

WGKiOŚ-II.6223.1.2013.JS
UNP: 31329/WGKiOŚ/-XIX/13

DECYZJA

Na podstawie art. 104, art. 155 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. - Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. 2012 Nr 0, poz. 267 t.j.), w związku z art. 376 pkt 2 i art. 378 ust.1 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2008 r. Nr 25, poz. 150 ze zm.) po rozpatrzeniu wniosku PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. z siedziba w Bełchatowie w sprawie zmiany pozwolenia zintegrowanego na prowadzenie instalacji do energetycznego spalania paliw w Elektrowni Szczecin – decyzja Marszałka Województwa Zachodniopomorskiego z dnia 26.08.2011r. znak: WOŚ.II.7222.17.9.2011.MG zmieniona decyzją z dnia 30.11.2011r. znak: WOŚ.II.7222.20.3.2011.GD oraz decyzją z dnia 16.05.2012r. znak: WOŚ.II.7222.9.2.2012.GD

o r z e k a m

zmienić, na wniosek strony ostateczną decyzję Marszałka Województwa Zachodniopomorskiego z dnia 26.08.2011r. znak: WOŚ.II.7222.17.9.2011.MG, zmienioną decyzją z dnia 30.11.2011r. znak: WOŚ.II.7222.20.3.2011.GD oraz decyzją z dnia 16.05.2012r. znak: WOŚ.II.7222.9.2.2012.GD, udzielającą PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. z siedziba przy ul. 1-go Maja 63, 97-400 Bełchatów pozwolenia zintegrowanego na prowadzenie instalację do energetycznego spalania paliw w Elektrowni Szczecin, zlokalizowanej przy ul. Gdańskiej 34a, 70-661 Szczecin, w następujący sposób:

1. Dział II. Prowadzenie działalności powinno odbywać się przy zachowaniu następujących warunków eksploatacyjnych i ochrony środowiska:

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

Elektrownia Szczecin jest elektrownia zawodową z otwartym układem chłodzenia o mocy elektrycznej 68,5 MW_e przy pracy kondensacyjnej lub mocy elektrycznej 48 MW_e i mocy cieplnej 162,14 MW przy pracy ciepłowniczej. W elektrowni w celu wytworzenia energii spalania jest biomasa. Olej opałowy lekki jest wykorzystywany jako paliwo rozpałkowe i rezerwowe dla kotła K-71 oraz podstawowe dla kotła PTWM-50. Elektrownia wyposażona jest w jeden kocioł fluidalny BFB OF-230 (K-71) opalany biomasą oraz jeden kocioł awaryjno-pomocniczy PTWM-50 opalany olejem opałowym lekkim. Łączna nominalna moc cieplna zainstalowanych kotłów (w paliwie) wynosi 252 MW_t.

Bioester będzie wykorzystywany jako paliwo rozpałkowe i pomocnicze w kotle K-71 do końca sierpnia 2014 r., natomiast olej opałowy po wycofaniu ze stosowania bioestru.

W skład instalacji IPPC wchodzi:

1. Kocioł fluidalny BFB OF-230 (K-71) nominalnej mocy cieplnej 204 MW_t opalany biomasą (paliwo stałe) i olejem opałowym lekkim po wycofaniu bioestru (paliwo płynne) oraz do końca sierpnia 2014 r. – bioestrem (paliwo płynne);

2. Kocioł PTWM-50 o nominalnej mocy cieplnej 48 MW_t; opalany olejem opałowym lekkim (paliwo płynne),
3. Turbozespół – turbina 7UCK68 i generator typu 50WX18Z-059;
4. Elektrofiltr ROTHEMUHLE typu 1 (1 S x 3 F – 12,5.0 23 D x 13.5 H x 12.00 L/400 a)/7500.

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

1. magazyn biomasy – pryzma biomasy leśnej o pojemności $V = 30\,000\text{ m}^3$, silosy biomasy rolnej o pojemności $V = 6\,000\text{ m}^3$ i $V = 2\,000\text{ m}^3$;
2. magazyn oleju opałowego lekkiego – 2 zbiorniki o objętości $2 \times 50\text{ m}^3$; zasilające kocioł PTWM-50,
3. magazyn oleju opałowego lekkiego - jeden zbiornik o objętości 50 m^3 i jeden zbiornik o pojemności 150 m^3 ; zasilające kocioł K-71 (do końca sierpnia 2014 r. zbiorniki będą przeznaczone do magazynowania bioestru),
oraz
4. zbiornik retencyjny popiołu o pojemności $V = 700\text{ m}^3$ jako element bezpośrednio związany z układem odpylania instalacji IPPC.

Granice instalacji energetycznego spalania paliw eksploatowanej w Elektrowni Szczecin wyznaczają:

- po stronie zasilania w biomasę – zewnętrzne zbiorniki zasypowe biomasy kotła BFB OF-230 (K-71);
- po stronie zasilania w olej opałowy lekki (dotyczy kotła PTWM-50) – mierniki przepływu na przewodach zasilających;
- po stronie zasilania w bioester kotła OF-230 (paliwo rozpałkowe i pomocnicze) – mierniki przepływu na przewodach zasilających – do końca sierpnia 2014 r.;
- po stronie zasilania w olej opałowy lekki kotła OF-230 (paliwo rozpałkowe i pomocnicze) – mierniki przepływu na przewodach zasilających – po wycofaniu ze stosowania w instalacji bioestru;
- po stronie zasilania w wodę – mierniki przepływu wody na rurociągach dostarczających wodę zdemineralizowaną oraz wodę chłodzącą;
- po stronie odprowadzania gazów odlotowych – wylot z kominów;
- po stronie odprowadzania wód pochłodniczych i ścieków przemysłowych – kanał zrzutowy w budynku głównym elektrowni;
- po stronie odprowadzania odpadów – stanowisko załadunku kontenera na popiół denny i wylot rurociągu transportu pneumatycznego popiołu z elektrofiltra;
- po stronie odprowadzania ciepła – czujniki przepływu i czujniki temperatury, na rurociągach odprowadzających ciepło do sieci miejskiej SEC;
- po stronie odprowadzania energii elektrycznej – legalizowane układy pomiarowe na poziomie 110 kV i 15 kV.

2. Dział II. Prowadzenie działalności powinno odbywać się przy zachowaniu następujących warunków eksploatacyjnych i ochrony środowiska:

Pkt II.1.1.B. Typ kotła otrzymuje brzmienie:

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

wydajność pary wyniesie 115 Mg/h. Bioester będzie zużywany w kotle do końca sierpnia 2014 r.

3. Dział II. Prowadzenie działalności powinno odbywać się przy zachowaniu następujących warunków eksploatacyjnych i ochrony środowiska:

Pkt II.1.1.C. Podstawowe parametry pracy kotła otrzymuje brzmienie:

- wydajność cieplna kotła – 183 MW;
- sprawność – 0,8971;
- nominalna moc cieplna kotła (moc w paliwie) - 204 MW_t;
- maksymalna wydajność pary dla paliwa podstawowego – 260 Mg/h (chwilowa maksymalna), maksymalna trwała wydajność pary – 230 Mg/h;
- wydajność cieplna kotła opalanego paliwem pomocniczym – 88,4 MW;
- sprawność kotła opalanego paliwem pomocniczym – 0,9281;
- nominalna moc cieplna kotła–moc w paliwie dla paliwa pomocniczego –95,2 MW_t;
- wydajność pary dla paliwa pomocniczego t/h – 115;
- średnioroczna nominalna moc cieplna kotła w paliwie – 190 MW_t (obciążenie 93%), wyznaczone w oparciu o dolną wartość opałową paliwa podstawowego na poziomie 8,2 GJ/Mg;
- paliwo podstawowe – biomasa;
 - wartość opałowa – min. 5 000 MJ/Mg;
- paliwo rozpałkowe i pomocnicze – olej opałowy lekki;
 - wartość opałowa – ok. 42 500 MJ/Mg;
- paliwo rozpałkowe i pomocnicze – bioester (tylko do końca sierpnia 2014 r.);
 - wartość opałowa – min. 35 000 MJ/Mg;
- czas pracy kotła na paliwie podstawowym i pomocniczym – 8.520 h/a;
- maksymalne, chwilowe zużycie paliwa podstawowego – 89,6 Mg/h;
- średnioroczne zużycie paliwa podstawowego – 710 300 Mg
- maksymalne chwilowe zużycie paliwa pomocniczego – 9,8 Mg/h
- średnioroczne zużycie paliwa pomocniczego przez kocioł BFB OF-230 (K-71) – 4 524 Mg dla oleju opałowego lekkiego (bez uwzględnienia sytuacji awaryjnych o zakładanym czasie trwania 336 h/a).

4. Dział II. Prowadzenie działalności powinno odbywać się przy zachowaniu następujących warunków eksploatacyjnych i ochrony środowiska:

Pkt II.1.3. Turbogenerator oraz wyprowadzenie mocy z elektrowni otrzymuje brzmienie:

Turbina oznaczona symbolem 7UCK68 współpracuje z generatorem typu 50WX18Z-059; turbosespół oznaczony został symbolem 7UCK68 T-1 i pracuje z następującymi parametrami pary świeżej:

- ciśnienie – 70 bar
- temperatura – 535^oC
- przepływ – 63,9 kg/s (230 Mg/h)

Wytworzona w kotle para wodna o wysokich parametrach kierowana jest izolowanym rurociągiem do zmodernizowanego turbosespołu. Nie ma zewnętrznych odbiorców

pary wodnej. Jest ona wykorzystywana wyłącznie na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej w turbinie, na potrzeby ciepłownicze i na potrzeby własne.

Wyprowadzenie mocy elektrycznej i ciepłej

Generator prądu poprzez szynoprzewody zasila transformator trójzwojowy 110/15/11/5 kV znajdujący się w rozdzielni 110 kV. Z Elektrowni Szczecin wyprowadzone są dwie linie elektroenergetyczne napowietrzne 110 kV (linia Dąbie i linia Pomorzany) i linie kablowe 15 kV (zasilające miasto Szczecin).

Wytworzona energia cieplna w postaci gorącej wody o temperaturze do 135°C wyprowadzana jest poprzez pompy sieciowe (35W50 – 3 szt. i W26P – 1 szt.) izolowanym rurociągiem Ø 620 do miejskiej sieci ciepłowniczej SEC. Woda powrotna z sieci wpływa izolowanym rurociągiem Ø 620 poprzez odmulacze do systemu wody sieciowej elektrowni.

5. Dział II. Prowadzenie działalności powinno odbywać się przy zachowaniu następujących warunków eksploatacyjnych i ochrony środowiska:

Pkt II.1.4. Kocioł PTWM otrzymuje nową nazwę i brzmienie:

II.1.4. Kocioł PTWM-50

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

6. Dział II. Prowadzenie działalności powinno odbywać się przy zachowaniu następujących warunków eksploatacyjnych i ochrony środowiska:

Pkt II.1.4.A. Podstawowe parametry pracy kotła otrzymuje brzmienie:

Kocioł wodny PTWM-50 o mocy cieplnej 48 MW_t i sprawności kotła 87,8% opalany olejem opałowym lekkim.

7. Dział II. Prowadzenie działalności powinno odbywać się przy zachowaniu następujących warunków eksploatacyjnych i ochrony środowiska:

Pkt II.1.4.B. Typ kotła otrzymuje brzmienie:

Kocioł wodny - ciepłowniczy opalany jest paliwem ciekłym. Przepływ wody przez kocioł o ciśnieniu od 0,8 MPa do 1,8 MPa wynosi ok. 1150 Mg/h. Kocioł opalany jest olejem opałowym lekkim – paliwo ciekłe.

8. Dział II. Prowadzenie działalności powinno odbywać się przy zachowaniu następujących warunków eksploatacyjnych i ochrony środowiska:

Pkt II.1.4.C. Podstawowe parametry pracy kotła opalanego bioestrem/olejem opałowym lekkim otrzymuje nową nazwę i brzmienie:

II.1.4. C Podstawowe parametry pracy kotła opalanego olejem opałowym lekkim

- wydajność cieplna kotła – 42,14 MW;
- sprawność – 0,878;
- nominalna moc cieplna (moc w paliwie) – 48 MW_t;
- paliwo podstawowe – olej opałowy lekki o wartości opałowej ok. 42.500 MJ/Mg;
- czas pracy kotła na paliwie podstawowym – 576 h/a, wyłącznie w okresie zmniejszonej wydajności kotła K-71 (awarie, remonty, przeglądy) w celu zapewnienia dostaw ciepła do miasta oraz 240 h/a w okresie jednoczesnej pracy z kotłem fluidalnym;
- średnioroczne zużycie oleju opałowego lekkiego przez kocioł PTWM-50 – 4 029 Mg/a.

9. Dział II. Prowadzenie działalności powinno odbywać się przy zachowaniu następujących warunków eksploatacyjnych i ochrony środowiska:

Pkt II.1.5. Magazyny biomasy otrzymuje brzmienie:

Biomasa od producentów przywożona jest w postaci niewymagającej dalszej przeróbki i nadającej się do spalania. Dostawy realizowane są głównie transportem samochodowym. Gdy zajdzie taka potrzeba istnieje również możliwość dostarczania biomasy transportem kolejowym i drogą wodną.

Instalacja do rozładunku, magazynowania i transportu biomasy znajduje się na terenie po byłym magazynie węgla. Instalacja umożliwi składowanie biomasy leśnej o dużej zawartości wilgoci na otwartej przyzmie o pojemności $V = 30\,000\text{ m}^3$ zaś biomasa rolna będzie składowana osobno w zamkniętych magazynach – silos o pojemności $V = 6\,000\text{ m}^3$ i silos o pojemności $V = 2\,000\text{ m}^3$. Rozładunek paliw z samochodów prowadzony jest poprzez kieszenie rozładownicze osobno dla biomasy leśnej i rolnej. Biomasa z zasobników rozładowniczych poprzez ciąg urządzeń transportowych kierowana jest do magazynu otwartego biomasy leśnej oraz do zamkniętego magazynu biomasy rolnej. Z obu w/w ciągów transportowych ręcznie pobiera się próby pozwalające na dokumentowanie jakości dostarczanego paliwa. Na wszystkich ciągach rozładowniczych zainstalowano przesiewacze do segregacji ponadwymiarowych ziaren oraz separatory metali. Z miejsc magazynowania składniki biomasy wygarniane będą przez automatyczne urządzenia wybierające i kierowane na ciąg transportowy do zasobników trzykotłowych. Składniki biomasy będą ważone i komponowane w mieszankę trzyskładnikową, o określonym udziale procentowym poszczególnych składników. Mieszanie składników dokonywane będzie na taśmociągach oraz w przesypach. W przesypach i na stanowiskach rozładunku zainstalowane będą urządzenia filtracyjne ograniczające emisję pyłów do powietrza. Instalacja podawania biomasy zapewnia możliwość mieszania różnych rodzajów biomasy w proporcjach wymaganych dla prowadzenia prawidłowego procesu spalania. W tym celu wyposażono ją w wagi przenośnikowe tensometryczne zlokalizowane zarówno na przenośnikach jak i pod zbiornikami, umożliwiającymi kontrolowanie ilości paliwa podawanego do kotła.

Dostawy biomasy ważone są na legalizowanych wagach samochodowych zabudowanych przy wjeździe na składowisko biomasy. Z układu transportu biomasy ręcznie pobiera się próbki dla potrzeb laboratorium chemicznego umożliwiające kontrolę jakości. Strumień rozładowywanej biomasy z wagonów i barek jest opomiarowany (waga, próbka biomasy). Obiekty wyposażono w zestaw niezbędnych, ułatwiających prowadzenie remontów, urządzeń dźwigowych takich jak: suwnice elektryczno – ręczne, wciągarki elektryczne i ręczne. Przy zbiornikach magazynowych biomasy rolnej zabudowano dźwig towarowo – osobowy.

10. Dział II. Prowadzenie działalności powinno odbywać się przy zachowaniu następujących warunków eksploatacyjnych i ochrony środowiska:

Pkt II.1.6. Magazyn paliw płynnych otrzymuje brzmienie:

Paliwo rozpałkowe i pomocnicze dla kotła fluidalnego BFB OF-230 (K-71) i paliwo zasilające kocioł PTWM-50 gromadzone jest w wydzielonej instalacji zbiorników:

- 2 zbiorniki poziome o pojemności 50 m³ każdy, przeznaczone do magazynowania oleju opałowego lekkiego. Poziome zbiorniki bezciśnieniowe, dwupłaszczowe, z izolacją i ogrzewaniem oraz systemem kontroli przecieków i sygnalizacją maksymalnego napełnienia zbiornika, posadowione w obudowanej, przeciwrozlewowej wannie żelbetowej,
- 1 zbiornik poziomy o pojemności 50 m³, przeznaczony do magazynowania oleju opałowego lekkiego. Poziomy zbiornik bezciśnieniowy, dwupłaszczowy, z izolacją i ogrzewaniem oraz systemem kontroli przecieków i sygnalizacją maksymalnego napełnienia zbiornika, posadowiony w obudowanej, przeciwrozlewowej wannie żelbetowej,
- 1 zbiornik poziomy o pojemności 150 m³, przeznaczony do magazynowania oleju opałowego lekkiego. Poziomy zbiornik bezciśnieniowy, dwupłaszczowy, z izolacją i ogrzewaniem, systemem kontroli przecieków i sygnalizacją maksymalnego napełnienia zbiornika.

Dwa zbiorniki zasilające kocioł PTWM-50 (2 x 50 m³) są ze sobą połączone. Dwa zbiorniki zasilające kocioł K-71 (150 m³ i 50 m³) są ze sobą połączone. Układy olejowe zasilania kotłów K-71 i PTWM-50 stanowią odrębne układy uniemożliwiające naprzemienne korzystanie z całego zapasu oleju. Do końca sierpnia 2014 r. w zbiornikach zasilających kocioł K-71 możliwe będzie magazynowanie bioestru.

Olej opałowy lekki jest mieszaniną węglowodorów pochodzenia naftowego zawierających od 9 do 25 atomów węgla w cząsteczce (nr CAS 68334-30-5). Zgodnie z kartą charakterystyki i normą PN C96024 paliwo to nie zawiera składników klasyfikowanych jako substancje niebezpieczne.

Paliwo dostarczane jest do kotłów systemem rurociągów za pośrednictwem dwóch pompowni zlokalizowanych w bezpośrednim sąsiedztwie zbiorników.

Paliwo płynne, dla kotła K-71, ze zbiorników magazynowych będzie pobierane przez trzy pompy cyrkulacyjne oleju i podawane do rurociągu cyrkulacyjnego, biegnącego w kształcie pętli po ścianie kotłowni. Pętla zamyka się poprzez zawór z rurociągiem powrotnym.

W pompowni zabudowano trzy pompy cyrkulacyjne oleju. Wydajność pompy V = 17 m³/h, ciśnienie tłoczenia – 15 bar. Przewidywana jest jednoczesna praca dwóch pomp (jedna pompa pozostaje w gorącej rezerwie).

Paliwo płynne, dla kotła PTWM-50, ze zbiorników magazynowych będzie pobierane przez dwie pompy cyrkulacyjne oleju i podawane do rurociągu cyrkulacyjnego, biegnącego w kształcie pętli po ścianie kotłowni. Pętla zamyka się poprzez zawór z rurociągiem powrotnym.

W pompowni zabudowano dwie pompy cyrkulacyjne oleju. Wydajność pompy V = 9 m³/h, ciśnienie tłoczenia – 13 bar. Przewidywana jest praca jednej pompy (druga pompa pozostaje w gorącej rezerwie).

11. Dział II. Prowadzenie działalności powinno odbywać się przy zachowaniu następujących warunków eksploatacyjnych i ochrony środowiska:

W pkt II.2. Wydajność produkcyjna

- zapis o treści:

Przewidywana produkcja energii elektrycznej w ciągu roku:

440 000 MWh (brutto)

362 912 MWh (netto)

- zastępuje się zapisem o następującej treści:

Przewidywana produkcja energii elektrycznej w ciągu roku:

583 277,5 MWh (brutto)

515 157,5 MWh (netto)

12. Dział II. Prowadzenie działalności powinno odbywać się przy zachowaniu następujących warunków eksploatacyjnych i ochrony środowiska:

Pkt II.3. Zużycie materiałów, paliw i energii otrzymuje brzmienie:

Rodzaje i ilości surowców i energii, które będą zużywane, w okresie roku, w instalacji energetycznego spalania paliw w Elektrowni Szczecin.

1. Biomasa	710 300,0 Mg
2. Olej opałowy lekki	10 000,0 Mg
3. Piasek do złoża fluidalnego	3 600,0 Mg
4. Fosforan trójsodowy	0,30 Mg
5. Energia elektryczna	77 088,0 MWh
6. Energia cieplna	48 518,0 GJ
7. Woda chłodnicza	103 312 000,0 m ³
8. Woda na cele przemysłowe	1 738 000,0 m ³
9. Bioester	ok. 112 Mg (do końca sierpnia 2014 r.)

13. Dział III. Warianty funkcjonowania instalacji otrzymuje brzmienie:

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

Wariant 1 – jest to podstawowy układ pracy instalacji, charakteryzujący się eksploatacją wyłącznie kotła fluidalnego opalanego biomasą. Czas trwania wariantu 1 wynosić może maksymalnie 8.515 h/a;

Wariant 2 – w wyniku braku możliwości zasilania kotła fluidalnego biomasą, kocioł ten zasilany jest olejem opałowym lekkim po wycofaniu ze stosowania bioestru (lub do końca sierpnia 2014 r. bioestrem) spalany w palnikach olejowych tego kotła. Nominalna moc cieplna kotła zostaje obniżona z 204 MW_t do 95,2 MW_t. Zakłada się, że sytuacja może trwać nie dłużej niż 14 dni (336 h/a);

Wariant 3 – rozruch kotła fluidalnego. Jest to układ pracy kotła odbiegający od normalnych warunków eksploatacji instalacji, chociaż warunkami i wielkościami emisji odpowiadający układowi pracy kotła wg wariantu 2. W okresie rozruchu

trwającym do 15 godzin, w palnikach olejowych kotła spalany jest olej opałowy lekki po wycofaniu ze stosowania bioestru lub bioester (do końca sierpnia 2014 r.);

Wariant 4 – eksploatacja wyłącznie kotła wodnego PTWM-50 opalanego olejem opałowym lekkim. Kocioł fluidalny jest wyłączony z eksploatacji z powodu rocznego przeglądu/remontu lub awarii kotła bądź urządzeń z nim współpracujących, uniemożliwiających jego eksploatację – funkcja rezerwowa. Czas trwania wariantu 4 – ok. 24 dni (576 h/a);

Wariant 5 – układ jednoczesnej pracy kotła PTWM-50 z kotłem fluidalnym opalonym biomasa lub olejem opałowym lekkim w wyniku konieczności dostarczenia ciepła odbiorcom zewnętrznym – funkcja pomocnicza. Zakładany maksymalny czas jednoczesnej pracy kotłów wynosi 10 dni (240 h/a).

Praca instalacji będzie prowadzona w taki sposób, aby zminimalizować okresy rozruchu i wyłączenia oraz rozruch będzie prowadzony w taki sposób aby zapewnić uruchomienie wszystkich urządzeń służących redukcji emisji tak szybko, jak jest to możliwe pod względem technicznym.

Za koniec rozruchu uznaje się moment, w którym obiekt osiąga minimalne obciążenie rozruchu dla stabilnego wytwarzania, a wytwarzana energia elektryczna lub ciepłej może być bezpiecznie i niezawodnie dostarczana do sieci dystrybucji lub wykorzystywana bezpośrednio na lokalnym terenie przemysłowym, natomiast za początek okresu wyłączenia uznaje się moment zakończenia dostarczania paliwa po osiągnięciu punktu minimalnego obciążenia wyłączenia dla stabilnego wytwarzania, od którego wytwarzana energia elektryczna nie jest już dostępna dla sieci, a energia cieplna nie może już być bezpiecznie i niezawodnie dostarczana do sieci lub wykorzystywana bezpośrednio na lokalnym terenie przemysłowym.

Do celów określenia minimalnego obciążenia rozruchu i minimalnego obciążenia dla stabilnego wytwarzania ustala się konieczność spełnienia co najmniej dwóch z trzech kryteriów podanych poniżej:

1. pełne przejście od stosowania stabilizujących palników pomocniczych lub palników uzupełniających do działania opartego wyłącznie na zwykłym paliwie – paliwie stałym,
2. zawartość tlenu w spalinach,
3. temperatura spalin.

14. Dział V. Warunki na wprowadzanie do środowiska substancji i energii.

Pkt V.1.1. Źródła emisji

- zapis o treści:

- E1 – emitor elektrowni wprowadzający do powietrza substancje powstające w wyniku spalania bioestru lub oleju opałowego lekkiego w kotle PTWM-50;
- E2 – emitor elektrowni wprowadzający do powietrza substancje powstające w wyniku spalania biomasy, bioestru lub oleju opałowego lekkiego w kotle typu BFB OF-230 (K-71);

- zastępuje się zapisem o następującej treści:

- E1 – emitor elektrowni wprowadzający do powietrza substancje powstające w wyniku spalania oleju opałowego lekkiego w kotle PTWM-50;
- E2 – emitor elektrowni wprowadzający do powietrza substancje powstające w wyniku spalania biomasy lub oleju opałowego lekkiego po wycofaniu ze stosowania bioestru w kotle typu BFB OF-230 (K-71);

15. Dział V. Warunki na wprowadzanie do środowiska substancji i energii.

Pkt V.4.1. Wytwarzanie odpadów i sposoby postępowania z odpadami.

- tabela nr 8 otrzymuje brzmienie:

Lp.	Nazwa odpadu	Kod odpadu	Ilość [Mg/rok]	Miejsca i sposób magazynowania odpadów. Sposób gospodarowania odpadami
Odpady inne niż niebezpieczne				
1	Popioły lotne z torfu i drewna niepoddanego obróbce chemicznej	10 01 03	30 000	Magazynowanie w specjalnym zbiorniku retencyjnym popiołu o pojemności użytkowej $V=600 \text{ m}^3$ do momentu transportu. Popiół będzie odbierany przez wyspecjalizowanych odbiorców zewnętrznych, posiadających uregulowany stan prawny w zakresie gospodarki tego typu odpadem (odbior autocysternami) lub będzie dostarczany (wagony) na składowisko odpadów paleniskowych Elektrowni Szczecin
2	Piaski ze złóż fluidalnych (z wyłączeniem 10 01 82)	10 01 24	12 000	Magazynowane naprzemiennie w dwóch kontenerach stalowych o pojemności użytkowej 8 m^3 ustawionych na poziomie ziemi, w rejonie wyjścia kolektora spalin z kotła fluidalnego, na specjalnie przygotowanym stanowisku załadunkowym osadu dennego. Osad denny będzie odbierany przez wyspecjalizowanych odbiorców zewnętrznych, posiadających uregulowany stan prawny w zakresie gospodarki tego typu odpadem lub będzie dostarczany na składowisko odpadów paleniskowych Elektrowni Szczecin. W przypadku braku możliwości wywozu odpadu poza teren Elektrowni dopuszcza się jego czasowe magazynowanie w boksie betonowym lub w wygrodzonym terenie („zasieka”) zlokalizowanych za budynkiem głównym w północnej części Elektrowni

16. Dział VI. Monitorowanie środowiska i kontrola eksploatacji instalacji.

Pkt VI.4. Monitoring zużycia energii otrzymuje brzmienie:

Produkcja brutto energii elektrycznej

- należy mierzyć na zaciskach generatora TG-1.

Zużycie energii elektrycznej na potrzeby własne

- należy mierzyć z sumy pomiarów na transformatorach TZ5+T1+T2+TP+TR.

Do celów kontrolowania pracy urządzeń Elektrowni oraz odczytów i archiwizacji parametrów a także odczytów i archiwizacji wielkości elektrycznych należy wykorzystywać programy komputerowe umożliwiające wykonywanie operacji rozliczeniowych oraz wizualizacje i raportowanie danych.

Monitoring strumieni ciepła obejmuje:

- pomiar ilości ciepła (czujnik przepływu z przetwornikiem, integratorem licznika i czujnikiem temperatury);
- pomiar natężenia przepływu i ilości wody uzupełniającej (czujnik przepływu z przetwornikiem).

Wszystkie dane obliczeniowe i wynikowe należy archiwizować przez okres 5 lat.

17. Dział VIII. Eksploatacja instalacji w warunkach odbiegających od normalnych otrzymuje brzmienie:

Jako warunki odbiegające od normalnych kwalifikuje się zatrzymanie i rozruch instalacji. Czynności te prowadzone są w zależności od potrzeb w okresie najmniejszego zapotrzebowania na energię – okres letni. Przerwa związana jest z obowiązkowym przeglądem kotła, w trakcie którego sprawdza się stan techniczny poszczególnych systemów i urządzeń, wykonuje się czyszczenie i konserwację oraz dokonuje się bieżących napraw. Planowana przerwa na przegląd trwa ok. 10 dni.

Rozruch kotła fluidalnego ze stanu zimnego można podzielić na następujące etapy:

- Etap 1 – przewietrzenie kotła (10 – 15 min);
- Etap 2 – nagrzewanie kotła – stopniowe rozpalenie palników olejowych i kontrola przyrostu temperatur w walczaku – ok. 3 godz.;
- Etap 3 – po uzyskaniu odpowiednich parametrów pary, koordynacja z rozruchem turbiny – ok. 1,5 godz.;
- Etap 4 – załączanie komór elektrofiltru po osiągnięciu założonej temperatury spalin (wg DTR elektrofiltru), uruchomienie zasilania kotła biomasą, wygaszanie palników olejowych.

Warunki rozruchu kotła biomasowego BFB OF-230 (K-71):

- Paliwo używane w okresie rozruchu kotła – olej opałowy lekki po wycofaniu ze stosowania boestru (lub bioester do końca sierpnia 2014 r.);
- Czas trwania rozruchu – 5-15 godzin;
- Sposób wprowadzania substancji do powietrza – emitor E2.

Rozruch i zatrzymanie kotła odbywa się w warunkach dynamicznych zmian warunków i wielkości emisji. Jeśli w przypadku prawidłowo prowadzonego rozruchu kotła wzrasta ilość spalin oraz emitowanych substancji, to w przypadku jego zatrzymania następuje ich spadek.

18. Załącznik Nr 1 do decyzji z dnia 26 sierpnia 2011 r. znak: WOŚ.II.7222.17.9.2011.MG, zmieniony decyzją z dnia 30 listopada 2011 r. znak: WOŚ.II.7222.20.3.2011.GD.

Dla instalacji energetycznego spalania paliw w Elektrowni Szczecin dopuszcza się wprowadzenie gazów i pyłów do powietrza z pojedynczych źródeł emisji, w ilościach zestawionych w poniższej tabeli

- **tabela nr 3** otrzymuje brzmienie:

Tabela nr 3

Emitor	Opis emitora	Źródło emisji Rodzaj paliwa	Parametry emitora				Urządzenie do redukcji emisji	Rodzaj emitowanej substancji	Numer CAS	Wielkość emisji [mg/m ³ u]	Maksymalny czas emisji [h/a]
			Wysokość h [m]	Średnica d [m]	Prędkość V [m/s]	Temperatura T _g [K]					
WARIANT 1 Podstawowy układ technologiczny pracy emitatorów.											
E2	Emitor kotła biomasowego BFB OF-230, ceramiczny otwarty	Kocioł parowy BFB OF-230 opalany biomasą. Czynny w warunkach normalnej eksploatacji.	100	3,6	14,47	419	Elektrofiltr. Gwarantowane stężenie pyłów za elektrofiltrem 30 mg/m ³ u	Dwutlenek siarki dwutlenek azotu Pył ogółem	7446-09-05 10102-44-0	200 300 30	8515
WARIANT 2 układ technologiczny pracy emitatorów, uwzględniający chwilowy brak dostaw biomasy do kotła BFB OF-230											
E2	Kocioł parowy BFB OF-230 opalany olejem opałowym lekkim lub biostrem	Kocioł parowy BFB OF-230, opalany olejem opałowym lekkim po wycofaniu biostru lub biostrem. Czynny w przypadku braku dostaw biomasy	100	3,6	14,47	419	Brak redukcji emisji	Dwutlenek siarki dwutlenek azotu Pył ogółem	7446-09-05 10102-44-0	296 250 30	336
WARIANT 4 układ technologiczny pracy emitatorów, uwzględniający awaryjne wyłączenie kotła BFB OF-230 i zastąpienie go kotłem PTWWM-50.											
E1	Emitor wodnego kotła PTWM-50, ceramiczny otwarty	Kocioł wodny PTWM-50, opalany olejem opałowym lekkim. Czynny w okresie przeglądów oraz awarii kotła biomasowego	100	3,6	2,33	420	Brak redukcji emisji	Dwutlenek siarki dwutlenek azotu Pył ogółem	7446-09-05 10102-44-0	1700 450 50	576
WARIANT 5 układ technologiczny pracy emitatorów, uwzględniający jednoczesną pracę kotła BFB OF-230 oraz kotła PTWWM-50.											
E1	Emitor wodnego kotła PTWM-50, ceramiczny otwarty	Kocioł wodny PTWM-50, opalany olejem opałowym lekkim. Łączna praca kotła PTWM-50 wraz z kotłem BFB OF-230 w czasie zwiększonych dostaw ciepła.	100	3,6	2,33	420	Brak redukcji emisji	Dwutlenek siarki dwutlenek azotu Pył ogółem	7446-09-05 10102-44-0	1700 450 50	240
E2	Emitor kotła biomasowego BFB OF-230, ceramiczny otwarty	Kocioł parowy BFB OF-230 opalany biomasą. Czynny w warunkach normalnej eksploatacji.	100	3,6	14,47	419	Elektrofiltr. Gwarantowane stężenie pyłów za elektrofiltrem 30 mg/m ³ u	Dwutlenek siarki dwutlenek azotu Pył ogółem	7446-09-05 10102-44-0	200 300 30	8515

Pozostałe punkty decyzji pozostają bez zmian.

Uzasadnienie

PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. z siedzibą w Bełchatowie, reprezentowana przez Pełnomocnika Pana Henryka Dominiaka, wystąpiła z wnioskiem o zmianę decyzji Marszałka Województwa Zachodniopomorskiego z dnia 26.08.2011r. znak: WOŚ.II.7222.17.9.2011.MG, zmienionej decyzją z dnia 30.11.2011r. znak: WOŚ.II.7222.20.3..2012.GD oraz decyzją z dnia 16.05.2012r. znak: WOŚ.II.7222.9.2..2012.GD, udzielającej PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. z siedzibą przy ul. 1-go Maja 63, 97-400 Bełchatów pozwolenia zintegrowanego na prowadzenie instalacji do energetycznego spalania paliw w Elektrowni Szczecin, zlokalizowanej przy ul. Gdańskiej 34a, 70-661 Szczecin.

W związku z wyłączeniem z eksploatacji kotłów opalanych węglem, zlokalizowanych na terenie Elektrowni Szczecin, które zaliczane były do przedsięwzięć mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko, wygaszona została decyzja Wojewody Zachodniopomorskiego z dnia 27 czerwca 2006r., znak: SR-Ś-6/6619/20/06 ze zm. na prowadzenie instalacji energetycznego spalania paliw, położonej na terenie elektrowni „Szczecin”, przy ul. Gdańskiej 34 w Szczecinie.

Natomiast instalacją objętą pozwoleniem (Instalacja IPPC – instalacja w przemyśle energetycznym do spalania paliw o mocy ponad 50 MW_t.) w Elektrowni Szczecin, która kwalifikuje Zakład do uzyskania pozwolenia zintegrowanego jest kocioł fluidalny o mocy cieplnej 204 MW_t oraz kocioł PTWM o mocy cieplnej 48 MW_t.

Biorąc powyższe pod uwagę przedmiotowa instalacja wpisuje się w § 3 ust. 1 pkt 4 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2010r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (Dz. U. z 2010r. Nr 213, poz. 1397 ze zm.) - *elektrownie konwencjonalne, elektrociepłownie lub inne instalacje do spalania paliw w celu wytwarzania energii elektrycznej lub cieplnej, inne niż wymienione w § 2 ust. 1 pkt 3, o mocy cieplnej rozumianej jako ilość energii wprowadzonej w paliwie do instalacji w jednostce czasu przy ich nominalnym obciążeniu, nie mniejszej niż 25 MW, a przy stosowaniu paliwa stałego - nie mniejszej niż 10 MW; przy czym przez paliwo rozumie się paliwo w rozumieniu przepisów o standardach emisyjnych z instalacji.*

W związku z powyższym organem ochrony środowiska, dla aktualnie eksploatowanej instalacji do energetycznego spalania paliw w Elektrowni „Szczecin”, jest Prezydent Miasta Szczecin, zgodnie z art. 183, art. 376 pkt 2 i art. 378 ust.1 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2008 r. Nr 25, poz. 150 ze zm.)

Z analizy wniosku wynika, iż wnioskowane zmiany nie spowodują znaczących zmian w funkcjonowaniu instalacji, nie spowodują wzrostu wydajności instalacji oraz nie będą powodować znaczącego zwiększenia negatywnego oddziaływania na środowisko. W związku z tym, nie są istotną zmianą w rozumieniu art. 215 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001r. Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2008r Nr 25. poz. 150 ze zm.). Zgodnie z art. 3 pkt 7 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001r. Prawo ochrony środowiska (tekst jednolity - Dz. U. z 2008r Nr 25. poz. 150 ze zm.) przez istotną zmianę instalacji rozumie się taką zmianę sposobu funkcjonowania instalacji lub jej rozbudowę, która może powodować znaczące zwiększenie negatywnego oddziaływania na środowisko. Zmiana pozwolenia zintegrowanego, w przypadku, gdy zmiana instalacji nie jest istotną zmianą w myśl ustawy Prawo ochrony środowiska, następuje w trybie art. 155 ustawy z dnia 14 czerwca 1960r. Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. 2012 Nr 0, poz. 267 t.j.)

Zmiany będące przedmiotem niniejszej decyzji obejmują następujące zagadnienia:

- zastosowanie oleju opałowego lekkiego jako paliwa pomocniczego kotła fluidalnego,
- rezygnacja ze stosowania bioestru do spalania w kotle fluidalnym (od początku września 2014 r. praca wyłącznie na biomase oraz oleju opałowym lekkim) oraz opalanie kotła PTWM-50 wyłącznie olejem opałowym lekkim,
- wprowadzenie wariantu jednoczesnej pracy kotła PTWM-50 z kotłem fluidalnym,
- zmiana ilości wytwarzanego odpadu – piaski ze złóż fluidalnych,
- uszczegółowienie charakterystyki instalacji i urządzeń,
- zmiana wielkości produkcji energii elektrycznej,
- zmiana ilości zużywanego oleju opałowego, związanego z dodatkową pracą kotła PTWM-50,
- sprostowanie omyłek pisarskich, szczególnie w nazewnictwie kotła PTWM-50 oraz monitoringu strumieni ciepła.

Generalnie zmiany dotyczą zastosowania oleju opałowego do stosowania jako paliwo pomocnicze kotła fluidalnego BFB OF-230 zamiast bioestru lub oleju opałowego lekkiego do rozpalania kotła oraz zamiast wyłącznie bioestru jako paliwa pomocniczego. Kocioł PTWM-50 będzie pracował w przypadku, gdy kocioł fluidalny opalany biomasą będzie wyłączony z eksploatacji z powodu okresowych remontów lub awarii. Niniejszą decyzją wprowadza się stosowanie oleju opałowego lekkiego w kotle BFB OF-230 jako paliwa rozpałkowego i pomocniczego oraz PTWM-50 jako paliwa podstawowego. Wprowadzono również możliwość jednoczesnej pracy kotła PTWM-50 i kotła fluidalnego. Przewidywany czas pracy – 240 h/rok.

Zmiana mocy cieplnej elektrowni ze 120 MW na 164,14 MW jest związana z możliwością pracy Elektrowni w wariacie, w którym oba kotły pracują jednocześnie. Moc cieplna kotła K-71 wynosi 120 MW, natomiast moc cieplna kotła PTWM-50 wynosi 42,14 MW. Zatem podczas jednoczesnej pracy obu kotłów, moc cieplna Elektrowni osiągnie wartość 162,14 MW. Kocioł BFB OF-230 (K-71) będzie opalany biomasą oraz olejem opałowym lekkim jako paliwem rozpałkowym i pomocniczym. Bioester będzie stosowany w tym kotle wyłącznie do końca sierpnia 2014 r. Natomiast kocioł PTWM-50 będzie opalany wyłącznie olejem opałowym lekkim. Zmiana stosowanego paliwa – rezygnacja koniec sierpnia 2014 r. ze stosowania bioestru, wymusza zmianę zapisów dotyczących magazynu paliw płynnych oraz zmiany zapisów dotyczących granic instalacji energetycznego spalania. Powodem rezygnacji ze stosowania bioestru jest jego znaczna cena oraz przede wszystkim interpretacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, że bioester nie będzie traktowany jako biopaliwo, bez możliwości uzyskania świadectw pochodzenia zielonej energii. Należało również ujednoclić zapis oznaczenia kotła PTWM-50 oraz zapis zmiany jego funkcji z rezerwowej na rezerwowo - pomocniczą.

Konsekwencją rezygnacji ze stosowania bioestru jest m.in. uregulowanie wariantów pracy instalacji. Zmiana czasu trwania wariantu 4 (eksploatacja wyłącznie kotła wodnego PTWM-50 opalanego olejem opałowym lekkim) wynika z połączenia czasu pracy kotła PTWM-50 spowodowanego remontem lub awarią kotła fluidalnego bez konieczności podziału czasu pracy ze względu na przyczynę postoju kotła fluidalnego. Dodatkowo wprowadzono wariant pracy związany z jednoczesną pracą kotła fluidalnego oraz kotła PTWM-50 w razie konieczności zabezpieczenia dostaw ciepła dostawcom zewnętrznym, np. podczas zwiększonych odbiorów ciepła. Zdefiniowano również moment kiedy kocioł PTWM-50 będzie pełnił określone funkcje: rezerwową oraz pomocniczą. Zgodnie z Decyzją Wykonawczą Komisji z dnia 7 maja 2012 r. dotyczącą określenia okresów rozruchu i wyłączenia do celów dyrektywy Parlamentu Europejskiego i rady 2010/75/UE w sprawie emisji przemysłowych określono w pozwoleniu okresy rozruchu i wyłączenia.

W związku z rosnącym zapotrzebowaniem na energię elektryczną niniejszą decyzją wprowadzono wzrost produkcji energii elektrycznej. Określony maksymalny poziom produkcji energii elektrycznej wynika z parametrów generatora. Początkowo zakładano niższe parametry generatora produkującego energię elektryczną (poziom produkcji energii elektrycznej mógł wynieść maksymalnie 440 000 MWh brutto). Aktualnie generator posiada parametry, przy których produkcja energii elektrycznej może wynieść 583 277,5 MWh (brutto). Produkcja energii elektrycznej oraz ciepła jest ściśle zależna od siebie nawzajem. Przy większej produkcji ciepła jest mniejsza produkcja energii elektrycznej i na odwrót. Stosunek produkcji ciepła do produkcji energii elektrycznej w każdym roku może być różny, w zależności od zapotrzebowania odbiorców. W związku z powyższym wprowadzono niniejszą decyzją maksymalny poziomu produkcji energii elektrycznej

Natomiast proces technologiczny, zapobieganie występowaniu i ograniczanie skutków awarii, efektywność energetyczna oraz proces likwidacji instalacji nie zmienia się w stosunku do decyzji udzielającej pozwolenia zintegrowanego na prowadzenie instalacji energetycznego spalania paliw w Elektrowni Szczecin zlokalizowanej przy ul. Gdańskiej 34a, 70 – 661 Szczecin z dnia 26 sierpnia 2011 r., znak: WOŚ.II.7222.17.9.2011.MG, zmienionej Decyzją z dnia 30 listopada 2011 r., znak: WOŚ.II.7222.20.3.2011.GD oraz Decyzją z dnia 16 maja 2012 r., znak: WOŚ.II.7222.9.2.2012.GD.

Rezygnacja ze spalania bioestru skutkuje koniecznością wprowadzenia zmian w zapisach dotyczących emisji pyłów lub gazów do powietrza. Z przeprowadzonej analizy emisji zanieczyszczeń do atmosfery wynika, że analizowana instalacja energetycznego spalania paliw ze względu na emisję zanieczyszczeń gazowych i pyłowych pochodzących z fazy eksploatacji przy zastosowaniu oleju opałowego lekkiego z uwzględnieniem dodatkowego wariantu jednoczesnej pracy dwóch kotłów PTWM-50 oraz BFB OF-230, nie będzie powodowała uciążliwości dla powietrza atmosferycznego. Normy ochrony powietrza będą dotrzymane w pełnej siatce obliczeniowej, w tym we wszystkich punktach poza granicami Inwestycji. Częstości przekroczeń są zerowe w pełnej siatce obliczeniowej.

Wprowadzono zmianę ilości wytwarzanego odpadu o kodzie 10 01 82 (piaski ze złóż fluidalnych z wyłączeniem 10 01 82) z 10 000 Mg/rok na 12 000 Mg/rok. Zwiększenie ilości wytwarzanych odpadów związane jest z rzeczywistą ilością ich powstawania. Biomasa dostarczana do kotła fluidalnego w Elektrowni Szczecin zawiera znacznie większe ilości popiołu, niż zakładano. Dodatkowo często dostarczana biomasa jest zanieczyszczona piaskiem, co wpływa na ilość powstających odpadów.

Natomiast sposoby zapobiegania powstawaniu odpadów i ograniczania ich ilości, sposoby ograniczania negatywnego oddziaływania na środowisko, miejsca i sposób magazynowania odpadów, szczegółowy opis sposobu zagospodarowania odpadów, pozostają bez zmian w stosunku do decyzji udzielającej pozwolenia zintegrowanego na prowadzenie instalacji energetycznego spalania paliw w Elektrowni Szczecin zlokalizowanej przy ul. Gdańskiej 34a, 70 – 661 Szczecin z dnia 26 sierpnia 2011 r., znak: WOŚ.II.7222.17.9.2011.MG, zmienionej Decyzją z dnia 30 listopada 2011 r., znak: WOŚ.II.7222.20.3.2011.GD oraz Decyzją z dnia 16 maja 2012 r., znak: WOŚ.II.7222.9.2.2012.GD.

W procesie technologicznym warunki poboru wody, ilości oraz parametry powstających ścieków, parametry źródeł hałasu nie zmieniają.

Wprowadzone niniejszą decyzją zmiany, w tym rezygnacja ze stosowania bioestrów oraz wprowadzenie dodatkowego wariantu jednoczesnej pracy dwóch kotłów nie wprowadza znaczących zmian w oddziaływaniu Zakładu na środowisko jako całość.

Zgodnie z art. 10 i art. 61 § 4 ustawy z dnia 14.06.1960r. Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. 2012 Nr 0, poz. 267 t.j.) poinformowano strony o prowadzeniu postępowania w sprawie zmiany decyzji pozwolenia zintegrowanego na prowadzenie instalacji do energetycznego spalania paliw w Elektrowni Szczecin – decyzja Marszałka Województwa Zachodniopomorskiego z dnia 26.08.2011r. znak: WOŚ.II.7222.17.9.2011.MG zmieniona decyzją z dnia 30.11.2011r. znak: WOŚ.II.7222.20.3..2012.GD oraz decyzją z dnia 16.05.2012r. znak: WOŚ.II.7222.9.2..2012.GD oraz o możliwości wypowiedzenia się co do zebranych dowodów i materiałów. W terminie określonym w ww. zawiadomieniu strony nie zgłosiły żadnych uwag i wniosków.

Biorąc pod uwagę analizy zgromadzonego w toku postępowania materiału dowodowego organ przyjął, iż eksploatacja przedmiotowej instalacji na warunkach pozwolenia zintegrowanego, zmienionego niniejszą decyzją, nie spowoduje przekroczenia standardów emisyjnych, standardów jakości środowiska i jest zgodne z obowiązującymi przepisami oraz nie będzie miało negatywnego wpływu na stan środowiska oraz spełnia wymagania ochrony środowiska, wynikające z najlepszych dostępnych technik.

Wobec powyższego oraz uwzględniając słuszny interes strony orzeczono jak w rozstrzygnięciu.

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



Z up. PREZYDENTA MIASTA
Dariusz Matejski
ZASTĘPCA DYREKTORA
Wydziału Gospodarki Komunalnej
i Ochrony Środowiska

Otrzymują:

1. PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.
Ul. Węglowa 5, 97-400 Bełchatów
2. Pan Henryk Dominiak - Pełnomocnik
3. UM Szczecin WGKiOŚ – a/a

Do wiadomości :

1. Ministerstwo Środowiska
ul. Wawelska 52/54, 00-922 Warszawa
2. Wojewódzki Inspektor Ochrony Środowiska
ul. Wały Chrobrego 4, 70-502 Szczecin
3. PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.
Ul. Węglowa 5, 97-400 Bełchatów
Oddział Zespół Elektrowni Dolna Odra
74-105 Nowe Czarnowo 76
4. Regionalny Zarząd Gospodarki Wodnej
Ul. Tama Pomorzańska 13A, 70-030 Szczecin