Czk1-1÷4	Cztery czerpnie kotła	89	16	8
Czw1-1÷2	Dwie czerpnie wentylacyjne	82	16	8

źródło typu hala produkcyjna				
ECI turbinownia				
B1.1	Ściana południowo- zachodnia	91,1 ± 1,2	16	8
B1.2	Ściana północno- zachodnia	91,2 ± 1,2	16	8
B1.3	Ściana północno- wschodnia	90,3 ± 1,2	16	8
B1.4	Ściana południowo- wschodnia	89,6 ± 1,2	16	8
ECII turbinownia				
B2.1	Ściana południowo- zachodnia	84,4 ± 1,2	16	8
B2.2	Ściana północno- zachodnia	86,6 ± 1,2	16	8
B2.3	Ściana północno- wschodnia	84,9 ± 1,2	16	8
B2.4	Ściana południowo- wschodnia	81,9 ± 1,2	16	8
Sprężarkownia				
B3	Wszystkie ściany	73,6 ± 1,2	16	8
KSR wraz z częścią elektryczną				
KSR	Wszystkie ściany	85	16	8
Stacja przygotowania gazu (dwa obiekty)				
SPG	Wszystkie ściany	85	16	8

**11. Punkt 7.1. określający monitoring efektywności wykorzystania materiałów, surowców i paliw, otrzymuje brzmienie:**

**7.1. Monitoring efektywności wykorzystania materiałów, surowców i paliw**

Kontrolę efektywności wykorzystywanych zasobów należy prowadzić poprzez mierniki zużycia mediów na jednostkę odniesienia (wybór jednostki odniesienia pozostawia się w gestii zarządzającego instalacją) oraz monitoring ilościowy, polegający na bilansowaniu ilości surowców i produktów.

Dla instalacji do spalania paliw monitoringiem należy objąć:

- główne elementy wprowadzane do produkcji:
  - gaz ziemny wysokometanowy      m<sup>3</sup>/jednostka odniesienia,
  - gaz ziemny zaazotowany          m<sup>3</sup>/jednostka odniesienia,
  - woda                                      m<sup>3</sup>/jednostka odniesienia,
  - wielkość produkcji energii elektrycznej      kWh/ jednostka odniesienia,
  - wielkość produkcji energii cieplnej      TJ/ jednostka odniesienia

- elementy uboczne produkcji:

- namuły Mg/ jednostka odniesienia,

- ścieki technologiczne m<sup>3</sup>/jednostka odniesienia.

Dla prawidłowej oceny pracy instalacji wyniki monitoringu zużycia ww. mediów należy dodatkowo przedstawiać w powiązaniu z wielkością produkcji, jako wskaźniki jednostkowe w miesięcznych i rocznych okresach rozliczeniowych oraz porównać ze wskaźnikami podawanymi w dokumentach referencyjnych dotyczących stosowania Najlepszych Dostępnych Technik.

## **12. Punkt 7.3. określający monitoring procesów technologicznych i kontrolę eksploatacji instalacji, otrzymuje brzmienie:**

### **7.3. Monitoring procesów technologicznych i kontrola eksploatacji instalacji spalania paliw**

Układy aparatury kontrolno-pomiarowej i automatyki pozwalają na w pełni automatyczną pracę bloku. Układy obejmują system wizualizacji procesów technologicznych i sterowania, za pomocą którego można sterować pracą bloku i monitorować pracę bloku podczas rozruchu, odstawienia i w poszczególnych reżimach pracy.

Monitorowane są następujące parametry procesów technologicznych:

- Dla Zespołu EC I:
  - temperatura gazów spalinowych dla turbiny gazowej,
  - ilość spalanego gazu w turbinie gazowej,
  - zużycie gazu na dopalanie w kotle odzysknicowym,
  - temperatura i ciśnienie pary wylotowej w kotle odzysknicowym.
- Dla zespołu EC III:
  - temperatura gazów spalinowych,
  - ilość spalanego gazu w turbinach gazowych,
  - temperatura i ciśnienie pary wylotowej w kotłach odzysknicowych.
- Dla KSR:
  - temperatura gazów spalinowych każdego z kotłów,
  - ilość spalanego gazu w każdym kotle,
  - przepływ, ciśnienie i temperatura wody sieciowej (kocioł wodny UT-HZ),



- przepływ, ciśnienie i temperatura pary przegrzanej (kocioł parowy ZFR-X).

**13. Punkt 7.6. określający usytuowanie stanowisk do pomiaru gazów i pyłów wprowadzanych do powietrza, otrzymuje brzmienie:**

**7.6. Monitoring emisji do powietrza i usytuowanie stanowisk do pomiaru gazów i pyłów wprowadzanych do powietrza**

Symbol emitora	Monitorowana substancja lub parametr	Częstotliwość monitorowania	Metodyka
E3, E4, E5	Tlenki azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu	pomiar ciągły	Monitoring powinien spełniać wymagania norm EN, a jeżeli normy EN nie są dostępne, w ramach BAT można stosować normy ISO, PN lub inne zapewniające uzyskanie danych o równorzędnej jakości naukowej.
	Tlenek węgla		
	Prędkość przepływu spalin		
	Zawartość O <sub>2</sub> w spalinach		
	Temperatura spalin		
	Ciśnienie	pomiar okresowy	
	Dwutlenek siarki		
	Pył ogółem		
E1/1	Tlenki azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu	pomiar ciągły	Monitoring powinien spełniać wymagania norm EN, a jeżeli normy EN nie są dostępne, w ramach BAT można stosować normy ISO, PN lub inne zapewniające uzyskanie danych o równorzędnej jakości naukowej.
	Tlenek węgla		
	Prędkość przepływu spalin		
	Zawartość O <sub>2</sub> w spalinach		
	Temperatura spalin		
	Ciśnienie	pomiar okresowy	
	Pył ogółem		
	Dwutlenek siarki		
E1/2	Tlenki azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu	pomiar okresowy	Monitoring powinien spełniać wymagania norm EN, a jeżeli normy
	Tlenek węgla		

Prędkość przepływu spalin		EN nie są dostępne, w ramach BAT można stosować normy ISO,  PN lub inne zapewniające uzyskanie danych o równorzędnej jakości naukowej.
Zawartość O <sub>2</sub> w spalinach		
Temperatura spalin		
Ciśnienie		
Pył ogółem		
Dwutlenek siarki		

**14. Punkt 9.1.1. określający sposoby zapobiegania i ograniczania emisji w zakresie ochrony środowiska wodnego, otrzymuje brzmienie:**

**9.1.1 W zakresie ochrony środowiska wodnego:**

Ochrona środowiska wodnego polega na ciągłym i systematycznym monitorowaniu ilości i składu stosowanych środków chemicznych mających wpływ na jakość ścieków, dążeniu do zmniejszania ilości zużywanej wody, a co za tym idzie zmniejszaniu ilości produkowanych ścieków oraz utrzymywaniu w należyтым stanie technicznym urządzeń do poboru wód i odprowadzania ścieków. Na terenie instalacji zadania te realizowane są poprzez:

- zastosowanie zamkniętych obiegów wody w układzie chłodzenia,
- zastosowanie szczelnych zbiorników do magazynowania substancji chemicznych wraz z zabezpieczeniami chroniącymi grunt przed zanieczyszczeniami,
- utrzymywanie w dobrym stanie technicznym i prowadzenie okresowych przeglądów technicznych urządzeń do poboru wody i odprowadzania ścieków,
- prowadzenie monitoringu ilościowego i jakościowego ścieków odprowadzanych do zewnętrznego systemu kanalizacji,
- prowadzenie gospodarki ściekami zgodnie z zatwierdzoną instrukcją zakładową,
- prowadzenie monitoringu wód podziemnych.

**15. Punkt 9.1.2. określający sposoby zapobiegania i ograniczania emisji w zakresie ochrony powietrza, otrzymuje brzmienie:**

**9.1.2. W zakresie ochrony powietrza:**

Wysoki poziom ochrony powietrza zostanie osiągnięty poprzez:

- zastosowanie skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej, co zapewnia najlepsze wykorzystanie energii zawartej w paliwie i wysoką efektywność produkcji,
- zainstalowanie na emitorach zespołu EC III urządzeń do ciągłego pomiaru emisji zanieczyszczeń,
- stosowanie paliwa o coraz lepszych parametrach jakościowych, wysokiej kaloryczności,
- stosowanie w blokach gazowych i KSR palników ograniczających emisję tlenków azotu,
- prowadzenie procesów spalania paliw w sposób zapewniający dotrzymanie standardów emisyjnych, standardów jakości środowiska oraz najlepszych dostępnych technik,
- prowadzenie ciągłego i okresowego monitoringu i rejestru emisji substancji do powietrza,
- automatyzację urządzeń energetycznych mającą na celu zapewnienie niezawodności pracy instalacji oraz ograniczenie ryzyka i skutków wystąpienia awarii.

**16. Punkt 9.1.3. określający sposoby zapobiegania i ograniczania emisji w zakresie ograniczania emisji hałasu do środowiska, otrzymuje brzmienie:**

**9.1.3. W zakresie ograniczania emisji hałasu do środowiska:**

W celu ograniczenia emisji hałasu do środowiska należy prowadzić kontrolę wszystkich działań eksploatacyjnych i inwestycyjnych, mogących mieć wpływ na wielkość emisji hałasu do środowiska. Instalację nowych, istotnych źródeł emisji hałasu należy poprzedzić analizą akustyczną, wskazującą czy nowe źródła hałasu, łącznie z

już istniejącymi nie spowodują przekroczeń poziomów dopuszczalnych na terenach chronionych akustycznie.

**17. Punkt 10 określający wymagania zapewniające ochronę gleby, ziemi i wód gruntowych, w tym środki mające na celu zapobieganie emisjom do gleby, ziemi i wód gruntowych, otrzymuje brzmienie:**

**10. WYMAGANIA ZAPEWNIAJĄCE OCHRONĘ GLEBY, ZIEMI I WÓD GRUNTOWYCH, W TYM ŚRODKI MAJĄCE NA CELU ZAPOBIEGANIE EMISJOM DO GLEBY, ZIEMI I WÓD GRUNTOWYCH**

W Elektrociepłowni Gorzów wprowadzone są działania mające na celu osiągnięcie wysokiego poziomu ochrony środowiska, z których większość ma wpływ na ochronę powierzchni ziemi:

- funkcjonowanie Systemu Zarządzania Środowiskowego ISO 14001,
- stosowanie rozwiązań podnoszących sprawność bloków energetycznych i KRS
- prowadzenie efektywnej gospodarki materiałowo-surowcowej oraz efektywnej gospodarki energetycznej,
- prowadzenie bezpiecznej gospodarki substancjami niebezpiecznymi,
- hermetyzacja procesów technologicznych,
- prowadzenie procesów technologicznych w sposób zapewniający dotrzymywanie standardów jakości środowiska oraz najlepszych dostępnych technik,
- stosowanie urządzeń i substancji o małym potencjale zagrożeń,
- stosowanie urządzeń ograniczających emisję hałasu do środowiska,
- oczyszczanie ścieków przemysłowych,
- zapewnienie racjonalnego zużycia wody,
- zastosowanie zabezpieczeń przed ewentualnym przedostaniem zanieczyszczeń do gruntu i wód,

- zaawansowana, skomputeryzowana automatyka i pomiary warunków spalania,
- prowadzenie ciągłego monitoringu i rejestru emisji substancji do powietrza.
- prowadzenie prawidłowej gospodarki wytwarzanymi odpadami poprzez selektywne ich magazynowanie w sposób uniemożliwiający ich negatywne oddziaływanie na środowisko,
- przekazywanie wytworzonych odpadów do zagospodarowania wyłącznie podmiotom posiadającym stosowne zezwolenia w zakresie gospodarowania danym rodzajem odpadu,
- szkolenia pracowników w zakresie właściwego gospodarowania odpadami,
- stosowanie surowców i materiałów (jeśli to możliwe) w pojemnikach wymiennych,
- selektywne gromadzeniu odpadów i przekazywanie ich właściwym podmiotom zajmującym się gospodarowaniem odpadami,
- stosowanie palników niskoemisyjnych na blokach gazowych i KSR.

Ochronie powierzchni ziemi przed zanieczyszczeniem substancjami powodującymi ryzyko, służą działania wprowadzone w ECG na wielu płaszczyznach - technicznej, organizacyjnej, nadzoru i monitorowania.

### **Rozwiązania techniczne**

Podstawowym zagadnieniem dla ochrony powierzchni ziemi są służące ochronie środowiska rozwiązania techniczne oraz przyjęte w ECG zasady postępowania z substancjami niebezpiecznymi, niezbędnymi w procesach technologicznych.

Zbiorniki oleju opałowego zabezpieczają podwójne płaszcze z kontrolą wycieków do przestrzeni wewnętrznej i zewnętrznej, umożliwiające zatrzymanie całej objętości oleju w przypadku jakiegokolwiek uszkodzenia. Zrealizowane jest to poprzez wyłożenie wnętrza zbiorników specjalną tkaniną z włókna szklanego która po nasączeniu żywicą stwarza przestrzeń do której wpompowywane jest sprężone powietrze. Ubytek powietrza ponad nastawione parametry uznawane jest jako powstanie nieszczelności. Nadciśnienie dobrane jest w ten sposób że odpycha olej opałowy od wnikięcia do przestrzeni pomiędzy płaszciami. Zabezpieczenie przed

wyciekiem podczas napełniania realizowane jest poprzez ciągły nadzór obsługi i dostawcy oleju podczas tankowania zbiorników. W sytuacji awaryjnej dostępne są sorbenty i odtłuszczacze do likwidacji wycieku.

Zbiorniki chemikaliów zabezpieczają tace ceramiczne odprowadzające ewentualne odcieki do neutralizatora ścieków zasolonych. Substancje te są transportowane i magazynowane zgodnie z przepisami ADR i RID w sposób zabezpieczający przed uwolnieniem substancji do środowiska gruntowo-wodnego. Oleje transformatorowe przeznaczone na tzw. dolewki przechowywane są w magazynie olejowym w zbiornikach mauzerach lub mniejszych oryginalnych beczkach. Magazyn posiada zabezpieczenie w postaci utwardzonej powierzchni oraz studzienki odciekowe.

Elektrociepłownia Gorzów eksploatuje transformatory suche i zawierające olej. Transformatory olejowe wyposażone są w doły spustowe bezodpływowe oraz w jednym przypadku w separator AWAS.

Oleje turbinowe czyste przeznaczone na tzw. dolewki przechowuje się w oryginalnych opakowaniach-zbiornikach mauzerach w magazynie olejowym podobnie jak oleje elektroizolacyjne, W magazynie olejowym w zbiornikach mauzerach przechowuje się również opisane resztki olejów odpadowych pochodzących m.in. z badań laboratoryjnych i upustów technicznych.

Place węglowe i manewrowe mają powierzchnie wyprofilowane i utwardzone. Wody deszczowe spływają po powierzchni do kanalizacji deszczowej.

### **Nadzór nad innymi podmiotami**

W Elektrociepłowni Gorzów obowiązuje "Instrukcja — Zasady działalności firm obcych w PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. Oddział Elektrociepłownia Gorzów". Instrukcja dotyczy zasad przestrzegania przepisów bhp, ppoż. oraz ochrony środowiska przez pracowników innych firm wykonujących roboty zamówione przez ECG oraz sposobów kontroli prowadzonych przez zlecającego. Wyniki przeprowadzonych kontroli są przedstawiane w protokole, który w przypadku stwierdzenia nieprawidłowości stanowi podstawę do rozwiązania umów.

## **Nadzór nad procesem technologicznym - automatyka przemysłowa**

W ECG są stosowane systemy automatyki służące do nadzorowania procesów technologicznych, precyzyjnego określenia parametrów procesu technologicznego w układzie ciągłym, a także wizualizację procesu. Wizualizacja odbywa się aplikacjami INTOUCH.

Automatyka w ECG pozwala również na sterowanie i nadzór nad pracą szeregu instalacji pomocniczych jak: pobór wody powierzchniowej, zrzut ścieków zasolonych, obsługa systemu hydraulicznego odpopielania, dystrybucja ciepła i energii elektrycznej oraz wszystkie technologie produkcyjne i sprzedaży.

Wyspecjalizowane służby obsługi ruchowej ECG monitorują na bieżąco prawidłowość przebiegu procesów, korzystając z systemów automatyki w zakresie sterowań, regulacji, wizualizacji, rejestracji zdarzeń i raportowania. Uzyskiwane dane służą również utrzymaniu prawidłowego stanu technicznego urządzeń, ich diagnostyce i planowaniu remontów i konserwacji. Wszelkie stwierdzone systemem nadzoru nieprawidłowości są na bieżąco analizowane i korygowane.

## **Nadzór nad procesem technologicznym - systemy teleinformatyczne**

W Elektrociepłowni system kontroli i nadzoru nad eksploatacją bloków energetycznych oraz najważniejszych obiektów pozablokowych wykorzystuje znaczną ilość aplikacji specjalizowanych, dziedzinowych - dedykowanych do określonych zastosowań oraz oprogramowanie standardowe służące do wspomaganie prac inżynierskich. Ważnymi systemami pracującymi w obszarze nadzoru i wymiany informacji są: INTOUCH, HISTORIAN, SKADEN, SMES, PENTOL-CODEL, PROCONTROL.

## **Organizacja ochrony środowiska w zakładzie- systemy zarządzania**

Elektrociepłownia Gorzów od lat wprowadza wysokie standardy w prowadzonej działalności, a jedną z podstawowych dziedzin, gdzie je osiągnięto jest ekologia. Elektrociepłownia Gorzów uzyskała certyfikat Zintegrowanego Systemu Zarządzania obejmujący System Zarządzania Jakością, System Zarządzania Środowiskowego, System Zarządzania Bezpieczeństwem i Higieną Pracy oraz System Zarządzania

Bezpieczeństwem ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, PN-N-18001:2004, ISO/IEC 27001:2013.

II. Pozostałe ustalenia ww. decyzji pozostają bez zmiany.

## **Uzasadnienie**

Wnioskiem z dnia 25 lipca 2023r. PGE Energia Ciepła S.A. Oddział Elektrociepłownia w Gorzowie Wlkp. z siedzibą w Gorzowie Wlkp. przy ul. Energetyków 6, na podstawie pełnomocnictwa udzielonego przez PGE Energia Ciepła S.A. z siedzibą w Warszawie przy ul. Złotej 59 zwróciła się o zmianę pozwolenia zintegrowanego na eksploatację instalacji do spalania paliw zlokalizowanej w Gorzowie Wlkp. przy ul. Energetyków 6.

Zgodnie z art. 378 ust.2a ustawy z dnia 27 kwietnia 2001r. *Prawo ochrony środowiska* (Dz.U. z 2022r. poz. 2556 ze zm.) organem właściwym do zmiany tego pozwolenia jest Marszałek Województwa.

Konieczność zmiany decyzji wiąże się z przebudową instalacji energetycznego spalania paliw, polegającą na wycofaniu z eksploatacji kotła parowego węglowego OP-140 (K101) o mocy 108 MW w paliwie i zastąpienie go nową kotłownią szczytowo-rezerwową, o łącznej mocy 66,5 MW w paliwie. Kocioł parowy węglowy OP-140 (K101), został objęty derogacją naturalną 17 500 h, w związku z czym zostanie trwale wyłączony do końca roku 2023. W konsekwencji powyższego od 1 stycznia 2024 r., w EC Gorzów nie będzie już pracowała żadna instalacja węglowa. Zastąpienie wycofanej jednostki wytwórczej zostanie zrealizowane poprzez nowe, mniej emisyjne źródła, które zapewnią ciągłość produkcji ciepła przy jednoczesnym spełnieniu aktualnych wymagań prawnych. W tym celu przewidziano kotłownię szczytowo-rezerwową (KSR), w skład której będą wchodziły następujące jednostki wytwórcze, opalane gazem ziemnym wysokometanowym GZ-50E:

- kocioł parowy K13 o nominalnej mocy 32,5 MW w paliwie,



- kocioł wodny K14 o nominalnej mocy 34 MW w paliwie – źródło szczytowe <1500 h/rok.

Po wprowadzonych zmianach, łączna nominalna moc cieplna w paliwie całej instalacji energetycznego spalania EC Gorzów wyniesie 564,5 MW.

Na realizację przedmiotowego przedsięwzięcia Prezydent Miasta Gorzów Wielkopolski wydał decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach (decyzja z dnia 23 kwietnia 2021r. znak: WSR-II.6220.3.2021.WG) stwierdzającą brak potrzeby przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko.

Spaliny z kotłów będą odprowadzane osobnymi przewodami o średnicy 1,3 m każdy, we wspólnym kominie o wysokości 35 m. Komin zostanie wyposażony we wszelkie niezbędne akcesoria umożliwiające sprawną obsługę, w tym galerie CEMS, króćce pomiarowe, instalację odgromową, instalację odprowadzenia skroplin czy drabinę z koszem ochronnym.

Na potrzeby pracy KSR przewidziano również kontenerową stację przygotowania gazu (SPG), wyposażoną we wszelkie niezbędne systemy zabezpieczające, filtrujące, pomiarowe i awaryjne oraz instalację korekcji chemicznej wody służącej do odtlenienia i skorygowania pH wody zdemineralizowanej, pobranej z istniejącej instalacji poboru i przygotowania wody.

Gospodarka wodno-ściekowa będzie prowadzona w taki sam sposób jak dotychczas, nie wpływając na środowisko gruntowo-wodne. Nowa kotłownia zostanie wpięta w istniejącą sieć wodno-kanalizacyjną.

Instalacja nie spowoduje ponadnormatywnego oddziaływania hałasu na tereny chronione akustycznie. Zastosowana technologia sama w sobie jest już rozwiązaniem proekologicznym, która w porównaniu z technologią węglową, w znacznym stopniu ogranicza emisję zanieczyszczeń do powietrza przy tej samej ilości wytwarzanej energii. Produkcja energii ze spalania gazu ziemnego zalicza się również do technologii bezodpadowych, natomiast pozostałe odpady eksploatacyjne, podobnie jak w przypadku innych tego typu urządzeń, wynikają jedynie z odpowiedniej eksploatacji instalacji. Odpady inne niż technologiczne, wynikać będą z utrzymania urządzeń w dobrym stanie technicznym lub z usuwania zakłóceń i awarii.

Z decyzji usunięto także zapisy dotyczące eksploatacji kotłowni mobilnej, nie jest ona eksploatowana.

W świetle powyższego stwierdzono, iż instalacja spełnia wymagania niezbędne do zmiany pozwolenia zintegrowanego, a jej eksploatacja prowadzona zgodnie z określonymi w niniejszym pozwoleniu warunkami, zapewnia dotrzymanie obwarowanych prawem parametrów środowiska, wobec czego orzeczono jak w sentencji.

## **Pouczenie**

Od niniejszej decyzji służy odwołanie do właściwego w sprawie ministra za pośrednictwem Marszałka Województwa Lubuskiego w terminie 14 dni od dnia doręczenia decyzji. Odwołanie należy składać w dwóch egzemplarzach.

Zgodnie z art. 127a ustawy – *Kodeks postępowania administracyjnego* w trakcie biegu terminu do wniesienia odwołania strona może zrzec się prawa do wniesienia odwołania wobec organu administracji publicznej, który wydał decyzję. Z dniem doręczenia organowi administracji publicznej oświadczenia o zrzeczeniu się prawa do wniesienia odwołania przez ostatnią ze stron postępowania, decyzja staje się ostateczna i prawomocna.

Zgodnie z art. 130 § 4 ustawy – *Kodeks postępowania administracyjnego* decyzja podlega wykonaniu przed upływem terminu do wniesienia odwołania, jeżeli jest zgodna z żądaniem wszystkich stron lub jeżeli wszystkie strony zrzekły się prawa do wniesienia odwołania.

Jednocześnie poucza się, że zgodnie z art. 136 § 1 ustawy – *Kodeks postępowania administracyjnego* organ odwoławczy może przeprowadzić na żądanie strony lub z urzędu dodatkowe postępowanie w celu uzupełnienia dowodów i materiałów w sprawie albo zlecić przeprowadzenie tego postępowania organowi, który wydał decyzję.

Zgodnie z § 2 art. 136 ustawy – *Kodeks postępowania administracyjnego* jeżeli decyzja została wydana z naruszeniem przepisów postępowania, a konieczny

do wyjaśnienia zakres sprawy ma istotny wpływ na jej rozstrzygnięcie, na zgodny wniosek wszystkich stron zawarty w odwołaniu, organ odwoławczy przeprowadza postępowanie wyjaśniające w zakresie niezbędnym do rozstrzygnięcia sprawy. Jeżeli przyczyni się to do przyspieszenia postępowania, organ odwoławczy może zlecić przeprowadzenie określonych czynności postępowania wyjaśniającego organowi, który wydał decyzję.

Zgodnie z § 3 art. 136 ustawy – *Kodeks postępowania administracyjnego* przepis ww. § 2 stosuje się także w przypadku, gdy jedna ze stron zawarła w odwołaniu wniosek o przeprowadzenie przez organ odwoławczy postępowania wyjaśniającego w zakresie niezbędnym do rozstrzygnięcia sprawy, a pozostałe strony wyraziły na to zgodę w terminie czternastu dni od dnia doręczenia im zawiadomienia o wniesieniu odwołania, zawierającego wniosek o przeprowadzenie przez organ odwoławczy postępowania wyjaśniającego w zakresie niezbędnym do rozstrzygnięcia sprawy. Przepisów § 2 i 3 nie stosuje się, jeżeli przeprowadzenie przez organ odwoławczy postępowania wyjaśniającego w zakresie niezbędnym do rozstrzygnięcia sprawy byłoby nadmiernie utrudnione.

Z uwagi na fakt, iż kotłownia szczytowo- rezerwowa jest instalacją nowo zbudowaną, prowadzący instalację jest zobowiązany do przeprowadzenia wstępnych pomiarów emisji - zgodnie z art. 147 ust. 4 i 5 ustawy *Prawo ochrony środowiska*.

z up. Marszałka Województwa

Artur Malec

Dyrektor Departamentu

Departament Środowiska

Adnotacja dotycząca opłaty skarbowej: do akt sprawy dołączono dokument potwierdzający dokonanie zapłaty opłaty skarbowej w wysokości 1005,50 zł (słownie: tysiąc pięć złotych pięćdziesiąt groszy) dnia 13.07.2023r., za wydanie niniejszej decyzji. Wysokość wniesionej opłaty jest zgodna z wysokością opłaty skarbowej określoną ustawie z dnia 16 listopada 2006r. o opłacie skarbowej (Dz.U. z 2022r. poz. 2142 ze zm.).

Otrzymują:

1. Pan Mirosław Rawa, PGE Energia Ciepła S.A.  
Oddział Elektrociepłownia Gorzów  
  
ul. Energetyków 6, 66-400 Gorzów Wlkp.
2. Minister Klimatu i Środowiska w Warszawie  
ul. Wawelska 52/54, 00-922 Warszawa
3. Wojewódzki Inspektorat Ochrony Środowiska w Zielonej Górze  
ul. Siemiradzkiego 19, 65-231 Zielona Góra
4. a/a