



**MARSZAŁEK
WOJEWÓDZTWA PODKARPACKIEGO**

OS-I.7222.17.1.2019.MT

Rzeszów, 2019-08-19

DECYZJA

Działając na podstawie:

- art. 104 i 155 ustawy z dnia 14 czerwca 1960r. Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2018r., poz. 2096 ze zm.),
- art. 189, art. 378 ust. 2a pkt 1 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001r. Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2019r., poz. 1396 t.j. ze zm.) w związku z § 2 ust.1 pkt 3 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2010r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (Dz. U. z 2016r., poz. 71.);
- § 6 rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 1 marca 2018r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów (Dz.U. 2018 poz. 680)

po rozpatrzeniu wniosku TAURON Wytwarzanie S.A. – Oddział Elektrownia Stalowa Wola w Stalowej Woli reprezentowanej przez pełnomocnika Daniela Karkoszkę z dnia 14 stycznia 2019r., znak: ZPE/PEO/STW/4/133/2019 wraz z uzupełnieniami, w sprawie zmiany decyzji Wojewody Podkarpackiego z dnia 30 czerwca 2006r., znak: ŚR.IV-6618/23/05 zmienionej decyzjami Marszałka Województwa Podkarpackiego: z dnia 19 marca 2008r., znak: RŚ.VI-7660-11/1/08, z dnia 8 sierpnia 2008r., znak: RŚ.VI-7660/11-10/08, z dnia 3 lipca 2009r., znak: RŚ.VI.RD.7660/2-5/09, z dnia 15 lipca 2010r., znak: RŚ.VI.DW.7660/4-7/10, z dnia 14 czerwca 2011r., znak: RŚ.VI.DW.7660/4-13/10, z dnia 14 czerwca 2013r., znak: OS-I.7222.35.4.2013.DW, z dnia 30 października 2014r. znak: OS-I.7222.34.8.2014.DW, z dnia 26 listopada 2015r. znak: OS-I.7222.7.4.2015.DW, z dnia 19 grudnia 2016r., znak: OS-I.7222.50.9.2016.DW, z dnia 29 września 2017r., znak: OS-I.7222.24.4.2017.DW udzielającej TAURON Wytwarzanie S.A., ul. Promienna 51, 43-603 Jaworzno, NIP 6321792812, REGON 276854946 (dawniej Elektrownia Stalowa Wola S.A., ul Energetyków 13 w Stalowej Woli) pozwolenia zintegrowanego na prowadzenie instalacji energetycznego spalania paliw o mocy nominalnej powyżej 50 MW_t wraz z urządzeniami pomocniczymi, zlokalizowanej na terenie TAURON Wytwarzanie S.A. Oddział Elektrownia Stalowa Wola w Stalowej Woli przy ul. Energetyków 13



o r z e k a m

I. Zmieniam za zgodą stron decyzję Wojewody Podkarpackiego z dnia 30 czerwca 2006r. znak: ŚR.IV-6618/23/05 zmienioną decyzjami Marszałka Województwa Podkarpackiego: z dnia 19 marca 2008r., znak: RŚ.VI-7660-11/1/08, z dnia 8 sierpnia 2008r., znak: RŚ.VI-7660/11-10/08, z dnia 3 lipca 2009r., znak: RŚ.VI.RD.7660/2-5/09, z dnia 15 lipca 2010r., znak: RŚ.VI.DW.7660/4-7/10, z dnia 14 czerwca 2011r., znak: RŚ.VI.DW.7660/4-13/10, z dnia 14 czerwca 2013r., znak: OS-I.7222.35.4.2013.DW, z dnia 30 października 2014r. znak: OS-I.7222.34.8.2014.DW, z dnia 26 listopada 2015r. znak: OS-I.7222.7.4.2015.DW, z dnia 19 grudnia 2016r., znak: OS-I.7222.50.9.2016.DW, z dnia 29 września 2017r., znak: OS-I.7222.24.4.2017.DW, udzielając TAURON Wytwarzanie S.A., ul. Promienna 51, 43-603 Jaworzno, NIP 6321792812, REGON 276854946 (dawniej Elektrownia Stalowa Wola S.A., ul Energetyków 13 w Stalowej Woli) pozwolenia zintegrowanego na prowadzenie instalacji energetycznego spalania paliw o mocy nominalnej powyżej 50 MW_t wraz z urządzeniami pomocniczymi, zlokalizowanej na terenie TAURON Wytwarzanie S.A. Oddział Elektrownia Stalowa Wola w Stalowej Woli przy ul. Energetyków 13, w następujący sposób:

I.1. Punkty od I do XIII otrzymują nowe brzmienie:

„I. Rodzaj i parametry instalacji oraz rodzaj prowadzonej działalności

I.1. Rodzaj instalacji oraz rodzaj prowadzonej działalności

TAURON Wytwarzanie S.A., ul. Promienna 51, 43-603 Jaworzno, NIP 6321792812, REGON 276854946 eksploatować będzie instalację do wytwarzania energii z paliw, tj. instalację do spalania paliw o nominalnej mocy nie mniejszej niż 50 MW zlokalizowaną na terenie TAURON Wytwarzanie S.A. Oddział Elektrownia Stalowa Wola w Stalowej Woli. Zadaniem instalacji będzie wytwarzanie i dystrybucja energii elektrycznej oraz produkcja i dystrybucja ciepła. W skład instalacji wchodzić będą:

I.1.1. Elektrownia EI. II

I.1.2. Elektrownia EI. III

I.1.3. Układ suchego odpopielania

I.1.4. Układ hydroodpopielania wraz ze zbiornikiem do waloryzacji mieszanki popiołowo- żuźlowej ZB „JELNIA”.

I.1.5. Urządzenia powiązane technicznie z instalacją:

- urządzenia gospodarki paliwowo –surowcowej,
- urządzenia wytwarzania energii elektrycznej i ciepła,
- urządzenia wyprowadzenia mocy,

- urządzania gospodarki wodnej,
- urządzania gospodarki ściekowej,
- urządzania gospodarki olejowej.

I.1.6. Parametry eksploatacyjne instalacji, w tym łączna nominalna moc instalacji dostarczana w paliwie wynosić będzie:

TABELA 1 Do zakończenia derogacji nie później niż do 31 grudnia 2023r.

Wskaźnik	Jednostka	Wartość		
		Elektrownia El. II	Elektrownia El. III	Razem
Nominalna wydajność kotłów energetycznych	Mg _{par} /h	120	755	875
Nominalna moc cieplna kotłów energetycznych	MW _t	97,7	669,2	766,9

TABELA 2 Po zakończeniu derogacji nie później niż od 1 stycznia 2024r.

Wskaźnik	Jednostka	Wartość		
		Elektrownia El. II	Elektrownia El. III	Razem
Nominalna wydajność kotłów energetycznych	Mg _{par} /h	120	0	120
Nominalna moc cieplna kotłów energetycznych	MW _t	97,7	0	97,7

I.2. Parametry urządzeń i procesów istotne z punktu widzenia przeciwdziałania zanieczyszczeniom

I.2.1. Elektrownia El. II wyposażona będzie w:

- jeden kocioł pyłowy opalany biomasą OP-120 (K10) o mocy cieplnej dostarczonej w paliwie 97,7 MW_t. Układ podawania paliwa składać się będzie z 5-ciu młynów młotkowych, dwóch zasobników przykotłowych i układu przenośników zgrzeblowych i śrubowych. Powietrze do kotła doprowadzone będzie dwoma wentylatorami. Spaliny odpylane będą w elektrofiltrze o skuteczności 99 % i wprowadzane do powietrza emitorem **E2** wyposażonym w wentylator.

Popiół spod elektrofiltru odbierany będzie za pomocą podajników komorowych i pneumatycznie transportowany do zbiornika pośredniego popiołu. Wytworzony żużel transportowany będzie na mokro do pompowni bagrowej i po zmieszaniu z pyłem, jako pulpa popiołowo żużlowa kierowany będzie do procesu waloryzacji do zbiornika ZB „JELNIA” .

Dane techniczne kotła OP-120 K10

TABELA 3

Nominalna wydajność	120 Mg _{par} /h
Nominalna moc wyjściowa	87,9 MW _t
Nominalna moc cieplna doprowadzona w paliwie	97,7 MW _t
Temperatura wody zasilającej	180 °C
Temperatura pary	500 °C
Sprawność kotła	90 %
Temperatura spalin na wylocie z kotła	160 °C
Średnia wartość opałowa paliwa	17 230 kJ/kg
Zużycie paliwa	20,6 Mg/h

Kocioł K10 wyposażony będzie w urządzenia:

- dozowania siarki w celu ograniczenia korozji chlorowej związanej ze spalaniem biomasy oraz dozowania kaolinu lub haloizytu w celu podwyższenia temperatury mięknięcia popiołu. Podawanie addytywów następować będzie za pomocą układów zamkniętych.
- odazotowania spalin metodą niekatalityczną SNCR. Odazotowanie będzie polegało na reakcji tlenków azotu z amoniakiem. Woda amoniakalna dostarczana będzie autocysternami i magazynowana w zbiorniku o pojemności 60 m³. Ze zbiornika magazynowego reagent przekazywany będzie do mieszalnika gdzie następować będzie jego wymieszanie z wodą zdemineralizowaną, w celu osiągnięcia wymaganego stężenia. Roztwór amoniaku wtryskiwany będzie do kotła za pomocą lanc wtryskowych. Metoda ta umożliwi redukcję tlenków azotu na poziomie około 40-60%.

Kocioł OP-120 pracować będzie w układzie blokowym z turbozespołem TG6.

Obieg wodno – parowy kotła OP-120 (K10)

Woda kotłowa podawana będzie ze zbiorników zasilających przy pomocy pomp do podgrzewacza w drugim ciągu kotła, gdzie podgrzewana będzie do temperatury 260 °C i podawana do walczaka dużego do osiągnięcia temperatury nasycenia, tj. 290 °C przy ciśnieniu 7,49 MPa.

Z walczaka woda spływać będzie do dolnych komór ekranowych kotła, w których nagrzewa się i częściowo odparowuje. Mieszanka parowo-wodna będzie podawana do walczaka małego (odparownika), gdzie nastąpi odseparowanie wody od pary. Woda i para spływać będą do walczaka dużego, woda dolnymi, para górnymi rurami komunikacyjnymi. Odseparowana para nasycona, przepływać będzie rurami do trójstopniowego przegrzewacza pary, gdzie będzie przegrzewana osiągając parametry pozwalające na skierowanie jej do turbiny i stacji redukcyjnych (temperatura 500 °C i ciśnienie do 7,6 MPa).

Para, po przejściu przez turbinę ulegać będzie skropleniu w skraplaczach podturbinowych i jako woda zasilająca spływać będzie grawitacyjnie do zbiorników. Straty w obiegu wodno – parowym kotłów uzupełniane będą wodą zdemineralizowaną ze Stacji Uzdatniania Wody.

I.2.2. Elektrownia El. III wyposażona będzie w:

- 2 kotły pyłowe OP -380 (K12 i K13), opalane węglem kamiennym lub węglem kamiennym i biomasą w ilości do 10 % masy paliw, o mocy cieplnej dostarczanej w paliwie 334,6 MW_t każdy. Układ podawania paliwa do każdego kotła składać się będzie z 6-ciu młynów kulowo-misowych, z zasobnikami przykotłowymi i układem przenośników taśmowych i śrubowych. Powietrze do kotłów doprowadzone będzie indywidualnymi wentylatorami: po dwa dla każdego kotła. Spaliny z każdego kotła odpylane będą w elektrofiltrze o skuteczności 99 % i odprowadzane dwoma wentylatorami spalin do wspólnego komina E3. Kotły K12 i K13 zostaną wyłączone z eksploatacji po wyczerpaniu derogacji nie później niż z dniem 1 stycznia 2024r. Popiół spod elektrofiltrów odbierany będzie za pomocą aparatów wydmuchowych i pneumatycznie transportowany do stacji wysyłkowej popiołu. Powstały żużel na mokro transportowany będzie do pompowni bagrowej i po zmieszaniu z pyłem, jako pulpa popiołowo żużlowa kierowany będzie do procesu waloryzacji do zbiornika ZB „JELNIA”.

Kotły OP-380 pracować będą w układzie blokowym wytwarzając energię elektryczną w układach kondensacyjnych oraz okresowo w układach ciepłowniczych.

Dane techniczne kotłów OP-380

TABELA 4

Nominalna wydajność	377,5 Mg _{par} /h
Nominalna moc wyjściowa	304,5 MW _t
Nominalna moc cieplna doprowadzona w paliwie	334,6 MW _t
Temperatura wody zasilającej	220 °C
Temperatura pary	540 °C
Sprawność kotła	91,00 %
Temperatura powietrza podgrzanego	260 / 240 °C
Temperatura spalin na wylocie z kotła	150 °C
Średnia wartość opałowa paliwa	19 500 kJ/kg
Zużycie paliwa	63,2 Mg/h

Obiegi wodno – parowe kotłów OP-380

Woda kotłowa podawana będzie pompą ze zbiorników zasilających do podgrzewacza, skąd podgrzana do 280 °C trafiać będzie do walczaka. W komorach ekranowych kotła (tworzących szczelne ściany kotła), woda będzie się nagrzewać i częściowo odparowywać. Mieszanka parowo-wodna dostawać się będzie do walczaka, gdzie w warunkach nasycenia (ciśnienie 14,8 MPa, temp. 338°C) następować będzie oddzielenie pary od wody na cyklonach i separatorach żaluzjowych. Oddzielona para kierowana będzie do trzystopniowego przegrzewacza pary świeżej, w którym para osiągać będzie temperatury po I° - 387 C, po II° - 423°C, po III° - 540°C przy ciśnieniu 13,5 MPa. Z III° przegrzewacza pary świeżej dwoma kolektorami para przechodzić będzie do części wysokoprężnej turbiny (WP). Po przejściu przez część WP turbiny, para o parametrach 2,6 MPa i 338°C wracać będzie do przegrzewacza międzystopniowego. Po przejściu przez III°

przegrzewacza międzystopniowego para wtórna o parametrach 2,6 MPa i 540°C kierowana będzie dwoma kolektorami do części średnioprężnej turbiny.

Uzupełnienia strat wody w obiegu wodno – parowym kotłów odbywać się będą wodą zdemineralizowaną przygotowaną w Stacji Uzdatniania Wody.

I.2.3. Układ suchego odpopielania

I.2.3.1. Zbiorniki buforowe popiołu

Spaliny opuszczające kotły będą odpylane w elektrofiltrach. Popiół z elektrofiltrów gromadzony będzie w zbiornikach pośrednich (dla El. III zbiorniki D i E; dla El. II zbiornik C). Zbiorniki C i D będą wyposażone w moduł służący do załadunku popiołów lotnych na samochody i ich odbiór w postaci suchej. Moduł ten składać się będzie ze zbiornika buforowego, rękawa załadowniczego wyposażonego w szczelne zamknięcie oraz filtru workowego. Powietrze ze zbiornika C i D oczyszczane będzie w filtrach tkaninowych i odprowadzane do atmosfery odpowiednio emitarami **E11** i **E12**.

I.2.4. Układ hydroodpopielania wraz ze zbiornikiem „JELNIA” do waloryzacji mieszanki popiołowo- żuźlowej

I.2.4.1. W skład obiegu hydroodpopielania wchodzić będą:

- szczelne rurociągi stalowe,
- pompownia bagrowa El. II (2 pompy o wydajności 500 m³/h każda i dwie pompy kanałowe o wydajności 120 m³/h każda),
- pompownia bagrowa El. III (1 pompa o wydajności 900 m³/h, pompa wydajności 500 m³/h i 2 pompy kanałowe o wydajności 120 m³/h każda),
- pompy wody zaporowej (2 pompy wirowe o wydajności 27 m³/h każda); służące do zasilania w wodę dławic pomp bagrowych,
- pompa wody czystej (1 pompa o wydajności 900 m³/h) służąca do uzupełniania obiegu,
- pompownia wody powrotnej (1 pompa o wydajności 900 m³/h, 4 pompy o wydajności 450 m³/h, 1 pompa kanałowa o wydajności 100 m³/h) służąca do przesyłu wody powrotnej do Elektrowni.

I.2.4.2. Popioło-żuźle będą przesyłane transportem hydraulicznym do ZB „JELNIA”.

I.2.4.3. Woda do hydrotransportu krążyć będzie w obiegu zamkniętym i będzie uzupełniana wodą pochłodniczą, ściekami ze stacji uzdatniania wody oraz ściekami z odmulania i odsalania kotłów. Ponadto w miesiącach kwiecień – październik woda wykorzystywana będzie w razie potrzeb do zasilania stałej instalacji zraszającej na wałach ZB „JELNIA” oraz do zraszania wewnątrz kwater w celu zabezpieczenia przed emisją niezorganizowaną.

I.2.4.4. Zbiornik ZB „JELNIA” do waloryzacji mieszanki popiołowo- żuźlowej stanowić będzie nadziemna budowla hydrotechniczna o powierzchni 52 ha, położona na wydzielonym terenie (ok. 2,5 km od zakładu), w której następować będzie proces waloryzacji mieszanki popiołowo- żuźlowej.

Zbiornik składać się będzie z kwater :

- Kwatera Nr 1 – o pow. 3 ha (zamknięta, zrehabilitowana),
- Kwatera Nr 2 – o pow. 6,4 ha,
- Kwatera Nr 3 – o pow. 2,6 ha,
- Kwatera Nr 4 (SE) - o pow. 7,3 ha,
- Kwatera Nr 4 (NW) – o pow. 3,8 ha.

I.2.4.5. Parametry konstrukcyjne kwater ZB „JELNIA”

- pojemność geometryczna kwater eksploatowanych – 1 205 tys. m³
- średnia rzędna dna na poziomie warstwy odsączającej – 162,0 m n.p.m.
- średnia wysokość gromadzenia odpadów od dna kwater – 13,0 m
- docelowa rzędna gromadzenia odpadów – 182,0 m n.p.m.
- nachylenie skarp odwodnych – od 1:3 do 1:3,5
- nachylenie skarp odpowietrznych – od 1:3 do 1:2,5

I.2.4.6. Kwatery będą eksploatowane cyklicznie: kwatera po napełnieniu będzie osuszana, po osuszeniu popioło-żuźle będą wybierane i przekazywane do gospodarczego wykorzystania. W tym czasie następować będzie napełnianie następnej kwatery. W celu zachowania szczelności dna kwater określona została rzędna dna czaszy kwater na poziomie urabiania - 163,0 m n.p.m. co będzie gwarantowało utrzymanie nienaruszonej warstwy skolmatowanych popioło-żużli o grubości minimum 5 m. Woda nadosadowa ujmowana przez studnie przelewowe odprowadzana będzie grawitacyjnie do dwóch zbiorników wyrównawczych celem sklarowania, a następnie kierowana do ponownego wykorzystania w układzie hydroodpopielania.

I.2.4.7. Żużel powstający w wyniku procesu spalania w kotłach będzie odprowadzany do odżuźlacza mokrego i przy użyciu przenośników zgrzebłowych wygarniany. Stamtąd za pomocą dysz wodnych już jako mieszanina żużla i wody będzie transportowany do pompowni bagrowej. Pył powstający w wyniku spalania paliwa w kotłach, unoszony ze spalinami będzie wychwytywany w elektrofiltrach i kierowany do lejów elektrofiltru, skąd przy pomocy sprężonego powietrza będzie transportowany do zbiornika pośredniego znajdującego się w stacji wysyłu pyłu. W zależności od trybu pracy stacji wysyłu pył może zostać skierowany na sucho do załadunku na samochody lub na tzw. spluczkę, gdzie miesza się z wodą i dalej przesyłany będzie za pomocą wody jako medium transportowego do pompowni bagrowej.

Z pompowni bagrowej popiół i żużel mieszane z wodą kierowane będą do procesu waloryzacji w Zbiorniku „JELNIA”. Proces waloryzacji polegać będzie na sedymentacji i odsączaniu osadu w zbiorniku przed rozpoczęciem wybierania. W początkowym etapie osuszania (po zaprzestaniu zrzutu hydromieszaniny) część kwatery (ok. 1/3) pozostawać będzie pod wodą – strefa przy studni przelewowej, pozostała część kwatery natomiast będzie niezalana. Odsączanie poprzez studnie przelewowe powodować będzie osuszanie mieszaniny popiołowo-żuźlowej do

momentu osiągnięcia wilgotności ok. 70 %, co daje możliwość wprowadzenia ciężkiego sprzętu bez zagrożenia zatopienia. Dalsze urabianie mieszaniny popiołowo-żuźlowej polegać będzie na jej przemieszczaniu w obrębie kwatery i mieszaniu tak aby uzyskać wilgotność zgodną z wymaganą dla potrzeb dalszego zagospodarowania (przetwarzania), tj. do 35 %. W takiej formie mieszanina popiołowo-żuźłowa będzie przekazywana odbiorcom. Poszczególne kwatery w zależności od pojemności oraz wielkości produkcji będą napełniane w okresie dłuższym niż jeden rok (sumaryczna pojemność wszystkich kwater zbiornika umożliwia zgromadzenie 2 288 mln Mg mieszanki popiołowo-żuźlowej).

Kwatery będą eksploatowane cyklicznie: kwatera po napełnieniu będzie osuszana, popioło-żuźle po procesie waloryzacji będą wybierane i przekazywane do dalszego wykorzystania.

I.2.5. Urządzenia gospodarki paliwowo –surowcowej obejmować będą:

- układ nawęglania,
- układ przygotowania i podawania biomasy do współspalania,
- układ przygotowania biomasy dla kotła K10,
- układ paliwa rozpałkowego.

I.2.5.1. Układ nawęglania w skład którego wchodzić będą:

- 2 wywrotnice wagonowe beczkowe,
- suwnica bramowa do rozładunku drewna i podawania biomasy,
- skład węglowy Nr 1 – o pojemności ok. 100 tys. Mg węgla ,
- skład węglowy Nr 3 – o pojemności ok. 70 tys. Mg węgla,

Składy węgla posiadać będą nawierzchnię szczelną zbrojoną betonową z obrzeżem wykonanym z kamienia łupanego. Węgiel będzie transportowany ze składowisk paliwa lub bezpośrednio spod wywrotnicy wagonowej układem taśmociągów umieszczonych w zabudowanej zamkniętej galerii nawęglania, poprzez system przesypów do zasobników węgla surowego przy poszczególnych kotłach. Po rozdrobnieniu i odseparowaniu grubszych części w separatorze młyna, węgiel w postaci pyłu podawany będzie do palników w komorze paleniskowej każdego z kotłów.

I.2.4.2. Układ przygotowania i podawania biomasy do spalania w skład którego wchodzić będą:

- skład biomasy nr 1 - o pojemności ok. 7 000 Mg ,
- skład biomasy nr 2 - o pojemności ok. 10 000 Mg do magazynowania i przygotowania biomasy do spalania,
- 2 zbiorniki buforowe o pojemności 1 500 m³ każdy, na biomasę leśną (ZBL) i biomasę agro (ZBA),
- 3 zbiorniki buforowe o pojemności 225 m³ (ZB1), 500 m³ (ZB2) i 300 m³ (ZB3),
- zbiornik pyłu o pojemności 200 m³ (ZB4),
- magazyn biomasy o kubaturze 9 720 m³,

- magazyn biomasy (pelet) o kubaturze 3 660 m³,
- magazyn biomasy (pelet) o kubaturze 3 550 m³,
- urządzenia zrębkujące: zespół rębaków: wstępny o wydajności 75 Mg/h oraz procesowy o wydajności 50 Mg/h,
- urządzenia dozujące.

I.2.4.2.1. Na składzie biomasy nr 1 gromadzona będzie biomasa drobna (np. trociny). Otwarty skład biomasy nr 1, otoczony będzie z trzech stron (od wschodu, północy i zachodu) budynkami technicznymi Elektrowni, wyposażony będzie w suwnicę bramową i stałą instalację zraszającą uruchamianą każdorazowo, w razie potrzeb w celu zabezpieczenia przed emisją nieorganizowaną.

I.2.4.2.2. Biomasa z placu składowego biomasy nr 1 zasilane będą kotły OP-380 nr K12 i K13. Rozdrobniona biomasa ładowana będzie na przenośnik nawęglania i dalej wraz z węglem układem przenośników transportowana będzie do zasobników węgla surowego każdego z kotłów nr K12 i K13. Z zasobników przykotłowych mieszanka węgla i biomasy wprowadzana będzie do procesu spalania w kotłach.

I.2.4.2.3. Skład biomasy nr 2 zlokalizowany będzie w sąsiedztwie bramy wjazdowej nr 2, gdzie magazynowana będzie biomasa grubsza i pelety. Skład będzie wyposażony w instalację zraszającą (uruchamianą każdorazowo, w razie potrzeb w celu zabezpieczenia przed emisją nieorganizowaną pyłu).

I.2.4.2.4. Place magazynowe biomasy będą utwardzone, z odprowadzeniem wód opadowych do kanalizacji burzowej i dalej do urządzeń oczyszczających ścieki deszczowo-przemysłowe.

I.2.4.2.5. W celu zasilania kotła biomasowego OP-120 nr K10 eksploatowany będzie zespół urządzeń do rozładunku, przygotowania i podawania biomasy zgromadzonej na placu biomasy nr 2, w skład którego wchodzić będą:

- linia transportu mechanicznego biomasy nieprzetworzonej do zbiorników magazynowych biomasy leśnej i agro; Produkcja zrębków biomasy prowadzona będzie w dwóch rębakach: wstępnym i procesowym. Transport biomasy prowadzony będzie za pomocą przenośnika taśmowego. Linia przygotowania biomasy objęta będzie siecią aspiracyjną nr 1, z której powietrze, po odpyleniu w cyklonofiltrze, odprowadzane będzie do atmosfery emitorem **E4**. Rozdrobniona biomasa transportowana będzie do silosów magazynowych: biomasy leśnej (ZBL) i agro (ZBA), które objęte będą siecią aspiracyjną nr 2. Powietrze z sieci po odpyleniu w cyklonofiltrze odprowadzane będzie emitorem **E5**.
- linia transportu mechanicznego biomasy nieprzetworzonej agro do zbiornika ZBA; Biomasa rolnicza w postaci słomy lub bryketu po rozładunku podawana będzie do dwóch rozdrabniaczy a następnie transportowana będzie poprzez układ transportu pneumatycznego wyposażony w cyklonofiltr do silosu magazynowego (ZBA). Linia objęta będzie siecią aspiracyjną nr 2, z której powietrze, po odpyleniu w cyklonofiltrze, odprowadzane będzie do atmosfery emitorem **E5**.

- linia rozładunku silosów magazynowych ZBL i ZBA oraz przygotowania biomasy dla potrzeb suszarni; Ze zbiorników biomasa wygarniana będzie za pomocą wygarniaczy ślimakowych, następnie układem przenośników podawana będzie do układu separacji nadgabarytu. Frakcja podsitowa (do 10 mm) transportowana będzie bezpośrednio do zbiornika buforowego ZB1 o pojemności 225 m³, natomiast frakcja nadsitowa kierowana będzie do układu młynów precyzyjnych, gdzie nastąpić będzie jej rozdrobnienie (do frakcji max. 10 mm) a następnie będzie zsypywana na podajnik transportujący biomasę spod przesiewacza i jednym strumieniem transportowana do zbiornika buforowego ZB1. Linia objęta będzie siecią aspiracyjną nr 3, z której powietrze, po odpyleniu w cyklonofiltrze, odprowadzane będzie do atmosfery emitorem **E6**.
- suszarnia powietrzno-parowa biomasy; Rozdrobniona biomasa suszona będzie w dwustopniowej suszarni powietrzno – parowej. Biopaliwo o wilgoci ok. 45% w I° suszarni zostaje osuszone ciepłym powietrzem do zawartości wilgoci ok. 38 %. Następnie biomasa kierowana będzie do II° suszenia do zamkniętej, ciśnieniowej oraz gazoszczelnej suszarni parowej gdzie następuje jej wysuszenie do zawartości wilgoci poniżej 10 %. Wysuszone paliwo transportowane będzie na system transportu biomasy do kotła. Nadmiar pary wygenerowanej w procesie suszenia (z odparowania wilgoci z biomasy) w suszarni parowej wykorzystany będzie jako para technologiczna do podgrzewania czynnika grzewczego (mieszanki glikol – woda) w I° suszenia.
- linie transportu pneumatycznego biomasy suchej do silosów buforowych; Biomasa po wysuszeniu układem transportu pneumatycznego kierowana będzie do zbiornika buforowego biomasy suchej ZB2. Linia objęta będzie siecią aspiracyjną nr 4, z której powietrze, po odpyleniu w cyklonofiltrze odprowadzane będzie do atmosfery emitorem **E7**. Następnie biomasa będzie transportowana rurociągiem do zbiornika buforowego ZB3. Ten odcinek linii przygotowania biomasy objęty będzie siecią aspiracyjną nr 5 z której powietrze, po odpyleniu w cyklonofiltrze, odprowadzane będzie do atmosfery emitorem **E8**.
- linia transportu mechanicznego biomasy przetworzonej; Gotowa biomasa w formie peletów rozładowywana będzie z samochodów do dwóch zadaszonych betonowych dołów rozładowczych o pojemności 100 m³. Linia objęta będzie siecią aspiracyjną nr 6, z której powietrze, po odpyleniu w cyklonofiltrze, odprowadzane będzie do atmosfery emitorem **E9**. Stąd biomasa kierowana będzie na przesiewacz wibracyjny, a następnie za pomocą układu przenośników do zbiornika buforowego ZB3.
- układ przygotowania pyłu biomasowego; Biomasa ze zbiornika buforowego ZB3 podawana będzie do młynowni wyposażonej w pięć młynów młotkowych o wydajności 7 Mg/h każdy. Pył z młynów trafiać będzie do zbiornika pyłu ZB4. Układ objęty będzie siecią aspiracyjną nr 7, z której powietrze, po odpyleniu w cyklonofiltrze, odprowadzane będzie do atmosfery emitorem **E10**.

Wytworzony pył biomasowy kierowany będzie do silosów dozujących przy kotle OP-120 K10 a następnie podawany do palników kotła.

I.2.4.3. Układ paliwa rozpałowego

Paliwem pomocniczym (rozpałowym) w instalacji dla wszystkich kotłów będzie gaz ziemny stosowany w kotłach w czasie uruchamiania i odstawiania oraz w stanach awaryjnych do podtrzymania stabilnego spalania w kotłach OP-380 (K12-K13). Uruchomienie palnika opalanego gazem ziemnym następować będzie za pomocą zapalarki energetycznej.

I.2.5. Urządzenia wytwarzania energii i ciepła

W Elektrowni II zainstalowany będzie turbozespół TG6 służący do produkcji energii elektrycznej i ciepła. Turbozespół TG6 zasilany będzie parą z kotła OP-120 K10.

W Elektrowni III turbiny pracować będą z kotłami OP-380 w układzie blokowym i służyć będą do produkcji energii elektrycznej i ciepła: turbozespół TG7 pracować będzie z kotłem K12, a turbozespół TG8 z kotłem K13.

I.2.6. Urządzenia wyprowadzenia mocy

Układ elektryczny Elektrowni II i III składać się będzie z czterech generatorów z układem wyprowadzenia mocy, dwóch transformatorów 110/6 kV potrzeb własnych oraz układu rozdzielni 6 kV i 0,4 kV powiązanych z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym przy pomocy napowietrznych linii energetycznych:

- 220 kV należącej do Polskich Sieci Elektroenergetycznych – Wschód S.A.
- 110 kV, należącej do Polskiej Grupy Energetycznej Dystrybucja S.A.

I.2.7. Urządzenia gospodarki wodnej

- Woda dla potrzeb instalacji pobierana będzie z rzeki San za pomocą ujęcia zatokowego zlokalizowanego na lewym brzegu rzeki w km 30 + 100 rzeki. Ujęcie wody pełniące funkcje osadnika, składać będzie się z progu piętrząco-stabilizującego, ujęcia brzegowego, pompowni wody nad Sanem wyposażonej w 3 pompy o wydajności 15 000 m³/h każda oraz o łącznej wydajności nie przekraczającej 30 000 m³/h. Woda po schłodzeniu urządzeń Elektrowni kierowana będzie do zbiornika mieszkankowego o pojemności 3 200 m³. Uśrednione wody pochłódnicze odprowadzane będą kanałem zrzutowym, do rzeki San, poniżej zatokowego ujęcia wodnego. Część wód pochłódniczych, w zależności od potrzeb, będzie zużywana bezzwrotnie
- do zasilania stacji uzdatniania wody produkującej wodę do celów technologicznych tj. uzupełniania obiegów wodno- parowych siłowni El. II i El. III oraz uzupełniania układów ciepłowniczych i układu hydroodpopielania, a także kierowana będzie na zatokę ujęciową w okresach zimowych w celu przeciwdziałania zamarzaniu ujęcia kanałem recyrkulacji ocieplającej.
- Pomocniczy obieg chłodzenia zasilany z głównego obiegu wody chłodzącej, służyć będzie do chłodzenia urządzeń pomocniczych turbin, kotłów i generatorów, takich jak łożyska, urządzenia oleju smarowego turbin i innych urządzeń, uszczelnień kotłów i innych. Woda pochłódnicza odprowadzana będzie do zbiornika mieszkankowego, która w części wykorzystywana będzie dla potrzeb

obiegów wodno – parowych i celów ciepłowniczych po wcześniejszym przygotowywaniu w Stacji Uzdatniania Wody (SUW) i Stacji Demineralizacji Wody (SDW). W SUW woda po procesie koagulacji i filtracji kierowana będzie do elektrodializy odwracalnej (EDR). Proces EDR zmniejszać będzie zasolenie wody o co najmniej 60 %. Woda z EDR kierowana będzie do SDW gdzie następować będzie całkowite usunięcie kationów i anionów z uzdatnianej wody, następnie magazynowana w dwóch zbiornikach o pojemności 500 m³ każdy, a po oddaniu do eksploatacji trzeciego zbiornika w trzech zbiornikach o pojemności 500 m³ każdy. Demineralizacja prowadzona będzie na masach jonowymiennych, na trzech ciągach odwróconej osmozy i elektrodejonizacji (RO + EDI). Stacja uzdatniania wody wyposażona będzie w sześć jednopłaszczowych zbiorników do magazynowania kwasu solnego i ługu sodowego, umieszczonych w tacy przeciwrozlewczej połączonej z neutralizatorem. Rozładunek wszystkich substancji chemicznych wykorzystywanych w stacji odbywać się będzie w tacy przeciwrozlewczej połączonej z neutralizatorem.

- Obieg ciepłowniczy zasilany będzie wodą sieciową, która podgrzewana będzie w wymiennikach typu powierzchniowego. Wymienniki zasilane będą parą wylotową z upustu turbiny parowej TG6 oraz parą ze pochodzącą z obiegów parowych bloków TG-7 i TG8 poprzez stacje redukcyjne. Wymienniki ciepłownicze podgrzewać będą wodę sieciową w procesie podgrzewu wody ciepłowniczej miast Stalowa Wola i Nisko, a także dla potrzeb odbiorców zewnętrznych oraz Elektrowni.

I.2.8. Urządzenia gospodarki ściekowej

Na terenie instalacji funkcjonować będzie system kanalizacji rozdzielczej składający się z:

- kanalizacji przemysłowo - deszczowej z urządzeniami oczyszczającymi, do których odprowadzane będą wody opadowe i roztopowe oraz ścieki przemysłowe. W skład urządzeń wchodzić będą:
 - komora wstępna z awaryjnym przelewem burzowym, (zasyfonowanym żelbetonowy zbiornik o wymiarach 12,0 m × 9,0 m × 3,45 m),
 - pompownia ścieków dopływających, nieoczyszczonych wyposażona w 4 pompy o wydajności 820 m³/h każda,
 - zbiornik retencyjny - osadnik I° składający się z dwóch równoległych komór o pojemności czynnej 737 m³ każda i wymiarach 45 m × 6 m × 2,73 m,
 - zbiornik magazynowy - osadnik II stopnia składający się z dwóch równoległych komór o pojemności czynnej 891 m³ każda i wymiarach 40 m × 6 m × 3,3 m),
 - pompownia ścieków oczyszczonych - 4 pompy o wydajności 240 m³/h każda,
 - koryta odprowadzające, substancje olejowe do studzienek magazynowania oleju.

Oczyszczone ścieki przemysłowo - deszczowe kierowane będą do układu hydroodpocielania. Nadmiar ścieków, w przypadku wystąpienia opadów deszczu, kierowany będzie przez przelewy burzowe do rzeki Barcówki.

- kanalu zrzutowego wód pochłódniczych do rzeki San; Woda pochłódnicza odprowadzana będzie do podziemnego zbiornika mieszankowego o pojemności 3200 m³ (wymiary 57,05 × 19,5 × 3,09 m) gdzie następować będzie uśrednienie jej parametrów. Niewykorzystywana część wód pochłódniczych odprowadzana będzie kanałem zrzutowym do rzeki San poniżej zatoki ujęciowej. Poza wodami pochłódniczymi do kanału zrzutowego wprowadzane będą odsoliny z EDR i RO (tzw. koncentrat zrzutowy ze stacji uzdatniania wody). Całkowita długość kanału zrzutowego wynosi około 905 m. Na odcinku około 155 m od zbiornika mieszankowego kanał stanowi urządzenie zamknięte o parametrach 2,7 × 2,8 m, a na pozostałym odcinku aż do ujścia to kanał otwarty. W części podziemnej kanału znajdować się będzie ujęcie wody tzw. „pompownia wody czystej”, służącej w razie potrzeby, do uzupełniania układu hydroodpocielania. Do części otwartej odprowadzane będą ścieki zasolone z urządzeń EDR i RO. Z kanału odprowadzany będzie zrzut ocieplający wody do zatoki ujęciowej. W trasie kanału zrzutowego zainstalowana będzie zapora pływająca przeciwolejoowa.
- kanalizacji sanitarnej odprowadzającej ścieki do kanalizacji miejskiej.

I.2.9. Urządzenia gospodarki olejowej

TABELA 5

Lp.	Nazwa substancji	Oznakowanie zbiornika	Pojemność [m ³]	Usytuowanie zbiornika	Zabezpieczenia mające na celu ograniczenie emisji do środowiska
1.	Olej turbinowy	Olej turbinowy Nr1 205018	36,8	Zbiorniki naziemne zlokalizowane w sąsiedztwie budynku magazynu olejowego.	Zbiorniki umieszczone będą na wspólnej, betonowej tacy o poj. ok 330m ³ , pod którą dodatkowo znajdować się będzie betonowy zbiornik podziemny 99 m ³
2.	Olej turbinowy	Olej turbinowy Nr 2 205019	36,8		
3.	Olej izolacyjny	Olej izolacyjny Nr 3 205020	36,8		
4.	Olej izolacyjny zużyty	Olej izolacyjny zużyty Nr 4 205021	20		
5.	Zużyty olej turbinowy i przekładniowy	Olej zużyty Nr 5 205022	20		
6.	Olej zużyty	Olej zużyty Nr 6 205023	20		

I.2.10. Rodzaje stosowanych paliw

TABELA 6

Grupa urządzeń	Nazwa źródeł	Typ paliwa		Parametry paliwa		
				Wartość opałowa	Zawartość siarki	Zawartość popiołu
EI. II i EI. III	Kotły	Paliwo podstawowe	Węgiel kamienny	$\geq 19\,500 \text{ kJ/kg}$	$\leq 0,6 \%$	$\leq 26 \%$
		Paliwo rozpałkowe	Gaz ziemny	$\geq 34\,000 \text{ kJ/Nm}^3$	$\leq 40 \text{ mg/Nm}^3$	$\leq 1,0 \text{ mg/Nm}^3$
		Paliwo dodatkowe/ podstawowe	Biomasa	$\geq 4\,000 \text{ kJ/kg}$	$\leq 0,1 \%$	$\leq 4,0 \%$

I.2.11. Kotły OP-380 K12 - K 13 eksploatowane w instalacji wyposażone będą w urządzenia odpylające – elektrofiltry oraz w dysze OFA mające na celu ograniczenie emisji NO_x wymuszające właściwy rozdział masy powietrza podawanego do spalania.

I.2.12. Kocioł OP-120 nr K10 eksploatowany w instalacji wyposażony będzie w urządzenie odpylające – elektrofiltr, dysze OFA i SOFA mające na celu ograniczenie emisji NO_x wymuszające właściwy rozdział masy powietrza podawanego do spalania oraz w urządzenia ograniczające emisję NO_x metodą niekatalityczną SNCR z wykorzystaniem wody amoniakalnej (<25 % roztwór amoniaku).

II. Maksymalną dopuszczalną emisję w warunkach normalnego funkcjonowania instalacji

II.1. Maksymalną dopuszczalną wielkość emisji gazów i pyłów wprowadzanych do powietrza

II.1. Emisję gazów i pyłów wprowadzanych do powietrza z instalacji

II.1.1. Maksymalną dopuszczalną wielkość emisji gazów i pyłów z kotłów dla różnych wariantów pracy emitora

TABELA 7 Od 1 stycznia 2016r. do czasu wyczerpania derogacji nie później niż do 31 grudnia 2023r.

Emitor	Źródło	Paliwo	Wielkości emisji odpowiadające dopuszczalnym standardom emisyjnym*		
			Pył	SO_2	NO_2
			mg/Nm^3	mg/Nm^3	mg/Nm^3
E3	Kocioł OP-380 K12	Węgiel kamienny	100	1500	600
	Kocioł OP-380 K12	Węgiel kamienny + 10 % biomasa	100	1443,9	588
	Kocioł OP-380 K13	Węgiel kamienny	100	1500	600
	Kocioł OP-380 K13	Węgiel kamienny + 10 % biomasa	100	1443,9	588

*dopuszczalna wielkość emisji dla paliw stałych wyrażona w mg/Nm^3 przy zawartości 6 % tlenu w gazach odlotowych w stanie suchym w temperaturze 273K i ciśnieniu 101,3 kPa gazu suchego

TABELA 8 Po wyczerpaniu derogacji, nie później niż od 1 stycznia 2024r.

Źródło emisji	Część źródła emisji	Substancja emitowana	Standard emisyjny ze spalania biomasy ¹⁾ mg/Nm ^{3*}	Graniczne wielkości emisyjne ze spalania biomasy (wartość średniodobowa lub średnia z okresu pobierania próbek) mg/Nm ^{3**}	Graniczne wielkości emisyjne ze spalania biomasy (wartość średnioroczna) mg/Nm ^{3**}
				w okresie od dnia 17 sierpnia 2021 r.	
E2	Kocioł OP-120 K10 97,7 MW _t	Pył	20	22	15
		Dwutlenek siarki	200	215	100
		Dwutlenek azotu	250	310 ²⁾	250 ³⁾
		Chlorowodór	-	-	25 ⁴⁾
		Fluorowodór	-	1,5	-
		Rtęć	-	5µg/Nm ^{3***}	-
		Amoniak	-	-	15 ^{****}

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

**wartość średnia roczna lub średnia z próbek uzyskanych w ciągu jednego roku

***wartość średnia z okresu pobierania próbek

****wartość średnia roczna lub średnia z okresu pobierania próbek

¹⁾ w przypadku prowadzenia ciągłych pomiarów wielkości emisji substancji standard emisyjny uznaje się za dotrzymany, jeżeli – w odniesieniu do czasu użytkowania źródła w roku kalendarzowym – są spełnione jednocześnie następujące warunki:

- żadna z zatwierdzonych średnich miesięcznych wartości stężeń substancji nie przekracza standardów emisyjnych, o których mowa w § 6 ust. 1 i 6;
- żadna z zatwierdzonych średnich dobowych wartości stężeń substancji nie przekracza 110% standardów emisyjnych, o których mowa w § 6 ust. 1 i 6;
- w przypadku źródeł składających się wyłącznie z kotłów, w których jest spalany węgiel, o nominalnej mocy cieplnej mniejszej niż 50 MW, żadna z zatwierdzonych średnich dobowych wartości stężeń substancji nie przekracza 150% standardów emisyjnych, o których mowa w § 6 ust. 1 i 6;
- 95% wszystkich zatwierdzonych średnich jednogodzinnych wartości stężeń substancji w ciągu roku kalendarzowego nie przekracza 200% standardów emisyjnych, o których mowa w § 6 ust. 1 i 6.

²⁾ w przypadku obiektów oddanych do użytkowania nie później niż w dniu 7 stycznia 2014 r. i spalających paliwa, w których średnia zawartość potasu wynosi 2 000 mg/kg (suchej masy) lub jest wyższa, lub średnia zawartość sodu wynosi 300 mg/kg lub jest wyższa, górna granica zakresu BAT-AEL wynosi 310 mg/Nm³

³⁾ w przypadku obiektów spalających paliwa, w których średnia zawartość potasu wynosi 2 000 mg/kg (suchej masy) lub jest wyższa, lub średnia zawartość sodu wynosi 300 mg/kg lub jest wyższa, górna granica zakresu BAT-AEL wynosi 250 mg/Nm³

⁴⁾ w przypadku obiektów spalających paliwa, w których średnia zawartość chloru wynosi wagowo ≥ 0,1 % suchej masy lub w przypadku istniejących obiektów współspalających biomasę z paliwem o dużej zawartości siarki (np. torfu) lub stosując dodatki alkaliczne do konwersji chlorków (np. siarkę elementarną), górna granica zakresu BAT-AEL dla średniej rocznej dla nowych obiektów wynosi 15 mg/Nm³, a górna granica zakresu BAT-AEL dla średniej rocznej dla istniejących obiektów wynosi 25 mg/Nm³. Średnia dobową zakresu BAT-AEL nie ma zastosowania do tych obiektów

Wskaźnikowo średni roczny poziom emisji tlenu węgla wynosić będzie 250 mg/Nm³.

II.1.1.2. Pozostałe źródła

TABELA 9

Lp.	Emitor	Źródło emisji	Substancja zanieczyszczająca	Dopuszczalna wielkość emisji [kg/h]
1.	E4	sieć aspiracyjna nr 1	Pył ogółem, w tym Pył zawieszony PM 10 Pył zawieszony PM 2,5	0,008 0,008 0,004
2.	E5	sieć aspiracyjna nr 2	Pył ogółem, w tym Pył zawieszony PM 10 Pył zawieszony PM 2,5	0,006 0,006 0,003

3.	E6	sieć aspiracyjna nr 3	Pył ogółem, w tym Pył zawieszony PM 10 Pył zawieszony PM 2,5	0,016 0,016 0,008
4.	E7	sieć aspiracyjna nr 4	Pył ogółem, w tym Pył zawieszony PM 10 Pył zawieszony PM 2,5	0,096 0,096 0,048
5.	E8	sieć aspiracyjna nr 5	Pył ogółem, w tym Pył zawieszony PM 10 Pył zawieszony PM 2,5	0,18 0,18 0,09
6.	E9	sieć aspiracyjna nr 6	Pył ogółem, w tym Pył zawieszony PM 10 Pył zawieszony PM 2,5	0,072 0,072 0,036
7.	E10	sieć aspiracyjna nr 7	Pył ogółem, w tym Pył zawieszony PM 10 Pył zawieszony PM 2,5	0,156 0,156 0,078
8.	E11	Zbiornik buforowy popiołu stacji „C”	Pył ogółem, w tym Pył zawieszony PM 10 Pył zawieszony PM 2,5	0,05 0,05 0,025
9.	E12	Zbiornik buforowy popiołu stacji „D”	Pył ogółem, w tym Pył zawieszony PM 10 Pył zawieszony PM 2,5	0,05 0,05 0,025

II.1.2. Maksymalną dopuszczalną emisję roczną z instalacji

TABELA 10

Nazwa zanieczyszczenia	Emisja roczna z instalacji Mg/rok					
	E3, E12	E2, E4-E11				
	Do zakończe- nia derogacji nie później niż do 31.12.2023 r.	Do dnia 31.12.2020 r.	2021r.			Od dnia 01.01.2022 r.
			Od dnia 1.01.2021 r. do dnia 16.08.2021 r.	Od dnia 17.08.2021 r. do dnia 31.12.2021 r.	Łącznie w roku 2021	
Pył	540,1	34,1	21,4	10,0	31,4	26,7
Pył zawieszony PM10	540,1	34,1	21,4	10,0	31,4	26,7
Pył zawieszony PM2,5	270,0	17,1	10,7	5,0	15,7	13,4
Dwutlenek siarki	8 024,6	301,3	188,2	56,6	244,8	150,7
Dwutlenek azotu	3 240,0	376,7	235,3	141,4	376,7	376,7
Chlorowodór	-	-	-	-	-	37,7
Fluorowodór	-	-	-	-	-	2,3
Rtęć	-	-	-	-	-	7,5 kg/rok
Amoniak	-	-	-	-	-	22,6

II.1.3. Wielkość emisji tlenku węgla z kotła OP-120 nr K10 (emitor E2) w okresie od 17.08.2021 r. określona jako wartość wskaźnikowa wynosząca CO - 250 mg/Nm³ (suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy zawartości 6 % tlenu). Nie stanowi BAT –AEL.

II.1.4. Czas normalnej pracy emitorów instalacji energetycznego spalania paliw będzie wynosił 8760 h/rok z tym, że poszczególne kotły będą pracować przez:

TABELA 11

Okres pracy	Emitor/kocioł		Paliwo	Czas pracy [h/rok]
Do czasu wyczerpania derogacji nie później niż do 31 grudnia 2023r.	E3	OP-380	Węgiel kamienny + 10% biomasa	5 000
		OP-380	Węgiel kamienny + 10% biomasa	5 000
Okres obowiązywania pozwolenia zintegrowanego	E2	OP-120 K10	Biomasa	8 760

TABELA 12

Emitor	Źródło	Czas pracy [h/rok]
E4	Sieć aspiracyjna nr 1	7600
E5	Sieć aspiracyjna nr 2	7600
E6	Sieć aspiracyjna nr 3	7600
E7	Sieć aspiracyjna nr 4	7600
E8	Sieć aspiracyjna nr 5	7600
E9	Sieć aspiracyjna nr 6	7600
E10	Sieć aspiracyjna nr 7	7600
E11	Zbiornik buforowy popiołu stacji „C”	100
E12	Zbiornik buforowy popiołu stacji „D”	350

II.1.4.1. Kotły OP 380 K12 i K13 mogą pracować zamiennie, przy czym łączny czas pracy kotłów w roku nie może przekroczyć 10 000 godzin.

II.2. Dopuszczalny poziom emisji hałasu do środowiska z instalacji

II.2.1. Ustalam dopuszczalną emisję, wyrażoną poprzez równoważny poziom dźwięku emitowanego na tereny zabudowy mieszkaniowej wielorodzinnej i zamieszkania zbiorowego przy ul. Energetyków położone w kierunku południowo – wschodnim w stosunku do instalacji, w zależności od pory dnia w następujący sposób:

- w godzinach od 6.00 do 22.00 - 55 dB(A),
- w godzinach od 22.00 do 6.00 - 45 dB(A).

II.3. Dopuszczalne rodzaje i ilości oraz podstawowy skład chemiczny i właściwości wytwarzanych odpadów

II.3.1. Innych niż niebezpieczne

TABELA 13

Kod odpadu	Rodzaj odpadu	Ilość [Mg/rok]	Źródło powstania	Podstawowy skład chemiczny i właściwości odpadów
10 01 02	Popioły lotne z węgla	100 000,0	Proces energetycznego spalania węgla w kotłach	Popiół o składzie SiO_2 , CaO , MgO , SO_3 , P_2O_5 , Na_2O , Cl . Odpad stały, sypki, bez zapachu, niepalny, nie rozpuszcza się w wodzie i nie wykazuje właściwości niebezpiecznych, niepalny
10 01 03	Popioły lotne z torfu lub drewna niepoddanego obróbce chemicznej	12 000,0	Proces energetycznego spalania biomasy (w tym biomasy odpadowej) w kotle K10	Popiół lotny o składzie: SiO_2 , Fe_2O_3 , Al_2O_3 , Mn_3O_4 , TiO_2 , CaO , MgO , SO_3 , P_2O_5 , Na_2O , K_2O , BaO , SrO . Odpad stały, sypki, bez zapachu, niepalny, nie rozpuszcza się w wodzie i nie wykazuje właściwości niebezpiecznych, niepalny
10 01 15	Popioły paleniskowe, żużle i pyły z kotłów ze współspalania inne niż wymienione w 10 01 14	5 000,0	Proces energetycznego spalania węgla i biomasy (w tym biomasy odpadowej) w kotłach. Mieszanka popiołowo-żużlowa po procesie waloryzacji w ZB „JELNIA”	Popiół ze współspalania węgla i biomasy o składzie: SiO_2 , CaO , MgO , P_2O_5 , Na_2O , Cl , Fe_2O_3 , Al_2O_3 , Mn_3O_4 , TiO_2 , MgO , SO_3 , K_2O , BaO , SrO . Odpad stały, sypki, bez zapachu, niepalny, nie rozpuszcza się w wodzie i nie posiada właściwości niebezpiecznych, niepalny, wilgotność do 35 %,
10 01 80	Mieszanki popiołowo-żużłowe z mokrego odprowadzania odpadów paleniskowych	800 000,0 (uwodniony)	Proces energetycznego spalania paliw (w tym biomasy odpadowej) w kotłach. Mieszanka popiołowo-żużlowa po procesie waloryzacji w ZB „JELNIA”	Mieszanki popiołowo-żużłowych składać się będą z: glinokrzemianów ($\text{Al}_2\text{O}_3+\text{SiO}_2$), SiO_2 , Al_2O_3 , CaO , Fe_2O_3 , MgO , TiO_2 , K_2O . Odpad do zbiornika buforowego transportowany będzie w formie ciekłej w postaci pulpy i następnie suszony w kwaterze. Odpad bez zapachu, niepalny, nie posiada właściwości, niebezpiecznych, niepalny, wilgotność do 35 %,
10 01 81	Mikrosfery z popiołów lotnych	10 000,0	Zbiorniki wyrównawcze, do których odprowadzana będzie grawitacyjnie woda nadosadowa z osadników w ZB „JELNIA”	Najlżejsza frakcja ziarnowa odpadów paleniskowych wydzielająca się z popiołów lotnych (w tym z biomasy odpadowej). Skład chemiczny zbliżony jest do składu popiołu lotnego. Odpad stały, sypki, bez zapachu, niepalny i nie posiada właściwości niebezpiecznych, niepalny

19 09 02	Osady z klarowania wody	160,0	- Stacja Uzdatniania Wody w procesach uzdatniania w akceleratorach - mechaniczna oczyszczalnia wód przemysłowo – deszczowych podczas oczyszczania ścieków	Osady zawierać będą zanieczyszczenia w postaci piasku, frakcje pyłu pochodzącego z instalacji przygotowania biomasy i innych drobnych frakcji zanieczyszczeń organicznych i nieorganicznych. Odpad stały, nierozpuszczalny w wodzie, nie wykazuje właściwości niebezpiecznych, niepalny
19 09 05	Nasycone lub zużyte żywice jonowymienne	80,0	Wymiana mas jonitowych stosowanych w procesie demineralizacji wody w Stacji Uzdatniania Wody	Masy jonitowe to polimery organiczne, do których w trakcie polimeryzacji (styrenu, formaldehydu, kopolimeru styrenu z dwuwinylobenzenem) wprowadzono grupy jonowymienne: grupę kwasową H ⁺ lub grupę zasadową OH ⁻ . Odpad stały, nierozpuszczalny w wodzie, o strukturze porowatej, dużej powierzchni aktywnej, nie wykazuje właściwości niebezpiecznych, niepalny
19 09 06	Roztwory i szlamy z regeneracji wymienników jonitowych	1,0	Regeneracja mas jonitowych stosowanych w procesie demineralizacji wody w Stacji Uzdatniania Wody	Jest to roztwór powstały w neutralizatorze po zmieszaniu poregeneracyjnych roztworów HCl i NaOH z mas jonitowych. W składzie znajduje się wodny roztwór NaCl wraz z zawiesinami wypłukanymi z mas jonitowych. Odpad w postaci płynnej, nierozpuszczalny w wodzie, nie wykazuje właściwości niebezpiecznych, niepalny
RAZEM		927 241,0		

II.3.2. Niebezpiecznych

TABELA 14

Kod odpadu	Rodzaj odpadu	Ilość [Mg/rok]	Źródło powstania	Podstawowy skład chemiczny i właściwości odpadów
13 02 05*	Mineralne oleje silnikowe, przekładniowe i smarowe nie zawierające związków chlorowcoorganicznych	50,0	Odpady powstawać będą podczas wymiany olejów w turbinach, silnikach i innych urządzeniach	Zużyte oleje zawierać będą wielopierścieniowe węglowodory aromatyczne i nasycone, dodatki uszlachetniające: związki S, P, N, Cl, metale ciężkie), a także produkty zużywania się elementów pracujących urządzeń lub niepełnego

				spalania (cząstki sadzy, nagaru, związki ołowiu). Odpad płynny, o charakterystycznym zapachu węglowodorów, palny, posiada właściwości drażniące i szkodliwe.
13 08 99*	Inne niewymienione odpady	1,0	Odpady powstające w związku z eksploatacją instalacji olejowej	Głównie będą to odpady substancji olejowych, mieszaniny wodno-olejowe, przeterminowane, stare, przepracowane oleje składające się z węglowodorów wielocząsteczkowe, alifatyczne, aromatyczne. Odpad płynny, palny, o charakterystycznym zapachu, nierozpuszczalny w wodzie. Może wykazywać właściwości drażniące, lub szkodliwe.
RAZEM		51,0		

II.4. Dopuszczalną wielkość emisji ścieków z instalacji

II.4.1. Ścieki deszczowo-przemysłowe

II.4.1.1. Ilość ścieków deszczowo-przemysłowych wprowadzanych w okresie deszczowym do wód rzeki Barcówki w km 0+400 nie może przekraczać:

$$Q_{sr\ d} = 8\ 000\ m^3/d$$

$Q_{maxs} = 0,35\ m^3/s$ w tym $0,0072\ m^3/s$ ścieków przemysłowych, a ilość dni kiedy będzie występował zrzut nie przekroczy 10 dni w ciągu roku.

$$Q_{max} = 80\ 000\ m^3/rok$$

II.4.1.2. Odczyn i stężenia zanieczyszczeń w ściekach deszczowo-przemysłowych wprowadzanych w okresie deszczowym do wód rzeki Barcówki w km 0+400 nie mogą przekraczać najwyższych dopuszczalnych wartości :

- | | | |
|-----------------------------------|---|---------|
| – pH | - | 6,5 ÷ 9 |
| – ChZTCr (mgO ₂ /l) | - | 125 |
| – zawiesiny ogólne (mg/l) | - | 35 |
| – węglowodory ropopochodne (mg/l) | - | 15 |

II.4.2. Wody pochlodnicze i ścieki ze stacji uzdatniania wody

II.4.2.1. Ilość wód pochlodniczych i ścieków ze stacji uzdatniania wody wprowadzanych kanałem zrzutowym do wód rzeki San w km 29+800 nie może przekraczać:

A. W okresie przed uruchomieniem bloku gazowo-parowego przez Elektrociepłownię Stalowa Wola S.A.:

$$Q_{max/sek.} = 8,95\ m^3/sek.$$

$$Q_{sr/d} = 480\ 000\ m^3/dobę$$

$$Q_{max/d} = 773\ 280\ m^3/dobę$$

$$Q_{\text{dop/r}} = 175\,200\,000 \text{ m}^3/\text{rok}$$

B. W okresie po uruchomieniu bloku gazowo-parowego przez Elektrociepłownię Stalowa Wola S.A.:

$$Q_{\text{max/sek.}} = 14,72 \text{ m}^3/\text{sek.}$$

$$Q_{\text{sr/d}} = 984\,100 \text{ m}^3/\text{dobę}$$

$$Q_{\text{max/d}} = 1\,272\,000 \text{ m}^3/\text{dobę}$$

$$Q_{\text{dop/r}} = 359\,200\,000 \text{ m}^3/\text{rok}$$

II.4.2.2. Odczyn, temperatura i stężenia zanieczyszczeń w wodach pochlodniczych wraz ze ściekami ze stacji uzdatniania wody wprowadzanych kanałem zrzutowym do wód rzeki San w km 29+800 nie mogą przekraczać najwyższych dopuszczalnych wartości

–	pH	- 6,5 ÷ 8,5
–	temperatura (°C)	- 35
–	chlorki (mgCl/l)	- 140
–	siarczany (mgSO ₄ /l)	- 330

II.4.2.3. Ilość wód pochlodniczych wprowadzanych do wód rzeki San w km 30+200 jako tzw. zrzut ocieplający nie może przekraczać:

$$Q_{\text{max/sek}} = 0,236 \text{ m}^3/\text{sek.}$$

$$Q_{\text{sr/d}} = 20\,000 \text{ m}^3/\text{dobę}$$

$$Q_{\text{dop/r}} = 5\,000\,000 \text{ m}^3/\text{rok}$$

II.4.2.4. Odczyn, temperatura i stężenia zanieczyszczeń w wodach pochlodniczych wprowadzanych do wód rzeki San w km 30+200 jako tzw. zrzut ocieplający nie mogą przekraczać najwyższych dopuszczalnych wartości

–	pH	- 6,5 ÷ 8,5
–	temperatura (°C)	- 35
–	chlorki (mgCl/l)	- 140
–	siarczany (mgSO ₄ /l)	- 330

II.4.3. Wody filtracyjne ze ZB. JELNIA"

II.4.3.1. Ilość wód filtracyjnych z ZB. JELNIA" wprowadzanych wylotem rowu opaskowego zbierającego wody filtracyjne (drenażowe) od strony południowej, zachodniej i północnej do wód potoku Jelonek w km 2+350 – punkt **A** nie może przekraczać:

$$Q_{\text{max/sek}} = 0,0065 \text{ m}^3/\text{sek.}$$

$$Q_{\text{sr/d}} = 500 \text{ m}^3/\text{dobę}$$

$$Q_{\text{dop/rok}} = 182\,500 \text{ m}^3/\text{rok}$$

II.4.3.2. Ilość wód filtracyjnych ze ZB. JELNIA" wprowadzanych wylotem rowu opaskowego zbierającego wody filtracyjne (drenażowe) od strony wschodniej i południowo-wschodniej do potoku Jelonek w km 2+750 – punkt **B** nie może przekraczać:

$$Q_{\text{max/sek}} = 0,0035 \text{ m}^3/\text{sek.}$$

$$Q_{\text{sr/d}} = 250 \text{ m}^3/\text{dobę}$$

$$Q_{\text{dop/rok}} = 91\,250 \text{ m}^3/\text{rok}$$

II.4.3.3. Odczyn i stężenia zanieczyszczeń w wodach filtracyjnych ze ZB. „Jelnia” wprowadzanych wylotem rowu opaskowego zbierającego wody filtracyjne (drenażowe) od strony południowej, zachodniej i północnej do wód potoku Jelonek w km 2+350 – punkt **A** nie mogą przekraczać najwyższych dopuszczalnych wartości:

– odczyn pH	- 6,5 ÷ 9,0
– zawiesiny ogólne (mg/l)	- 35
– ChZTCr (mgO ₂ /l)	- 125
– chlorki (mgCl/l)	- 300
– siarczany (mgSO ₄ /l)	- 500
– cynk (mgZn/l)	- 2
– chrom ogólny (mgCr/l)	- 0,5
– miedź (mgCu/l)	- 0,5
– żelazo ogólne (mgFe/l)	- 10

II.4.3.4. Odczyn i stężenia zanieczyszczeń w wodach filtracyjnych ze ZB. JELNIA” wprowadzanych wylotem rowu opaskowego zbierającego wody filtracyjne (drenażowe) od strony wschodniej i południowo-wschodniej do potoku Jelonek w km 2+750 – punkt **B** nie mogą przekraczać najwyższych dopuszczalnych wartości:

– odczyn pH	- 6,5 ÷ 9,0
– zawiesiny ogólne (mg/l)	- 35
– ChZTCr (mgO ₂ /l)	- 125
– chlorki (mgCl/l)	- 300
– siarczany (mgSO ₄ /l)	- 500
– cynk (mgZn/l)	- 2
– chrom ogólny (mgCr/l)	- 0,5
– miedź (mgCu/l)	- 0,5
– żelazo ogólne (mgFe/l)	- 10

III. Maksymalny dopuszczalny czas utrzymywania się uzasadnionych technologicznie warunków eksploatacyjnych odbiegających od normalnych oraz warunki lub parametry charakteryzujące pracę instalacji określające moment zakończenia rozruchu i moment rozpoczęcia wyłączania instalacji

III.1. W zakresie gospodarowania odpadami, emisji ścieków zgodnie z warunkami normalnej pracy instalacji określonymi w punkcie II decyzji.

III.2. Warunki odbiegające od normalnych stanowiąc będzie rozruch kotłów (od uruchomienia do osiągnięcia mocy znamionowej) i wyłączanie kotłów (od chwili rozpoczęcia procedury odstawienia do wyłączenia).

III.3. Rozruch kotłów prowadzony będzie z wykorzystaniem przykotłowej instalacji rozpałowej. Jako paliwo rozpałkowe dla kotłów opalanych węglem i biomasą wykorzystywany jest gaz ziemny.

III.4. Ustalam maksymalny dopuszczalny czas utrzymywania się warunków odbiegających od normalnych, nie więcej niż:

- kotły EI.II (OP-120) - 500 h/rok
- kotły EI.III (OP-380) - 2700 h/rok.

III.5. Parametry charakteryzujące pracę instalacji określające moment zakończenia rozruchu i moment rozpoczęcia wyłączania instalacji

TABELA15

Wartości parametrów operacyjnych lub specyficzne procesy świadczące o zakończeniu okresu rozruchu kotłów	Wartości parametrów operacyjnych lub specyficzne procesy świadczące o rozpoczęciu początku okresu wyłączenia kotłów
Kocioł OP-120	
Pracują wentylatory ciągu i:	Pracują wentylatory ciągu i:
Średnia wydajność godzinowa kotła > wydajność min. dla kotła	Średnia wydajność godzinowa kotła < wydajność min. dla kotła
Średnia godzinowa temperatura spalin > temperatury progowej Tp	Średnia godzinowa temperatura spalin < temperatury progowej Tp
Średnia godzinowa zawartość tlenu w spalinach [%] < wartości progowej	Średnia godzinowa zawartość tlenu w spalinach [%] > wartości progowej
Kotły parowe OP-380	
Pracują wentylatory ciągu i:	Pracują wentylatory ciągu i:
Średnia wydajność godzinowa kotła > wydajność min. dla kotła	Średnia wydajność godzinowa kotła < wydajność min. dla kotła
Średnia godzinowa temperatura spalin > temperatury progowej Tp	Średnia godzinowa temperatura spalin < temperatury progowej Tp
Średnia godzinowa zawartość tlenu w spalinach [%] < wartości progowej	Średnia godzinowa zawartość tlenu w spalinach [%] > wartości progowej

Koniec okresu rozruchu lub początek okresu wyłączenia danego kotła następuje po spełnieniu łącznie dwóch warunków w odpowiedniej kolumnie tabeli.

IV. Warunki wprowadzania do środowiska substancji lub energii i wymagane działania, w tym środki techniczne mające na celu zapobieganie lub ograniczanie emisji

IV.1. Warunki wprowadzania gazów i pyłów do powietrza

IV.1.1. Miejsca i sposób wprowadzania gazów i pyłów do powietrza

TABELA16

Emitor	Współrzędne geograficzne emitora	Wysokość [m]	Średnica [m]	Prędkość spalin na wylocie* [m/s]	Temp. spalin* [K]
E 2	N 50°33'13.03" E 22°4'45.79"	102	6,0	2,68	433
E 3	N 50°33'15.16" E 22°4'43.15"	120	5,9	1×OP-380 – 8,5 2×OP-380 – 17,0	423
E 4	N 50°33'24,7" E 22°4'44,2"	3,0	0,8	0,2	otoczenia
E 5	N 50°33'22,2"	4,0	0,8	0,17	otoczenia

	E 22°4'46,2"				
E 6	N 50°33'21,9 E 22°4'48,1"	4,0	0,4	1,8	otoczenia
E 7	N 50°33'20,5" E 22°4'45,6"	22,0	$d_z = 0,67$	poziomy	333
E 8	N 50°33'16,2" E 22°4'48,89"	24,0	0,6	poziomy	otoczenia
E 9	N 50°33'16,4" E 22°4'46,7"	5,0	$d_z = 0,46$	poziomy	otoczenia
E10	N 50°33'15,2" E 22°4'48,0"	28,0	$d_z = 3,6$	poziomy	343
E11	N 50°33'11,69" E 22°4'42,28"	22,0	$0,3 \times 0,5$	poziomy	353
E12	N 50°33'15,42" E 22°4'42,28"	22,0	$0,3 \times 0,5$	poziomy	353

* parametry informacyjne (wartość parametru uwzględniona w modelowaniu rozprzestrzeniania się zanieczyszczeń)

IV.1.2. Sposób odprowadzania zanieczyszczeń.

IV.1.2.1. Spaliny z kotła OP-120 odprowadzane będą po odpyleniu w elektrofiltrze, do atmosfery emitorem E2.

IV.1.2.2. Spaliny z kotłów węglowych OP-380 odprowadzane będą do powietrza jednym wspólnym emitorem **E3** po odpyleniu w elektrofiltrach.

IV.1.2.3. Kotły wyposażone będą w dysze OFA wymuszające właściwy rozdział masy powietrza podawanego do spalania.

IV.1.2.4. Ciąg spalin z kotła OP-120 wymuszony będzie pracą jednobiegowego wentylatora wyciągowego.

IV.1.2.5. Ciąg spalin z kotłów OP-380 wymuszony będzie pracą czterech dwubiegowych wentylatorów wyciągowych, zainstalowanych po dwa przy każdym kotle.

IV.1.3. Podstawowe dane elektrofiltru kotła OP- 120

TABELA 17

Numer kotła	Typ elektrofiltrów trzystrefowych	Skuteczność minimalna [%]
K10	HKE31/800/3x4,0x11,6/350	99

IV.1.4. Podstawowe dane elektrofiltrów kotłów OP-380

TABELA 18

Numer kotła	Typ elektrofiltrów trzystrefowych	Skuteczność minimalna [%]
K12	H2x139,2/3x3/11,6/400G	99
K13	HKE2x30-1900/4x3,5x11,6/400	99

IV.1.5. Kocioł K10 wyposażony będzie w urządzenia odazotowania spalin metodą niekatalityczną SNCR umożliwiającą redukcję tlenków azotu o około 40-60%.

IV.1.6. Kotły opalane będą węglem kamiennym oraz biomasą:

- w kotle OP-120 (K10) biomasa będzie stanowić 100% masy paliwa,
- w dwóch kotłach OP-380 będzie spalany węgiel lub współspalana biomasa w ilości do 10 % masy paliwa.

IV.2. Warunki emisji hałasu do środowiska oraz środki techniczne mające na celu ograniczenie emisji hałasu

TABELA 19

Lp.	Symbol	Typ źródła	Nazwa źródła hałasu (lokalizacja)	Maksymalny czas pracy źródła w ciągu doby [h]	
				pora dzienna	pora nocna
1.	B1	budynek	Budynek maszynowni Elektrowni III	16	8
2.	B2	budynek	Budynek maszynowni Elektrowni II	16	8
3.	B3	budynek	Budynek kotłowni Elektrowni III	16	8
4.	B4	budynek	Budynek kotłowni Elektrowni II	16	8
5.	B5	budynek	Galeria nawęglania Elektrowni III	16	4
6.	B7/1-2	budynek	Budynki przesypowe	12	4
7.	B8/1-2	budynek	Wywrotnica wagonowa	12	-
8.	B9	budynek	Sprężarkownia	16	8
9.	B11	budynek	Budynek wody chłodzącej nad Sanem	16	8
10.	B12	budynek	Pompownia wody czystej	16	8
11.	B13	budynek	Pompownia bagrowa Elektrowni III	16	8
12.	B14	budynek	Pompownia bagrowa Elektrowni II	16	8
13.	B15	budynek	Budynek suszarni parowej	16	8
14.	Z1/1÷4	punktowe	Wentylatory spalin Elektrowni III (4 szt.)	16	8
15.	Z2	punktowe	Wentylator spalin Elektrowni II (1 szt.)	16	8
16.	Z3/1÷2	punktowe	Transformatory Elektrowni III (2 szt.)	16	8
17.	Z4	punktowe	Transformator Elektrowni II (1 szt.)	16	8
18.	Z5/1÷4	punktowe	Czerpnie zewnętrzne do wentylatorów powietrza Elektrowni III (4 szt.)	16	8
19.	Z6/1÷2	punktowe	Czerpnie zewnętrzne do wentylatorów powietrza Elektrowni II (2 szt.)	16	8
20.	Z7	punktowe	Suwnica na placu biomasy nr 1	8	-
21.	Z8/1-2	punktowe	Rębaki na placu biomasy nr 2	16	8*
22.	Z10	punktowe	Zestaw rębaków (przygotowanie biomasy)	16	
23.	Z9	punktowe	Ładowarko - zwałowarka na składzie węgla	8	-
24.	Z11	punktowe	Wentylator suszarni biomasy	16	8

*sumaryczny czas pracy obu źródeł

IV.2.1. Źródła hałasu uruchamiane będą wyłącznie w niezbędnych okresach w trakcie prowadzenia procesów.

IV.2.2. Prowadzona będzie kontrola stanu technicznego i konserwacja zapewniająca dotrzymanie dopuszczalnego poziomu emisji hałasu do środowiska z instalacji.

IV.3. Warunki gospodarowania wytwarzanymi odpadami

IV.3.1. Sposób gospodarowania wytwarzanymi odpadami

IV.3.1.1. Sposób gospodarowania wytwarzanymi odpadami innymi niż niebezpieczne:

TABELA 20

Lp.	Kod odpadu	Rodzaj odpadu innego niż niebezpieczny	Sposób gospodarowania odpadami
1.	10 01 02	Popioły lotne z węgla	Odpady przekazywane będą uprawnionym podmiotom do odzysku
2.	10 01 03	Popioły lotne z torfu lub drewna niepoddanego obróbce chemicznej	Odpady przekazywane będą uprawnionym podmiotom do odzysku.
3.	10 01 15	Popioły paleniskowe, żużle i pyły z kotłów ze współpalania inne niż wymienione w 10 01 14	Odpady przekazywane będą uprawnionym podmiotom do odzysku
4.	10 01 80	Mieszanki popiołowo-żużlowe z mokrego odprowadzania odpadów paleniskowych	Odpady wykorzystywane będą we własnej instalacji w procesie R5 lub przekazywane będą uprawnionym podmiotom do odzysku.
5.	10 01 81	Mikrosfery z popiołów lotnych	Odpady przekazywane będą uprawnionym podmiotom do odzysku.
6.	19 09 02	Osady z klarowania wody	Odpady przekazywane będą uprawnionym podmiotom do odzysku lub wykorzystywane będą we własnej instalacji w procesie R10*
7.	19 09 05	Nasycone lub zużyte żywice jonowymienne	Odpady przekazywane będą uprawnionym podmiotom do odzysku lub w przypadku braku możliwości odzysku do unieszkodliwiania.
8.	19 09 06	Roztwory i szlamy z regeneracji wymienników jonitowych	Odpady przekazywane będą uprawnionym podmiotom do odzysku lub w przypadku braku możliwości odzysku do unieszkodliwiania.

* proces R10 może być stosowany po spełnieniu wszystkich warunków zawartych w załączniku do rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 20 stycznia 2015r. w sprawie procesu odzysku R10

IV.3.1.2. Sposób gospodarowania wytwarzanymi odpadami niebezpiecznymi:

TABELA 21

Lp.	Kod odpadu	Rodzaj odpadów niebezpiecznych	Sposób gospodarowania odpadami
1.	13 02 05*	Mineralne oleje silnikowe, przekładniowe i smarowe nie zawierające związków chlorowcoorganicznych	Odpady przekazywane będą uprawnionym podmiotom do odzysku lub w przypadku braku możliwości odzysku do unieszkodliwiania.

4.	13 08 99*	Inne niewymienione odpady	Odpady przekazywane będą uprawnionym podmiotom do odzysku lub w przypadku braku możliwości odzysku do unieszkodliwiania.
----	-----------	---------------------------	--

IV.3.2. Miejsce i sposób magazynowania wytworzonych odpadów

IV.3.2.1. Magazynowanie odpadów innych niż niebezpieczne:

TABELA 22

Lp.	Kod odpadu	Rodzaj odpadu innego niż niebezpieczny	Sposoby i miejsca magazynowania odpadów
1.	10 01 02	Popioły lotne z węgla	Odpady nie będą magazynowane
2.	10 01 03	Popioły lotne z torfu lub drewna niepoddanego obróbce chemicznej	Odpady nie będą magazynowane
3.	10 01 15	Popioły paleniskowe, żużle i pyły z kotłów ze współspalania inne niż wymienione w 10 01 14	Odpady nie będą magazynowane
4.	10 01 80	Mieszanki popiołowo-żużlowe z mokrego odprowadzania odpadów paleniskowych	Odpady nie będą magazynowane
5.	10 01 81	Mikrosfery z popiołów lotnych	Odpady nie będą magazynowane
6.	19 09 02	Osady z klarowania wody	Odpady nie będą magazynowane
7.	19 09 05	Nasycone lub zużyte żywice jonowymienne	Odpady nie będą magazynowane
8.	19 09 06	Roztwory i szlamy z regeneracji wymienników jonitowych	Odpady nie będą magazynowane

IV.3.3. Wytwarzane odpady inne niż niebezpieczne nie będą magazynowane, bezpośrednio po wytworzeniu przekazywane będą uprawnionym odbiorcom w celu ich dalszego zagospodarowania zgodnie z hierarchią postępowania z odpadami.

IV.3.4. Każdy rodzaj odpadów niebezpiecznych będzie magazynowany oddzielnie w odpowiednich pojemnikach, w zamkniętych pomieszczeniach, w sposób uniemożliwiający ich negatywne oddziaływanie na środowisko i zabezpieczający przed oddziaływaniem czynników atmosferycznych oraz uniemożliwiający dostęp do nich osób nieupoważnionych. Wszystkie miejsca magazynowania odpadów niebezpiecznych będą posiadać utwardzoną nawierzchnię, oświetlenie, urządzenia i materiały gaśnicze oraz zapas sorbentów do likwidacji ewentualnych wycieków.

IV.3.5. Powierzchnie komunikacyjne przy obiektach i placach do przechowywania odpadów oraz drogi wewnętrzne będą utwardzone i utrzymywane w czystości.

IV.3.6. Prowadzona będzie ewidencja wytwarzanych odpadów.

IV.3.7. Wytworzone odpady będą przekazywane firmom prowadzącym działalność w zakresie gospodarowania odpadami, posiadającym wymagane prawem zezwolenia w celu odzysku lub unieszkodliwienia lub posiadaczom uprawnionym do odbioru odpadów bez zezwolenia.

IV.3.8. Usuwane odpady będą zabezpieczone przed przypadkowym ich rozproszaniem.

IV.3.9. Gospodarka odpadami będzie odbywać się zgodnie z wewnętrzną instrukcją postępowania z odpadami.

IV.3.10. Odpady transportowane będą transportem uprawnionych odbiorców odpadów, z częstotliwością wynikającą z procesów technologicznych oraz wynikającą z zebrania odpowiedniej ilości tych odpadów do transportu.

IV.4. Warunki poboru wody i emisji ścieków z instalacji

IV.4.1. Woda do celów chłodniczych instalacji pobierana będzie z rzeki San w km 30+100 z ujęcia zatokowego na lewym brzegu rzeki, za pomocą pompowni nad Sanem.

IV.4.2. Ustalam dopuszczalną do poboru ilość wody:

A. W okresie przed uruchomieniem bloku gazowo-parowego przez Elektrociepłownię Stalowa Wola S.A.:

$$Q_{\max/\text{sek.}} = 8,95 \text{ m}^3/\text{sek.}$$

$$Q_{\max/\text{h}} = 32\,220 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$Q_{\text{śr./d.}} = 480\,000 \text{ m}^3/\text{dobę}$$

$$Q_{\max/\text{d.}} = 773\,280 \text{ m}^3/\text{dobę}$$

$$Q_{\text{dop./rok}} = 175\,200\,000 \text{ m}^3/\text{rok}$$

B. W okresie po uruchomieniu bloku gazowo-parowego przez Elektrociepłownię Stalowa Wola S.A.:

$$Q_{\max/\text{sek.}} = 8,33 \text{ m}^3/\text{sek.}$$

$$Q_{\max/\text{h}} = 30\,000 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$Q_{\text{śr./d.}} = 480\,000 \text{ m}^3/\text{dobę}$$

$$Q_{\max/\text{d.}} = 720\,000 \text{ m}^3/\text{dobę}$$

$$Q_{\text{dop./rok}} = 175\,200\,000 \text{ m}^3/\text{rok}$$

IV.4.3. Przy poborze wody będzie zachowany przepływ nienaruszalny w rzece San wynoszący $24,6 \text{ m}^3/\text{s}$.

IV.4.4. Pobór wody dla potrzeb bytowych instalacji będzie następował od dostawcy zewnętrznego w ilości:

$$Q_{\text{śr.}} = 280 \text{ m}^3/\text{d}$$

IV.4.5. Wody deszczowo-przemysłowe z instalacji, po oczyszczeniu zawracane będą do obiegów o mniejszych wymaganiach technologicznych.

IV.4.6. W okresach intensywnych opadów deszczu wody deszczowo-przemysłowe poprzez przelew awaryjny, wprowadzane będą do wód rzeki Barcówki, wylotem kanalizacyjnym zlokalizowanym w km 0+400.

IV.4.7. Do kanalizacji deszczowej wprowadzane będą oprócz wód deszczowo-roztopowych z terenu instalacji także wody pochodzące z przelewów awaryjnych zbiorników magazynowych wody skoagulowanej, przefiltrowanej, odsolonej i zdemineralizowanej.

IV.4.8. Punkt graniczny instalacji w zakresie wprowadzania ścieków deszczowo-przemysłowych stanowi wylot kolektora **D-1** do rzeki Barcówki.

IV.4.9. Wody pochłonicze z otwartego układu chłodzenia urządzeń energetycznych wraz ze ściekami ze stacji uzdatniania wody po procesie EDR i RO, wprowadzane będą wylotem **P-1** kanału zrzutowego do wód rzeki San w km 29+800. W okresach występowania wysokich stanów wód w rzece dopuszczalny jest pomiar w każdym miejscu od wylotu do miejsca korzystania z wód przez innych użytkowników.

IV.4.10. Z kanału zrzutowego wód pochłoniczych, w km 0 +350 m zlokalizowany będzie prawostronny wlot do kanału recyrkulacji ocieplającej zatokę ujęciową w okresie ujemnych temperatur powietrza.

IV.4.11. Wody pochłonicze i ścieki ze stacji uzdatniania wody wprowadzane będą do wód rzeki San w km 30+200 jako tzw. zrzut ocieplający w okresach ujemnych temperatur powietrza, gdy powstaje lub utrzymuje się zjawisko zlodowacenia wód powierzchniowych w rzece San i w zatoce ujęciowej, wylotem kolektora **O-1** do rzeki San.

IV.4.12. Filtracja wód poprzez obwałowania kwater ZB. „JELNIA” będzie realizowana poprzez 197 wylotów drenażowych. Całość wód filtracyjnych przejmowana będzie przez rowy opaskowe otaczające teren ZB. „JELNIA” na całym obwodzie.

IV.4.13. Wody filtracyjne zbierane będą przez ciągi drenażowe a następnie wprowadzane do rowów opaskowych, które stanowią dopływy potoku Jelonek w dwóch punktach:

- punkt **A** – wody z rowu opaskowego otaczającego ZB. „JELNIA” od strony południowej, zachodniej i północnej wprowadzane do potoku Jelonek w km 2+350. Wody te wprowadzane będą wówczas, gdy eksploatowana będzie kwatera: Nr 2, Nr 3, Nr 4 N-W lub Nr 4 S-E

- punkt **B** – wody z rowu opaskowego otaczającego ZB. „JELNIA” od strony wschodniej i południowo-wschodniej wprowadzane do potoku Jelonek w km 2+750. Wody te wprowadzane będą wówczas gdy eksploatowana będzie kwatera: Nr 2 lub Nr 4 S-E.

IV.4.14. Punkt graniczny instalacji w zakresie wprowadzania wód filtracyjnych ze ZB. „JELNIA” stanowią wyloty drenażowe z kwater do rowu podskarpowego.

V. Warunki prowadzenia działalności w zakresie przetwarzania odpadów

V.1. Dopuszczalne rodzaje i ilości odpadów przeznaczonych do przetwarzania

TABELA 23

Lp.	Kod odpadu	Rodzaj odpadu	Ilość odpadu [Mg/rok]	Metoda odzysku
1.	02 01 03	Odpadowa masa roślinna	50 000	R1 wykorzystanie jako paliwa
2.	02 01 07	Odpady z gospodarki leśnej	50 000	
3.	02 03 81	Odpady z produkcji pasz roślinnych	30	
4.	02 03 82	Odpady tytoniowe	200	
5.	02 07 80	Wytłoki, osady moszczowe i pofermentacyjne, wywary	50 000	
6.	ex 03 01 05	Trociny, wióry, ścinki, drewno, inne niż wymienione w 03 01 04	100 000	
7.	ex 10 01 80	Mieszanki popiołowo-żużłowe z mokrego odprowadzania odpadów paleniskowych Osady z klarowania wody	800 000	R5 - Recykling lub odzysk innych materiałów nieorganicznych
8.	10 01 81	Mikrosfery z popiołów lotnych	10 000	R5 - Recykling lub odzysk innych materiałów nieorganicznych
9.	19 09 02	Osady z klarowania wody*	160	R10 - wykorzystanie do nawożenia i ulepszenia gleby na terenie zakładu

*odzysk będzie mógł być prowadzony jedynie po spełnieniu wszystkich warunków przewidzianych w załączniku do rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 20 stycznia 2015r. w sprawie procesu odzysku R10

Łączna ilość odpadów przeznaczonych do przetwarzania – 1060 390 Mg/rok, w tym w procesie R1 -250 230 Mg/rok, R5 -810 000 Mg/rok i R 10-160 Mg/rok

V.2. Sposoby i miejsca magazynowania odpadów przeznaczonych do przetwarzania

TABELA 24

Lp.	Kod odpadu	Rodzaj odpadu	Sposób i miejsce magazynowania odpadu
1.	02 01 03	Odpadowa masa roślinna	Odpady nie będą magazynowane

2.	02 01 07	Odpady z gospodarki leśnej	
3.	02 03 81	Odpady z produkcji pasz roślinnych	
4.	02 03 82	Odpady tytoniowe	
5.	02 07 80	Wytłoki, osady moszczowe i pofermentacyjne, wywary	
6.	ex 03 01 05	Trociny, wióry, ścinki, drewno, inne niż wymienione w 03 01 04	
7.	ex 10 01 80	Mieszanki popiołowo-żużłowe z mokrego odprowadzania odpadów paleniskowych	Odpady nie będą magazynowane
8.	10 01 81	Mikrosfery z popiołów lotnych	Odpady nie będą magazynowane
9.	19 09 02	Osady z klarowania wody	Odpady nie będą magazynowane

V.3. Rodzaj i ilość oraz miejsce magazynowania odpadów powstających przy przetwarzaniu

W wyniku przetwarzania odpadów w procesie R1 wytwarzane będą następujące odpady.

TABELA 25

Kod odpadu	Rodzaj odpadu	Ilość [Mg/rok]	Sposób i miejsce magazynowania odpadu
10 01 03	Popioły lotne z torfu lub drewna niepoddanego obróbce chemicznej	5004,6	Odpady nie będą magazynowane
10 01 15	Popioły paleniskowe, żużle i pyły z kotłów ze współspalania inne niż wymienione w 10 01 14	4253,5	Odpady nie będą magazynowane
10 01 80	Mieszanki popiołowo-żużłowe z mokrego odprowadzania odpadów paleniskowych	5004,6	Odpady nie będą magazynowane
10 01 81	Mikrosfery z popiołów lotnych	50,5	Odpady nie będą magazynowane

W wyniku przetwarzania odpadów procesach R5 i R10 nie będą powstawać odpady.

V.4. Miejsce i dopuszczone metody przetwarzania odpadów

V.4.1. Przetwarzanie odpadów metodą R1 prowadzone będzie na terenie TAURON Wytwarzanie S.A. Oddział Elektrownia Stalowa Wola, przy ul. Energetyków 13 w Stalowej Woli.

V.4.2. Przetwarzanie odpadów metodą R5 i R10 prowadzone będzie na terenie ZB „JELNIA”, TAURON Wytwarzanie S.A. Oddział Elektrownia Stalowa Wola przy ul. Wrzosowej w Stalowej Woli.

V.4.3. Odpady o kodach: 02 01 03, 02 01 07, 02 03 81, 02 03 82, 02 07 80, ex 03 01 05 będą wykorzystywane jako paliwo w procesie odzysku R1 spalanie w kotle parowym K10 Elektrowni II oraz współspalane z węglem w kotłach parowych K12 i K13 Elektrowni III. Proces odzysku przebiegać będzie zgodnie z zapisami punktu I niniejszej decyzji.

Moc przerobowa instalacji wynosić będzie 243 500,0 Mg/rok, 33,2 Mg/h. Odpady o kodzie 02 07 80 – wyłoki, osady moszczowe i pofermentacyjne wywary będą kierowane do odzysku w pierwszej kolejności w celu ograniczenia procesu fermentacji i czasu magazynowania.

V.4.4. Odpady o kodach: ex 10 01 01, ex 10 01 80, będą wykorzystywane w procesie przetwarzania R5 przy realizacji zadań niwelacyjno zabezpieczających ZB. „JELNIA”. Remontowana, niwelowana lub zabezpieczana powierzchnia wałów ZB. „JELNIA” będzie sukcesywnie zraszana, a cała powierzchnia skarp i półek nowoformowanego nasypu będzie pokryta 0,05 m warstwą humusu i zrehabilitowana poprzez obsiew traw i nasadzenia drzew. Odpady kierowane do odzysku R5 nie będą magazynowane. Transport odpadów do miejsca wbudowania - samochodowy.

V.4.5. Odpady o kodzie 19 09 02 będą wykorzystywane w procesie R10 poprzez rozpraszanie na powierzchni ziemi w celu nawożenia lub ulepszenia gleby, pod nadzorem i zgodnie z Instrukcją eksploatacji i kontroli ZB. „JELNIA” po spełnieniu wszystkich warunków przewidzianych w załączniku do rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 20 stycznia 2015r. w sprawie procesu odzysku R10. Odpady kierowane do odzysku R10 nie będą magazynowane.

VI. Rodzaj i maksymalną ilość wykorzystywanej energii, materiałów, surowców i paliw

VI.1. Wskaźniki zużycia surowców i energii

TABELA 26 EI. II - K10

Rodzaj paliwa/energii	Jednostka	Jednostkowe zużycie paliwa
Jednostkowe zużycie paliwa na produkcję energii elektrycznej	kJ/MWh	18 000
Jednostkowe zużycie paliwa na produkcję ciepła	kJ/GJ	1 350

TABELA 27 – EI. III K12, K13

Rodzaj paliwa/energii	Jednostka	Jednostkowe zużycie paliwa
Jednostkowe zużycie paliwa na produkcję energii elektrycznej	kJ/MWh	12 773
Jednostkowe zużycie paliwa na produkcję ciepła	kJ/GJ	1 340

VII. Zakres i sposób monitorowania procesów technologicznych, w tym pomiaru i ewidencjonowania wielkości emisji

VII.1. Monitoring procesów technologicznych

VII.1.1. Parametry pracy instalacji niezbędne do prawidłowego sterowania procesem będą monitorowane i rejestrowane zgodnie z instrukcjami eksploatacyjnymi

zatwierdzonymi przez prowadzącego instalację. Monitoring procesów technologicznych prowadzony będzie na bieżąco w zakresie:

- wielkości produkcji energii elektrycznej i ciepła,
- wielkości zużycia surowców i paliw,
- ilości stosowanych mediów (woda, energia elektryczna),
- pomiaru jakości spalanego węgla kamiennego w zakresie wartości opałowej, zawartości siarki i popiołu,
- pomiaru jakości spalanej biomasy w zakresie wartości opałowej, zawartości siarki i popiołu, a w okresie od 17.08.2021r. dodatkowo w zakresie: wilgotności, zawartości C, Cl, F, N, K, Na, metale i metaloidy (As, Cd, Cr, Cu, Hg, Pb, Zn),
- emisji zanieczyszczeń do powietrza,
- czasu pracy poszczególnych części instalacji, w tym czasu pracy w warunkach odbiegających od normalnych.

VII.1.2. Zastosowany system kontroli procesu technologicznego winien umożliwić stałą kontrolę i regulację parametrów poszczególnych procesów składowych umożliwiając tym samym informowanie o zbliżaniu się parametrów do stanów granicznych, co zabezpieczy instalację przed uszkodzeniem oraz ograniczy możliwość wystąpienia awarii.

VII.2. Monitoring emisji gazów i pyłów do powietrza

VII.2.1. Stanowiska do pomiaru wielkości emisji w zakresie gazów lub pyłów do powietrza będą zamontowane w sąsiedztwie stanowisk do pomiarów ciągłych (na kanałach spalin kotłów przy wlocie do emitora) na emitorach E2, E3.

VII.2.2. Stanowiska pomiarowe będą na bieżąco utrzymywane w stanie umożliwiającym prawidłowe wykonywanie pomiarów emisji oraz zapewniającym zachowanie wymogów BHP.

VII.2.3. Od 17 sierpnia 2021r. monitoring emisji zanieczyszczeń do powietrza z kotła OP-120 nr K10 należy prowadzić w następującym zakresie:

A. ciągły pomiar emisji dla następujących substancji:

- pył,
- dwutlenek siarki,
- tlenki azotu,
- tlenek węgla,
- amoniak,
- chlorowodór, a po stwierdzeniu stabilnych poziomów emisji, pomiar prowadzić z częstotliwością raz na sześć miesięcy i za każdym razem, po zmianie charakterystyki paliwa mogącą mieć wpływ na emisję,

B. okresowy pomiar emisji zanieczyszczeń do powietrza z kotła OP-120 nr K10 (emitor E2) dla następujących substancji:

- fluorowodór, z częstotliwością raz na rok,

- metale i metaloidy z wyjątkiem rtęci (As, Cd, Co, Cr, Cu, Mn, Ni, Pb, Sb, Se, Tl, V, Zn), z częstotliwością raz na rok,
- rtęć, z częstotliwością raz na rok, a jeżeli dowiedziono, że poziomy emisji są wystarczająco stabilne z powodu niskiej zawartości rtęci w paliwie, okresowe pomiary można przeprowadzać wyłącznie za każdym razem, kiedy zmiana charakterystyki paliwa może mieć wpływ na emisję.

VII.2.4. Pomiar ciągły obejmował będzie również:

- zawartość tlenu w gazach odlotowych,
- prędkość przepływu gazów odlotowych lub ciśnienie dynamiczne gazów odlotowych,
- temperaturę gazów odlotowych w przekroju pomiarowym,
- ciśnienie statyczne lub bezwzględne gazów odlotowych,
- wilgotność bezwzględną gazów odlotowych lub stopień zwilżenia gazów odlotowych.”

VII.3. Monitoring emisji hałasu do środowiska

VII.3.1. Jako punkty pomiarowe hałasu określające oddziaływanie akustyczne instalacji na tereny zabudowy wielorodzinnej i zamieszkania zbiorowego ustalam punkty o współrzędnych geograficznych.

TABELA 28

Nr punktu	Charakterystyka punktu	Współrzędne geograficzne	
P 1	Zabudowa mieszkaniowa wielorodzinna ul. Energetyków 9	50°33'04.750" N	22°04'32.730" E
P 2	Zabudowa mieszkaniowa wielorodzinna ul. Energetyków 15a	50°33'00.500" N	22°04'37.270" E
P 3	Zabudowa mieszkaniowa wielorodzinna ul. Energetyków 25	50°32'53.700" N	22°04'40.200" E

VII.3.2. Pomiary hałasu w środowisku przeprowadzane będą również po każdej zmianie procedury pracy instalacji lub wymianie urządzeń określonych w TABELI 19.

VII.4 Monitoring poboru wody

VII.4.1. Pomiar zużycia wody pitnej w instalacji prowadzony będzie w następujący sposób:

- wodomierz zainstalowany w „Komorze wodomierza OZET” (DN 100 mm),
- wodomierz zainstalowany w „Dyżurce bramy kolejowej” (DN 25 mm),
- wodomierz zainstalowany w „Dyżurce bramy głównej” (DN 32 mm),
- wodomierze zainstalowane w „Budynku Dyrekcji” (DN 32 mm i DN 32 mm),
- wodomierz zainstalowany w ZB. „JELNIA” (DN 32 mm).

VII.4.1.1. Wyniki odczytów wodomierzy będą rejestrowane z częstotliwością, co najmniej 1 raz w miesiącu.

VII.4.2. Ilość i jakość wody pobieranej z rzeki San określana będzie oraz rejestrowana w następujący sposób:

- a) woda pobierana z ujęcia - z częstotliwością co najmniej 1 x dobę,
- pobór przez pompownię nad Sanem, kanał doprowadzający wodę do bloku I El. III, pomiar ciągły, wizualizacja i rejestracja w systemie OVATION El. II zakres pomiarowy $0 \div 16\,000\text{ m}^3/\text{h}$, zakres prądowy $4 \div 20\text{ mA}$
 - pobór przez pompownię nad Sanem, kanał doprowadzający wodę do bloku II El. III, pomiar ciągły, wizualizacja i rejestracja w systemie OVATION El. II zakres pomiarowy $0 \div 16\,000\text{ m}^3/\text{h}$, zakres prądowy $4 \div 20\text{ mA}$,
- b) Kontrola jakości wody pobieranej - co najmniej co 2 miesiące we wskaźnikach: temperatura, chlorki, siarczany, odczyn pH.

VII.5. Monitoring ilości i jakości ścieków

VII.5.1. Należy prowadzić pomiary i rejestrować ilość i jakość odprowadzanych wód deszczowo-przemysłowych do rzeki Barcówki za pomocą pomiaru ciągłego zainstalowanego w studziencie pomiarowej kolektora wylotowego do rzeki Barcówki, wizualizacja i rejestracja w rejestratorze zainstalowanym w pompowni wody oczyszczonej wód deszczowo-przemysłowych, zakres pomiarowy $0 \div 1\,600\text{ m}^3/\text{h}$, zakres prądowy $0 \div 20\text{ mA}$, w następujący sposób:

- punkt kontroli jakości ścieków – wylot kolektora **D-1** do rzeki Barcówki
- zakres monitoringu: we wskaźnikach określonych w punkcie II.4.1.2
- częstotliwość monitoringu: - każdorazowo przy zrzucie wód deszczowo-przemysłowych.

VII.5.3. Prowadzone będą pomiary i rejestrowana ilość i jakość odprowadzanych wód pochlódniczych i ze stacji uzdatniania wody oraz tzw. zrzutu ocieplającego za pomocą:

- ciągłego pomiaru przepływu wód pochlódniczych zainstalowanego na kanale zrzutowym powyżej kaskady, wskaźnik miejscowy w budynku pompowni nad Sanem, wizualizacja i rejestracja w systemie OVATION El. II, zakres pomiarowy $0 \div 31\,390\text{ m}^3/\text{h}$, zakres prądowy $0 \div 20\text{ mA}$,
- ciągłego pomiaru przepływu odsolin ze stacji uzdatniania wody zainstalowanego na kolektorze tłocznym wprowadzającym ścieki ze zbiornika magazynowego do wód pochlódniczych, wskaźnik miejscowy i rejestrator w nastawni stacji uzdatniania wody, zakres pomiarowy $0 \div 100\text{ m}^3/\text{h}$, zakres prądowy $0 \div 20\text{ mA}$,
- licznika pomiaru czasu pracy pompy tłoczącej wody pochlódnicze do wylotu ocieplającego, zainstalowanego przy rozdzielni zasilającej silnik pompy, ilość wód określana będzie jako iloczyn liczby godzin pracy pompy i wydajności $830\text{ m}^3/\text{h}$;

w następujący sposób:

- punkt kontroli ścieków – na wylocie **P-1** i **O-1** do odbiornika, przy czym w okresach występowania wysokich stanów wód w rzece dopuszczalny jest pomiar w każdym miejscu od wylotu do miejsca korzystania z wód przez innych użytkowników,
- zakres monitoringu: we wskaźnikach określonych w punktach II.4.2.2 II.4.2.4
- częstotliwość monitoringu ilości ścieków: - co najmniej 1 x dobę,
- częstotliwość monitoringu jakości ścieków: - co najmniej 1 x 2 miesiące,
- pomiar temperatury wód pochłódniczych i ze stacji uzdatniania wody wprowadzanych do rzeki San wylotem kolektora **P-1** prowadzony będzie w sposób ciągły,
- temperatura wody rzeki San mierzona poniżej wprowadzania wód pochłódniczych i ze stacji uzdatniania wody wylotem kolektora **P-1** na skraju strefy mieszania nie może różnić się od temperatury niezależnej od tego zanieczyszczenia o więcej niż 3.0 °C,
- zanieczyszczenie cieplne nie może powodować przekroczenia poniżej punktu wprowadzenia tego zanieczyszczenia **P-1** na skraju strefy mieszania temperatury 28.0 °C,
- monitoring temperatury rzeki San w rejonie wprowadzania wód pochłódniczych i ze stacji uzdatniania wody wylotem kolektora **P-1** prowadzony będzie z częstotliwością co najmniej 1 x tydzień powyżej i poniżej zanieczyszczenia cieplnego w okresach gdy temperatura wód pochłódniczych i ze stacji uzdatniania wody zrzucanych ww. wylotem będzie równa lub większa niż 28.0°C.

VII.5.4. Prowadzone będą pomiary i rejestrowana ilość i jakość wód filtracyjnych odprowadzanych z ZB „JELNIA” we wskaźnikach określonych w punktach II.4.3.3. i II.4.3.4. w następujący sposób:

- punkt kontroli wód filtracyjnych - na wylotach drenażowych z kwater ZB „JELNIA” do rowu podskarpowego.
- sposób kontroli:
 - a) ilość wód filtracyjnych ustalana będzie jako suma wyników pomiarów ilości wód filtracyjnych wykonanych w danej dobie na wszystkich pracujących wylotach drenażowych z kwater ZB „JELNIA” do rowu podskarpowego z częstotliwością - nie rzadziej niż co 10 dni.
 - b) kontrola jakości odprowadzanych wód filtracyjnych będzie dokonywana z częstotliwością 1 x 2 miesiące z próby miarodajnej, proporcjonalnej do przepływu, uśrednionej z wszystkich pracujących wylotów drenażowych z kwater ZB „JELNIA” do rowu podskarpowego. W próbie uśrednionej należy oznaczać wskaźniki określone w niniejszym pozwoleniu za wyjątkiem odczynu pH. Odczyn pH należy oznaczać w poszczególnych próbach pobranych z wszystkich pracujących wylotów drenażowych z kwater ZB „JELNIA” do rowu podskarpowego.

- c) 1 x 2 miesiące, w terminach zgodnych z terminami poboru próbek wód filtracyjnych opisanych powyżej w ppkt. b) należy dokonywać kontroli jakości wprowadzanych do odbiornika wód filtracyjnych w mieszaninie z wodami przejmowanymi przez rowy opaskowe w punktach ich wprowadzania do potoku Jelonek tj. w punktach **A i B**.

VII.5.5. Wszystkie punkty kontroli jakości ścieków zostaną oznakowane.

VII.A. Wymagania zapewniające ochronę gleby, ziemi i wód gruntowych, w tym środki mające na celu zapobieganie emisjom do gleby ziemi i wód gruntowych oraz sposób ich systematycznego nadzorowania

VII.A.1. Każdy rodzaj odpadów będzie magazynowany selektywnie, w sposób zapobiegający ich negatywnemu oddziaływaniu na środowisko oraz uniemożliwiający dostęp do nich osób nieupoważnionych.

VII.A.2. Wszystkie miejsca magazynowania odpadów niebezpiecznych będą posiadać utwardzoną nawierzchnię nieprzepuszczalną dla wód opadowych, ponadto w przypadku odpadów w postaci ciekłej zapas sorbentów do likwidacji ewentualnych wycieków.

VII.A.3. Powierzchnie komunikacyjne przy obiektach i placach do magazynowania odpadów i drogi wewnętrzne będą utwardzone.

VII.A.4. Transport wewnętrzny odpadów odbywać się będzie w sposób uniemożliwiający przypadkowe rozproszenie.

VII.A.5. Wszystkie urządzenia związane z odprowadzaniem ścieków będą utrzymywane we właściwym stanie technicznym.

VII.A.6. Prowadzony będzie nadzór technologiczny i specjalistyczny nad pracą instalacji oraz stanem technicznym urządzeń. Monitorowane będą parametry pracy instalacji niezbędne do prawidłowego jej funkcjonowania zgodnie z procedurami i instrukcjami wewnętrznymi.

VII.A.7. Prowadzony będzie monitoring ilości i składu ścieków oraz wód filtracyjnych ze ZB. „JELNIA”.

VII.A.8. Wszystkie wykorzystywane w instalacji surowce i materiały wykorzystywane będą zgodnie z ich przeznaczeniem, z zachowaniem wymagań wynikających z zapisów w kartach charakterystyki substancji i preparatów niebezpiecznych.

VII.A.9. Transformatory posadowione będą w misach zabezpieczających.

VII.A.10. Prowadzony będzie systematyczny nadzór nad zapewnieniem właściwej ochrony gleb, wód gruntowych i ziemi poprzez monitoring miejsc służących do przechowywania, przeładunku lub składowania substancji, odpadów lub surowców.

VII.A.11. Prowadzone będą systematyczne szkolenia pracowników.

VIII. Monitoring wpływu instalacji na wody podziemne

VIII.1. Ustalam sposób prowadzenia monitoringu wpływu instalacji na wody podziemne:

- punkty pomiarowe powyżej ZB „JELNIA” PO-4, PO-6, PO-11, PO-12, PO-13, PO-14, PO-15, PO-16, PO-17, PO-18, PO-21, PO-24, PO-29, PO-30.
- piezometry poniżej ZB „JELNIA” PO-2, PO-3, PO-5, PO-7, PO-8, PO-9, PO-10, PO-22, PO-23, PO-1u, PO-2u, PO-3u, PO-4u, PO-5u, PO-6u.

Zakres badań wskaźników jakości wody wykonywanych z częstotliwością, co najmniej jeden raz na rok:

- temperatura, odczyn (pH), ChZT_{Cr} azotyny, azotany, fosforany, chlorki, siarczany, zawartość metali (Cu, Cr, Zn, Fe) oraz pomiar poziomu zwierciadła wód podziemnych. Zakres kontroli powinien ulegać weryfikacji w zależności od uzyskanych wyników obserwacji odnotowywanych w sprawozdaniach z nadzoru naukowo-technicznego.

IX. Sposób postępowania w przypadku uszkodzenia aparatury pomiarowej służącej do monitorowania procesów technologicznych

IX.1. W przypadku uszkodzenia aparatury pomiarowej kontrolującej proces technologiczny niezwłocznie wymienić uszkodzone urządzenie, a w przypadku, gdy niesprawność aparatury może skutkować niekontrolowanym wzrostem emisji wyłączyć źródło z eksploatacji, zgodnie z procedurą zatrzymania instalacji.

IX.2. O awarii instalacji oraz o uszkodzeniu w/w aparatury i wyłączeniu instalacji z eksploatacji należy powiadomić Marszałka Województwa Podkarpackiego i Podkarpackiego Wojewódzkiego Inspektora Ochrony Środowiska.

X. Metody zabezpieczenia środowiska przed skutkami awarii przemysłowej oraz sposób powiadamiania o jej wystąpieniu

X.1. Prowadzona będzie całodobowa ochrona i monitoring Zakładu.

X.2. Instalacja będzie wyposażona w środki gaśnicze, sorbenty i neutralizatory pozwalające przeciwdziałać ewentualnym zagrożeniom.

X.3. Stosowane będą zakładowe procedury i instrukcje postępowania w celu zmniejszenia prawdopodobieństwa wystąpienia awarii przemysłowej, w tym procedura nr 22 – *Gotowość reagowania na poważne zagrożenia i awarie* i związane z nią instrukcje:

- Instrukcja postępowania DIRE (Dyżurny Inżynier Ruchu Elektrowni) w przypadku pożaru, katastrofy, zagrożenia chemicznego i ekologicznego.
- Instrukcja postępowania w przypadku awaryjnego zanieczyszczenia olejami lub smarami wód pochłodniczych.

X.4. W celu ograniczenia wystąpienia awarii przemysłowych oraz ich skutków, w zakładzie zapewnione będzie:

- stosowanie szczelnych zbiorników o odpowiedniej konstrukcji,
- przystosowanie miejsca rozładunku do stosowanego do rodzaju substancji,
- hermetyczne instalacje technologiczne,
- ściśle określone zasady postępowania z substancjami niebezpiecznymi,
- dostosowanie miejsc oraz sposobów magazynowania wszystkich odpadów niebezpiecznych do ich stanu skupienia, właściwości, a także potencjalnego zagrożenia dla środowiska,
- szkolenia pracowników w zakresie postępowania z substancjami niebezpiecznymi.

X.5. Stosowane będzie komputerowe sterowanie przebiegiem procesu oraz sygnalizacja świetlna i dźwiękowa zapewniająca ocenę stanu instalacji w warunkach normalnych i w przypadku awarii.

X.6. W zakładzie funkcjonować będzie Pogotowie Przeciwpowarowe, którego członkami będą pracownicy przeszkoleni w zakresie prowadzenia działań gaśniczo-ratowniczych oraz obsługi sprzętu gaśniczego.

X.7. Elektrownia posiadać będzie zewnętrzną sieć hydrantową, wyznaczone drogi powarowe i ewakuacyjne oraz zabezpieczenia przeciwpowarowe:

- podręczny sprzęt gaśniczy w ilościach zgodnych z normatywami: agregaty i gaśnice,
- stałe i półstałe urządzenie i instalacje gaśnicze: CO₂, na pianę,
- instalacje zraszania zbiorników oleju i transformatorów blokowych,
- instalacja detekcji powaru nastawni technologicznej El. III,
- instalację gaszenia powarów na zbiornikach ZBA i ZBL, ZB3 i ZB4
- instalacje gaszenia stacji rozładunku peletu,
- system sygnalizacji powaru POLON,
- liniowy pomiar temperatury LISTEC,
- instalację systemu wczesnej detekcji powaru ADICOS,
- system wykrywania i gaszenia iskier na młynowni,
- hydranty zewnętrzne,

X.8. Magazynowanie substancji stosowanych w procesach technologicznych prowadzone będzie w szczelnych zbiornikach wyposażonych w wanny/tace wychwytowe lub umieszczone zostaną wewnątrz budynków, posiadających szczelne nawierzchnie. Zbiorniki kwasu solnego i ługu sodowego podłączone będą z neutralizatorem. Zbiornik wody amoniakalnej będzie zbiornikiem dwupłaszczowym wyposażonym w system detekcji wycieków między przegrodami zbiornika. Wszystkie zbiorniki magazynowe oraz układy przesyłowe stosowanych substancji podlegać będą regularnym kontrolom. Rozładunek cystern odbywać się będzie tylko w wydzielonych strefach wyposażonych w szczelną nawierzchnie.

X.9. W przypadku wystąpienia awarii należy stosować sposoby postępowania i powiadamiania zgodnie z opracowanymi i zatwierdzonymi instrukcjami

X.10. O fakcie wystąpienia awarii instalacji należy powiadomić właściwy organ Państwowej Straży Pożarnej i Podkarpackiego Wojewódzkiego Inspektora Ochrony Środowiska oraz Marszałka Województwa Podkarpackiego.

XI. Sposoby osiągania wysokiego poziomu ochrony środowiska jako całości

XI.1. Przy poborze wody do celów chłodniczych z rzeki San w km 30+100 należy zachować przepływ nienaruszalny w rzece San wynoszący 24,6 m³/s.

XI.2. W celu ochrony wód powierzchniowych eksploatowane będą trzy zbiorniki osadnicze dla gromadzenia urobku z pogłębiania zatoki ujęciowej, z których zdekantowana woda będzie spływać do zatoki ujęciowej.

XI.2. Zrzut ocieplający wód pochłodniczych do rzeki San w km 30+200 realizowany będzie w okresach ujemnych temperatur powietrza oraz w okresie występowania zatorów lodowych na rzece San w rejonie zakładowego ujęcia wody z rzeki San.

XI.3. Wszystkie urządzenia związane z poborem wody i wprowadzaniem ścieków będą utrzymywane we właściwym stanie technicznym i prawidłowo eksploatowane w oparciu o stosowne aktualne (aktualizowane na bieżąco) instrukcje.

XI.4. Będą utrzymywane łąty i urządzenia pomiarowe do określania stanu wody w rzece San lub zatoce ujęciowej oraz ilości pobieranej wody i odprowadzanych ścieków i będą prowadzone wymagane pomiary i rejestry w sposób obrazujący gospodarowanie wodą.

XI.5. Na bieżąco będzie dokonywana weryfikacja danych i dokumentów dotyczących gospodarowania wodą.

XI.6. Prowadzona będzie dokumentacja dotycząca pracy wszystkich urządzeń i obiektów związanych z realizacją poboru wody i zrzutu wód pochłodniczych zgodnie z instrukcją.

XI.7. Prowadzony będzie stały monitoring stanu środowiska w zakresie i na zasadach określonych instrukcjami oraz wynikających z warunków niniejszego pozwolenia, okresowo sporządzane stosowne raporty podsumowujące wyniki i zawierające wytyczne, co do dalszego trybu postępowania.

XI.8. Utrzymywanie rzeki San w rejonie ujęcia i wylotów kolektorów będzie odbywać się na zasadach uzgodnionych z administratorem rzeki San. W przypadku dokonywania robót w obrębie koryta rzeki San należy powiadomić o zamierzonych pracach administratora tej rzeki, z co najmniej miesięcznym wyprzedzeniem.

XI.9. Prowadzone będzie efektywne zużycie wody poprzez:

- prowadzenie monitoringu zużywanej wody,
- regularne kontrole sieci wodociągowej pozwalające na szybkie wykrycie ewentualnych nieszczelności.

XI.10. W przypadku wystąpienia niekontrolowanych wycieków substancji na terenie instalacji należy zabezpieczyć kanalizację oraz odbiorniki przed ich wprowadzeniem do środowiska. Będzie opracowana i przestrzegana instrukcja postępowania w przypadku wystąpienia stanów awaryjnych na terenie instalacji, a w szczególności w przypadku wystąpienia wycieku substancji szkodliwych dla środowiska wodnego tak, aby ograniczyć możliwość wprowadzenia takich substancji do wód lub do ziemi.

XI.11. Na wylocie kolektora wód deszczowo-przemysłowych do rzeki Barcówki będzie utrzymywana kłapa zwrotna zabezpieczająca urządzenia oczyszczające przed napływem wielkich wód powodziowych.

XI.12. W instalacji funkcjonował będzie otwarty obieg wód pochłódniczych. Kanałem zrzutowym odprowadzane będą jedynie wody pochłódnicze wraz z odsolinami ze stacji uzdatniania wody.

XI.13. Oczyszczone ścieki deszczowo-przemysłowe, wykorzystywane będą powtórnie w obiegach o mniejszych wymaganiach technologicznych.

XI.14. W instalacji funkcjonował będzie zamknięty obieg wody wykorzystywanej w instalacji do hydrotransportu popiołu i żużla do poszczególnych kwater ZB. „JELNIA”. Woda ta ujmowana będzie przez studnie przelewowe w kwaterach, a następnie z powrotem przesyłana do Elektrowni.

XI.15. Wszystkie urządzenia objęte niniejszą decyzją będą utrzymywane we właściwym stanie technicznym i eksploatowane prawidłowo, zgodnie z ich instrukcjami techniczno-ruchowymi.

XI.16. Wszystkie urządzenia związane z monitoringiem procesu technologicznego będą w pełni sprawne, umożliwiające prawidłowe wykonywanie pomiarów oraz zapewniające zachowanie wymogów BHP.

XI.17. Prowadzona będzie stała kontrola zużycia energii.

XI.18. Prowadzone będą okresowe kontrole sprawności, kontrole techniczne wszystkich urządzeń wchodzących w skład instalacji.

XII. Sposoby postępowania w przypadku zakończenia eksploatacji instalacji

W przypadku zakończenia eksploatacji, należy opróżnić i wyczyścić wszystkie urządzenia technologiczne, a następnie zdemontować i zlikwidować wszystkie obiekty i urządzenia zgodnie z wymogami wynikającymi z przepisów budowlanych.

XIII. Ustalam dodatkowe wymagania

XIII.1. Opracowane wyniki pomiarów wykonywanych w związku z realizacją obowiązków określonych w punktach VII.2., VII.3., VII.4., VII.5 i VIII należy przedkładać Marszałkowi Województwa Podkarpackiego oraz Podkarpackiemu Wojewódzkiemu Inspektorowi Ochrony Środowiska w Rzeszowie niezwłocznie, nie później niż 30 dni od daty ich wykonania-

XIII.2. Raport z monitoringu wód podziemnych wymieniony w punkcie VIII. powinien zawierać: zbiorcze zestawienie wyników analiz, porównanie w stosunku do lokalnego tła pierwotnego (hydrogeochemicznego), ocenę trendu przemian chemizmu wód, prezentację wyników zgodną z wymaganiami aktualnie obowiązujących przepisów prawa, wnioski oraz zalecenia.

XIII.3. Do dnia 31 lipca 2017r. przedłożone zostaną wyniki badań jakości gleb przeprowadzonych na terenie Zakładu.

XIII.A. Sposób i termin przekazywania organowi właściwemu do wydania pozwolenia i wojewódzkiemu inspektorowi ochrony środowiska informacji pozwalającej na przeprowadzenie oceny zgodności z warunkami określonymi w pozwoleniu

XIII.A.1. Zestawienie roczne przedstawiające ilość emitowanych zanieczyszczeń do powietrza oraz ilości wytworzonych odpadów w instalacji należy przedstawić Marszałkowi Województwa Podkarpackiego i Podkarpackiemu Wojewódzkiemu Inspektorowi Ochrony Środowiska do dnia 31 marca danego roku za rok poprzedni.

XIIIB. Zatwierdzam „Instrukcję gospodarowania wodą na zależne od siebie korzystanie z wód rzeki San w km 30+100 w m. Stalowa Wola” wykonaną w sierpniu 2015r., stanowiącą załącznik nr 1 do niniejszej decyzji.

XIII.C. Warunki przeciwpożarowe

XIII.C.1. Urządzenia przeciwpożarowe dostosowane będą do wymagań wynikających z przepisów dotyczących ochrony przeciwpożarowej i przyjętego scenariusza rozwoju zdarzeń w czasie pożaru, a w szczególności stosowane będą stałe urządzenia gaśnicze, system sygnalizacji pożarowej, dźwiękowy system ostrzegawczy, instalacja wodociągowa przeciwpożarowa, urządzenia oddymiające, dźwigi dostosowane do potrzeb ekip ratowniczych.

XIII.C.2. W czasie gaszenia pożaru nie należy dopuszczać do przedostawania się zanieczyszczonej wody i środków gaśniczych do systemu kanalizacji.”

III. Pozostałe warunki decyzji pozostają bez zmian.

Uzasadnienie

Pismem z dnia 14 stycznia 2019r. znak: ZPE/PEO/STW/4/133/2019 TAURON Wytwarzanie S.A., zwróciła się z wnioskiem o zmianę decyzji Wojewody Podkarpackiego z dnia 30 czerwca 2006r., znak: ŚR.IV-6618/23/05 zmienionej decyzjami Marszałka Województwa Podkarpackiego: z dnia 19 marca 2008r., znak: RŚ.VI-7660-11/1/08, z dnia 8 sierpnia 2008r., znak: RŚ.VI-7660/11-10/08, z dnia OS-I.7222.17.1.2019.MT

3 lipca 2009r., znak: RŚ.VI.RD.7660/2-5/09, z dnia 15 lipca 2010r., znak: RŚ.VI.DW.7660/4-7/10, z dnia 14 czerwca 2011r., znak: RŚ.VI.DW.7660/4-13/10, z dnia 14 czerwca 2013r., znak: OS-I.7222.35.4.2013.DW, z dnia 30 października 2014r. znak: OS-I.7222.34.8.2014.DW, z dnia 26 listopada 2015r., znak: OS-I.7222.7.4.2015.DW, z dnia 19 grudnia 2016r., znak: OS-I.7222.50.9.2016.DW, z dnia 29.09.2017r., znak: OS-I.7222.24.4.2017.DW udzielającej TAURON Wytwarzanie S.A., ul. Promienna 51, 43-603 Jaworzno, NIP 6321792812, REGON 276854946 (dawniej Elektrownia Stalowa Wola S.A., ul Energetyków 13 w Stalowej Woli) pozwolenia zintegrowanego na prowadzenie instalacji energetycznego spalania paliw o mocy nominalnej powyżej 50 MW_t wraz z urządzeniami pomocniczymi, zlokalizowanej na terenie TAURON Wytwarzanie S.A. Oddział Elektrownia Stalowa Wola w Stalowej Woli przy ul. Energetyków 13.

Wniosek Spółki został umieszczony w publicznie dostępnym wykazie danych o dokumentach zawierających informacje o środowisku i jego ochronie pod numerem 53/2019.

Funkcjonująca w Spółce instalacja została zakwalifikowana zgodnie z punktem 1 ppkt 1) załącznika do rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 27 sierpnia 2014r. w sprawie rodzajów instalacji mogących powodować znaczne zanieczyszczenie elementów przyrodniczych albo środowiska jako całości, jako instalacja do wytwarzania energii i paliw, do spalania paliw o mocy nominalnej nie mniejszej niż 50 MW.

Instalacja zaliczana jest zgodnie z § 2 ust.1 pkt 3 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2010r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko do przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko. Tym samym, zgodnie z art. 183 w związku z art. 378 ust. 2a ustawy Prawo ochrony środowiska właściwym w sprawie jest marszałek województwa.

Potrzeba aktualizacji ww. decyzji wynika z wejścia w życie Decyzji Wykonawcza Komisji (UE) 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 r. ustanawiającej konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE.

W związku z zakończeniem derogacji „17 500 h” dla źródła emisji z emitorem E2 z eksploatacji zostały wyłączone trzy kotły pyłowe OP-150 numer K8, K9 i K11. W eksploatacji pozostają nadal kocioł pyłowy OP-120 numer K10 (emitor E2) oraz dwa kotły pyłowe OP-380 numer K12 i K13 (emitor E3), które nadal są w okresie derogacji „17 500 h”. Kotły OP-380 numer K12 i K13 objęte są derogacją „17 500 h” w okresie od 01.01.2016 r. do 31.12.2023 r., w związku z czym w okresie od dnia obowiązywania konkluzji BAT dla źródeł istniejących tj. od dnia 17.08.2021r. do dnia zakończenia derogacji tj. najpóźniej do dnia 31.12.2023 r., źródła te są zwolnione z wymagań wynikających z konkluzji BAT. Po zakończeniu okresu derogacji 17 500 h, najpóźniej od 01.01.2024 r. kotły te zostaną wyłączone z eksploatacji. Ustalenie warunków emisyjnych uwzględniających konkluzje BAT dotyczy kotła OP-120 nr K10. Kocioł ten obecnie

spełnia wymagania BAT, przy zachowaniu odpowiedniego reżimu pracy i utrzymaniu urządzeń ochrony powietrza w dobrym stanie technicznym.

W związku z dostosowaniem instalacji do wymagań konkluzji BAT koniecznym było ustalenie wielkości emisji pyłu, dwutlenku siarki i dwutlenku azotu na poziomie granicznych wielkości emisyjnych oraz ustalenie wielkości emisji substancji dotychczas nieobjętych pozwoleniem, tj. amoniaku, tlenku węgla, chlorowodoru, fluorowodoru i rtęci.

W pozwoleniu zweryfikowano wielkości emitowanych zanieczyszczeń do powietrza na poszczególnych źródłach instalacji oraz czasy ich pracy.

W dokumentacji wykazano, że emisja substancji zanieczyszczających nie powoduje przekroczeń standardów jakości powietrza, wartości odniesienia substancji w powietrzu oraz standardów emisyjnych określonych w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 24 sierpnia 2012r. w sprawie poziomów niektórych substancji w powietrzu, rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 26 stycznia 2010r. w sprawie wartości odniesienia dla niektórych substancji w powietrzu oraz w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 1 marca 2018r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów.

W pozwoleniu określono wielkość dopuszczalnej emisji pyłów i gazów do powietrza w warunkach normalnego funkcjonowania instalacji, zgodnie z art. 188 ust. 2 ustawy Prawo ochrony środowiska. We wniosku wykazano, że emisja pyłów i gazów wprowadzanych do powietrza z instalacji nie spowoduje przekroczeń dopuszczalnych norm jakości powietrza poza granicami terenu, do którego prowadzący instalację posiada tytuł prawny.

Instalacja wyposażona jest w system ciągłego monitoringu emisji zanieczyszczeń posiadający aparaturę pomiarową, mierzącą substancje oraz parametry określone w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 30 października 2014r. w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji oraz pomiarów ilości pobieranej wody (Dz. U. z 2014 r., poz. 1542 ze zm.), zgodnie z określonymi w nim metodykami referencyjnymi dla wykonywania pomiarów ciągłych. Wykonywane przez analizatory pomiary ilościowe zapewniają ciągły pomiar następujących zanieczyszczeń: pył, SO₂, NO_x, CO, O₂. Pomiar ciągły obejmuje również pomiary: prędkości przepływu spalin, ich wilgotności, temperatury i ciśnienia. W instalacji prowadzone są również pomiary okresowe zgodnie z wymogami wyżej wymienionego rozporządzenia.

W niniejszej decyzji dostosowany został również zakres prowadzonego monitoringu emisji do powietrza do wymagań określonych w konkluzjach BAT, tj.: od 17 sierpnia 2021r. monitoring emisji zanieczyszczeń do powietrza z kotła OP-120 nr K10 prowadzony będzie w następującym zakresie:

A. ciągły pomiar emisji dla następujących substancji:

- pył,
- dwutlenek siarki,
- tlenki azotu,

- tlenek węgla,
- amoniak,
- chlorowodór, a po stwierdzeniu stabilnych poziomów emisji, pomiar prowadzić z częstotliwością raz na sześć miesięcy i za każdym razem, po zmianie charakterystyki paliwa mogącą mieć wpływ na emisję,
- B. okresowy pomiar emisji zanieczyszczeń do powietrza z kotła OP-120 nr K10 (emitor E2) dla następujących substancji:
 - fluorowodór, z częstotliwością raz na rok,
 - metale i metaloidy z wyjątkiem rtęci (As, Cd, Co, Cr, Cu, Mn, Ni, Pb, Sb, Se, Tl, V, Zn), z częstotliwością raz na rok,
 - rtęć, z częstotliwością raz na rok, a jeżeli dowiedziono, że poziomy emisji są wystarczająco stabilne z powodu niskiej zawartości rtęci w paliwie, okresowe pomiary można przeprowadzać wyłącznie za każdym razem, kiedy zmiana charakterystyki paliwa może mieć wpływ na emisję.

Pomiar ciągły obejmował będzie również zawartość tlenu w gazach odlotowych, prędkość przepływu gazów odlotowych lub ciśnienie dynamiczne gazów odlotowych, temperaturę gazów odlotowych w przekroju pomiarowym, ciśnienie statyczne lub bezwzględne gazów odlotowych, wilgotność bezwzględną gazów odlotowych lub stopień zwilżenia gazów odlotowych.

W zakresie emisji hałasu w instalacji zaszły zmiany dotyczące źródeł hałasu. W instalacji do spalania paliw zostały wyłączone źródła hałasu związane z kotłami OP-150 nr K8, K9 i K11, które nie są już eksploatowane. W pozostałym zakresie warunki pozwolenia zintegrowanego dotyczące emisji hałasu nie ulegają zmianie.

W każdym miejscu decyzji, gdzie określono ilość pobieranej wody dodano wielkość wyrażoną w m^3/s . Zgodnie z art. 403.2 pkt 1 ustawy Prawo wodne ilość pobieranej wody powinna zostać określona w pozwoleniu dla wód powierzchniowych jako: maksymalną ilość m^3 na sekundę, średnią ilość m^3 na dobę, maksymalną ilość m^3 na godzinę oraz dopuszczalną ilość m^3/rok . Podobnie w każdym miejscu decyzji, gdzie określono ilość odprowadzanych ścieków dodana została wielkość wyrażona w m^3/s oraz wykreślono wartość w m^3/h . Zgodnie z art. 403.2 pkt 3 ustawy Prawo wodne ilość odprowadzanych ścieków powinna zostać określona w pozwoleniu dla ścieków wprowadzanych do wód lub do ziemi, lub do urządzeń kanalizacyjnych jako: maksymalną ilość m^3 na sekundę, średnią ilość m^3 na dobę oraz dopuszczalną ilość m^3 na rok.

Ponadto w decyzji uległy zmianie warunki prowadzenia gospodarki odpadami w zakresie rodzajów i ilości odpadów wytwarzanych, miejsc i sposobów magazynowania odpadów wytwarzanych i przeznaczonych do przetwarzania w związku z dostosowaniem instalacji do nowych wymagań w zakresie gospodarowania odpadami wprowadzonych ustawą z dnia 20 lipca 2018 r. o zmianie

ustawy o odpadach oraz niektórych innych ustaw, a także ustawy Prawo wodne z dnia 20 lipca 2017r. Wykreślone zostały odpady o kodach:

- 10 01 01 Żużle, popioły paleniskowe i pyły z kotłów (z wyłączeniem pyłów z kotłów wymienionych w 10 01 04*).
- 13 02 08* Inne oleje silnikowe, przekładniowe i smarowe,
- 13 03 07* Mineralne oleje i ciecze stosowane jako elektroizolatory oraz nośniki ciepła nie zawierające związków chlorowcoorganicznych,

które w ostatnich latach nie były wytwarzane i nie przewiduje się ich wytwarzania w przyszłości.

Zmianie uległy również ilości odpadów wytwarzanych w instalacji w zakresie odpadów innych niż niebezpieczne o kodach: 10 01 02 oraz 10 01 80. Odpady paleniskowe nie będą podlegały magazynowaniu, ponieważ bezpośrednio z instalacji (po odsączeniu) ładowane będą na środki transportu i przekazywane do dalszego przetwarzania na terenie elektrowni lub u odbiorcy posiadającego stosowne zezwolenie. Dotyczy to odpadów o kodach:

- 10 01 02 Popioły lotne z węgla
- 10 01 03 Popioły lotne z torfu lub drewna niepoddanego obróbce chemicznej
- 10 01 15 Popioły paleniskowe, żużle i pyły z kotłów ze współspalania inne niż wymienione w 10 01 14
- 10 01 80 Mieszanki popiołowo-żużlowe z mokrego odprowadzania odpadów paleniskowych
- 10 01 81 Mikrosfery z popiołów lotnych
- 19 09 02 Osady z klarowania wody
- 19 09 06 Roztwory i szlamy z regeneracji wymienników jonitowych.

Popioło-żużle będą przesyłane transportem hydraulicznym do ZB „JELNIA”. Woda do hydrotransportu krążyć będzie w obiegu zamkniętym i będzie uzupełniana wodą pochłoniczą, ściekami ze stacji uzdatniania wody oraz ściekami z odmulania i odsalania kotłów.

MMOP „Jelnia” będzie odtąd pełniło rolę zbiornika do waloryzacji mieszanki popiołowo-żużlowej ZB „JELNIA”. Zbiornik stanowić będzie nadziemna budowla hydrotechniczna o powierzchni 52 ha, położona na wydzielonym terenie (ok. 2,5 km od zakładu), w której następować będzie proces waloryzacji mieszanki popiołowo-żużlowej.

Działając na podstawie art. 183c ust. 2 ustawy Prawo ochrony środowiska pismem z dnia 10 maja 2019 r., znak: OS-I.7222.17.1.2019.DW Marszałek Województwa Podkarpackiego wystąpił do Komendanta Powiatowej Państwowej Straży Pożarnej w Stalowej Woli o przeprowadzenie na terenie przedmiotowej instalacji kontroli w przedmiocie spełnienia wymagań określonych w przepisach o ochronie przeciwpożarowej, oraz w zakresie zgodności z warunkami ochrony przeciwpożarowej, o których mowa w operacji przeciwpożarowym.

Komendant Powiatowej Państwowej Straży Pożarnej w Stalowej Woli przeprowadził czynności kontrolne na terenie zakładu. W wyniku przeprowadzonych czynności ustalono, że w ww. zakładzie spełnione zostały wymagania określone OS-I.7222.17.1.2019.MT

w przepisach o ochronie przeciwpożarowej oraz wymagania zawarte w operacie przeciwpożarowym, o czym poinformowano Marszałka Województwa Podkarpackiego postanowieniem z dnia 10 czerwca 2019r., znak: PRZ.5560.1.2018.

Ocena spełnienia warunków dotyczących wymagań wynikających z *Decyzji Wykonawczej Komisji (UE) 2017/1442* 31 lipca 2017r. *ustanawiająca konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE*

Wymogi BAT zgodne z dokumentami referencyjnymi		Sposoby realizacji
System zarządzania środowiskowego		
BAT 1 Aby poprawić ogólną efektywność środowiskową, w ramach BAT należy zapewniać wdrażanie i przestrzeganie systemu zarządzania środowiskowego zawierającego w sobie wszystkie następujące cechy: W przypadku gdy ocena wykaże, że którykolwiek z elementów wymienionych w pkt (x)–(xvi) nie jest konieczny, dokonuje się zapisu decyzji wraz z jej uzasadnieniem. Zakres (np. poziom szczegółowości) oraz charakter systemu zarządzania środowiskowego (np. standaryzowany lub nie) zasadniczo odnosi się do charakteru, skali i złożoności instalacji oraz do zasięgu oddziaływania takiej instalacji na środowisko		TAURON Wytwarzanie Spółka Akcyjna posiada certyfikat potwierdzający funkcjonowanie Zintegrowanego Systemu Zarządzania w całym obszarze działania Spółki. Zintegrowany System Zarządzania obejmuje: - System Zarządzania Środowiskowego zgodny z wymaganiami normy ISO 14001:2004; - System Zarządzania Bezpieczeństwem i Higieną Pracy zgodny z wymaganiami normy PN-N-18001:2004. Wymagania BAT są spełnione
Monitorowanie		
BAT 2 BAT mają na celu określenie sprawności elektrycznej netto lub jednostkowego zużycia paliwa netto lub sprawności mechanicznej netto zgazowania obiektów IGCC lub jednostek spalania paliw poprzez przeprowadzenie badania efektywności przy pełnym obciążeniu zgodnie z normami EN, po oddaniu jednostki do użytkowania i po każdej modyfikacji, która mogłaby znacząco wpłynąć na sprawność elektryczną netto lub jednostkowe zużycie paliwa netto lub sprawność mechaniczną netto jednostki. Jeżeli normy EN nie są dostępne, w ramach BAT należy stosować normy ISO, normy krajowe lub inne międzynarodowe normy zapewniające uzyskanie danych o równorzędnej jakości naukowej.		Instalacja do spalania paliw w TAURON Wytwarzanie S.A. - Oddział Elektrownia Stalowa Wola jest instalacją istniejącą, eksploatowaną od wielu lat, której źródła spalania posiadają określoną sprawność. W przypadku wprowadzenia w instalacji znaczących zmian, które mogą wpłynąć na wielkość jednostkowego zużycia paliwa netto źródeł spalania wartość ta zostanie ponownie określona. Wymagania BAT są spełnione
BAT 3 Celem BAT jest monitorowanie kluczowych parametrów procesu mających zastosowanie w przypadku emisji do powietrza i wody, łącznie z tymi podanymi poniżej.		Instalacja do spalania paliw objęta jest ciągłymi pomiarami emisji do powietrza, w ramach których badane są również parametry spalin takie jak: przepływ, zawartość tlenu, temperatura i ciśnienie, a także zawartość pary wodnej. W instalacji do spalania paliw nie powstają ścieki z oczyszczania spalin.
Strumień	Parametr(-y)	Monitorowanie
Spaliny	Przepływ	Okresowe lub ciągłe pomiary
	Zawartość tlenu, temperatura i ciśnienie	Okresowe lub ciągłe pomiary

	Zawartość pary wodnej		Wymagania BAT są spełnione	
Ścieki z oczyszczania spalin	Przepływ ,pH i temperatura	Pomiar ciągły		
BAT4 W ramach BAT należy monitorować emisje do powietrza co najmniej z podaną poniżej częstotliwością i zgodnie z normami EN. Jeżeli normy EN nie są dostępne, w ramach BAT należy stosować normy ISO, normy krajowe lub inne międzynarodowe normy zapewniające uzyskanie danych o równorzędnej jakości naukowej.				
Substancja/Parametr	Paliwo/Proces Rodzaj obiektu energetycznego o spalania	Całkowita nominalna moc cieplna dost. w paliwie LCP	Norma	Min. Częstotliwość monitorowania
NH ₃	W przypadku stosowania SCR lub SNCR	Wszystkie wielkości	Ogólne normy EN	Ciągłe
NO _x	Biomasa stała lub torf	Wszystkie wielkości	Ogólne normy EN	Ciągłe
N ₂ O	Biomasa stała lub torf spalane w kotłach z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym	Wszystkie wielkości	Ogólne normy EN	Ciągłe
CO	Biomasa stała lub torf	Wszystkie wielkości	Ogólne normy EN	Ciągłe
SO ₂	Biomasa stała lub torf	Wszystkie wielkości	Ogólne normy EN i EN 14791	Ciągłe
Chlorki gazowe wyrażone jako HCl	Biomasa stała lub torf	Wszystkie wielkości	EN 1911	Ciągłe
HF	Biomasa stała lub torf	Wszystkie wielkości	Brak dostępnej normy EN	Raz na rok
Pył	Biomasa stała lub torf	Wszystkie wielkości	Ogólne normy EN i EN 13284-1 i EN 13284-2	ciągłe

NH₃ Nie dotyczy do czasu wykorzystania limitu derogacji naturalnych. Wymaganie będzie realizowane na kotle OP-120 nr K10

NO_x: Spełnia
Realizowany jest pomiar ciągły

N₂O: Nie dotyczy

CO: Spełnia. Realizowany jest pomiar ciągły.

SO₂ : Spełnia. Realizowany jest pomiar ciągły.

Chlorki gazowe wyrażone jako HCl i HF: Nie dotyczy do czasu wykorzystania limitu derogacji naturalnych. Po zakończeniu w/w derogacji wymaganie będzie realizowane.

Pył: Spełnia. Realizowany jest pomiar ciągły.

Metale i metaloidy: Nie dotyczy do czasu wykorzystania limitu derogacji naturalnych 17 500 h. Po zakończeniu w/w derogacji wymaganie będzie realizowane.

NH₃ Nie dotyczy do czasu wykorzystania limitu derogacji naturalnych. Wymaganie będzie realizowane na kotle OP-120 nr K10

NO_x: Spełnia
Realizowany jest pomiar ciągły

N₂O: Nie dotyczy

CO: Spełnia. Realizowany jest pomiar ciągły.

SO₂: Spełnia. Realizowany jest pomiar ciągły.

Chlorki gazowe wyrażone jako HCl i HF: Nie dotyczy do czasu wykorzystania limitu derogacji naturalnych. Po zakończeniu w/w derogacji wymaganie będzie realizowane.

Pył: Spełnia. Realizowany jest pomiar ciągły.

Metale i metaloidy: Nie dotyczy do czasu wykorzystania limitu derogacji naturalnych 17 500 h. Po zakończeniu w/w derogacji wymaganie będzie realizowane.

Metale i metaloidy z wyjątkiem Co, Mn, Sb, Se, Ti, V	Biomasa stała lub torf	Wszystkie wielkości	EN 14385	Raz na rok	Hg: Pomiar realizowany jest raz w roku. Po zakończeniu derogacji wszystkie pomiary będą realizowane zgodnie z zapisami konkluzji
Rtęć	Biomasa stała lub torf	< 300 MW	EN 14385	Raz na rok	

BAT 5 W ramach BAT należy monitorować emisje do wody z oczyszczania spalin co najmniej z podaną poniżej częstotliwością i zgodnie z normami EN. Jeżeli normy EN nie są dostępne, w ramach BAT należy stosować normy ISO, normy krajowe lub inne międzynarodowe normy zapewniające uzyskanie danych o równorzędnej jakości naukowej.	Nie dotyczy Brak instalacji chemicznego oczyszczania spalin i powstawania ścieków.
---	--

Ogólna efektywność środowiskowa i sprawność spalania	
---	--

BAT 6 W celu poprawy ogólnej efektywności środowiskowej obiektów energetycznego spalania oraz ograniczenia emisji CO i niespalonych substancji do powietrza w ramach BAT należy zapewnić optymalne spalanie i stosowanie odpowiedniej kombinacji technik podanych poniżej.		W instalacji do spalania paliw wykorzystywany jest węgiel kamienny i biomasa o jakości określonej przez TAURON Wytwarzanie S.A. (określona wartość opałowa, zawartość popiołu, siarki itp.). W celu poprawy ogólnej efektywności środowiskowej obiektów energetycznego spalania oraz ograniczenia emisji CO i niespalonych substancji do powietrza Zakład stosuje następujące techniki, jak: a) Podawane paliwa do kotłów są odpowiednio zmieszane w celu uśrednienia ich parametrów i dla stabilnej pracy instalacji b) Układy i urządzenia wchodzące w skład instalacji są poddawane regularnym, planowanym przeglądom i konserwacjom c) Użycie systemu komputerowego do kontroli wydajności spalania oraz wspieranie zapobiegania emisjom lub ich redukcji d) Analizowana instalacja jest obiektem istniejącym, wykorzystywane są kotły powszechnie stosowane w energetyce zawodowej, zapewniające optymalny proces spalania. Urządzenia są modernizowane zgodnie z najlepszą wiedzą i techniką e) wykorzystywane są paliwa: węgiel kamienny i biomasa o jakości określonej przez TAURON Wytwarzanie S.A., zapewniające optymalne warunki pracy Wymagania BAT są spełnione																							
<table><tr><td colspan="2">Technika</td><td>Opis</td><td>Zastosowanie</td></tr><tr><td>a.</td><td>Łączenie i mieszanie paliwa</td><td>Zagwarantowanie stabilnych warunków spalania lub ograniczenia emisji zanieczyszczeń w wyniku mieszania tego samego rodzaju paliwa różnej jakości</td><td rowspan="2">Zastosowanie ogólne</td></tr><tr><td>b.</td><td>Konserwacja układu spalania</td><td>Regularna planowana konserwacja zgodnie z zaleceniami dostawców</td></tr><tr><td>c.</td><td>Zaawansowany system kontroli</td><td>Zob. opis w sekcji 8.1</td><td>Możliwość zastosowania w odniesieniu do starych obiektów energetycznego spalania może być ograniczona ze względu na konieczność modernizacji systemu spalania lub systemu kontroli i sterowania</td></tr><tr><td>d.</td><td>Dobra konstrukcja urządzeń do spalania</td><td>Dobry projekt paleniska, komór spalania, palników i powiązanych urządzeń</td><td>Ogólne zastosowanie do nowych obiektów energetycznego spalania</td></tr><tr><td>e.</td><td>Dobór paliwa</td><td>Wybór innego paliwa albo całkowite lub częściowe przejście na inne paliwo(-a) o lepszym profilu dla środowiska (np. o niskiej zawartości siarki lub rtęci) wśród dostępnych</td><td>Zastosowanie z zastrzeżeniem ograniczeń związanych z dostępnością odpowiednich rodzajów paliw o lepszym profilu dla</td></tr></table>			Technika		Opis	Zastosowanie	a.	Łączenie i mieszanie paliwa	Zagwarantowanie stabilnych warunków spalania lub ograniczenia emisji zanieczyszczeń w wyniku mieszania tego samego rodzaju paliwa różnej jakości	Zastosowanie ogólne	b.	Konserwacja układu spalania	Regularna planowana konserwacja zgodnie z zaleceniami dostawców	c.	Zaawansowany system kontroli	Zob. opis w sekcji 8.1	Możliwość zastosowania w odniesieniu do starych obiektów energetycznego spalania może być ograniczona ze względu na konieczność modernizacji systemu spalania lub systemu kontroli i sterowania	d.	Dobra konstrukcja urządzeń do spalania	Dobry projekt paleniska, komór spalania, palników i powiązanych urządzeń	Ogólne zastosowanie do nowych obiektów energetycznego spalania	e.	Dobór paliwa	Wybór innego paliwa albo całkowite lub częściowe przejście na inne paliwo(-a) o lepszym profilu dla środowiska (np. o niskiej zawartości siarki lub rtęci) wśród dostępnych	Zastosowanie z zastrzeżeniem ograniczeń związanych z dostępnością odpowiednich rodzajów paliw o lepszym profilu dla
Technika			Opis	Zastosowanie																					
a.	Łączenie i mieszanie paliwa		Zagwarantowanie stabilnych warunków spalania lub ograniczenia emisji zanieczyszczeń w wyniku mieszania tego samego rodzaju paliwa różnej jakości	Zastosowanie ogólne																					
b.	Konserwacja układu spalania		Regularna planowana konserwacja zgodnie z zaleceniami dostawców																						
c.	Zaawansowany system kontroli		Zob. opis w sekcji 8.1	Możliwość zastosowania w odniesieniu do starych obiektów energetycznego spalania może być ograniczona ze względu na konieczność modernizacji systemu spalania lub systemu kontroli i sterowania																					
d.	Dobra konstrukcja urządzeń do spalania		Dobry projekt paleniska, komór spalania, palników i powiązanych urządzeń	Ogólne zastosowanie do nowych obiektów energetycznego spalania																					
e.	Dobór paliwa	Wybór innego paliwa albo całkowite lub częściowe przejście na inne paliwo(-a) o lepszym profilu dla środowiska (np. o niskiej zawartości siarki lub rtęci) wśród dostępnych	Zastosowanie z zastrzeżeniem ograniczeń związanych z dostępnością odpowiednich rodzajów paliw o lepszym profilu dla																						

		paliw, także w sytuacjach rozruchu lub gdy stosowane są paliwa alternatywne	środowiska jako całości, na co może mieć wpływ polityka energetyczna danego państwa członkowskiego lub zintegrowany, obiektowy (dla zakładu) bilans paliwa w przypadku spalania przemysłowych paliw procesowych. W przypadku istniejących obiektów energetycznego spalania rodzaj paliwa, które można wybrać, może być ograniczony ze względu na konfigurację i projekt obiektu	
BAT 7		Aby ograniczyć emisję amoniaku do powietrza wiążącą się ze stosowaniem selektywnej redukcji katalitycznej (SCR) lub selektywnej niekatalitycznej redukcji (SNCR) w celu redukcji emisji NO_x, techniką BAT jest zoptymalizowanie projektu lub pracy SCR lub SNCR (np. optymalizowanie udziału reagenta do zawartości NO_x, homogeniczny rozkład reagenta i optymalny rozmiar kropel reagenta). Poziomy emisji powiązane z BAT Poziom emisji powiązany z BAT (BAT-AEL) w odniesieniu do emisji NH₃ do powietrza ze stosowania SCR lub SNCR wynosi < 3–10 mg/Nm³ jako średnia roczna lub średnia z okresu pobierania próbek. Dolną granicę zakresu można osiągnąć, stosując SCR, a górną granicę zakresu można osiągnąć, stosując SNCR bez technik redukcji zanieczyszczeń na mokro. W przypadku obiektów spalających biomasę i działających przy zmiennym obciążeniu, jak również w przypadku silników spalających ciężki olej opałowy lub olej napędowy górną granicą zakresu BAT-AEL jest 15 mg/Nm³.		
BAT 8		W celu zapobiegania emisjom do powietrza lub ich ograniczania w warunkach normalnego użytkowania w ramach BAT należy zapewnić – poprzez odpowiednie zaprojektowanie, eksploatację i konserwację, by systemy redukcji emisji były stosowane przy optymalnej wydajności i dostępności.		
BAT 9		W celu poprawy ogólnej efektywności środowiskowej w obiektach spalania lub zgazowania oraz ograniczenia emisji do powietrza, w ramach BAT należy uwzględnić następujące elementy programów zapewniania jakości/kontroli jakości w odniesieniu do		
		Obecnie w instalacji do spalania paliw stosowane jest odazotowanie spalin w technice SNCR dla kotła OP-120 nr K10. Aby ograniczyć emisję amoniaku stosowana jest optymalizacja udziału reagenta (wody amoniakalnej < 24 %) do zawartości NO_x oraz jego homogeniczny rozkład. Gwarantowany poziom emisji NH₃ dla instalacji SNCR kotła OP-120 nr K10 zapewnia dotrzymanie poziomu 10 mg/Nm³ Decyzję dostosowano zgodnie z konkluzją BAT w zakresie określenia wielkości emisji NH₃ dla kotła OP-120 nr K10 na poziomie 15 mg/Nm³ (wartość średnia roczna lub średnia z okresu pobierania próbek) Wymagania BAT są spełnione		
		TAURON Wytwarzanie S.A. Oddział Elektrownia Stalowa Wola eksploatuje posiadane układy do redukcji emisji pyłu w sposób zapewniający ich prawidłową i optymalną pracę zgodnie z instrukcjami technologicznymi. Układy do redukcji emisji zanieczyszczeń są poddawane regularnym konserwacjom, co pozwala na ich utrzymanie w dobrym stanie technicznym i zapewnia dotrzymanie obowiązujących warunków emisyjnych. Wymagania BAT są spełnione		
		Obecnie prowadzone są badania jakości paliw w zakresie obejmującym następujące parametry dla biomasy:		

wszystkich wykorzystywanych paliw, jako część systemu zarządzania środowiskowego (zob. BAT 1):

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

Opis

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

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

BAT 10

Aby ograniczyć emisje do wody lub powietrza w warunkach innych niż normalne warunki użytkowania (OTNOC), w ramach BAT należy ustanowić i wdrożyć plan zarządzania, jako część systemu zarządzania środowiskowego (zob. BAT 1) – proporcjonalny do znaczenia potencjalnych uwolnień zanieczyszczeń – który obejmuje następujące elementy:

- właściwe zaprojektowanie systemów uznane za istotne w tworzeniu warunków innych niż normalne warunki użytkowania i które może mieć wpływ na emisje do powietrza, wody lub gleby (np. projekt pracy z niskimi obciążeniami polegający na zmniejszeniu minimum technicznego osiąganego przy rozruchach i wyłączeniach, przy którym możliwa jest stabilna praca w turbinach gazowych),
- ustanowienie i wdrożenie konkretnego planu profilaktycznej konserwacji dla tych odpowiednich systemów,
- przegląd i rejestrowanie emisji spowodowanych przez inne niż normalne warunki użytkowania i związane z nimi okoliczności oraz realizacja działań naprawczych, jeżeli okaże się to konieczne,
- okresową ocenę całościową emisji podczas innych niż normalne warunków użytkowania (np. częstotliwość wydarzeń, czas trwania, określenie/oszacowanie emisji) oraz w razie konieczności podjęcie działań naprawczych.

wartość opałowa, wilgotność, zawartość popiołu, zawartość pierwiastka C, zawartość S – realizowane przez wewnętrzne laboratorium dla dostaw paliwa danego asortymentu i dostawcy oraz dla paliwa spalane; Cl, F dla próbki średniorocznej spalonego paliwa – zlecane raz do roku do zewnętrznego laboratorium

Dostosowano instalację poprzez wprowadzenie dodatkowego zakresu badań paliw zgodnie z konkluzjami BAT – w okresie od 17.08.2021r. dodatkowo

w zakresie: wilgotności, zawartości C, Cl, F, N, K, Na, metale i metaloidy (As, Cd, Cr, Cu, Hg, Pb, Zn)

Wymagania BAT są spełnione

Ograniczenie oddziaływania instalacji w warunkach odbiegających od normalnych (rozruchy, wyłączenia, sytuacje awaryjne) jest realizowane poprzez racjonalne i efektywne zarządzanie pracą instalacji, w tym ograniczanie okresów rozruchu i wyłączenia kotłów do niezbędnego minimum, a także poprzez bieżące utrzymywanie układów instalacji w dobrym stanie technicznym, co ogranicza możliwość występowania sytuacji awaryjnych.

Warunki pracy instalacji są odpowiednio planowane, a zmienne zapotrzebowanie na energię elektryczną i ciepło jest w pierwszej kolejności pokrywane przez zmianę obciążenia pracujących źródeł w zakresie uzasadnionym względami technicznymi.

TAURON Wytwarzanie S.A. -Oddział Elektrownia Stalowa Wola posiada określone zasady postępowania w warunkach rozruchu i wyłączenia i w sytuacjach awaryjnych (postępowanie jest zgodne z dokumentacją techniczno-ruchową urządzeń kotłowych i urządzeń powiązanych).

Warunki odbiegające od normalnych i związane z nimi emisje są rejestrowane i poddawane okresowej analizie. W razie konieczności

			podejmowane są odpowiednie działania korygujące mające na celu ograniczenie występowania lub czasu trwania i oddziaływania warunków odbiegających od normalnych. Wymagania BAT są spełnione
BAT 11 Celem BAT jest odpowiednie monitorowanie emisji do powietrza lub wody podczas innych niż normalne warunków użytkowania. Monitorowanie może być prowadzone na podstawie bezpośredniego pomiaru emisji lub poprzez monitorowanie parametrów zastępczych, jeśli ma ono równą lub lepszą jakość naukową niż bezpośredni pomiar emisji. Emisje podczas okresów rozruchu i wyłączenia mogą być oceniane na podstawie szczegółowych pomiarów emisji przeprowadzanych dla typowej procedury rozruchu/wyłączenia co najmniej raz do roku, a także za pomocą wyników pomiaru w celu oszacowania emisji dla każdego okresu rozruchu/ wyłączenia w roku.			W instalacji do spalania paliw prowadzony jest ciągły pomiar emisji, który obejmuje również okresy rozruchu i wyłączenia kotłów. Wymagania BAT są spełnione
Sprawność energetyczna			
BAT 12 W celu zwiększenia sprawności energetycznej spalania, zgazowania lub jednostek IGCC użytkowanych $\geq 1\,500$ godz./rok, w ramach BAT należy stosować odpowiednią kombinację technik podanych poniżej.			Stosowane w zakładzie rozwiązania w zakresie efektywności energetycznej są powszechnie stosowane w analogicznych instalacjach w kraju i na świecie i gwarantują utrzymanie wysokiego stopnia ochrony poszczególnych komponentów oraz środowiska jako całości. a)Optymalizacja spalania minimalizuje zawartość niespalonych substancji w spalinach i stałych pozostałościach po spalaniu. Zostało to osiągnięte poprzez kombinację technik, w tym dobre zaprojektowanie urządzeń do spalania, optymalizację temperatury (skuteczne mieszanie paliwa i powietrza spalania) i czasu przebywania w strefie spalania oraz stosowanie zaawansowanego systemu kontroli. b)Funkcjonowanie przy najwyższym możliwym ciśnieniu i temperaturze parowego czynnika roboczego w ramach ograniczeń związanych z np. kontrolą emisji NO _x lub charakterystyką zapotrzebowania energii c) Praca z niższym ciśnieniem wylotowym turbiny przez zastosowanie najniższej możliwej temperatury wody chłodzącej. d) Minimalizacja zużycia energii – w instalacji dąży się do minimalizacji zużycia energii na potrzeby własne poprzez wykorzystywanie efektywnych urządzeń, odpowiednie sterowanie pracą urządzeń, a także kontrolę wielkości zużycia energii na potrzeby własne instalacji; e) Ponowne użycie części ciepła odzyskanego ze spalin do podgrzewania powietrza stosowanego do spalania - zastosowanie ogólne w ramach
Technika	Opis	Zastosowanie	
a. Optymalizacja spalania	Zob. opis w sekcji 8.2. Optymalizacja spalania minimalizuje zawartość niespalonych substancji w spalinach i stałych pozostałościach po spalaniu	Zastosowanie ogólne	
b. Optymalizacja parametrów czynnika roboczego	Funkcjonowanie przy najwyższym możliwym ciśnieniu i temperaturze gazowego lub parowego czynnika roboczego w ramach ograniczeń związanych z np. kontrolą emisji NO _x lub charakterystyką zapotrzebowania energii		
c. Optymalizacja cyklu pary	Pracować z niższym ciśnieniem wylotowym turbiny przez zastosowanie najniższej możliwej temperatury wody chłodzącej skraplacz w warunkach projektowych		
d. Minimalizacja zużycia energii	Minimalizacja zużycia energii na potrzeby własne (np. większa sprawność pompy wody zasilającej)		
e. Wstępny podgrzew powietrza do spalania	Ponowne użycie części ciepła odzyskanego ze spalin do podgrzewania powietrza stosowanego do spalania	Zastosowanie ogólnie w ramach ograniczeń związanych z koniecznością kontroli emisji NO _x	
f. Wstępne podgrzewanie paliwa	Wstępne podgrzewanie paliwa za pomocą ciepła odzyskanego	Zastosowanie ogólnie w ramach ograniczeń związanych z	

			projektem kotła i koniecznością kontroli emisji NO _x	ograniczeń związanych z kontrolą emisji NO _x g) Użycie automatycznego systemu komputerowego do kontroli wydajności spalania oraz zapobiegania emisjom lub ich redukcji. Obejmuje również stosowanie wysoce wydajnego monitorowania j) Odzysk ciepła do produkcji gorącej wody i pary do wykorzystania w procesach przemysłowych oraz publicznej sieci systemu ciepłowniczego o) Zmniejszenie zawartości wilgoci w paliwie przed spalaniem w celu poprawy warunków spalania
g.	Zaawansowany system kontroli	Zob. opis w sekcji 8.2. Elektroniczna kontrola głównych parametrów spalania umożliwia poprawę wydajności spalania	Technika ma zasadniczo zastosowanie do nowych jednostek. Możliwość zastosowania w odniesieniu do starych jednostek może być ograniczona ze względu na konieczność modernizacji systemu spalania lub systemu kontroli i sterowania.	Wymagania BAT są spełnione
h.	Wstępne podgrzewanie wody zasilającej w procesie regeneracji	Wstępne podgrzewanie wody odprowadzanej ze skraplacza pary w procesie regeneracji przed ponownym użyciem jej w kotle	Zastosowanie jedynie do obiegów parowych, a nie kotłów grzewczych. Zastosowanie do istniejących jednostek może być ograniczone ze względu na ograniczenia związane z konfiguracją obiektu i ilością ciepła, które można odzyskać	
i.	Odzysk ciepła przez kogenerację (CHP)	Odzysk ciepła (głównie z systemu parowego) do produkcji gorącej wody/pary do wykorzystania w procesach przemysłowych/działalności przemysłowej lub w publicznej sieci systemu ciepłowniczego. Dodatkowe możliwości odzysku ciepła z: - spalin	Zastosowanie z zastrzeżeniem ograniczeń związanych z lokalnym zapotrzebowaniem na energię cieplną i elektryczną. Zastosowanie może być ograniczone w przypadku sprężarek gazowych o nieprzewidywalnej charakterystyce odbioru ciepła	
j.	Gotowość do pracy w układzie kogeneracyjnym (CHP)	Zob. opis w sekcji 8.2.	Ma zastosowanie wyłącznie do nowych jednostek, w przypadku których istnieje realistyczny potencjał przyszłego wykorzystania ciepła w pobliżu jednostki	
k.	Kondensator spalin	Zob. opis w sekcji 8.2.	Ogólne zastosowanie do jednostek CHP, pod warunkiem że istnieje wystarczające zapotrzebowanie na ciepło niskotemperaturowe	

i.	Magazynowanie ciepła	Magazynowanie ciepła w trybie pracy elektrociepłowni	Ma zastosowanie wyłącznie do elektrociepłowni. Zastosowanie może być ograniczone w przypadku małego zapotrzebowania na ciepło
m.	Mokry komin	Zob. opis w sekcji 8.2.	Ogólne zastosowanie do nowych i istniejących jednostek wyposażonych w mokre IOS
n.	Odprowadzanie spalin poprzez chłodnię kominową	Odprowadzenie emisji do powietrza za pośrednictwem chłodni kominowej, a nie poprzez specjalny komin	Ma zastosowanie jedynie do jednostek wyposażonych w mokre IOS, gdzie ponowne ogrzanie spalin jest konieczne przed odprowadzeniem i gdzie jednostką systemu chłodzenia jest chłodnia kominowa
o.	Wstępne suszenie paliwa	Zmniejszenie zawartości wilgoci w paliwie przed spalaniem w celu poprawy warunków spalania	Ma zastosowanie do spalania biomasy lub torfu w ramach ograniczeń związanych z ryzykiem samozapłonu (np. zawartość wilgoci w torfie jest utrzymywana powyżej 40 % w całym łańcuchu dostaw). Modernizacja istniejących obiektów może być ograniczona przez dodatkową wartość kaloryczną, którą można uzyskać w ramach operacji suszenia, oraz poprzez ograniczone możliwości modernizacji oferowane przez niektóre projekty kotłów lub konfiguracje obiektu
p.	Minimalizacja strat ciepła	Zmniejszenie strat ciepła odpadowego, np. występujących w żużlu lub tych, które można ograniczyć poprzez izolację źródeł promieniowania	Ma zastosowanie wyłącznie do jednostek spalania paliw opalanych paliwem stałym i jednostek zgazowania/IGCC
q.	Zaawansowane materiały	Udowodniono, że zastosowanie	Ma zastosowanie wyłącznie do nowych

	wysokiej wytrzymałości	zaawansowanych materiałów o wysokiej wytrzymałości umożliwia osiągnięcie odporności na działanie wysokich temperatur i ciśnień, a w ten sposób zwiększenie sprawności procesu wytwarzania pary/spalania	zespołów urządzeń.
r.	Modernizacja turbin parowych	Obejmuje techniki takie jak zwiększenie temperatury i ciśnienia pary średniociśnieniowej, dodanie turbiny niskoprężnej oraz zmiany geometrii łopatek wirnika turbiny	Możliwość zastosowania może być ograniczona przez zapotrzebowanie, charakterystykę pary lub ograniczony czas życia obiektu
s.	Supernadkrytyczne i ultranadkrytyczne parametry pary	Stosowanie obiegu pary, w tym systemów ponownego podgrzewania pary, w których para może osiągnąć ciśnienie powyżej 220,6 barów i temperaturę powyżej 374 °C w warunkach nadkrytycznych oraz powyżej 250–300 barów i powyżej 580–600 °C w przypadku warunków ultranadkrytycznych	Ma zastosowanie wyłącznie do nowych jednostek ≥ 600 MW użytkowanych > 4 000 godz./rok Nie ma zastosowania, jeśli celem jednostki jest: produkcja niskiej temperatury lub niskiego ciśnienia pary w przemyśle przetwórczym. Nie ma zastosowania do turbin gazowych i silników wytwarzających parę w trybie kogeneracji. W odniesieniu do jednostek spalających biomasę, możliwość zastosowania może być ograniczona przez korozję wysokotemperaturową w przypadku niektórych rodzajów biomasy

Zużycie wody i emisje do wody			
BAT 13			
Aby ograniczyć zużycie wody i ilość uwalnianych zanieczyszczonych ścieków, w ramach BAT należy stosować jedną lub obie podane niżej techniki.			
Technika		Opis	Zastosowanie
a.	Uzdatnianie wody	Pozostałe strumienie wód, w tym wód odpływowych z obiektu są ponownie wykorzystywane do innych celów. Stopień recyklingu jest ograniczony przez wymogi dotyczące	Nie stosuje się do ścieków pochodzących z systemów chłodzenia w przypadku obecności chemikaliów do uzdatniania wody lub wysokich stężeń soli z wody morskiej

1.Ograniczenie poboru wody z rzeki San poprzez wykorzystanie powstających ścieków w obiegach o mniejszych wymaganiach jakościowych:
-Ścieki z obiegu kotłowego czyli odsoliny i odmuliny odprowadzane okresowo w celu uniknięcia zanieżenia wody kotłowej. Ścieki wykorzystywane są do uzupełnienia strat obiegu hydrotransportu popiołu, obiegu odbioru żużla lub do ponownego wykorzystania na stacji demineralizacji wody.
-ścieki z procesu koagulacji, wykorzystywane do hydrotransportu odpadów paleniskowych,

		jakości odbieranego strumienia wody oraz przez bilans wodny obiektu		-ścieki z płukania filtrów żwirowych, zawracane do akcelatora, -odsoliny/koncentrat zrzutowy z instalacji odsalania wody EDR i RO, kierowane do trzykomorowego neutralizatora w stacji uzdatniania wody a następnie do kanału zrzutowego i dalej razem z wodami pochłoniczymi do rzeki San. -wody pochodzące z przelewów awaryjnych zbiorników wody zdemineralizowanej, skoagulowanej, przefiltrowanej i odsolonej po podczyszczeniu w mechanicznej oczyszczalni ścieków wykorzystywane są w obiegach o mniejszych wymaganiach technologicznych (hydrotransport), -Ścieki zmywne odprowadzane są do zakładowej oczyszczalni ścieków przemysłowo-deszczowych, skąd po podczyszczeniu kierowane są do obiegów o mniejszych wymaganiach technologicznych (hydrotransport). -część wód pochłoniczych wykorzystywana jest powtórnie do uzupełnienia strat w układzie hydroodpopielania, do zasilania stacji uzdatniania wody lub przekazywana innym podmiotom. Niewykorzystane wody odprowadzane są kanałem zrzutowym do rzeki San oraz jako zrzut wody ocieplającej bezpośrednio do rzeki San. Ponadto wody w obiegu hydrotransportu popiołu i żużła krążą w obiegu zamkniętym. W wyniku sedimentacji odpadów w kwaterach tymczasowego magazynowania opadów paleniskowych następuje klarowanie wody nadosadowej. Część wody nadosadowej wykorzystywana jest do zraszania obwałowań w okresie letnim, pozostała część zawracana jest do ponownego wykorzystania w zamkniętym układzie hydrotransportu popiołu. Wody opadowe i roztopowe powstające w wyniku odwadniania terenu Elektrowni są odprowadzane kanalizacją do urządzeń oczyszczających ścieki przemysłowo – deszczowych. Ścieki te po oczyszczeniu kierowane są do obiegów o mniejszych wymaganiach technologicznych (hydrotransport). 2.Z uwagi na ograniczenia techniczne uniemożliwiające modernizację w zakresie zastosowania suchego odżużlania w instalacji do schładzania żużła wykorzystywana jest woda, krążąca w zamkniętym układzie. Wymagania BAT są spełnione
b.	Gospodarka popiołem paleniskowym z instalacji suchego odżużlania	Suchy, gorący popiół paleniskowy wypada z paleniska na system mechanicznych przenośników i jest schładzany przez powietrze. Woda nie jest używana w tym procesie.	Ma zastosowanie wyłącznie do obiektów spalających paliwa stałe. Mogą istnieć ograniczenia techniczne uniemożliwiające modernizację w istniejących obiektach energetycznego spalania	

BAT 14 Aby zapobiec zanieczyszczeniu niezanieczyszczonych strumieni ścieków i ograniczyć emisję do wody, w ramach BAT należy oddzielić strumienie ścieków i oczyszczać je osobno, w zależności od zawartości zanieczyszczeń. Opis Strumienie ścieków, które są zazwyczaj rozdzielane i oczyszczane, obejmują wody z odpływu powierzchniowego, wodę chłodzącą i ścieki z oczyszczania spalin. Zastosowanie Możliwość zastosowania może być ograniczona w przypadku istniejących obiektów ze względu na konfigurację ich systemów odprowadzania wody.	Powstające ścieki ujęte są w rozdzielczy system kanalizacji: -przemysłowo-deszczowej zbiera ścieki przemysłowe oraz wody opadowe i roztopowe powstające na terenie Elektrowni i doprowadza je urządzeń oczyszczających ścieki przemysłowo-deszczowe. - sanitarnej zbierającej ścieki bytowe z terenu Elektrowni i odprowadzającej je do urządzeń kanalizacyjnych operatora zewnętrznego. Wymagania BAT są spełnione
BAT 15 Aby ograniczyć emisję do wody z oczyszczania spalin, w ramach BAT należy stosować odpowiednią kombinację technik podanych poniżej oraz techniki wtórne, możliwie jak najbliżej źródła w celu uniknięcia rozcieńczenia.	W instalacji spalania nie stosuje się mokrego systemu oczyszczania spalin. Nie dotyczy
Gospodarowanie odpadami	
BAT 16 W celu ograniczenia ilości odpadów przesyłanych do unieszkodliwienia ze spalania lub procesu zgazowania i technik redukcji zanieczyszczeń, w ramach BAT należy zorganizować operacje w celu zmaksymalizowania, zgodnie z zasadą pierwszeństwa i z uwzględnieniem cyklu życia następujących elementów: a) zapobiegania powstawaniu odpadów, np. maksymalizacji udziału pozostałości, które powstają jako produkty uboczne; b) przygotowania odpadów do ponownego użycia, np. w zależności od konkretnych wymaganych kryteriów jakości; c) recyklingu odpadów; d) innych metod odzysku (np. odzysku energii); poprzez odpowiednią kombinację technik, takich jak: 1. wytwarzanie gipsu jako produktu ubocznego (w przypadku posiadania IOS) 2. recykling lub odzysk pozostałości w sektorze budowlanym 3. odzysk energii poprzez wykorzystanie odpadów w miksie paliwowym 4. przygotowanie zużytego katalizatora do ponownego użycia (w przypadku stosowania techniki SCR)	TAURON Wytwarzanie S.A. - Oddział Elektrownia Stalowa Wola posiada określone rodzaje odpadów wytwarzanych w instalacji, a także ustalone sposoby postępowania z tymi odpadami. Odpady mogące powstać w instalacji zostały zidentyfikowane i posiadają określone właściwości, podstawowy skład oraz potencjalne zagrożenia, jakie mogą powodować. 1.Instalacja nie posiada IOS, w instalacji nie powstaje gips 2.Powstające odpady paleniskowe posiadają właściwości umożliwiające ich dalsze wykorzystanie. Popiół lotny przekazywany jest do gospodarczego wykorzystywania. Mieszanka żużla i popiołu niezagospodarowanego na sucho trafia za pomocą układu hydrotransportu na ZB „JELNIA” skąd jako mieszanka popiołowo – żużlowa również jest przekazywana do gospodarczego wykorzystania. 3.Stosowana technika spalania paliw w instalacji pozwala na uzyskanie takiego stopnia spalania, że powstający popiół/żużel nie wymaga zwracania do kotła z uwagi na niewielką zawartość niespalonego węgla. 4.Instalacja spalania paliw nie posiada instalacji SCR (nie są wykorzystywane katalizatory). Prowadzone są działania mające na celu zapobieganie powstawania odpadów lub ograniczanie ich ilości, a także negatywnego oddziaływania na środowisko. Jest to: -utrzymanie wysokiej sprawności eksploatowanych urządzeń technologicznych, -stosowanie do procesu energetycznego spalania paliwa o

				dobrej jakości, wysokiej wartości opałowej oraz niskiej zawartości popiołu i siarki, -prowadzenie procesu energetycznego spalania paliw w taki sposób, aby powstające odpady paleniskowe posiadały właściwości umożliwiające ich dalsze wykorzystanie, w szczególności odzysk. Część wytwarzanych odpadów jest poddawana odzyskowi na terenie zakładu. -prowadzenie selektywnego magazynowania wytwarzanych odpadów, -systematyczne szkolenia całej załogi i prowadzenie kontroli w zakresie prawidłowego funkcjonowania instalacji, -przestrzeganie odpowiedniego reżimu prowadzonego procesu technologicznego, -stosowanie Instrukcji postępowania z odpadami -prowadzenie systemu ilościowej i jakościowej ewidencji wytwarzanych i przetwarzanych odpadów zgodnie z katalogiem odpadów i wzorem dokumentów stosowanych na potrzeby ewidencji odpadów. Wymagania BAT są spełnione
Emisja hałasu				
BAT 17 Aby ograniczyć emisję hałasu, w ramach BAT należy stosować jedną z poniższych technik lub ich kombinację.				TAURON Wytwarzanie S.A. - Oddział Elektrownia Stalowa Wola stosuje szereg technik mających na celu ograniczenie emisji hałasu do środowiska, które odpowiadają technikom wymienionym w BAT. Do stosowanych technik zaliczyć można m. in.: a) środki operacyjne – zakład posiada zidentyfikowane podstawowe źródła emisji hałasu; urządzenia wchodzące w skład instalacji są eksploatowane zgodnie z przeznaczeniem i stosownymi instrukcjami oraz podlegają regularnym przeglądom i konserwacjom (utrzymanie instalacji w dobrym stanie technicznym); obsługa instalacji jest prowadzona przez kompetentny i doświadczony personel; stosuje się zasadę zamykania okien i drzwi w obiektach technologicznych; unika się prowadzenia czynności powodujących hałas w porze nocnej, takich jak dostawy paliw, wywóz odpadów, prace pojazdów specjalnych w obrębie placu węglowego b) przy doborze urządzeń podczas prowadzonych prac modernizacyjnych brane jest pod uwagę również kryterium mocy akustycznej (dąży się do stosowania urządzeń o możliwie niskiej emisji
	Technika	Opis	Zastosowanie	
a.	Środki operacyjne	Należą do nich: -udoskonalona kontrola i lepsze utrzymanie urządzeń, -w miarę możliwości, zamykanie drzwi i okien na terenach zamkniętych, -obsługa urządzeń przez doświadczony personel, -w miarę możliwości, unikanie przeprowadzania hałaśliwych działań w nocy, -zapewnienie ograniczenia emisji hałasu podczas czynności konserwacyjnych	Zastosowanie ogólne	
b.	Mało hałaśliwy sprzęt	Może to obejmować sprężarki, pompy i elementy wirujące	Ogólnie zastosowanie, jeśli urządzenie jest nowe lub zastępowane	

c.	Redukcja hałasu	Rozchodzenie się hałasu można ograniczyć, umieszczając bariery między źródłem emisji a jej odbiorcą. Odpowiednimi barierami są na przykład chroniące przed hałasem ściany, wały i budynki	Ogólne zastosowanie do nowych obiektów. W przypadku istniejących zespołów urządzeń wstawienie barier może być ograniczone ze względu na brak miejsca	hałasu), niepowodujące przekroczenia dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku c) d) e) większość źródeł hałasu (m.in. kotły, wentylatory powietrza, turbogeneratory, pompy, sprężarki, urządzenia SUW) znajdują się wewnątrz budynków, przez co ich oddziaływanie akustyczne jest znacząco ograniczone. Hałas emitowany z instalacji jest ograniczany barierami w postaci budynków i obiektów przemysłowych, znajdujących się na terenie Zakładu. Na niektórych źródłach hałasu stosuje się tłumiki lub ekrany ochronne. TAURON Wytwarzanie S.A. - Oddział Elektrownia Stalowa Wola prowadzi okresowe pomiary poziomu dźwięku na najbliższych terenach chronionych przed hałasem. Pomiary te wskazują, że praca zakładu nie powoduje przekroczenia dopuszczalnych poziomów dźwięku w środowisku. Wymagania BAT są spełnione
d.	Urządzenia do ograniczania emisji hałasu	Obejmuje to: -tłumiki, -izolację urządzeń, - obudowanie hałaśliwych urządzeń, -zastosowanie izolacji akustycznej budynków	Zastosowanie może być ograniczone ze względu na brak miejsca	
e.	Właściwe umiejscowienie wyposażenia i budynków	Poziomy hałas można ograniczyć, zwiększając odległość między źródłem emisji a odbiornikiem oraz wykorzystując budynki jako ekrany chroniące przed hałasem	Ogólne zastosowanie do nowych obiektów. W przypadku istniejących zespołów urządzeń zmiana położenia urządzeń i jednostek produkcyjnych może być ograniczona ze względu na brak miejsca lub nadmierne koszty	

KONKLUZJE BAT W ODNIESIENIU DO SPALANIA PALIW STAŁYCH

BAT18- BAT23 instalacje spalania węgla kamiennego lub brunatnego	Nie dotyczy
Sprawność energetyczna	
Związane z BAT poziomy sprawności energetycznej dla analizowanej instalacji⁽¹⁾⁽²⁾: - sprawność elektryczna netto dla istniejącej jednostki – kotła na biomasę stałą lub torf wynosi 28 – 38%⁽¹⁾ - jednostkowe zużycie paliwa netto dla istniejącej jednostki – kotła na biomasę stałą lub torf wynosi 73 – 99%^{(1) (3) (4)} (1) – te BAT-AEELs nie mają zastosowania w przypadku jednostek użytkowanych < 1 500 godz./rok (2) - W przypadku jednostek elektrociepłowni zastosowanie ma tylko jeden z dwóch BAT-AEELs „sprawność elektryczna netto” lub „jednostkowe zużycie paliwa netto”, w zależności od projektu jednostki CHP (tj. bardziej ukierunkowany na rzecz wytwarzania energii elektrycznej lub ciepłej) (4) – poziomy te mogą nie być osiągalne, jeżeli potencjalne zapotrzebowanie na ciepło jest zbyt niskie W przypadku elektrociepłowni (CHP): - jednostkowe zużycie paliwa netto BAT-AEEL odnosi się do jednostki spalania paliw działającej przy pełnym obciążeniu i wyregulowanej, aby zmaksymalizować przede wszystkim dostawę ciepła, a poza tym pozostałą energię, którą można wygenerować, - sprawność elektryczna netto BAT-AEEL odnosi się do jednostki spalania paliw wytwarzającej wyłącznie energię elektryczną przy pełnym obciążeniu.	Stosowane w zakładzie rozwiązania w zakresie efektywności energetycznej są powszechnie stosowane w analogicznych instalacjach w kraju i na świecie i gwarantują utrzymanie wysokiego stopnia ochrony poszczególnych komponentów oraz środowiska jako całości. W TW S.A. – Oddział Elektrownia Stalowa Wola stosowane są takie techniki jak: 1. Optymalizacja spalania 2. Optymalizacja parametrów czynnika roboczego 3. Optymalizacja cyklu pary 4. Minimalizacja zużycia energii 5. Wstępny podgrzew powietrza do spalania 6. Zaawansowany system kontroli Wymagania BAT są spełnione
Emisje NO_x, N₂O i CO do powietrza	
BAT 24	W instalacji do spalania paliw w celu

Aby zapobiec emisjom NO_x do powietrza lub je ograniczyć przy jednoczesnym ograniczeniu emisji CO i N₂O ze spalania biomasy stałej w ramach BAT należy stosować jedną z poniższych technik lub ich kombinację: a) optymalizacja spalania b) palniki o niskiej emisji NO_x (LNB) c) stopniowane podawanie powietrza d) stopniowane podawanie paliwa e) recyrkulacja spalin f) selektywna niekatalityczna redukcja (SNCR) g) selektywna redukcja katalityczna (SCR) Poziomy emisji powiązane z BAT dla emisji NO_x do powietrza ze spalania biomasy stałej w obiekcie istniejącym wynoszą: nominalna moc cieplna w paliwie 50 – 100 MW: -średnia roczna 70 – 225 mg/Nm³ ^{(1) (4)} -średnia dobową lub średnia z okresu pobierania próbek 120 – 275 mg/Nm³ ^{(2) (6)} nominalna moc cieplna w paliwie ≥300 MW: -średnia roczna 40 – 150 mg/Nm³ ^{(1) (7)} -średnia dobową lub średnia z okresu pobierania próbek 95 – 165 mg/Nm³ ^{(2) (8)} (1) – te BAT-AEL nie mają zastosowania do obiektów użytkowanych < 1 500 h/rok (2) – w odniesieniu do obiektów energetycznego spalania użytkowanych < 500 h/rok poziomy te mają charakter wskaźnikowy. (4) – W przypadku obiektów spalających paliwa, w których średnia zawartość potasu wynosi 2 000 mg/kg (suchej masy) lub jest wyższa, lub średnia zawartość sodu wynosi 300 mg/kg lub jest wyższa, górna granica zakresu BAT-AEL wynosi 250 mg/Nm³. (6) – W przypadku obiektów oddanych do użytkowania nie później niż w dniu 7 stycznia 2014 r. i spalających paliwa, w których średnia zawartość potasu wynosi 2 000 mg/kg (suchej masy) lub jest wyższa, lub średnia zawartość sodu wynosi 300 mg/kg lub jest wyższa, górna granica zakresu BAT-AEL wynosi 310 mg/Nm³. (7) – Górna granica zakresu BAT-AEL wynosi 160 mg/Nm³ dla obiektów oddanych do użytkowania nie później niż w dniu 7 stycznia 2014 r. (8) – Górna granica zakresu BAT-AEL wynosi 200 mg/Nm³ dla obiektów oddanych do użytkowania nie później niż w dniu 7 stycznia 2014 r. <u>Wskaźnikowo</u> średni roczny poziom emisji CO ogólnie będzie wynosić: - < 30–250 mg/Nm³ w przypadku istniejących obiektów energetycznego spalania o mocy 50–100 MW użytkowanych ≥ 1 500 h/rok - < 30–80 mg/Nm³ w przypadku istniejących obiektów energetycznego spalania ≥ 300 MW użytkowanych ≥ 1 500 h/rok	ograniczania emisji tlenków azotu stosowane są metody tj.: - optymalizacja procesu spalania (odpowiedni dobór parametrów procesu spalania, regulacja ilości podawanego powietrza do spalania, tak aby ograniczyć powstawanie tlenków azotu); - w przypadku kotła OP-120 nr K10 eksploatowana jest instalacja odazotowania spalin metodą selektywnej niekatalitycznej redukcji (SNCR). Obecnie standard emisyjny NO_x przy 6% O₂ w gazach odlotowych ze spalania biomasy wynosi: - NO_x – 400 mg/Nm³ Po zakończeniu derogacji kotła OP-120 nr K10 będzie nadal eksploatowany, a wielkość emisji będzie wynosić zgodnie ze standardami emisyjnymi: - NO_x – 250 mg/Nm³ Instalacja SNCR kotła OP-120 nr K10 jest w stanie zapewnić poziom emisji zgodny z wymaganiami konkluzji BAT przy zachowaniu odpowiedniego reżimu pracy. Przepisy krajowe nie określają standardów emisji CO dla instalacji spalania paliw, a więc obecnie w pozwoleniu zintegrowanym nie została określona emisja dopuszczalna dla tlenku węgla. Konkluzje BAT wskazują wskaźnikowy poziom emisji tlenku węgla, a nie graniczną wielkość emisyjną (poziom emisji powiązany z BAT). W decyzji określono wymagania dla kotła OP-120 nr K10 w zakresie określenia emisji dopuszczalnej NO_x na poziomie niepowodującym przekroczenia granicznych wielkości emisyjnych dla poszczególnych okresów uśredniania wynikających z konkluzji BAT – średnia roczna 250 mg/Nm³, średnia dobową 310 mg/Nm³ Wymagania BAT są spełnione
Emisje SO_x, HCl i HF do powietrza	
BAT25 Aby zapobiec emisjom SO_x, HCl i HF do powietrza ze spalania biomasy stałej lub je ograniczyć, w ramach BAT należy stosować jedną z poniższych technik lub ich kombinację: a) wtrysk sorbentu do kotła (do paleniska lub złoża) b) dozowanie sorbentu do kanału spalin (DSI) c) absorber suchego rozpylania (SDA) d) płuczka sucha działająca w oparciu o cyrkulacyjne złożo fluidalne (CFB) e) oczyszczanie na mokro f) kondensator spalin g) odsiarczanie spalin metodą moką (mokre IOS)	W Tauron Wytwarzanie SA Oddział Elektrownia Stalowa Wola stosowane jest paliwo o niskiej zawartości siarki. Ograniczenie emisji HCl następuje przez dobór paliwa oraz dawkowanie siarki. Nie prowadzi się metod ograniczających emisję HF.

h) dobór paliwa Poziomy emisji powiązane z BAT dla emisji SO₂ do powietrza ze spalania biomasy stałej lub torfu w obiekcie istniejącym wynoszą: nominalna moc cieplna w paliwie < 100 MW: -średnia roczna 15 – 100 mg/Nm³ ⁽¹⁾ -średnia dobową lub średnia z okresu pobierania próbek 30 – 215 mg/Nm³ ⁽²⁾ nominalna moc cieplna w paliwie ≥ 300 MW: -średnia roczna 10 – 50 mg/Nm³ ^{(1) (3)} -średnia dobową lub średnia z okresu pobierania próbek 20 – 85 mg/Nm³ ^{(2) (5)} (1) – <i>te BAT-AEL nie mają zastosowania do obiektów użytkowanych < 1 500 h/rok</i> (2) – <i>w odniesieniu do obiektów użytkowanych < 500 h/rok poziomy te mają charakter wskaźnikowy</i> (3) <i>W przypadku istniejących obiektów spalających paliwa, w których średnia zawartość siarki wynosi wagowo 0,1 % (suchej masy) lub jest wyższa, górna granica zakresu BAT-AEL wynosi 100 mg/Nm³</i> (5) <i>W przypadku istniejących obiektów spalających paliwa, w których średnia zawartość siarki wynosi wagowo 0,1 % (suchej masy) lub jest wyższa, górna granica zakresu BAT-AEL wynosi 165 mg/Nm³ lub 215 mg/Nm³, jeżeli te obiekty zostały oddane do użytkowania nie później niż w dniu 7 stycznia 2014 r. lub są kotłami FBC spalającymi torf.</i> Poziomy emisji powiązane z BAT dla emisji HCl i HF do powietrza ze spalania biomasy stałej lub torfu w obiekcie istniejącym wynoszą: o nominalnej mocy cieplnej w paliwie < 100 MW: -HCl - średnia roczna lub średnia z próbek uzyskanych w ciągu jednego roku: 1 – 15 mg/Nm³ ^{(1) (2) (3) (4)} - średnia dobową lub średnia z okresu pobierania próbek: 1 – 35 mg/Nm³ ⁽⁵⁾ -HF - średnia okresu pobierania próbek: < 1,5 mg/Nm³ ⁽⁵⁾ o nominalnej mocy cieplnej w paliwie ≥ 300 MW: -HCl - średnia roczna lub średnia z próbek uzyskanych w ciągu jednego roku: 1 – 5 mg/Nm³ ^{(1) (2) (3) (4)} -średnia dobową lub średnia z okresu pobierania próbek: 1 – 312 mg/Nm³ ⁽⁵⁾ -HF - średnia okresu pobierania próbek: < 1 mg/Nm³ ⁽⁵⁾ (1) – <i>w przypadku obiektów spalających paliwa, w których średnia zawartość chloru wynosi wagowo ≥ 0,1% suchej masy lub w przypadku istniejących obiektów współspalających biomasę z paliwem o dużej zawartości siarki (np. torfu) lub stosując dodatki alkaliczne do konwersji chlorków (np. siarkę elementarną), górna granica zakresu BAT-AEL dla średniej rocznej dla nowych obiektów wynosi 15 mg/Nm³, a górna granica zakresu BAT-AEL dla średniej rocznej dla istniejących obiektów wynosi 25 mg/Nm³. Średnia dobową zakresu BAT-AEL nie ma zastosowania do tych obiektów.</i> (2) – <i>średnia dobową zakresu BAT-AEL nie ma zastosowania do obiektów użytkowanych < 1 500 h/rok. Górna granica zakresu BAT-AEL dla średniej rocznej dla nowych obiektów użytkowanych < 1 500 h/rok wynosi 15 mg/Nm³.</i> (3) – <i>te BAT-AEL nie mają zastosowania do obiektów użytkowanych < 1 500 h/rok.</i> (4) – <i>dolna granica zakresu wartości BAT-AEL może być trudna do osiągnięcia w przypadku obiektów wyposażonych w mokre IOS i podgrzewacz spaliny-spaliny umieszczony na wylocie za IOS.</i> (5) – <i>w odniesieniu do obiektów użytkowanych < 500 h/rok poziomy te mają charakter wskaźnikowy.</i>	Obecnie instalacja do spalania paliw objęta jest derogacją 17 500 h standard emisyjny SO₂ przy 6% O₂ w gazach odlotowych ze spalania biomasy wynosi: K10 – 800 mg/Nm³ Po zakończeniu derogacji kocioł OP-120 nr K10 będzie nadal eksploatowany, a wielkość emisji będzie wynosić zgodnie ze standardami emisyjnymi: SO₂ – 200 mg/Nm³ Stosowane rodzaje i jakość biomasy w kole OP-120 nr K10 gwarantują dotrzymanie poziomu emisji zgodnym z wymaganiami konkluzji BAT przy zachowaniu odpowiedniego reżimu pracy. Decyzję dostosowano dla kotła OP-120 nr K10 w zakresie określenia wielkości emisji SO₂ na poziomie niepowodującym przekroczenia granicznych wielkości emisyjnych dla poszczególnych okresów uśredniania wynikających z konkluzji BAT – średnia roczna 100 mg/Nm³, średnia dobową 215 mg/Nm³. W pozwoleniu określono również wielkości emisji – HCl – średnia roczna lub średnia z próbek uzyskanych w ciągu jednego roku 15 mg/Nm³, średnia dobową 35 mg/Nm³ – HF – średnia dobową 1,5 mg/Nm³ Wymagania BAT są spełnione
Emisje pyłu i metali zawartych w pyle do powietrza BAT 26 Aby ograniczyć emisje pyłu i metali zawartych w pyle do powietrza ze spalania biomasy stałej lub torfu, w ramach BAT należy stosować jedną z poniższych technik lub ich kombinację: a) elektrofiltr (ESP) b) filtr workowy c) suchy lub półsuchy system IOS	Kocioł OP-120 K10 wyposażony jest w elektrofiltr o skuteczności 99%. Obecnie instalacja do spalania paliw objęta jest derogacją 17 500 h, w związku z czym standard emisyjny pyłu przy 6% O₂ w gazach

e) odsiarczanie spalin metodą moką (mokre IOS) f) dobór paliwa Techniki c) i d) są wykorzystywane głównie do ograniczenia emisji SO_x, HCl, HF Poziomy emisji powiązane z BAT dla emisji pyłu do powietrza ze spalania biomasy stałej lub torfu wynoszą: nominalna moc cieplna w paliwie < 100 MW: -średnia roczna 2 – 15 mg/Nm³ ⁽¹⁾ -średnia dobową lub średnia z okresu pobierania próbek 2 – 22 mg/Nm³ ⁽²⁾ nominalna moc cieplna w paliwie ≥ 300 MW: -średnia roczna 2 – 10 mg/Nm³ ⁽¹⁾ -średnia dobową lub średnia z okresu pobierania próbek 2 – 16 mg/Nm³ ⁽²⁾ <i>(1) – te BAT-AELs nie mają zastosowania do obiektów użytkowanych < 1 500 h/rok</i> <i>(2) – w odniesieniu do obiektów użytkowanych < 500 h/rok poziomy te mają charakter wskaźnikowy</i>	odlotowych ze spalania biomasy wynosi: pył – 100 mg/Nm³ Po zakończeniu derogacji kocioł OP-120 nr K10 będzie nadal eksploatowany, a wielkość emisji będzie wynosić zgodnie ze standardami emisyjnymi: pył – 20 mg/Nm³ Możliwe dotrzymanie granicznych wielkości emisyjnych przy zachowaniu odpowiedniego reżimu pracy i stanu elektrofiltru (planowany remont). Decyzję dostosowano dla kotła OP-120 nr K10 w zakresie określenia wielkości emisji dopuszczalnej pyłu na poziomie niepowodującym przekroczenia granicznych wielkości emisyjnych dla poszczególnych okresów uśredniania wynikających z konkluzji BAT – średnia roczna 15 mg/Nm³, średnia dobową 22 mg/Nm³. Wymagania BAT są spełnione
Emisje rtęci do powietrza	
BAT 27 Aby zapobiec emisjom rtęci do powietrza ze spalania biomasy stałej lub torfu lub je ograniczyć, w ramach BAT należy stosować jedną z poniższych technik lub ich kombinację: Specjalne techniki w celu ograniczenia emisji rtęci: a) sorbent węglowy wtryskiwany do spalin b) stosowanie halogenowych dodatków do paliwa lub wtryskiwanych do paleniska c) dobór paliwa Dodatkowe korzyści z technik pierwotnie stosowanych w celu ograniczenia emisji innych zanieczyszczeń: d) elektrofiltr (ESP) e) filtr workowy f) suchy lub półsuchy system IOS g) odsiarczanie spalin metodą moką (mokre IOS) Poziom emisji powiązany z BAT dla emisji rtęci do powietrza ze spalania biomasy stałej wynosi < 1 – 5 µg/Nm³ jako średnia z okresu pobierania próbek	W celu ograniczania emisji pyłu stosowany jest elektrofiltr o skuteczności 99%. Jest to technika, której podstawowym zastosowaniem jest ograniczenie emisji pyłu, pozwala ona jednak również na ograniczenie emisji rtęci. Decyzję dostosowano dla kotła OP-120 nr K10 w zakresie określenia wielkości emisji rtęci na poziomie niepowodującym przekroczenia granicznych wielkości emisyjnych dla poszczególnych okresów uśredniania wynikających z konkluzji BAT – wartość średnia z okresu pobierania próbek 5µg/Nm³. Wymagania BAT są spełnione
BAT 28 do BAT 39 spalanie paliw ciekłych (olej napędowy, olej opałowy)	Nie dotyczy
KONKLUZJE BAT W ODNIESIENIU DO SPALANIA PALIW GAZOWYCH O ile nie określono inaczej, konkluzje BAT przedstawione w niniejszej sekcji mają ogólne zastosowanie do spalania gazu ziemnego. Mają one zastosowanie w uzupełnieniu do ogólnych konkluzji BAT. Nie mają zastosowania do obiektów energetycznego spalania na platformach morskich	
BAT 40-BAT 45	Nie dotyczy
KONKLUZJE BAT DLA SPALANIA GAZÓW PROCESOWYCH POWSTAŁYCH PRZY PRODUKCJI	

ŻELAZA I STALI	
BAT 46-BAT 51	Nie dotyczy
KONKLUZJE BAT DLA SPALANIA PALIW GAZOWYCH LUB CIEKŁYCH NA PLATFORMACH MORSKICH	
BAT 52-BAT 54	Nie dotyczy
KONKLUZJE BAT W ODNIESIENIU DO OBIEKTÓW ENERGETYCZNEGO SPALANIA WIELOPALIWOWEGO	
BAT 55 - BAT59	Nie dotyczy
KONKLUZJE BAT DLA WSPÓŁSPALANIA ODPADÓW	
BAT 60 – BAT 71	Nie dotyczy
KONKLUZJE BAT DLA ZGAZOWANIA	
BAT 72 – BAT 75	Nie dotyczy

Zgodnie z art. 10 § 1 Kpa organ zapewnił stronie czynny udział w każdym stadium postępowania a przed wydaniem decyzji umożliwił wypowiedzenie się co do zebranych materiałów.

Biorąc powyższe pod uwagę orzeczono jak w sentencji decyzji.

Pouczenie

Od niniejszej decyzji służy odwołanie do Ministra Środowiska za pośrednictwem Marszałka Województwa Podkarpackiego w terminie 14 dni od dnia otrzymania decyzji.

W trakcie biegu terminu do wniesienia odwołania Stronie przysługuje prawo do zrzeczenia się odwołania, które należy wnieść do Marszałka Województwa Podkarpackiego. Z dniem doręczenia Marszałkowi Województwa Podkarpackiego oświadczenia o zrzeczeniu się prawa do wniesienia odwołania przez Stronę niniejsza decyzja staje się ostateczna i prawomocna.

Oplata skarbową w wys. 1005,50 zł
uiszczoną w dniu 21.12.2018r.
na rachunek bankowy
Nr 17 1020 4391 2018 0062 0000 0423
Urzędu Miasta Rzeszowa

OS-I.7222.17.1.2019.MT

Z up. MARSZAŁKA WOJEWÓDZTWA
Andrzej Kulig
DYREKTOR DEPARTAMENTU
OCHRONY ŚRODOWISKA

Otrzymują:

1. Pełnomocnik
TAURON Wytwarzanie S.A
Oddział Elektrownia Stalowa Wola
ul. Energetyków 13, 37-450 Stalowa Wola
2. PGW Wody Polskie
Regionalny Zarząd Gospodarki Wodnej w Rzeszowie
ul. Hanasiewicza 17 B, 35103 Rzeszów
3. OS.I -a/a

Do wiadomości:

1. Podkarpacki Wojewódzki Inspektor Ochrony Środowiska,
ul. Langiewicza 26, 35-101 Rzeszów
2. Minister Środowiska, ul. Wawelska 52/54, 00-922 Warszawa