



NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI

Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji

KGP.411.002.01.2015

R/15/002

WYSTĄPIENIE POKONTROLNE

NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI

ul. Filtrowa 57, 02-056 Warszawa

T +48 22 444 56 92, F +48 22 444 55 94

kgp@nik.gov.pl

Adres korespondencyjny: Skr. poczt. P-14, 00-950 Warszawa 1

I. Dane identyfikacyjne kontroli

Numer i tytuł kontroli	R/15/002 – Dostosowanie działalności Grupy Kapitałowej OPEC GRUDZIĄDZ Sp. z o.o. do wymogów Pakietu energetyczno-klimatycznego w latach 2008-2015
Jednostka przeprowadzająca kontrolę	Najwyższa Izba Kontroli Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji
Kontrolerzy	1. Jolanta Roter, główny specjalista kp., upoważnienie do kontroli nr 93543 z dnia 29 kwietnia 2015 r. 2. Małgorzata Kornaga, specjalista kp., upoważnienie do kontroli nr 93544 z dnia 29 kwietnia 2015 r. (dowód: akta kontroli str. 1-4)
Jednostka kontrolowana	OPEC GRUDZIĄDZ Sp. z o.o., ul. Budowlanych 7, 86-300 Grudziądz
Kierownik jednostki kontrolowanej	Marek Tołkacz, Prezes Zarządu OPEC GRUDZIĄDZ Sp. z o.o. (dowód: akta kontroli str. 5-7)

II. Ocena kontrolowanej działalności

Ocena ogólna

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie¹ działania podejmowane przez spółki Grupy kapitałowej OPEC GRUDZIĄDZ Sp. z o.o.² w zakresie dostosowania działalności do wymogów Pakietu energetyczno-klimatycznego w latach 2008-2015 (I połowa).

Uzasadnienie oceny ogólnej

Grupa OPEC GRUDZIĄDZ prawidłowo wywiązywała się z obowiązków związanych z ochroną środowiska przed negatywnym oddziaływaniem prowadzonej działalności. Dla instalacji, powodujących wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza, uzyskano wszystkie niezbędne pozwolenia, a faktyczna działalność spełniała ich warunki. W związku z regulacjami wynikającymi z Pakietu energetyczno-klimatycznego spółki Grupy OPEC GRUDZIĄDZ wypełniły wszystkie obowiązki związane z uczestnictwem w systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów. Podjęto też zadania inwestycyjne, powodujące zmniejszenie emisji CO₂.

NIK zauważa wysoki poziom niepewności w prowadzeniu działalności w zakresie wytwarzania ciepła i energii elektrycznej ze względu na zmienność czynników wynikających z wymogów Pakietu energetyczno-klimatycznego (cena uprawnień do emisji, zmiany w systemie handlu uprawnieniami itp.). Przy licznych ryzykach związanych z obrotem energią w Polsce (częste zmiany przepisów, zmiany ceny węgla) prowadzenie działalności i sprostanie wszelkim wymogom ochrony środowiska wy-

¹ Najwyższa Izba Kontroli stosuje 3-stopniową skalę ocen: pozytywna, pozytywna mimo stwierdzonych nieprawidłowości, negatywna.

² Dalej: Grupa OPEC GRUDZIĄDZ.

maga elastycznej strategii działania, z uwzględnieniem kosztów niezbędnych przy dostosowaniu do wymogów formalnoprawnych.

III. Opis ustalonego stanu faktycznego

OPEC GRUDZIĄDZ Sp. z o.o. w Grudziądzu³, a od 1 maja 2013 r. OPEC-INEKO Sp. z o.o.⁴ w kontrolowanym okresie posiadała i eksploatowała jedną instalację spalania paliw⁵ składającą się z obiektów Ciepłownia Łąkowa I oraz Ciepłownia Łąkowa II.

Podstawowym przedmiotem działania Spółki było świadczenie usług z zakresu gospodarki ciepłowniczej na rzecz jednostek organizacyjnych gospodarki komunalnej i mieszkaniowej oraz na rzecz innych jednostek gospodarczych i osób fizycznych, poprzez zaopatrywanie w energię ciepłą dla potrzeb grzewczych, technologicznych oraz przygotowania ciepłej wody użytkowej, a także produkcja energii elektrycznej na potrzeby własne oraz na sprzedaż.

(dowód: akta kontroli str. 1055, 1415, 2548-2549, 2559-2560 i 2570-2572)

1. Działania w zakresie uzyskania pozwolenia na emisję gazów

Opis stanu
faktycznego

1.1. Pozwolenie zintegrowane.

Prezydent Miasta Grudziądz⁶, decyzją z dnia 30 czerwca 2006 r., na podstawie art. 181 ust. 1 pkt 1, art. 184 ust. 1, art. 201 ust. 1, art. 202 oraz art. 204 *ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska*⁷, udzielił OPEC GRUDZIĄDZ zintegrowanego pozwolenia dla instalacji spalania paliw, ważnego do dnia 31 grudnia 2015 r. Głównymi urządzeniami i obiektami objętymi pozwoleniem zintegrowanym były: Ciepłownia Łąkowa I oraz Łąkowa II, układ pompowy w budynku Ciepłowni Łąkowa II, wymienniki ciepła, stacje redukcyjno-schładzające, stacje odgazowania wody, stacja uzdatniania wody, układ wody chłodzącej, układ nawęglania oraz układ odżużlania.

Instalacja objęta pozwoleniem zintegrowanym, składała się z trzech kotłów parowych OR-32, sześciu kotłów wodnych (dwóch kotłów WR-25 oraz czterech kotłów WR-10, z których trzy były trwale wyłączone z użytkowania⁸), turbogeneratorsa o mocy elektrycznej 6 MW, czterech wymienników para-woda typ WUL 2241 MB oraz dwóch wymienników płytowych typu GEAECOFLEX. Łączna moc zainstalowana⁹ wynosiła 186,8 MW (z czego eksploatowano urządzenia o łącznej mocy zainstalo-

³ Dalej: OPEC GRUDZIĄDZ lub Spółka.

⁴ W dniu 27 czerwca 2011 r. OPEC GRUDZIĄDZ Sp. z o.o. wraz z OPEC BIO Sp. z o.o. zawarł trzy spółki zależne, w tym OPEC-INEKO Sp. z o.o. W dniu 29 kwietnia 2013 r. do OPEC-INEKO Sp. z o.o. został wniesiony majątek w formie zorganizowanej części przedsiębiorstwa i nastąpiło przejęcie przez OPEC-INEKO Sp. z o.o. prowadzenia działalności w zakresie wytwarzania ciepła i energii elektrycznej. Z dniem 1 maja 2013 r. nastąpiło przeniesienie tytułu prawnego do instalacji pn. Elektrociepłownia na rzecz OPEC-INEKO Sp. z o.o. (dalej: OPEC-INEKO).

⁵ Dalej: instalacja, instalacja Elektrociepłownia lub Elektrociepłownia Łąkowa.

⁶ Dalej: Prezydent Grudziądz.

⁷ Dz. U. z 2013 r., poz. 1232 ze zm. Dalej: POŚ.

⁸ 3 kotły wodne WR-10 zostały wyłączone z eksploatacji na podstawie decyzji Urzędu Dozoru Technicznego – 1 w 2001 r. a 2 w 2005 r.

⁹ Moc zainstalowana w przypadku kotłów oznacza nominalną wydajność cieplną, a w przypadku turbogeneratorsa – moc elektryczną.

wanej 150,8 MW). Całkowita zainstalowana nominalna moc cieplna potencjalnie wprowadzana w paliwie wynosiła 233,7 MW. Wszystkie jednostki kotłowe opalane były węglem kamiennym (miał). W kotłach typu OR-32 mogła być również spalana mieszanka paliw: miału węgla kamiennego (o przeważającym udziale w mocy cieplnej – od 92,6% do 97,6%) i biomasy w postaci pellet drewnianych i zrębków drewna; planowano również zastosowanie spalania wyłącznie biomasy. Roczna produkcja energii cieplnej wyniosła 1 278 087 GJ¹⁰ (sprzedaż - 991 575 GJ), a energii elektrycznej 26 484 MWh (sprzedaż – 17 411 MWh)¹¹.

W pozwoleniu zintegrowanym określono m.in. warunki wprowadzania do środowiska substancji i energii oraz wytwarzania odpadów, w tym: dopuszczalne roczne wielkości emisyjne dla substancji wprowadzanych do powietrza (pyłu - 245,92 Mg¹², dwutlenku siarki¹³ - 677,22 Mg oraz dwutlenku azotu¹⁴ - 303,18 Mg), dopuszczalne wielkości emisyjne dla substancji wprowadzanych ze ściekami, dopuszczalne poziomy hałasu oraz dopuszczalne wielkości poboru wody.

(dowód: akta kontroli str. 2570-2610)

W okresie od dnia udzielenia pozwolenia zintegrowanego, tj. od dnia 30 czerwca 2006 r., do zakończenia czynności kontrolnych NIK¹⁵ Prezydent Grudziądza wydał 11 decyzji zmieniających pozwolenie zintegrowanie, w tym m.in.:

- w dniu 6 stycznia 2010 r. rozszerzono pozwolenie o turbozespół składający się z turbiny parowej upustowo-przeciwprężnej TUP-6 i generatora T-6-2Y3 oraz zwiększono o 19% w stosunku rocznym dopuszczalną do wytworzenia ilość odpadu paleniskowego w postaci mieszanki popiołowo-żużlowej w związku ze wzrostem produkcji ciepła w ramach istniejącej mocy cieplnej instalacji oraz zwiększenia stopnia skojarzenia produkcji energii elektrycznej z ciepłem; eksploatowana moc cieplna wyniosła 156,8 MW, zaś zainstalowana łącznie moc elektryczna - 12 MW.
- w dniu 8 września 2011 r. rozszerzono pozwolenie o turbozespół składający się z turbiny parowej upustowo-kondensacyjnej TUK-6 i generatora HSM 900/80 4hb, w wyniku czego łączna moc elektryczna zainstalowana wzrosła do 18 MW.
- w dniu 10 września 2012 r. na podstawie art. 190¹⁶ POŚ przeniesiono prawa i obowiązki wynikające z pozwolenia zintegrowanego na OPEC-INEKO.

(dowód: akta kontroli str. 1053-1143, 2513-2514)

Jedynym procesem produkcyjnym, którego skutkiem było m.in. wprowadzanie zanieczyszczeń do atmosfery i w związku z tym powodującym konieczność wystąpienia o pozwolenie zintegrowane, była produkcja energii cieplnej i elektrycznej poprzez wykorzystanie spalania paliw w kotłach parowych i wodnych zainstalowanych w obiektach Ciepłowni Łąkowa I oraz Ciepłowni Łąkowa II. Spółka wykorzystywała nadmiar pary technologicznej do produkcji energii elektrycznej, co pozwalało na bardziej racjonalną gospodarkę surowcami i energią oraz obniżenie kosztów..

¹⁰ Gigadžul (10⁸ dżula) jednostka ciepła w układzie SI.

¹¹ Dane za 2004 r.

¹² Megagram, 1 Megagram odpowiada 1 000 kg (1 Tona).

¹³ Dalej: SO₂.

¹⁴ Dalej: NO₂.

¹⁵ 18 czerwca 2015 r.

¹⁶ Art.190 POŚ został uchylony z dniem 5 września 2014 r. - ustawą z dnia 11 lipca 2014 r. o zmianie ustawy - Prawo ochrony środowiska oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2014 r., poz. 1101)

W pozwoleniu zintegrowanym Spółka została zobowiązana do monitorowania ilości substancji (pyłu, SO₂, NO₂ i tlenku węgla¹⁷) wprowadzanych do powietrza z Ciepłowni Łąkowa, w tym dla Ciepłowni Łąkowa I – pomiar okresowy (2 razy w roku¹⁸) a dla Ciepłowni Łąkowa II – pomiar ciągły. Monitoringiem objęto także m.in. procesy technologiczne (w tym parametry techniczne procesu spalania paliw) oraz efektywność wykorzystania energii. Ponadto Spółka została zobowiązana do ewidencjonowania wielkości emisji wszystkich substancji gazowych i pyłowych emitowanych przez Elektrociepłownię Łąkowa w zakresie wymaganym do ustalenia opłat za korzystanie ze środowiska¹⁹.

W latach 2008-2014 pomiar substancji pyłowo-gazowych wprowadzanych do powietrza ze źródeł energetycznych Ciepłownia Łąkowa II wykonywany był przez Spółkę (OPEC-INEKO) sposób ciągły²⁰. System monitoringu ciągłego obejmował zbieranie danych, ich gromadzenie, przetwarzanie (w tym wyliczanie emisji w kg), raportowanie i archiwizowanie informacji o stężeniach oraz emisji poszczególnych substancji wprowadzanych do powietrza. W Ciepłowni Łąkowa I pomiary parametrów tożsamyh jak w Ciepłowni Łąkowa II, wykonywane były dwa razy do roku analizatorem stacjonarnym i pyłomierzem.

(dowód: akta kontroli str. 2570-2610 i 3961-3974)

W pozwoleniu zintegrowanym określono dopuszczalne stężenie substancji dla gazów emitowanych do powietrza, przy zawartości 6% tlenu, dla poszczególnych urządzeń w obiekcie Ciepłownia Łąkowa I oraz Ciepłownia Łąkowa II, w okresie od dnia 1 stycznia 2008 r. do dnia 31 grudnia 2015 r. W latach 2008-2014 średnioroczne dopuszczalne stężenie pyłu, NO₂ i SO₂ w emitowanych do powietrza gazach nie przekroczyło dopuszczalnych limitów określonych w pozwoleniu zintegrowanym i kształtowało się dla pyłu – od 148 mg/m³ w 2008 r. do 205 mg/m³ w 2014 r., dla NO₂ - od 339 mg/m³ w 2008 r. do 189 mg/m³ w 2014 r., dla SO₂ - od 968 mg/m³ w 2008 r. do 365 mg/m³ w 2014 r.

(dowód: akta kontroli str. 2592-2593, 2540-2541 i 3960)

Pozwolenie zintegrowane określało również roczny ilościowy limit pyłu, NO₂ i SO₂ dopuszczalny do wyemitowania do powietrza z instalacji. Ilość poszczególnych substancji wyemitowana corocznie w okresie 2008-2014 mieściła się w limitach wskazanych w pozwoleniu zintegrowanym i kształtowała się następująco: najmniejszą ilość pyłu wprowadzono do powietrza w 2011 r., tj. 66,6 Mg zaś największą w 2009 r – 147,0 Mg, podczas gdy przyznany limit roczny wynosił 245,92 Mg. Najniższą ilość SO₂ wprowadzono do powietrza w 2014 r. – 193,8 Mg, a najwyższą w 2008 r. – 584,1 Mg, podczas gdy przyznany limit roczny wynosił 677,22 Mg. Najmniejszą ilość

¹⁷ Dalej: CO.

¹⁸ Częstotliwość zgodna z rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 23 grudnia 2004 r. w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji (Dz. U. z 2004 r., Nr 283, poz. 2842). Rozporządzenie straciło moc z dniem 1 stycznia 2009 r. poprzez wejście w życie, obowiązującego do dnia 21 listopada 2014 r. rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 4 listopada 2008 r. w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji oraz pomiarów ilości pobieranej wody (Dz. U. z 2008 r., Nr 206, poz. 1291) - które z kolei utraciło moc z dniem 22 listopada 2014 r. poprzez wejście w życie rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 30 października 2014 r. w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji oraz pomiarów ilości pobieranej wody (Dz.U. z 2014 r., poz. 1542)

¹⁹ Na podstawie art. 287 ust. 1 pkt 1 POŚ – przepis ten został uchylony z dniem 18 września 2009 r. ustawą z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji (Dz.U. 2009 r. Nr 130, poz. 1070 ze zm.)

²⁰ Spółka wykonywała ten pomiar od 15 listopada 2004 r.

NO₂ wprowadzono do powietrza w 2011 r. – 89,8 Mg, a największą w 2008 r. – 203,7 Mg, podczas gdy przyznany limit roczny wynosił 303,18 Mg.

(dowód: akta kontroli str. 2593 i 3959)

Przestrzeganie warunków określonych w pozwoleniu zintegrowanym było w latach 2008-2014 corocznie badane przez Kujawsko-Pomorskiego Wojewódzkiego Inspektora Ochrony Środowiska²¹. Kontrole nie wykazały nieprawidłowości.

(dowód: akta kontroli str. 3976-4060)

1.2. Zezwolenie na udział w systemie handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji.

Instalacja eksploatowana przez Spółkę spełniała warunki instalacji objętej wspólnym systemem handlu uprawnieniami do emisji, określone w załączniku do *rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 30 września 2005 r. w sprawie rodzajów instalacji objętych wspólnym systemem handlu uprawnieniami do emisji na lata 2005-2007*²². W instalacji przebiegał proces spalania paliw, a nominalna moc cieplna wynosiła ponad 20 MW (185,9 MW)²³. W dniu 6 marca 2006 r. na podstawie art. 33 ustawy z dnia 22 grudnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji²⁴ Spółka uzyskała zezwolenie na udział w systemie handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji²⁵. Zezwolenie wydano na okres do dnia 6 marca 2016 r. Decyzją z dnia 11 kwietnia 2006 r.²⁶ skrócono okres obowiązywania zezwolenia do 31 grudnia 2014 r.

Substancją objętą systemem, której dotyczyło zezwolenie, był dwutlenek węgla CO₂, a instalacją – Elektrociepłownia o łącznej wydajności cieplnej zainstalowanej 186,8 MW (całkowita zainstalowana moc cieplna potencjalnie wprowadzona w paliwie – 233,7 MW) i turbogenerator o mocy elektrycznej 6 MW. Ze względu na wyłączenie z eksploatacji trzech kotłów rzeczywista sumaryczna wydajność cieplna dla Elektrociepłowni wynosiła 150,8 MW, a całkowita nominalna moc cieplna wprowadzona w paliwie – 185,9 MW. W zezwoleniu narzucono obowiązek monitorowania wielkości emisji CO₂ do powietrza w odniesieniu do Ciepłowni Łąkowa I (jeden kotłowni WR-10) i Ciepłowni Łąkowa II (dwa kotły WR-25 i trzy kotły OR-32). Wielkość emisji CO₂, zgodnie z zezwoleniem, miała być obliczana jako iloczyn danych dotyczących rodzaju instalacji (zużyte paliwo i wartość opałowa), wskaźnika emisji CO₂ oraz współczynnika utleniania. Ilość zużytego paliwa miała być mierzona bezpo-

²¹ Dalej: WIOŚ. W latach 2008-2009 kontrole przeprowadzane były przez Inspekcję Ochrony Środowiska, Wojewódzki Inspektorat Ochrony Środowiska w Bydgoszczy Delegatura w Toruniu.

²² Dz. U. z 2005 r., Nr 199, poz. 1646 – rozporządzenie zostało uchylone z dniem 11 kwietnia 2006 r. na podstawie § 7 nowego rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 31 marca 2006 r. w sprawie rodzajów instalacji objętych wspólnym systemem handlu uprawnieniami do emisji (Dz. U. z 2006 r., Nr 60, poz. 429 ze zm.)

²³ Z dniem 11 kwietnia 2006 r. instalacja została objęta wspólnym systemem handlu uprawnieniami do emisji na podstawie §6 rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 31 marca 2006 r. w sprawie rodzajów instalacji objętych wspólnym systemem handlu uprawnieniami do emisji (Dz. U. z 2006 r., Nr 60, poz. 429 ze zm.), z dniem 10 września 2009 r. na podstawie §6 rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 27 lipca 2009 r. w sprawie rodzajów instalacji objętych wspólnym systemem handlu uprawnieniami do emisji (Dz. U. z 2009 r., Nr 136, poz. 1120), z dniem 21 czerwca 2011 r. spełniała warunki określone na podstawie art.1 ust.5 w załączniku do ustawy z dnia 28 kwietnia 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz. U. z 2011 r., Nr 122, poz. 695 ze zm.), dalej: *ustawa z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami*.

²⁴ Dz. U. z 2004 r., Nr 281, poz. 2784 ze zm. Dalej: *ustawa z 2004 r. o handlu uprawnieniami* - obowiązywała do 20 czerwca 2011 r.

²⁵ Decyzja Prezydenta Grudziądza nr IM.I.7642/2-1/06. Dalej: *zezwolenie*.

²⁶ Znak: IM.I. 7642/2-3/06.

średnio przed spalaniem w kotłach na wagach elektronicznych, wartość opałowa wyznaczana miała być w cyklu dobowym dla każdej partii paliwa (bezpośrednio przed spalaniem w kotłach), wskaźnik emisji CO₂ miał być wyznaczany z uwzględnieniem wartości opałowej oraz wartości węgla pierwiastkowego, a współczynnik utleniania został w pierwszym okresie rozliczeniowym kreślony na poziomie 0,99. W zezwoleniu określono również poziomy dokładności dla powyższej metodyki monitorowania emisji. Dla ilości zużycia paliwa poziom dokładności wyniósł 2b, dla wartości opałowej i wskaźnika emisji – 3, a dla współczynnika utleniania – 1. Określony w zezwoleniu sposób monitorowania wielkości emisji CO₂ był zgodny z §3 ust. 1-3 *rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 12 stycznia 2006 r. w sprawie sposobu monitorowania wielkości emisji substancji objętych wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji*²⁷.

(dowód: akta kontroli str. 2764-2769)

W okresie od dnia otrzymania zezwolenia, tj. od dnia 6 marca 2006 r., do zakończenia czynności kontrolnych NIK Prezydent Grudziądz wydał osiem decyzji i jedno postanowienie zmieniające zezwolenie, w tym m.in.:

- w dniu 25 lipca 2008 r.²⁸ dokonano zmiany zasad monitorowania wielkości emisji CO₂; dotyczyły one przede wszystkim przyjęcia obliczeniowej metody do wyznaczania współczynnika utleniania, który miał być wyznaczany na podstawie zawartości węgla w żużlu oraz doprecyzowania sposobu obliczania energii w paliwie i wskaźnika emisji; po zmianie do obliczania rocznej wielkości emisji CO₂ monitorowana miała być: wartość opałowa spalonego paliwa w Mg (wyznaczana na podstawie badania parametrów paliw w laboratorium Spółki), zawartość węgla w spalonym paliwie (% udział), zawartość popiołu w spalonym paliwie (% udział) i zawartość części palnych w żużlu (% udział); podwyższony został również poziom dokładności w obliczaniu współczynnika utleniania z 1 na 2; dokonane zmiany dostosowywały sposób monitorowania wielkości emisji CO₂ do wymagań określonych w §3 ust. 1-3 *rozporządzenia z 2008 r. w sprawie sposobie monitorowania emisji*.
- w dniu 24 marca 2009 r. przyznano z krajowej rezerwy uprawnień do emisji CO₂ na lata 2008-2012 dodatkowo 54 268 uprawnień (średniorocznie), na podstawie art. 22 ust. 4 *ustawy z 2004 r. o handlu uprawnieniami*, który mówi m.in., że w przypadku zmiany w instalacji uprawnienia do emisji do końca okresu rozliczeniowego są przyznawane w zezwoleniu; w dniu 19 sierpnia 2009 r. uchylono tę decyzję,
- w dniu 13 listopada 2009 r. przyznano z krajowej rezerwy uprawnień do emisji CO₂ na lata 2008-2012 dodatkowo łącznie 233 764 uprawnień (58 411 średniorocznie),
- w dniu 28 stycznia 2010 r. dokonano zmiany w zakresie rodzaju instalacji objętej systemem poprzez uwzględnienie turbosespołu składającego się z turbiny parowej upustowo-przeciwprężnej TUP6 i generatora T-6-2Y3 o mocy elektrycznej

²⁷ Dz. U. z 2006 r., Nr 16, poz. 124. Dalej: *rozporządzenie z 2006 r. w sprawie sposobu monitorowania emisji* Rozporządzenie zostało uchylone z dniem 31 października 2008 r. poprzez wejście w życie *rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 12 września 2008 r. w sprawie sposobu monitorowania wielkości emisji substancji objętych wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji* (Dz. U. z 2008 r., Nr 183, poz. 1142), dalej: *rozporządzenie z 2008 r. w sprawie sposobu monitorowania emisji*.

²⁸ Nr: GK.7642-2-2/08.

6 MW_e oraz przedstawiono sposób monitorowania emisji CO₂ w postaci *Planu monitorowania* w układzie zgodnym z załącznikiem nr 1 do *rozporządzenia z 2008 r. w sprawie sposobu monitorowania emisji*,

- w dniu 9 czerwca 2011 r. dokonano zmiany w zakresie rodzaju instalacji objętej systemem poprzez uwzględnienie turbozespołu składającego się z turbiny parowej upustowo-kondensacyjnej TUK6 i generatora HSM 900/80-4hb o mocy elektrycznej 6 MW_e,
- w dniu 31 grudnia 2012 r. zatwierdzono nowy *Plan monitorowania*; zmiana wynikała z art. 12 *rozporządzenia Komisji Unii Europejskiej Nr 601/2012 z dnia 21 czerwca 2012 r. w sprawie monitorowania i raportowania w zakresie emisji gazów cieplarnianych zgodnie z Dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady*²⁹, która nakładała na prowadzącego instalacje przedłożenie do zatwierdzenia planu monitorowania w oparciu o nowe przepisy; nowy *Plan monitorowania* w zakresie metodyki wyliczania emisji CO₂ był tożsamy z metodyką zatwierdzoną w dniu 25 lipca 2008 r., tj. emisja wyliczana była w oparciu o taką samą metodę obliczeniową i tak samo wyznaczone parametry; zmienił się natomiast formularz *Planu monitorowania* i opracowano nowe procedury w formie *Planu poboru próbek, Zarządzania danymi w systemie monitorowania i raportowania CO₂ oraz Oceny i zarządzania ryzykiem w systemie monitorowania i raportowania CO₂*. Przedłużono również okres obowiązywania zezwolenia do 31 grudnia 2020 r.
- w dniu 14 maja 2013 r. przeniesiono prawa i obowiązki wynikające z zezwolenia wydanego dla instalacji Elektrociepłownia w OPEC GRUDZIĄDZ na rzecz OPEC-INEKO³⁰.

(dowód: akta kontroli str. 2611-2768 i 4167-4168)

Oprócz *Planów monitorowania*, zatwierdzonych w zezwoleniu, opracowano wewnętrzne instrukcje dotyczące: poboru prób paliwa lub żużla do badań, monitorowania emisji dwutlenku węgla w Elektrociepłowni Łąkowa oraz monitorowania substancji wprowadzanych do powietrza z obiektów energetycznych spółki. Wytyczne zawarte w instrukcjach służyły do obliczenia miesięcznego i rocznego zużycia paliw oraz emisji CO₂ w Elektrociepłowni, na podstawie wymienionych danych tworzony był raport ZPP³¹. W oparciu o raport ZPP Spółka sporządzała roczny raport dotyczący wielkości emisji CO₂.

W latach 2008-2014 Spółka, a następnie OPEC-INEKO, monitorowała wielkość emisji CO₂ zgodnie z metodyką określoną w zezwoleniu. Parametry, na podstawie których wyliczano wartość opałową, wskaźnik emisji i współczynnik utleniania, były wyznaczone we własnym laboratorium, które w dniu 11 maja 2009 r. otrzymało certyfikat akredytacyjny (ważny do dnia 10 maja 2017 r.). Akredytacja była corocznie potwierdzana przez Polskie Centrum Akredytacji³² podczas badań fizykochemicznych paliw stałych. Ponadto, w laboratorium co roku przeprowadzano audy-

²⁹ Dz.U. UE. L z 2012 r. Nr 181 str.30 ze zm.

³⁰ Z dniem 1 maja 2013 r.

³¹ Raport ZPP – skrót od Zużycie (paliw) – Produkcja – Parametry (paliw stosowanych), obejmował cztery załączniki: *Zużycie paliw w Elektrociepłowni; Produkcja ciepła w Elektrociepłowni; Parametry fizykochemiczne zużytych paliw w Elektrociepłowni; Raport emisji dwutlenku węgla*. W 2013 r. dołączono dwa załączniki: *Czas pracy kotłów oraz Zużycie paliw na poszczególnych kotłach w Elektrociepłowni*, a w 2014 r. dołączono załącznik: *Emisje gazów i pyłów wprowadzanych do powietrza*.

³² Dalej: PCA.

ty wewnętrzne, których celem była ocena zgodności działalności laboratorium z wymaganiami ustanowionego i wdrożonego w Spółce systemu zarządzania laboratorium w odniesieniu do normy PN-EN ISO/IEC 17025 *Ogólne wymagania dotyczące kompetencji laboratoriów badawczych i wzorcujących oraz wymagań wynikających z kontraktu AB 1040*. Zarówno kontrole PCA, jak i wewnętrzne audyty nie stwierdziły nieprawidłowości w zakresie wyznaczania parametrów, na podstawie których obliczano emisję CO₂.

Wagi służące do pomiaru ilości paliwa posiadały świadectwa legalizacji pierwotnej oraz ponownej wydane przez Obwodowy Urząd Miar w Grudziądzu.

(dowód: akta kontroli str. 2931-3316)

Łącznie w latach 2008-2014 wyemitowano 1 762 180 Mg CO₂, w tym w: 2008 r. – 150 936 Mg, w 2009 r. – 156 901 Mg, w 2010 r. – 155 757 Mg, w 2011 r. – 146 326 Mg, w 2012 r. – 132 922 Mg, w 2013 r. – 146 145 Mg i w 2014 r. 130 351 Mg.

(dowód: akta kontroli str. 2616-2723, 3807-3958, 3975)

Ustalone
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości.

Ocena częściowa

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie działalność kontrolowanej jednostki w zbadanym zakresie.

2. Realizacja obowiązków wynikających z udziału w systemie handlu uprawnieniami

2.1. Krajowy Rejestr Uprawnień do Emisji³³

Opis stanu
faktycznego

OPEC Grudziądz pismem z dnia 23 października 2006 r.³⁴ zwrócił się do Krajowego Administratora Systemu Handlu do Emisji³⁵ z wnioskiem o utworzenie i prowadzenie rachunku w Krajowym Rejestrze Uprawnień. Konto zostało utworzone.

W związku z planowaną konsolidacją krajowych rejestrów uprawnień i utworzeniem wspólnego Rejestru Unii³⁶, Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami³⁷

³³ Na mocy ustawy z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji (Dz. U. z 2013 r., poz. 1107 ze zm.) utworzono Krajowy system bilansowania i prognozowania emisji, który jest prowadzony przez KOBIZE.

³⁴ Znak: ZOŚ/6307/06/W-1996/06.

³⁵ Dalej: KASHUE lub Krajowy Administrator.

³⁶ Utworzony na podstawie art. 19 dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiającej system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE (Dz.U.UE.L. Nr 275, str.32 ze zm.) oraz rozporządzeń Komisji (UE): Nr 920/2010 z dnia 7 października 2010 r. ustanawiające rejestr Unii na okresy unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych upływające dnia 31 grudnia 2012 r. zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady oraz decyzją nr 280/2004/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (Dz.U.UE.L z 2010 r. Nr 270 str.1 z późn. zm.)- weszło w życie 15-10-2010 r. i zostało uchylone z dniem 1-10-2013 r. oraz Nr 1193/2011 z 18 listopada 2011 r. ustanawiające rejestr Unii na okres rozliczeniowy rozpoczynający się dnia 1 stycznia 2013 r. oraz na kolejne okresy rozliczeniowe w ramach unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady oraz decyzją nr 280/2004/WE Parlamentu Europejskiego i Rady oraz zmieniające rozporządzenia Komisji (WE) nr 2216/2004 i (UE) nr 920/210 (Dz.U. UE L z 2011 r. Nr 315, str.1) - weszło w życie 30-11-2011 r. i zostało uchylone z dniem 4-05-2013 r. Aktualnie obowiązuje rozporządzenie Komisji (UE) Nr 389/3013 z dnia 2 maja 2013 r. ustanawiające rejestr Unii zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady, decyzjami nr 280/2004/WE i nr 406/2009/WE Parlamentu Europejskiego i Rady oraz uchylające rozporządzenia Komisji (UE) nr 920/2010 i nr 1193/2011 (Dz.U. UE.L. z 2013 r. Nr 122, str.1) - weszło w życie z dniem 4-05-2013 r.

w dniu 22 maja 2012 r. poinformował Spółkę o planowanej na czerwiec 2012 r. pełnej aktywacji Rejestru.

(dowód: akta kontroli str. 2856-2880 i 4061-4065)

2.2. Udział Grupy OPEC GRUDZIĄDZ w opracowaniu Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień do Emisji³⁸, Krajowych Środków Wykonawczych³⁹ oraz Krajowego Planu Inwestycyjnego⁴⁰.

W dniu 14 kwietnia 2006 r. prowadzący instalację przekazał KASHUE (pismem z dnia 10 kwietnia 2006 r.) informacje na podstawie art. 16 *ustawy z 2004 r. o handlu uprawnieniami*. Przekazane informacje zawierały dane określone § 2 *rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 7 marca 2006 r. w sprawie informacji wymaganych do opracowania krajowego planu rozdziału uprawnień do emisji*⁴¹, m.in. dane identyfikujące instalację, dane dotyczące rodzaju i wielkości zużytego paliwa, procesów spalania oraz wielkości redukcji emisji, osiągniętej w wyniku podjętych działań.

(dowód: akta kontroli str. 3455-3513)

Jak wynika z wyjaśnień Prezesa Zarządu Spółki Marka Tołkacza⁴², informacje, na podstawie których opracowywany był KPRU, Spółka przekazała po terminie wskazanym w *rozporządzeniu MŚ z dnia 7 marca 2006 r.*, tj. po dniu 30 marca 2006 r., za zgodą Ministerstwa Środowiska⁴³ wyrażoną w komunikacie opublikowanym na stronie internetowej Ministerstwa. Wobec bardzo krótkiego czasu na przygotowanie informacji historycznych i prognozowanych, wysoką rangę dla Spółki przekazywanych informacji do ustalenia liczby uprawnień do emisji i możliwość przesłania pewnego zakresu do dnia 30 kwietnia 2006 r., Spółka przesłała komplet wymaganych informacji po terminie wskazanym w rozporządzeniu.

(dowód: akta kontroli str. 58-397)

W dniu 5 sierpnia 2011 r. Spółka przekazała KOBiZE informacje wymagane art. 12 *ust. 2 ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami*. Przekazane informacje zawierały dane określone w § 2 *ust. 1 pkt. 1-2 rozporządzenia z dnia 25 lipca 2011 r. w sprawie informacji wymaganych do opracowania krajowego planu rozdziału uprawnień do emisji*⁴⁴, w tym dane o wielkości produkcji i wielkość emisji CO₂ za lata 2007-2010, podjętych działaniach mających na celu obniżenie wielkość emisji CO₂ oraz o energii wprowadzonej w biomasie w latach 2007-2010.

(dowód: akta kontroli str. 3514-3515)

W czasie prac związanych z opracowaniem KPRU na lata 2008-2012, w oparciu o dane historyczne z lat 2005-2006, przedstawiciele OPEC GRUDZIĄDZ, jeszcze przed ogłoszeniem w dniu 18 maja 2007 r. konsultacji w sprawie projektu KPRU dwukrotnie odbyli spotkania z przedstawicielami KASHUE w sprawie przyznania dodatkowych uprawnień do emisji CO₂. Miało to związek z rozwojem rynku zbytu Spółki przez podpisanie listu intencyjnego z firmą Polpak-Papier Sp. z o.o. na do-

Rejestr jest prowadzony przez Komisję Europejską, natomiast za administrację rachunkami odpowiedzialni są nadal krajowi administratorzy w poszczególnych państwach członkowskich.

³⁷ Dalej: KOBiZE.

³⁸ Dalej: KPRU.

³⁹ Dalej: KŚW.

⁴⁰ Dalej: KPI.

⁴¹ Dz.U. Nr 43, poz. 308. Dalej: *rozporządzenie MŚ z dnia 7 marca 2006 r. uchylone z dniem 21 czerwca 2011 r.*

⁴² Pismem znak: ZOŚ/S-2830/15/W-804/15 z dnia 29 maja 2015 r.

⁴³ Dalej: MŚ.

⁴⁴ Dz.U. z 2011 r., Nr 154, poz. 914 – weszło w życie z dniem 31-07-2011 r.

starczanie ciepła i energii elektrycznej. Ponadto OPEC GRUDZIĄDZ wnosił do opracowującego plan rozdziału uprawnień do emisji gazów cieplarnianych i innych substancji następujące uwagi:

- pismem z dnia 26 kwietnia 2007 r. o uwzględnienie zwiększenia limitu dla instalacji znajdującej się w OPEC GRUDZIĄDZ w związku z podpisaną w dniu 17 kwietnia 2007 r. umową z Polpak-Papier Sp. z o.o. na dostarczanie ciepła i energii elektrycznej;
- pismem z dnia 4 maja 2007 r.⁴⁵ uwagi dotyczące proponowanej metodyki rozdziału uprawnień do emisji CO₂.

O konsultacji projektu KPRU na lata 2008-2012 Spółka dowiedziała się z informacji zamieszczonej w dniu 18 maja 2007 r. na stronie internetowej MŚ, w związku z tym w dniu 4 czerwca 2007 r. Spółka przekazała uwagi do projektu KPRU do MŚ. Uwagi dotyczyły m.in. kwalifikowania instalacji znajdującej się w OPEC GRUDZIĄDZ według metodologii zastosowanej przy opracowaniu KPRU na lata 2005-2007⁴⁶ oraz uwzględnienia planowanej w latach 2008-2012 produkcji ciepła. W odpowiedzi z dnia 24 września 2007 r. KASHUE wyjaśniło, że metodyka przydziału uprawnień oparta była na wzorze uwzględniającym rzeczywiste emisje CO₂ w latach 2005-2006, a nie na planach produkcyjnych i w związku z powyższym uwagi Spółki nie mogły być uwzględnione.

Pismami z dnia: 2 stycznia 2008 r. oraz 18 lutego 2008 r. OPEC GRUDZIĄDZ, po opublikowaniu nowej wersji KPRU, wnioskował do MŚ o zakwalifikowanie swojej instalacji jako ciepłownię zawodową, a nie elektrociepłownię zawodową. Na powyższe pisma Spółka nie otrzymała odpowiedzi.

Jak wynika z wyjaśnień Prezesa Zarządu Spółki Marka Tołkacza⁴⁷ przekazywane przez Spółkę uwagi i opinie nie miały wpływu na wielkość przyznanych uprawnień do emisji CO₂ dla instalacji na lata 2018-2012.

(dowód: akta kontroli str. 398-522)

W celu ustalenia wstępnych wielkości bezpłatnych przydziałów uprawnień do emisji CO₂ w okresie rozliczeniowym 2013-2020, pismem z dnia 21 lipca 2011 r. Spółka przekazała do KOBiZE dane historyczne, obejmujące lata 2005-2010, dotyczące m.in. rodzaju zużytego paliwa i jego parametrów (ilość, wartość opałowa, współczynnik emisji i utleniania), ilość wyemitowanego CO₂ jak również dane dotyczące produkcji.

Informacje zostały przygotowane w sposób i w formie określonej w *decyzji Komisji Europejskiej Nr 2007/589/WE z dnia 18 lipca 2007 r. ustanawiającej wytyczne dotyczące monitorowania i sprawozdawczości w zakresie emisji gazów cieplarnianych zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady*⁴⁸ oraz zgodnie z najlepszą wiedzą, na podstawie art. 20 *ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami*.

(dowód: akta kontroli str. 3517-3687)

⁴⁵ Znak: ZOŚ/S-2447/06/W-876/2007.

⁴⁶ W KPRU I (na lata 2005-2007) instalacja, której właścicielem jest Spółka została zakwalifikowana do grupy ciepłowni zawodowe. W projekcie KPRU na lata 2008-2012 z dnia 20 grudnia 2007 r. instalacja została zakwalifikowana do podsektora A i grupy elektrociepłowni zawodowych.

⁴⁷ Pismem z dnia 8 czerwca 2015 r. znak: ZOŚ/S-2830/15/W-851/15.

⁴⁸ Dz. U. UE L z 2007 r. Nr 229, str. 1 ze zm. – (notyfikowana 1 stycznia 2008 r. i uchylona z dniem 1 stycznia 2013 r.)

Jak wynika z wyjaśnień Prezesa Zarządu Spółki Marka Tołkacza⁴⁹ w dniu 5 sierpnia 2011 r. do Spółki wpłynęła informacja zawierająca zestawienie przydzielonych nieopłatnie, na mocy wprowadzonego nowego art. 10c do dyrektywy 2003/87/WE przez dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniającą dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych⁵⁰, uprawnień do emisji CO₂ w trzecim okresie rozliczeniowym (w latach 2013-2020) jak również zestawienie inwestycji zakwalifikowanych do pokrycia przydzielonych nieodpłatnie uprawnień. Od tego czasu do 8 października 2013 r. nie było żadnych informacji lub konsultacji, a także spotkań na temat KPI. OPEC-INEKO dowiedział się ze strony internetowej MŚ o spotkaniu informacyjnym w związku z obowiązkiem sporządzenia sprawozdania w odniesieniu do realizowanych inwestycji umieszczonych w KPI. Spotkanie miało miejsce w dniu 16 października 2013 r. w siedzibie Ministerstwa. Na spotkaniu przedstawiono uczestnikom, w formie prezentacji, informację na temat derogacji dla energetyki w latach 2013-2020 oraz poproszono o sporządzenie sprawozdania rzeczowo-finansowego dla zadania ujętego we wniosku tzw. derogacyjnym w jak najkrótszym terminie, lecz nie później niż do 30 listopada 2013 r.

(dowód: akta kontroli str. 15, 19-51)

DO KPI zakwalifikowano dwa zadania, zgłoszone przez OPEC GRUDZIĄDZ: *Budowę nowego kotła na biomasę*⁵¹ oraz *Budowę nowej turbiny*⁵². Przebieg realizacji zadań został szczegółowo opisany w pkt 3 niniejszego wystąpienia pokontrolnego.

(dowód: akta kontroli str.16-17 i 25-26)

Sprawozdanie z realizacji inwestycji *Budowa nowej turbiny* zostało sporządzone w dniu 27 listopada 2013 r., a opinia biegłego rewidenta w dniu 29 listopada 2013 r. Całkowite koszty wykonania zadania wyniosły 11 575,6 tys. zł, w tym koszty kwalifikowane do zbilansowania wartości planowanych do przydzielenia uprawnień do emisji 11 300,5 tys. zł (5 784,8 tys. zł w 2010 r. i 5 515,7 tys. zł w 2011 r.), w cenach z 2010 r. koszty kwalifikowane wyniosły 11 262,2 tys. zł. (2 815,6 tys. euro), a liczba uprawnień do emisji zbilansowanych wartością poniesionych nakładów inwestycyjnych na realizację zadania 190 497.

(dowód: akta kontroli str. 2804-2855)

Jak wynika z wyjaśnień Prezesa Zarządu Spółki Marka Tołkacza⁵³ do projektu przydziału uprawnień na lata 2013-2020 Spółka nie zgłaszała uwag. Przekazywanie danych do wyznaczania wielkości przydziału uprawnień na lata 2013-2020 i metodologia przydziału były zgodne z ustaleniami Komisji Europejskiej i nie różnicowały instalacji energetycznych. O proponowanych rocznych przydziałach uprawnień do emisji dla instancji prowadzonej przez OPEC GRUDZIĄDZ, a od 1 maja 2013 r. przez OPEC-INEKO, spółki dowiadywały się wyłącznie ze strony internetowej MŚ lub systemu LEX online. Propozycje nigdy nie były zgodne z oczekiwaniami Spółki. Spółka wnioskowała o przydział dodatkowych uprawnień z krajowej rezerwy na lata 2008-2012 prowadząc liczną korespondencję, podpartą dowodami, ze stosownymi organami, co zakończyło się przyznaniem dodatkowych uprawnień do emisji CO₂.

⁴⁹ Pismo znak: ZOŚ/S-2830/15/W-765/15 z dnia 18 maja 2015 r.

⁵⁰ Dz. U. UE L z 2009 r. Nr 140, poz. 63; weszła w życie 25 czerwca 2009 r. – termin implementacji 31 grudnia 2012 r.

⁵¹ Pod numerem: PL-\$-0298.

⁵² Pod numerem: PL-\$-0299.

⁵³ Pismo znak ZOŚ/S-2830/15/W-765/15 z dnia 18 maja 2015 r.

Proces przyznania dodatkowych uprawnień z krajowej rezerwy na lata 2008-2012 został opisany w pkt 5 wystąpienia.

(dowód: akta kontroli str. 398-522)

2.3. Wywiązywanie się OPEC GRUDZIĄDZ, OPEC-INEKO z obowiązku sporządzania i przekładania KASHUE/KOBIZE rocznych raportów o emisji CO₂.

Za lata 2008-2012 OPEC GRUDZIĄDZ, a za lata 2013-2014 OPEC-INEKO przekładał w terminie określonym w art. 62 ust. 1 ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami (art. 45 ustawy z 2004 r. o handlu uprawnieniami), tj. do 31 marca roku następującego po roku rozliczeniowym, roczne raporty o emisji (sporządzane na podstawie raportów ZPP). Zakres informacji zawarty w przekładanych raportach za lata 2008-2012 był zgodny z rozporządzeniem Ministra Środowiska w sprawie sposobu monitorowania emisji a za lata 2013-2014 raport był sporządzany na formularzu (w formacie Excel), przygotowanym przez Komisję Europejską a dostępnym na stronach internetowych KOBIZE. Każdy roczny raport był weryfikowany przez niezależnego audytora i sprawdzany podczas kontroli WIOŚ. Łączne koszty weryfikacji wyniosły 24,9 tys. zł (w tym 17,8 tys. zł - koszty poniesione przez OPEC GRUDZIĄDZ, oraz 7,1 tys. zł - koszty poniesione przez OPEC-INEKO). Podczas weryfikacji rocznego raportu za 2014 r. KOBIZE zleciło przesłanie korekty w części dot. określenia poziomów dokładności współczynników obliczeniowych dla biomasy. Powyższe nie miało wpływu na wielkość rocznej emisji CO₂⁵⁴.

(dowód: akta kontroli str. 2616-2723, 3807-3958, 3976-4060 i 4066-4080)

2.4. Przyznawanie oraz umarzanie uprawnień do emisji CO₂

Opis stanu faktycznego

W I okresie rozliczeniowym obejmującym lata 2005-2007 przyznano Spółce na podstawie rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 27 grudnia 2005 r. w sprawie przyjęcia Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień do emisji dwutlenku węgla na lata 2005-2007 oraz wykazu instalacji czasowo wykluczonych ze wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji w okresie od dnia 1 stycznia 2005 do dnia 31 grudnia 2007r.⁵⁵ łącznie 530 700 bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂⁵⁶. Rzeczywista emisja w I okresie rozliczeniowym wyniosła 378 213 Mg. Na podstawie art. 46 ustawy z 2004 r. o handlu uprawnieniami umorzono liczbę bezpłatnych uprawnień odpowiadającą rzeczywistej emisji CO₂, pozostało 152 487 niewykorzystanych uprawnień. W dniu 3 grudnia 2007 r. OPEC GRUDZIĄDZ zwrócił się do Wydziału Gospodarki Komunalnej i Ochrony Środowiska Urzędu Miejskiego w Grudziądzu o wyrażenie zgody na przeniesienie wszystkich niewykorzystanych uprawnień na II okres rozliczeniowy. W odpowiedzi poinformowano, że na dzień 8 stycznia 2008 r. Minister Środowiska nie wydał rozporządzenia regulującego warunki przenoszenia uprawnień na kolejny rok rozliczeniowy⁵⁷ i jeżeli takie rozporządzenie nie zostanie wydane, to niewykorzystane uprawnienia do emisji ulegają umorzeniu. Niewykorzystane uprawnienia zostały sprzedane w dniu 15, 19 i 22 lutego 2008 r. po cenie 0,01 euro za 1 uprawnienie, tj. łącznie za 1,5 tys. euro (6 tys. zł).

(dowód: akta kontroli str. 748, 802 i 4107-4112)

⁵⁴ Emisja CO₂ z biomasy jest równa zero.

⁵⁵ Dz. U. z 2005 r. Nr 264, poz. 2206. ze zm. Dalej: rozporządzenie z dnia 27 grudnia 2005 r. wygasło z końcem dnia: 31 grudnia 2007 r.

⁵⁶ 1 uprawnienie do emisji CO₂ - uprawnienie do wprowadzenia do powietrza 1 Mg CO₂.

⁵⁷ Na podstawie art. 29 ust. 1 ustawy z 2004 r. o handlu uprawnieniami

W rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 1 lipca 2008 r. w sprawie przyjęcia Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień do emisji dwutlenku węgla na lata 2008-2012 dla wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji⁵⁸ instalacji prowadzonej przez OPEC GRUDZIĄDZ przyznano łącznie 628 985 (średniorocznie 125 797) bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂.

Według art. 15 ust. 1 pkt. 4 lit. a ustawy z 2004r. o handlu uprawnieniami w krajowym planie określa się m.in. liczbę uprawnień do emisji, jakie w każdym roku okresu rozliczeniowego będą stanowić krajową rezerwę dla instalacji, w których dokonano zmiany, na uzupełnienie uprawnień do emisji w związku z ponadplanowym wzrostem zapotrzebowania na te uprawnienia. Pismem z dnia 30 czerwca 2008 r. Spółka zwróciła się na tej podstawie do Prezydenta Grudziądza o przydział dodatkowych uprawnień na lata 2008-2012 w ilości średniorocznie 83 351, ze względu na już dokonaną, jak i planowaną zmianą w instalacji, skutkującą zwiększeniem możliwości produkcyjnych. Dokonana modernizacja dotyczyła kotła parowego OR-32, który przed zmianą pracował 1 191 godzin i produkował niespełna 96 TJ⁵⁹ ciepła, a po modernizacji przy pracy 7 500 godzin rocznie produkował 644 TJ rocznie. Zwiększenie możliwości produkcyjnych o 548 TJ rocznie skutkowało zwiększeniem emisji CO₂ o 53 430 Mg. Ponadto dokonano zmiany funkcji kotła wodnego WR-10 z cyklu sezonowego na całoroczny i w związku z tym w 2008 r. przewidywano wzrost produkcji ciepła o 74 TJ i wzrost emisji CO₂ o 7 928 Mg rocznie. W dniu 26 lutego 2009 r. KASHUE negatywnie zaopiniował przyznanie Spółce dodatkowych uprawnień. Zdaniem KASHUE modernizacja kotła OR-32 została przeprowadzona w 2006 r. i zgodnie z metodyką przydziału uprawnień na lata 2008-2012 zastosowaną w KPRU, jej skutki w postaci wzrostu emisji CO₂ z instalacji poczynając od 2006 r. zostały uwzględnione w KPRU. Z kolei zakładane zainstalowanie i oddanie do użytkowania w 2009 r. kotła OS-16 nie nastąpiło, w związku z czym nie była to zmiana dokonana tylko planowana i również w tym przypadku nie spełnione zostały warunki przydziału uprawnień określone w art. 15 ust.1 pkt 4 lit. a ustawy z 2004 r. o handlu uprawnieniami. Pomimo negatywnej opinii KASHUE, Prezydent Grudziądza decyzją z dnia 24 marca 2009 r. przyznał dla instalacji należącej do OPEC GRUDZIĄDZ z krajowej rezerwy średniorocznie (na lata 2008-2012) 54 268 uprawnień.

(dowód: akta kontroli str. 2752-2758 i 4113-4144)

Jak wynika z wyjaśnień Naczelnik Wydziału Gospodarki Komunalnej i Ochrony Środowiska Urzędu Miasta Grudziądza⁶⁰ Prezydent Grudziądza, będący organem decyzyjnym, po wnikliwym przeanalizowaniu dokumentów przedłożonych przez Spółkę stwierdził, że przyznanie dodatkowych uprawnień do emisji było konieczne ze względu na dokonane zmiany w funkcjonowaniu instalacji Elektrociepłownia skutkujące wzrostem emisji CO₂ oraz pozyskanie całorocznego odbiorcy pary od 2008 r. (Polpak-Papier Sp. z o.o.⁶¹). Ponadto w 2008 r. przeniesiono produkcję ciepła z kotłów wodnych do kotłów energetycznych pracujących w kogeneracji (najpierw z jednym turbozespołem, a od 2009 r. z dwoma o mocy 6 MW_e). W związku z tym udział produkcji ciepła w 2008 r. wzrósł o około 200% w porównaniu do 2006 r., czyli rokiem stanowiącym podstawę do ustalenia limitów uprawnień do emisji CO₂ na lata 2008-2012. Dokonana od 2008 r. zmiana w funkcjonowaniu rozbudowanej w 2006 r.

⁵⁸ Dz. U. z 2008 r. Nr 202, poz. 1248 ze zm. Dalej: rozporządzenie z dnia 1 lipca 2008 r. – weszło w życie w dniu 29 listopada 2008 r.

⁵⁹ TJ – teradzul 10¹² dżula.

⁶⁰ Pismo znak: GK-I.6227.1.2015 z dnia 29 czerwca 2015 r.

⁶¹ Obecnie: Schumacher Packaging Sp. z o.o.

instalacji spełniła wymagania określone w art. 3 pkt 18 *ustawy z 2004 r. o handlu uprawnieniami* i kwalifikowała się zgodnie z art. 36 ust. 2 pkt 2 *ww. ustawy* do dokonania zmiany zezwolenia poprzez przyznanie dodatkowych uprawnień do emisji CO₂ z krajowej rezerwy. Ponadto Prezydent Grudziądz jako organ decydujący w przedmiotowej sprawie, mając na względzie ochronę interesów odbiorców przed znacznym wzrostem cen za ciepło w przypadku braku środków finansowych na zakup uprawnień do emisji przez OPEC GRUDZIĄDZ podjął decyzję o przyznaniu dodatkowych uprawnień do emisji CO₂ na okres rozliczeniowy 2008-2012.

(dowód: akta kontroli str. 4145-4147)

Spółka w dniu 17 kwietnia 2009 r. zwróciła się do KASHUE o wydanie na rachunek dodatkowych uprawnień, przyznanych z krajowej rezerwy, w ilości określonej w zezwoleniu. KASHUE pismem z dnia 28 kwietnia 2009 r. wniosło do Wojewody Kujawsko-Pomorskiego o wszczęcie z urzędu postępowania o stwierdzenie nieważności w całości decyzji Prezydenta Grudziądz z dnia 24 marca 2009 r. Wojewoda Kujawsko-Pomorski w dniu 16 lutego 2010 r. (po prawie 10 miesiącach od zaskarżenia decyzji Prezydenta Grudziądz przez KASHUE) wszczął z urzędu postępowanie w sprawie stwierdzenia nieważności decyzji Prezydenta Miasta Grudziądz z dnia 24 marca 2009 r.

(dowód: akta kontroli str. 4148-4171)

Jak wynika z wyjaśnień Prezesa Zarządu Spółki Marka Tołkacza⁶² OPEC GRUDZIĄDZ, przewidując niezalatwienie sprawy w terminie obowiązującego umorzenia uprawnień, tj. do 30 marca 2010 r., wystąpił w dniu 13 sierpnia 2009 r. do Prezydenta Grudziądz z wnioskiem o uchylenie decyzji z dnia 24 marca 2009 r. OPEC GRUDZIĄDZ w dniu 4 września 2009 r., po uchyleniu na wniosek Spółki przez Prezydenta Grudziądz decyzji z dnia 24 marca 2009 r., zwrócił się ponownie o przydział dodatkowych uprawnień z krajowej rezerwy. W odniesieniu do poprzedniego wniosku uzupełniono go danymi o zweryfikowanej wielkości emisji w 2008 r. oraz dokonanymi podłączeniami nowych odbiorców w 2008 r. i w I poł. 2009 r. Wniosek Spółki został pozytywnie zaopiniowany przez KASHUE w piśmie z dnia 30 września 2009 r., a w dniu 13 listopada 2009 r. Prezydent Grudziądz przyznał dla instalacji należącej do OPEC GRUDZIĄDZ z krajowej rezerwy na lata 2009-2012 łącznie 233 764 uprawnień (średniorocznie 58 441).

(dowód: akta kontroli str. 527, 2743-2745 i 4172-4186)

W rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 25 października 2012 r. *zmieniającym rozporządzenie w sprawie przyjęcia Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień do emisji dwutlenku węgla na lata 2008-2012 dla wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji*⁶³ przyznano dla instalacji eksploatowanej przez OPEC GRUDZIĄDZ łącznie 862 749 darmowych uprawnień do emisji CO₂, w tym 125 797 w 2008 r. oraz po 184 238 w każdym roku okresu 2009-2012. W powyższym rozporządzeniu uwzględniono uprawnienia przyznane Spółce z krajowej rezerwy decyzją Prezydenta Grudziądz z dnia 13 listopada 2009 r.

W latach 2011-2012 OPEC GRUDZIĄDZ sprzedał 190 000⁶⁴ uprawnień do emisji CO₂ za łączną kwotę 6 551,6 tys. zł. Po uwzględnieniu liczby sprzedanych upraw-

⁶² Pismo znak: ZOŚ/S-2830/15/W-927/15 z dnia 22 czerwca 2015 r.

⁶³ Dz. U. z 2012 r. poz. 1264. Dalej: *rozporządzenie z dnia 25 października 2012 r.*

⁶⁴ W dniu 29 listopada 2011 r. 140 000 uprawnień za cenę jednostkową 7,65 euro (34,65 zł) i w dniu 29 czerwca 2012 r. 50 000 uprawnień za cenę jednostkową 8,00 euro (34,00 zł).

nień, na okres rozliczeniowy 2008-2012 Spółka dysponowała 672 749 uprawnieniami.

(dowód: akta kontroli str. 4081-4084)

Jak wynika z wyjaśnień Prezesa Zarządu Spółki. Marka Tołkacza⁶⁵ kwota pochodząca ze sprzedaży uprawnień pozwoliła na częściowe zrefinansowanie wydatków poniesionych na dostosowanie urządzeń Elektrociepłowni do prowadzenia produkcji ciepła i energii elektrycznej z wykorzystaniem biomasy.

(dowód: akta kontroli str. 402)

Zgodnie z wprowadzonym nowym art. 11a do dyrektywy 2003/87/WE przez dyrektywę 2009/29/WE, operatorzy instalacji mogli w latach 2008-2020 rozliczyć wielkość swojej emisji m.in. jednostkami poświadczonych redukcji emisji (Certified Emission Reduction)⁶⁶ w ilości 11% przydziału na lata 2008-2012. Polskie instalacje mogły w tym okresie skorzystać z limitu w ilości 10% łącznego przydziału z II okresu, pozostały 1% mógł być wykorzystany po 2012 r. W dniu 17 grudnia 2012 r. Spółka zakupiła 86 274 jednostek ERU za kwotę 17,2 tys. euro (70,5 tys. zł), co stanowiło 10% przyznanych na II okres rozliczeniowy bezpłatnych uprawnień. Po uwzględnieniu zakupionych jednostek CER, na okres rozliczeniowy 2008-2012 Spółka dysponowała 759 023 uprawnieniami.

(dowód: akta kontroli str. 4085-4086)

W latach 2008-2012 umorzono uprawnienia do emisji w liczbie odpowiadającej rzeczywistej emisji CO₂, tj. 742 842 uprawnienia, w tym w: 2008 r. – 150 936, w 2009 r. – 156 901, w 2010 r. – 155 757, w 2011 r. – 146 326, a w 2012 r. – 132 922. Na III okres rozliczeniowy (lata 2013-2020) zostało przeniesionych 16 181 uprawnień.

(dowód: akta kontroli str. 12015 i 4104)

Na III okres rozliczeniowy OPEC GRUDZIĄDZ przyznano łącznie 677 995 bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂, w tym 107 657 w ramach KPI (na podstawie *rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 8 kwietnia 2014 r. w sprawie wykazu instalacji wytwarzających energię elektryczną, objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w okresie rozliczeniowym rozpoczynającym się od dnia 1 stycznia 2013 r. wraz z przyznaną im liczbą uprawnień do emisji*⁶⁷) oraz 570 338 w ramach KŚW (na podstawie *rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 31 marca 2014 r. w sprawie wykazu instalacji innych niż wytwarzające energię elektryczną, objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w okresie rozliczeniowym rozpoczynającym się od dnia 1 stycznia 2013 r., wraz z przyznaną im liczbą uprawnień do emisji*⁶⁸). Po uwzględnieniu uprawnień przeniesionych z II okresu oraz sprzedanych 32 uprawnień (za kwotę 118,4 euro, tj. 496,7 zł) i zakupionych jednostek CER w liczbie 8 627, tj. 1% przydziału z okresu rozliczeniowego 2008-2012 (za

⁶⁵ Pismo znak: ZOŚ/S-2830/15/W-851/15 z dnia 8 czerwca 2015 r.

⁶⁶ Wyrażona w liczbie uprawnień emisja zredukowana, tj. ilość gazów cieplarnianych jaka nie została wprowadzona do powietrza w danym roku wskutek podjętych działań modernizacyjnych lub restrukturyzacyjnych lub emisja uniknięta, tj. ilość gazów cieplarnianych jaka byłaby wprowadzona do powietrza w danym roku z instalacji w ramach technologii stosowanych powszechnie do wytwarzania określonego produktu, a przez zastosowanie nowej instalacji, innego rozwiązania technicznego bądź surowca (paliwa) nie została wprowadzona do powietrza, otrzymana w wyniku realizacji projektu mechanizmu czystego rozwoju, tj. przedsięwzięcia realizowanego przez kraje wymienione w zał. 1 do *Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu* (dalej: Konwencja) w krajach z poza tego załącznika; dalej: CER.

⁶⁷ Dz. U. z 2014 r. poz. 472 ze zm.. Dalej: *rozporządzenie z dnia 8 kwietnia 2014 r.*

⁶⁸ Dz. U. z 2014 r. poz. 439. ze zm. Dalej: *rozporządzenie z dnia 31 marca 2014 r.*

kwotę 8 109,4 zł) Na III okres rozliczeniowego Spółka dysponowała bezpłatnymi uprawnieniami w liczbie 702 731.

(dowód: akta kontroli str. i 4087-4091)

Jak wynika z wyjaśnień Prezesa Zarządu Spółki Marka Tołkacza⁶⁹ ilość przyznanych uprawnień do emisji CO₂, w stosownych rozporządzeniach na poszczególne lata II i III okresu rozliczeniowego była tożsama z ilością uprawnień wprowadzonych na rachunek instalacji należącej do OPEC GRUDZIĄDZ (OPEC-INEKO).

(dowód: akta kontroli str. 401)

Za lata 2013-2014 umorzono 276 496 bezpłatnych uprawnień, ilość umorzonych uprawnień pokrywała się z wielkością wyemitowanego w tym okresie CO₂. Do dyspozycji (rozliczenia w następnych latach okresu 2015-2020) pozostało 426 235 bezpłatnych uprawnień.

(dowód: akta kontroli str. 4187)

Jak wynika z wyjaśnień Prezesa Spółki Marka Tołkacza⁷⁰ przy planowanej w III okresie rozliczeniowym, emisji CO₂ na poziomie 1 198 969 Mg saldo brakujących uprawnień wyniesie 496 134. Koszt zakupu brakujących uprawnień przy cenie 7,3 euro za uprawnienie wyniesie - 15 428,8 tys. zł⁷¹. Przyjmując cenę maksymalną, jaką zanotowano na giełdzie BlueNext w dniu 11 lipca 2005 r. w wysokości 28,93 euro za uprawnienie, koszt zakupu brakujących uprawnień wyniósłby 61 144,4 tys. zł. Jedynymi źródłami sfinansowania zakupu są oszczędności w pozostałych kosztach funkcjonowania, a przede wszystkim wzrost cen. Analizując 2021 r., kiedy OPEC-INEKO nie uzyska bezpłatnych uprawnień do emisji, przy szacowanej sprzedaży na poziomie 1 803 300 GJ, koszt zakupu brakujących uprawnień przy obecnym poziomie cen w wysokości 5 046,5 tys. zł, daje podwyżki cen ciepła i energii elektrycznej na poziomie 9%, a przy poziomie cen maksymalnie zanotowanych przez rynek – 36%.

(dowód: akta kontroli str.402-403)

Spółka, a następnie OPEC-INEKO wywiązały się obowiązku określonego w art. 27 ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami (art. 25 ustawy z 2004 r. o handlu uprawnieniami) wniesienia (odpowiednio w 2008 r. oraz w 2014 r.) na rachunek Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej opłaty⁷² w wysokości 28,9 tys. zł i 36,6 tys. zł. Opłatę uiszczono w terminach wynikających z przepisów wymienionych ustawach: Spółka – w dniu 22 grudnia 2008 r. - 50% kwoty 28,9 tys., a w dniu 25 czerwca 2009 r. pozostałe 50%, OPEC-INEKO – w dniu 25 kwietnia 2014 r. 36,6 tys. zł.

(dowód: akta kontroli str. 4093-4102)

Łącznie w latach 2008-2015 (I połowa) z tytułu posiadania instalacji objętej systemem handlu uprawnieniami do emisji CO₂ Spółka, a następnie OPEC-INEKO poniosły koszty w łącznej kwocie 116,5 tys. zł⁷³ w tym z tytułu: zmian w zezwoleniu 0,2 tys. zł, za pierwszy wpis do Krajowego Rejestru i prowadzenie rachunku w Rejestrze Unii 0,1 tys. zł, weryfikacji rocznych raportów o emisji 24,9 tys. zł, zakupu

⁶⁹ Pismo znak: ZOŚ/S-2830/15/W-851/15 z dnia 8 czerwca 2015 r.

⁷⁰ Pismo znak: ZOŚ/S-2830/15/W-851/15 z dnia 8 czerwca 2015 r.

⁷¹ Przy aktualnym poziomie cen uprawnień do emisji oraz kursie 4,26 zł za 1 euro.

⁷² Ustalonej jako iloczyn liczby uprawnień do emisji przyznanych na pierwszy rok okresu rozliczeniowego (na 2008 r. – 125 707, na 2013 r. – 136 086) i obowiązującej w roku poprzednim jednostkowej stawki opłaty za wprowadzanie CO₂ do powietrza (0,23 i 0,27).

⁷³ Bez uwzględnienia nakładów inwestycyjnych.

uprawnień do emisji 25,8 tys. zł i opłaty z tytułu wprowadzenia CO₂ do powietrza za pierwszy rok nowego okresu rozliczeniowego 65,5 tys. zł. Uwzględniając kwotę uzyskaną z tytułu sprzedaży uprawnień do emisji – 6 557,6 tys. zł, Spółka (OPEC-INEKO) osiągnęły zysk w kwocie 6 492 tys. zł.

(dowód: akta kontroli str. 4061-4103)

Ustalone
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości.

Ocena częściowa

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie działalność kontrolowanej jednostki w zbadanym zakresie.

3. Działania podejmowane w celu zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych

Opis stanu
faktycznego

OPEC GRUDZIĄDZ nie posiadał dokumentu o charakterze strategii działań ograniczających emisje gazów. Jak wynika z wyjaśnień Prezesa Zarządu Spółki Marka Tokacza⁷⁴ wynikało to ze zmienności i niestabilności prawa w obszarze energetyki. Spółka realizowała strategię ograniczania uciążliwości wobec środowiska poprzez działania inwestycyjne (np. kocioł OR-32) i operacyjne (np. podwyższanie sprawności instalacji) w oparciu o roczne *Plany spółki* czy własne *Programy Środowiskowe*. OPEC-INEKO jest w trakcie tworzenia strategii, której główne cele to m.in.:

- zwiększenie przychodów w 2020 r. o 20% powyżej inflacji w stosunku do roku bazowego (1988 r.) poprzez zwiększenie produkcji ciepła i energii elektrycznej z OZE, wzrost przychodów z działalności, innowacyjność,
- emisja substancji wprowadzanych do środowiska na poziomie o 10% niższym od wymaganych standardów emisyjnych, redukcja emisji CO₂ o 22% w 2020 r. w odniesieniu do 1988 r.,
- obniżenie kosztu jednostkowego produkcji ciepła o co najmniej 4% do 2020 r. (z wyłączeniem kosztów uprawnień do emisji CO₂ oraz energii elektrycznej z obrotu), ograniczenie zużycia ciepła i energii elektrycznej na potrzeby własne,
- maksymalny całkowity postój Elektrociepłowni nie większy niż 72 h/rok.

(dowód: akta kontroli str. 63-64)

W dniu 30 czerwca 2006 r. Prezes Zarządu OPEC GRUDZIĄDZ zatwierdził *Program Środowiskowy Nr 1 związany ze znaczącym aspektem środowiskowym – Emisja pyłów i gazów wprowadzanych do powietrza ze spalania paliw stałych w Elektrociepłowni Łąkowa*⁷⁵, którego celem było dotrzymanie standardów emisyjnych w zakresie ochrony powietrza określonych w pozwoleniu zintegrowanym, poprzez m.in. modernizację kotła OR-32 nr 1. Modernizacja kotła miała na celu podniesienie jego sprawność z 78% do co najmniej 84%. Zadanie ujęto również w *Planie Spółki na 2006 r.* Nakłady inwestycyjne określono na kwotę 9 000,0 tys. zł, a termin realizacji na kwiecień-listopad 2006 r. Przekazanie do eksploatacji zmodernizowanego kotła OR-32 nr 1, którego sprawność przy wydajności nominalnej 30 t/h wyniosła 84%, nastąpiło w dniu 29 grudnia 2006 r. Całkowity koszt inwestycji wyniósł 9 060,9 tys. zł⁷⁶. Na realizację zadania został zaciągnięty długoterminowy kre-

⁷⁴ Pismo znak: ZOŚ/S-2830/15/W-804/15 z dnia 29 maja 2015 r.

⁷⁵ Dalej: *Program Środowiskowy Nr 1*.

⁷⁶ Z kosztami obsługi kredytu - 10 323,3 tys. zł.

dyt inwestycyjny w wysokości 7 300,0 tys. zł⁷⁷, który był spłacany do dnia 31 maja 2012 r. Koszt obsługi kredytu w latach 2007-2012 wyniósł 1 262,4 tys. zł. W dniu 20 grudnia 2006 r. została zawarta z Narodowym Funduszem Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej⁷⁸ umowa o dofinansowanie projektu w wysokości 4 221,3 tys. zł⁷⁹. Pozostała część nakładów w kwocie 1 760,9 tys. zł została sfinansowana ze środków własnych Spółki. Inwestycja wpłynęła na redukcję emisji dwutlenku węgla w ilości 5 376 Mg/rok. Osiągnięcie efektu ekologicznego zostało potwierdzone w dniu 28 stycznia 2008 r. przez NFOŚiGW⁸⁰. Pozostałe inwestycje ujęte w *Programie Środowiskowym Nr 1* dotyczyły układów odpylania, co nie miało bezpośredniego wpływu na wielkość emisji CO₂.

(dowód: akta kontroli str. 62—63, 69, 77-162, 675-697 i 4188-4195)

Jak wynika z wyjaśnień Prezesa Zarządu OPEC GRUDZIĄDZ Marka Tołkacza⁸¹ Spółka w latach 2008-2013, a OPEC-INEKO w latach 2013-2015 (I połowa) weryfikowały *Program Środowiskowy Nr 1* pod kątem aktualizacji wyszczególnionych w *Programie* zadań. Przedstawione w *Programie* działania ukierunkowane były na ograniczenie oddziaływania na środowisko poprzez prawidłową eksploatację urządzeń wytwórczych oraz ochronnych stosowanych w produkcji ciepła i energii elektrycznej, utrzymanie w bardzo dobrym stanie technicznym urządzeń energetycznych i ochronnych oraz wysoką dyspozycyjność urządzeń odpylających, będącą wynikiem stosowania systematycznej profilaktyki i przeprowadzania remontów.

(dowód: akta kontroli str. 63)

W dniu 30 czerwca 2006 r. Prezes Zarządu OPEC GRUDZIĄDZ zatwierdził również *Program Środowiskowy Nr 3* *związany ze znaczącym aspektem środowiskowym – Generowanie odpadów paleniskowych*⁸², którego celem była racjonalizacja ilości wytwarzanych odpadów paleniskowych poprzez m.in. zakup paliwa o wysokiej wartości opałowej nie mniej niż 22 MJ/kg i zawartości popiołu nie więcej niż 20%.

Parametry zakupionego przez Spółkę (OPEC-INEKO) w latach 2008-2015 (I połowa) miału węglowego były zgodne z wymaganiami *Programu Środowiskowego Nr 3*.

Jak wynika z wyjaśnień Prezesa Zarządu OPEC GRUDZIĄDZ Marka Tołkacza⁸³ zarówno OPEC GRUDZIĄDZ (w latach 2008-2013), jak i OPEC-INEKO (w latach 2013-2014) nie analizowały wpływu wzrostu kaloryczności i obniżenia zawartości popiołu w dostarczanych partiach węgla kamiennego na wielkość emisji CO₂ w odniesieniu do roku bazowego (1988 r.). Kaloryczność czy zawartość popiołu nie mają znaczącego wpływu na wielkość emisji CO₂. Ponadto z wieloletnich doświadczeń eksploatacyjnych spalania węgla w Elektrociepłowni Łąkowa wynika, że optymalna jego kaloryczność to 23 GJ/Mg. Wyższa kaloryczność zużywanego węgla kamiennego ma wpływ na obniżenie masy transportowanego paliwa, co przekłada się globalnie na redukcję emisji dwutlenku węgla.

⁷⁷ Umowa kredytowa FKI-PLN-ZOKK1-06-000024 została podpisana w dniu 29 listopada 2006 r. z Nordea Bank Polska (obecnie PKO BP).

⁷⁸ Dalej: NFOŚiGW.

⁷⁹ W ramach *Sektorowego Programu Operacyjnego Wzrost Konkurencyjności Przedsiębiorstw na lata 2004-2006 w zakresie dostosowania przedsiębiorstw do wymogów ochrony środowiska* w ramach projektu nr WKP_1/2.4.3/4/2006/7/30/u.

⁸⁰ Pismo znak: NF/DG-MJ/1862/2008.

⁸¹ Pismo znak: ZOŚ/S-2830/15/W-804/15 z dnia 29 maja 2015 r.

⁸² Dalej: *Program Środowiskowy Nr 3*.

(dowód: akta kontroli str. 61-63, 71-73, 116-123, 528-529, 536-625)

Sprawność kotłów w Elektrociepłowni kształtowała się od 84,47% w 2008 r. do 87,23% w 2014 r. i od 2009 r. corocznie rosła. W latach 2009-2010 r., w związku ze spadkiem sprawności kotłów w odniesieniu do poziomu w 2008 r., ilość zużytego węgla wzrosło o odpowiednio o: 769 Mg i 370 Mg, natomiast w latach 2011-2014 w związku ze wzrostem sprawności kotłów sukcesywnie malało zużycie węgla od 742 Mg w 2011 r. do 1 990 Mg w 2014 r. Natomiast emisja CO₂ w latach 2009-2010 wzrosła odpowiednio o: 1 681 Mg i 784 Mg, a w latach 2011-2014 zmalała odpowiednio o: 1 552 Mg, 2 617 Mg, 4 471 Mg i 4 249 Mg.

(dowód: akta kontroli str. 74-75)

W *Planie Spółki na 2008 r.* oraz *Planie Spółki na 2009 r.* ujęto m.in. zadania pn. *Ograniczenie oddziaływania emisji spalin poprzez konwersję kotła WR-10 na kocioł dostosowany do spalania biomasy*⁸⁴ oraz *Zainstalowanie nowej jednostki kogeneracyjnej*. Nakłady inwestycyjne na realizację zadania *Konwersja kotła WR-10* miały wynieść 13 200,0 tys. zł (4 400,0 tys. zł w 2008 r. i 8 800,0 tys. zł w 2009 r.). W 2008 r. poniesiono na ten cel nakłady w kwocie 231,1 tys. zł, lecz następnie realizacja zadania została wstrzymana z powodu nieuzyskania środków z pomocowych programów funduszy UE. Na realizację zadania *Zainstalowanie nowej jednostki kogeneracyjnej* zaplanowano środki w kwocie 13 500,0 tys. zł (10 400,0 tys. zł w 2008 r. i 3 100,0 tys. zł w 2009 r.) W dniu 11 kwietnia 2008 r. zawarto z firmą PROWEM INDEPENDENT Sp. z o.o. umowę na realizację inwestycji *Zainstalowanie nowej jednostki kogeneracyjnej* (polegającej m.in. na dostawie, montażu i uruchomieniu turbozespołu przeciwprężno- upustowego TUP o nominalnej mocy elektrycznej 6,0 MW_e wraz z urządzeniami pomocniczymi, zasilanego parą przegrzaną z kotłów parowych o parametrach nominalnych ciśnienie p=3,5 MPa, temperatura t=435°C). Określała ona termin realizacji do 31 stycznia 2009 r. oraz ryczałtowe wynagrodzenie w kwocie 11 483,2 tys. zł netto. Pozwolenie na budowę zostało wydane w dniu 4 grudnia 2007 r., a decyzja zamienna w dniu 5 marca 2008 r. Inwestycja realizowana była zgodnie z harmonogramem rzeczowo-finansowym. Zakończenie nastąpiło w dniu 12 lutego 2009 r. Pozwolenia na użytkowanie wydane zostało w dniu 16 marca 2009 r. decyzją Powiatowego Inspektoratu Nadzoru Budowlanego. Całkowity koszt realizacji inwestycji wyniósł 13 217,3 tys. zł. Na realizację zadania został zaciągnięty długoterminowy kredyt inwestycyjny w wysokości 9 160,2 tys. zł⁸⁵. W dniu 30 czerwca 2009 r. zwiększono kwotę kredytu o 2 700,0 tys. zł. Na dzień 30 kwietnia 2015 r. do spłaty pozostało 4 706,5 tys. zł. Ostatnia rata kapitałowa ma zostać uiszczona w dniu 21 października 2019 r. Koszty obsługi kredytu w okresie od sierpnia 2008 r. do kwietnia 2015 r. wyniosły 3 298,5 tys. zł. Jak wynika z wyjaśnień Prezesa Zarządu Spółki Marka Tołkacza⁸⁶ koszty obsługi kredytu w okresie od dnia 1 maja 2015 r. do dnia 21 października 2019 r.⁸⁷ wyniosą 524,0 tys. zł. Pozostała część nakładów poniesionych na realizację zadania w kwocie 1 357,1 tys. zł została sfinansowana ze środków własnych Spółki.

(dowód: akta kontroli str. 74-75, 163-239, 530, 630-652 i 734)

⁸⁴ Dalej: *Konwersja kotła WR-10*.

⁸⁵ Umowa kredytowa FKI-PLN-ZOKK1-08-000051 została podpisana w dniu 21 lipca 2008 r. z Nordea Bank Polska (obecnie PKO BP).

⁸⁶ Pismo znak: ZOŚ/S-2830/15/W-927/15 z dnia 22 czerwca 2015 r.

⁸⁷ Przy stawce WIBOR 1M na poziomie 2,0%.

Jak wynika z wyjaśnień Prezesa Zarządu Spółki Marka Tołkacza⁸⁸ zadanie inwestycyjne dotyczące zainstalowania nowej jednostki kogeneracyjnej miało na celu zwiększenie mocy wytwórczej w Elektrociepłowni w związku z potrzebami energetycznymi fabryki papieru. Realizacja zadania wpłynęła głównie na optymalizację produkcji. Głównym argumentem w odniesieniu do redukcji emisji CO₂ jest wzrost wskaźnika skojarzenia, czyli stosunek wytwarzanej w układzie skojarzonym mocy elektrycznej do mocy cieplnej (opisanego w *Dyrektywie 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji opartej na użytecznym zapotrzebowaniu na ciepło na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniająca dyrektywę 92/42/EWG*⁸⁹). Rozdzielona produkcja energii elektrycznej i ciepła niesie za sobą konieczność spalania większej ilości paliwa, a co za tym idzie wyemitowania większej ilości zanieczyszczeń do atmosfery, w tym CO₂. Skutkiem zwiększenia wskaźnika skojarzenia w OPEC GRUDZIĄDZ w 2009 r. było dostarczenie do ogólnopolskiego systemu elektroenergetycznego energii produkowanej z wyższą sprawnością niż wyprodukowana w elektrowniach zawodowych. Tym samym ograniczono zapotrzebowanie ogólnopolskiego systemu elektroenergetycznego na energię produkowaną z niższą sprawnością. W efekcie korzyść produkcji tej części energii elektrycznej z wyższą sprawnością spowodowała globalne ograniczenie emisji CO₂ do atmosfery. Ponadto z uwagi na ograniczanie emisji CO₂ przez spalanie w istniejących kotłach również biomasy, wytworzoną energię z OZE w postaci pary technologicznej można przepracować w większym stopniu przy wykorzystaniu turbozespołów niż alternatywnie przy wykorzystaniu stacji redukcyjno-schładzających.

(dowód: akta kontroli str. 65)

W Planie Spółki na 2010 r. zaplanowano realizację zadania pn. *Budowa kotła biomasowego OS-16*. Całkowity koszt inwestycji oszacowano na 24 000,0 tys. zł, z czego w 2010 r. planowano wydatkować 4 119,3 tys. zł. Spółka przystąpiła do realizacji tego zadania inwestycyjnego składając wniosek o dofinansowanie w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2007-2013, działanie 9.4. *Wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych* z możliwością uzyskania dotacji w wysokości 50% kosztów zadania. Wniosek Spółki nie znalazł się na liście rankingowej w pozycji podstawowej, otrzymał status projektu rezerwowego.

(dowód: akta kontroli str. 52-54 i 4196-4200)

Jak wynika z wyjaśnień Prezesa Zarządu Spółki Marka Tołkacza⁹⁰ w tym samym czasie zaistniało ryzyko podjęcia decyzji o realizacji inwestycji ze względu na brak stabilnych rozwiązań prawnych gwarantujących jej opłacalność, bowiem pierwotny projekt ustawy o *odnawialnych źródłach energii* został przedstawiony w grudniu 2011 r. i wywołał wiele dyskusji i kontrowersji. Niestabilność, jaka wiązała się z prezentacją kolejnych wersji ustawy uniemożliwiała podjęcie jakiegokolwiek decyzji w zakresie przyszłych inwestycji. Ostatecznie w dniu 20 lutego 2015 r. *ustawa o odnawialnych źródłach energii*⁹¹ została uchwalona, jednak ze względu na liczne uwagi i niejednoznaczne interpretacje jej postanowień już planowana jest jej nowelizacja, tak więc nadal można mówić o niestabilności przepisów. Powyższe okolicz-

⁸⁸ Pismo znak: ZOŚ/S-2830/15/W-804/15 z dnia 29 maja 2015 r.

⁸⁹ Dz.U. UE. L. z 2004 r. Nr 52, str. 50 ze zm. (weszła w życie 21 lutego 2004 r., a dla Polski – 1 maja 2004 r.) uchylona z dniem 5 czerwca 2014 r.

⁹⁰ Pismo znak: ZOŚ/S-2830/15/W-765/15 z dnia 18 maja 2015 r.

⁹¹ Dz.U. z 2015 r., poz.478 – opublikowany w dniu 3 kwietnia 2015 r. Ustawa w części weszła w życie w dniu 4 kwietnia 2015 r.

ności wpłynęły na ponowną ocenę zasadności realizacji inwestycji z uwzględnieniem braku dofinansowania w wysokości 50% kosztów zadania, ryzyka realizacji inwestycji z powodu braku rozwiązań prawnych gwarantujących odnośnienie korzyści po zakończeniu procesu inwestycyjnego, chwiejnej i trudnej do prognozowania ceny jednostkowej uprawnień do emisji CO₂, spadku cen zielonych i czerwonych świadectw pochodzenia, zmiany właściciela fabryki papieru i ryzyka zaprzestania dostaw pary technologicznej i energii elektrycznej ze względu na rodzaj produkcji zagrożonej ucieczką. Uwzględniając powyższe podjęto decyzję o przesunięciu budowy kotła biomasowego do czasu zaistnienia prawnych i ekonomicznych podstaw do realizacji planowanego zadania.

(dowód: akta kontroli str. 16-17 i 55-57)

W *Korekcie Planu Spółki na 2010 r.* ujęto zadanie inwestycyjne pn. *Budowa turbozespołu o mocy 6 MW_e*. Koszt realizacji pierwszego etapu (w 2010 r.) oszacowano na 6 100,0 tys. zł, Poniesione nakłady wyniosły 5 828,9 tys. zł. W *Planie Spółki na 2011 r.* na realizację zadania zaplanowano wydatki w wysokości 5 711,7 tys. zł⁹² (łącznie w latach 2010-2011 zaplanowano wydatkowanie 11 811,7 tys. zł), a termin realizacji określono na maj 2011 r. Faktycznie wydatkowano w latach 2010-2011 łącznie 11 575,6 tys. zł. Pozwolenie na budowę wydane zostało dnia 10 listopada 2010 r., a zakończenie inwestycji nastąpiło w dniu 28 kwietnia 2011 r. Pozwolenie na użytkowanie wydane zostało w dniu 27 maja 2011 r. decyzją Powiatowego Inspektorat Nadzoru Budowlanego. Całkowity koszt realizacji inwestycji wyniósł 13 217,3 tys. zł. Inwestycja finansowana była z długoterminowego kredytu inwestycyjnego w kwocie 9 460,0 tys. zł⁹³ oraz ze środków własnych Spółki w kwocie 2 115,6 tys. zł. Na dzień 30 kwietnia 2015 r. do spłaty pozostało 6 348,0 tys. zł. Ostatnia rata kapitałowa ma zostać uiszczona w dniu 21 października 2019 r. Koszty obsługi kredytu w okresie od listopada 2010 r. do kwietnia 2015 r. wyniosły 2 453,5 tys. zł. Jak wynika z wyjaśnień Prezesa Zarządu Spółki Marka Tołkacza⁹⁴ koszty obsługi kredytu w okresie od dnia 1 maja 2015 r. do dnia 21 października 2019 r.⁹⁵ wyniosą 706,7 tys. zł.

(dowód: akta kontroli str. 69-70, 530,653-674, 967, 2770-2802 i 4201-4217)

Jak wynika z wyjaśnień Prezesa Zarządu Spółki Marka Tołkacza⁹⁶ Spółka podejmowała działania w kierunku pozyskiwania środków zewnętrznych na realizację zadania *Zainstalowanie nowej jednostki kogeneracyjnej* oraz zadania *Budowa turbozespołu kondensacyjnego o mocy 6 MW_e*, jednakże regulamin konkursów jednoznacznie wykluczał dofinansowanie projektów, w których planowano zastosowanie urządzeń z rynku wtórnego.

(dowód: akta kontroli str. 65)

Łącznie na realizację inwestycji związanych ze zmniejszeniem emisji CO₂ Spółka wydatkowała kwotę 33 853,8 tys. zł, a po uwzględnieniu środków dofinansowania otrzymanego od NFOŚiGW w kwocie 4 221,3 tys. zł poniesione nakłady wyniosły 29 632,5 tys. zł. Natomiast koszty związane z obsługą kredytów inwestycyjnych zaciągniętych na realizację inwestycji (wraz z szacowanymi kosztami do 21 października 2019 r.) wyniosły 8 245,1 tys. zł.

⁹² W tym 239,7 tys. zł wysokość kosztów finansowych.

⁹³ Umowa kredytowa FKI-PLN-ZOKK1-10-000033 została podpisana w dniu 22 listopada 2010 r.

⁹⁴ Pismo znak: ZOŚ/S-2830/15/W-927/15 z dnia 22 czerwca 2015 r.

⁹⁵ Przy stawce WIBOR 1M na poziomie 2,0%.

⁹⁶ Pismo znak: ZOŚ/S-2830/15/W-804/15 z dnia 29 maja 2015 r.

(dowód: akta kontroli str. 69-70 i 530)

Procentowy udział energii chemicznej biomasy w finalnej produkcji ciepła i energii elektrycznej w kogeneracji wzrósł latach 2008-2014 z 2% w 2008 r. do 23% w 2014 r., a emisja unikniona (w związku z zastąpieniem mialu węglowego biomasa) łącznie w latach 2008-2012 wyniosła 224 179 Mg, w tym w latach 2008-2012 – 155 065 Mg, a w latach 2013-2014 – 67 114 Mg.

(dowód: akta kontroli str. 1214, 1330, 1438, 3975 i 4196-4150, 4218-4219)

Ustalone
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości.

Ocena cząstkowa

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie działalność kontrolowanej jednostki w zbadanym zakresie.

IV. Pozostałe informacje i pouczenia

Wystąpienie pokontrolne zostało sporządzone w dwóch egzemplarzach: jeden dla kierownika jednostki kontrolowanej, drugi do akt kontroli.

Prawo zgłoszenia
zastrzeżeń

Zgodnie z art. 54 ustawy o NIK kierownikowi jednostki kontrolowanej przysługuje prawo zgłoszenia na piśmie umotywowanych zastrzeżeń do wystąpienia pokontrolnego, w terminie 21 dni od dnia jego przekazania. Zastrzeżenia zgłasza się do dyrektora Departamentu Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji Najwyższej Izby Kontroli.

Zgodnie z art. 62 ustawy o NIK proszę o poinformowanie Najwyższej Izby Kontroli, w terminie 14 dni od otrzymania wystąpienia pokontrolnego, o sposobie wykorzystania uwag i wykonania wniosków pokontrolnych oraz o podjętych działaniach lub przyczynach niepodjęcia tych działań.

W przypadku wniesienia zastrzeżeń do wystąpienia pokontrolnego, termin przedstawienia informacji liczy się od dnia otrzymania uchwały o oddaleniu zastrzeżeń w całości lub zmienionego wystąpienia pokontrolnego.

Warszawa, dnia 31 lipca 2015 r.

Najwyższa Izba Kontroli
Departament Gospodarki,
Skarbu Państwa i Prywatyzacji

Dyrektor
(-) *Sławomir Grzelak*