



NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI

Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji

KGP.410.008.11.2015

P/15/021

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	P/15/021 Dostosowanie polskiego przemysłu do wymogów Pakietu energetyczno-klimatycznego.
Jednostka przeprowadzająca kontrolę	Najwyższa Izba Kontroli Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji
Kontrolerzy	1. Maciej Maciejewski, doradca techniczny, upoważnienie do kontroli nr 96633 z dnia 14 października 2015 r. 2. Łukasz Urbanowicz, specjalista kp., upoważnienie do kontroli nr 96650 z dnia 3 listopada 2015 r. (dowód: akta kontroli str. 1-4)
Jednostka kontrolowana	Energetyka Ciepła Opolszczyzny SA ¹ , ul. Harcerska 15, 45-118 Opole
Kierownik jednostki kontrolowanej	Wiesław Chmielowicz, Prezes Zarządu ECO SA w Opolu (dowód: akta kontroli str. 5)

II. Ocena kontrolowanej działalności

Ocena ogólna

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie² działania ECO oraz grupy kapitałowej ECO³ w zakresie dostosowywania się do wymogów Pakietu energetyczno-klimatycznego⁴ w okresie objętym kontrolą (od 2008 r. do połowy 2015 r.).

19 instalacji, należących do spółek Grupy ECO i uczestniczących w systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych⁵, posiadało wszystkie wymagane pozwolenia w zakresie emisji gazów do powietrza oraz zezwolenia na uczestnictwo w EU ETS, o których mowa w art. 33 ustawy z dnia 22 grudnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji⁶ oraz art. 40 ustawy z dnia 28 kwietnia 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych⁷. Spółka terminowo przekazywała Krajowemu Ośrodkowi Bilansowania i Zarządzania Emisjami⁸ informacje niezbędne do opracowania Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień⁹. Dla wszystkich instalacji uczestniczących w systemie EU ETS spółki Grupy ECO posiadały plany monitorowania emisji.

ECO uwzględniła działania zmierzające do utrzymania pozycji konkurencyjnej w warunkach realizacji wymogów PEK w przygotowywanych dokumentach planistycznych, w tym w strategiach rozwoju ECO i Grupy Kapitałowej ECO.

¹ Dalej: ECO.

² Najwyższa Izba Kontroli stosuje 3-stopniową skalę ocen: pozytywna, pozytywna mimo stwierdzonych nieprawidłowości, negatywna.

³ Dalej: Grupa ECO.

⁴ Zbiór aktów prawnych UE (dyrektyw, rozporządzeń i decyzji), które wprowadzają mechanizmy mające doprowadzić do osiągnięcia ambitnych celów UE w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych i energii. Dalej: PEK.

⁵ Dalej: EU ETS.

⁶ Dz. U. z 2004 r., Nr 281, poz. 2784, ze zm. – ustawa obowiązywała do 20 czerwca 2011 r. Dalej: *ustawa z 2004 r. o handlu uprawnieniami*.

⁷ Dz. U. z 2011 r., Nr 122, poz. 695, ze zm. Dalej: *ustawa z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami*.

⁸ Dalej: KOBIZE

⁹ Dalej: KPRU.

Do Krajowego Planu Inwestycyjnego¹⁰ Grupa ECO zgłosiła łącznie 14 zadań inwestycyjnych. Dotyczyły one głównie układów kogeneracyjnych, nowych agregatów gazowych zastępujących kotły wodne oraz modernizacji, poprawy sprawności i odpylania. W okresie objętym kontrolą zrealizowano cztery spośród tych zadań, jedno było w trakcie realizacji. Natomiast ze względu na czasowy brak wsparcia kogeneracji tzw. żółtymi certyfikatami (przyznawanymi operatorom instalacji kogeneracyjnych o mocy elektrycznej do 1 MWe, produkujących w skojarzeniu energię elektryczną i ciepłą) wstrzymano dziewięć zadań. Polityka zakupu i sprzedaży uprawnień do emisji CO₂ zabezpieczyła w pełni pokrycie rzeczywistej emisji dla wszystkich instalacji. Łączny przydział uprawnień do emisji w skali całej Grupy ECO w latach 2008-2014 wyniósł 3 920 tys., przy łącznej rzeczywistej emisji za ten okres w wysokości 3 850 tys. Mg. Należy jednak zauważyć, że od 2013 r. liczba bezpłatnych uprawnień przyznanych spółkom Grupy ECO nie pokrywa rzeczywistej emisji.

Ponadto, poza przypadkiem przekroczenia rocznego limitu emisji dwutlenku siarki¹¹ i tlenków azotu¹² w jednej instalacji¹³, nie przekroczono limitów emisji substancji nieobjętych systemem EU ETS, tj. gazów (SO₂ i NO_x) oraz pyłów.

III. Opis ustalonego stanu faktycznego

1. Realizacja obowiązków wynikających z postanowień PEK

Opis stanu
faktycznego

W okresie objętym kontrolą spółki Grupy ECO prowadziły łącznie 19 instalacji uczestniczących w systemie EU ETS, w tym ECO – 12 instalacji, ECO Jelenia Góra Sp. z o.o., ECO Kutno Sp. z o.o. i ECO Tarnobrzeg Sp. z o.o. – po dwie instalacje, a ECO Malbork Sp. z o.o. – jedną. We wszystkich instalacjach działaniem objętym EU ETS było spalanie paliw z wyjątkiem spalania odpadów niebezpiecznych lub komunalnych. Dla wszystkich instalacji prowadzący uzyskali zezwolenia na emisje gazów cieplarnianych. Instalacja Ciepłownia Jelcz-Laskowice K-280 prowadzona przez ECO przestała spełniać kryterium udziału w systemie handlu uprawnieniami do emisji i zezwolenie na emisje gazów cieplarnianych zostało wygaszone w sierpniu 2015 r. Instalacja Ciepłownia Zabobrze w Jeleniej Górze prowadzona przez ECO Jelenia Góra Sp. z o.o. została zlikwidowana w 2014 r. Według stanu na koniec 2014 r. łączna moc zainstalowana dla instalacji Grupy ECO uczestniczących w systemie handlu uprawnieniami do emisji wyniosła 946,6 MWt mocy cieplnej, wyprodukowały one łącznie 4 393 089,61 GJ ciepła. Według stanu na koniec 2008 r. łączna moc zainstalowana wynosiła 603,83 MWt i wyprodukowano 3 324 473,89 GJ ciepła. W dwóch instalacjach (w Jeleniej Górze i w Opolu) produkowana była również energia elektryczna – zainstalowana moc elektryczna wynosiła łącznie 32,7 MWe.

(dowód: akta kontroli str. 15-27, 524)

Instalacją o najwyższej emisji CO₂ w okresie objętym kontrolą była instalacja Ciepłowni centralnej w Opolu, dla której źródłami emisji były procesy spalania w:

- kotle WP-120 opalanym węglem podbitumicznym i wykorzystującym olej opałowy jako paliwo rozpałkowe o mocy 125 MW;

¹⁰ Dalej: KPI

¹¹ Dalej: SO₂.

¹² Dalej: NO_x.

¹³ Instalacja w Ciepłowni K-650 w Kętach w latach 2010-2013. Szczegóły w uwagach w punkcie 3 wystąpienia pokontrolnego.

- dwóch kotłach WR-25 opalanych węglem podbitumicznym i wykorzystujących drewno jako paliwo rozpałkowe o mocy 29,1 MW oraz 32,6 MW;
- kotle OR-50N opalanych węglem podbitumicznym i wykorzystującym drewno jako paliwo rozpałkowe o wydajności parowej 50 t/h i nominalnej wydajności cieplnej 41,1 MW;
- kotle ERK 25 opalanych gazem ziemnym o mocy 25 MW;
- turbinie gazowej z chłodnicą spalin EGT STEIN FASEL opalanej gazem ziemnym o mocy 21,6 MW;
- dwóch kotłach Juban Gas opalanych gazem ziemnym o mocy 0,17 MW każdy.

Ciepłownia produkowała ciepło na potrzeby centralnego ogrzewania i ciepłej wody użytkowej oraz energię elektryczną. Ciepło podawane było do własnej sieci ciepłowniczej. Aktualne zezwolenie na emisję gazów cieplarnianych (wydane przez Marszałka Województwa Opolskiego DOŚ.III.7225.10.2012.MWi w dniu 29 marca 2013 r. ze zm. z dnia 4 listopada 2014 r.) obowiązuje do 28 marca 2023 r. Kategoria instalacji B.

(dowód: akta kontroli str. 29-46, 524, 528-529)

Emisja CO₂ dla Ciepłowni centralnej w Opolu wynosiła 165 600 Mg w 2008 r. i wzrosła do 172 585 Mg w 2014 r. (odpowiednio na jednostkę produktu 104,87 kg/GJ i 105,51 kg/GJ). Ilość wyemitowanego SO₂ w 2008 r. wyniosła 407,84 Mg (0,258 kg/GJ), a w 2014 r. 595,99 Mg (0,364 kg/GJ). Emisja No_x w 2008 r. wyniosła 189,41 Mg (0,120 kg/GJ), a w 2014 r. 194,14 Mg (0,119 kg/GJ). Emisja pyłu wynosiła w 2008 r. - 112,95 Mg (0,072 kg/GJ), a w 2014 r. - 81,81 Mg (0,050 kg/GJ). Rzeczywista emisja substancji nieobjętych systemem EU ETS (SO₂, No_x i pyłu) w latach 2008-2014 dla tej instalacji nie przekroczyła dopuszczalnego poziomu określonego w pozwoleniu zintegrowanym.

(dowód: akta kontroli str. 29)

W Ciepłowni K-650 w Kętach w latach 2010-2013 corocznie przekraczano dopuszczalny roczny poziom emisji SO₂ i No_x. Emisja dopuszczalna SO₂ w tym okresie określona była na 128,1 Mg, a rzeczywista wynosiła odpowiednio: 219,49 Mg, 202,06 Mg, 173,65 Mg i 144,26 Mg. Dopuszczalna roczna emisja No_x określona była na 34,11 Mg, a rzeczywiste wynosiła odpowiednio: 48,75 Mg, 41,94 Mg, 41,14 Mg i 35,62 Mg. Naruszenie warunków pozwolenia zintegrowanego potwierdziła przeprowadzona 28 października 2013 r. kontrola Małopolskiego Inspektoratu Ochrony Środowiska z Krakowa, który udzielił pouczenia prowadzącemu instalację.

(dowód: akta kontroli str. 38, 51-58)

Jak wynika z wyjaśnień Kierownika Działu Ochrony Środowiska ECO SA¹⁴ ciepłownia w Kętach została zakupiona przez ECO w grudniu 2009 r. Obowiązki i prawa wynikające z decyzji udzielającej pozwolenia zintegrowanego z dnia 22 czerwca 2006 r. zostały przeniesione na ECO decyzją z dnia 13 października 2009 r. W związku przeprowadzonymi pracami modernizacyjnymi źródeł ciepła w ciepłowni wystąpiono w dniu 13 sierpnia 2013 r. o zmianę pozwolenia zintegrowanego. Według prowadzącego instalację pierwotne wielkości emisji rocznej były znacznie zaniżone, gdyż przyjęto je na podstawie czterech sesji pomiarowych w ciepłowni w latach 2003-2005, nie weryfikując obliczeń możliwej emisji, ani ze względu na ilość i jakość spalanych paliw, ani ze względu na

¹⁴ Pismo nr DK/02/5021-0001/00007/15 z dnia 1 grudnia 2015 r.

dopuszczalne standardy emisji. Z dniem 3 stycznia 2014 r. uzyskano zmianę pozwolenia zintegrowanego i dopuszczalna emisja roczna SO₂ wynosiła 244,90 Mg, a NO_x - 64,23 Mg. Rzeczywista emisja tych gazów wyniosła w 2014 r. odpowiednio 105,6 Mg i 29,38 Mg, a więc poniżej dopuszczalnych wartości.

(dowód: akta kontroli str. 48-50)

W latach 2008-2015 w Grupie ECO nie było przypadków zbycia tytułu prawnego do instalacji ani przypadków podziału instalacji objętych systemem EU ETS, nie ubiegano się też o czasowe wyłączenie tych instalacji. W latach 2008-2012 w Grupie ECO nie znajdowały się nowe instalacje w rozumieniu art. 3 pkt *ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami* oraz w rozumieniu art. 3 pkt 8 *ustawy z 2004 r. o handlu uprawnieniami*.

W Grupie ECO w kontrolowanym okresie nabyto trzy ciepłownie, objęte systemem EU ETS: w Jeleniej Górze, Żaganiu oraz Kętach. Zgłoszenia o nabyciu wysłano do KASHUE/KOBIZE w obowiązujących terminach.

W okresie objętym kontrolą dwie instalacje przestały spełniać przesłanki objęcia systemem EU ETS. Powodem było zmniejszenie mocy poniżej poziomu kwalifikującego do EU ETS (wyłączenie w ciepłowni w Jelczu Laskowicach dwóch kotłów, w wyniku którego łączna moc cieplna spadła do poziomu 19,6 MWt) lub likwidacja (ciepłownia Zabobrze). Zdarzenia te zostały potwierdzone wydaniem odpowiednich decyzji przez Urząd Dozoru Technicznego. Zgłoszenia do KOBIZE przekazano terminowo.

W 2011 r. ECO Malbork Sp. z o.o. wystąpiła do Starostwa Powiatowego w Malborku o przydział dodatkowych uprawnień z Krajowej Rezerwy Uprawnień do Emisji dla ciepłowni w Malborku w związku ze zwiększeniem produkcji ciepła na skutek przyłączania nowych odbiorców. W 2012 r. KOBIZE pozytywnie zaopiniował wniosek o przydział 5 590 uprawnień na 2012 r. z Krajowej Rezerwy. W 2013 r. Starostwo Powiatowe wygasilo uprawnienia w ilości 5 183, ze względu na brak uprawnień w puli Krajowej Rezerwy i ostatecznie przyznano ciepłowni dodatkowo 407 uprawnień na 2012 r.

W 2015 r. wystąpiono z wnioskiem o przydział dla instalacji EC Miasto w Jeleniej Górze dodatkowych uprawnień z unijnej rezerwy, w związku z przejściem przez tą instalację produkcji ciepła dostarczanego przez likwidowaną ciepłownię Zabobrze w Jeleniej Górze. Wniosek z wypełnionymi formularzami, zweryfikowanymi przez weryfikatora, wysłano do Ministerstwa Środowiska. We współpracy z KOBIZE i po zatwierdzeniu przez Unię Europejską, przyznano instalacji EC Miasto na lata 2013-2020 dodatkowo 35 917 bezpłatnych uprawnień do emisji.

W 2012 r. wystąpiono do Urzędu Marszałkowskiego w Opolu o przydział dodatkowych uprawnień z Krajowej Rezerwy dla ciepłowni w Opolu, w związku ze zwiększeniem zdolności produkcyjnych. Uprawnienia nie zostały przyznane ze względu na brak aktów wykonawczych, co było również powodem niewydania przez KOBIZE opinii w tej sprawie.

W Grupie Kapitałowej ECO nie było instalacji, które uzyskały zezwolenie na emisję gazów cieplarnianych po raz pierwszy po dniu 30 czerwca 2011 r. lub które uległy znacznemu rozszerzeniu po tym dniu, nie było też przypadków wystąpienia o zezwolenie na emisję gazów cieplarnianych dla instalacji o nominalnej mocy cieplnej powyżej 20 MW, która będzie wytwarzała energię elektryczną przeznaczoną do sprzedaży osobom trzecim, na podstawie art. 50 *ustawy z 2011 roku o systemie handlu uprawnieniami*.

(dowód: akta kontroli str. 873-958, 1006, 1048)

Prowadzący instalacje w Grupie ECO przekazali KOBiZE informacje wymagane art. 12 ust. 2 *ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami*, niezbędne do opracowania KŚW¹⁵ oraz informacje o wielkości emisji za lata 2005-2010, na podstawie art. 20 *ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami*. Po dokonaniu wskazanych przez KOBiZE korekt, dotyczących dwóch instalacji (w Opolu i Jeleniej Górze) przesłano ostateczne wersje formularzy. Przekazane formularze zawierały dane zgodne z wytycznymi zawartymi w *Decyzji Komisji Nr 2011/278/UE z dnia 27 kwietnia 2011 r. w sprawie ustanowienia przejściowych zasad dotyczących zharmonizowanego przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji w całej Unii na mocy art. 10a dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady*¹⁶ oraz wytycznymi KOBiZE. Przekazane informacje spełniały także wymogi zawarte w § 2 ust. 1 pkt 1-2 *rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 25 lipca 2011 r. w sprawie informacji wymaganych do opracowania krajowego planu rozdziału uprawnień do emisji*¹⁷. W przypadku wszystkich instalacji złożono w terminie do 30 marca 2006 r. informacje, o których mowa w §2 ust. 1 pkt 2-4 oraz 6 i 7 *rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 7 marca 2006 r. w sprawie informacji wymaganych do opracowania krajowego planu rozdziału uprawnień do emisji*¹⁸.

Informacje przekazane do KOBiZE nie były tożsame z informacjami zawartymi w informacjach przekazywanych do Głównego Urzędu Statystycznego na podstawie art. 30 ust. 1 pkt. 3 *ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej*¹⁹, ponieważ sprawozdanie GUS składa się do 31 stycznia roku następującego po roku sprawozdawczym, natomiast dane o emisji CO₂ instalacji objętej EU ETS są weryfikowane do dnia 30 marca roku następującego po roku sprawozdawczym i do tego dnia mogą być korygowane. Korekta zużycia paliwa jest przeprowadzana na podstawie inwentaryzacji, a obliczenie wskaźników na podstawie analiz chemicznych. Ponadto dane o emisji CO₂ w sprawozdaniu do GUS ujmują informację o emisjach nieobjętych EU ETS. Informacje przekazane do KOBiZE nie były także tożsame z informacjami przekazywanymi Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki na podstawie art. 91 ust. 10 *ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne*²⁰ w przypadku przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających energię w kogeneracji. Różnice wynikały z tego, że zużycie gazu na potrzeby monitorowania i raportowania emisji CO₂ ustala się na podstawie faktur dotyczących odczytów z licznika głównego gazu dostarczanego na turbinę, do kotła gazowego oraz do podgrzania gazu, a na potrzeby sprawozdania do rozliczeń przyjmowana jest ilość gazu określana na podstawie odczytu z licznika gazu, wyłącznie dostarczanego do turbiny gazowej.

Prowadzący instalacje w Grupie ECO po wejściu w życie *ustawy z 2011 roku o systemie handlu uprawnieniami* nie zgłaszali uwag do projektu KPRU na lata 2008-2012. KOBiZE powiadamiał o proponowanych rocznych przydziałach uprawnień do emisji CO₂ w publikowanych projektach rozporządzeń. Mechanizm wprowadzania danych o emisjach historycznych, stanowiących podstawę określenia przydziału, do formularza Komisji Europejskiej, udostępnionego na stronie KOBiZE, pozwalał na natychmiastowe wygenerowanie informacji wstępnej o liczbie bezpłatnych uprawnień, przed zatwierdzeniem jej przez Unię Europejską. ECO prowadziło korespondencję pocztą elektroniczną z KOBiZE w sprawie przyznania

¹⁵ Krajowe Środki Wykonawcze

¹⁶ Dz. Urz. UE L 130 z 17.05.2011, str.1, ze zm.

¹⁷ Dz. U. z 2011 r., Nr 154, poz. 914. Dalej: *rozporządzenie z dnia 25 lipca 2011 r.*

¹⁸ Dz. U. Nr 43, poz. 308. Dalej *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 7 marca 2006 r.- uchylone z dniem 21 czerwca 2011 r.*

¹⁹ Dz. U. z 2012 r., poz. 591, ze zm.

²⁰ Dz. U. z 2012 r., poz. 1059, ze zm.

bezpłatnych uprawnień do emisji na okres rozliczeniowy 2013-2020. Korespondencja dotyczyła w szczególności wielkości emisji w Nowej Soli, Żarach oraz Jelczu-Laskowicach. Po dodatkowych wyjaśnieniach złożonych przez ECO przyznano Spółce wnioskowaną przez nią liczbę uprawnień. W okresie rozliczeniowym 2013-2020 uzyskane bezpłatnie uprawnienia – według prognoz ECO – nie pozwolą na pokrycie potrzeb, niedobór ilości uprawnień został oszacowany przez Spółkę w wysokości do 236 218 uprawnień w 2020 r.

W zakresie przydziału bezpłatnych uprawnień dla instalacji wytwarzających energię elektryczną w III okresie rozliczeniowym (tj. w latach 2013-2020) operatorzy instalacji, w tym ECO SA, współpracowali w szczególności z Ministerstwem Gospodarki oraz z firmą Ernst & Young Business Sp. z o.o. i Wspólnicy sp.k. z siedzibą w Warszawie, która przygotowywała projekt KPI. Podczas prac nad przygotowaniem projektu ECO wypełniła ankiety dotyczące prowadzonych przez siebie instalacji, w których w szczególności wskazano, że zgłoszone do KPI inwestycje dotyczące nowych instalacji były ekonomicznie opłacalne i nie zostały podjęte głównie w celu otrzymania darmowych uprawnień do emisji CO₂.

(dowód: akta kontroli str. 829-872)

W Grupie ECO opracowano w wymaganych terminach roczne raporty o emisji, które stanowiły podstawę rozliczenia jej wielkości zgodnie z art. 57 ust. 3 *ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami*. Raporty te podlegały weryfikacji przez uprawniony podmiot zgodnie z art. 59-60 *ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami*. W okresie 2008-2015 nie dokonywano korekt raportów w zakresie wielkości emisji. W 2015 r. dokonano korekty części raportów za 2014 r. w zakresie zezwoleń na emisję CO₂, planów monitorowania, informacji o zmianach planów monitorowania oraz informacji o produkcji ciepła w Jeleniej Górze i Kutnie. Nie było przypadków przeprowadzenia kontroli przez wojewódzkiego inspektora ochrony środowiska w celu sprawdzenia, czy ustalenia raportu są zgodne ze stanem faktycznym.

W okresie 2008-2015 Grupa ECO terminowo wywiązywała się z obowiązku umorzenia uprawnień do emisji w trybie art. 46 *ustawy z 2004 r. o handlu uprawnieniami* oraz art. 65 *ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami*, przy czym nie skorzystano z możliwości tworzenia grupy instalacji na podstawie art. 31 ust. 1 *ustawy z 2004 r. o handlu uprawnieniami* oraz art. 68 ust. 1 *ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami*. Terminowo dokonano rozliczenia przyznaných uprawnień do emisji dla instalacji Zabobrze w Jeleniej Górze, która w tym okresie została zlikwidowana.

W Grupie ECO wykorzystano do rozliczenia emisji gazów cieplarnianych jednostki CER/ERU w maksymalnej dozwolonej ilości, tj. 11% bezpłatnego przydziału uprawnień na lata 2008-2012. Jednostki CER/ERU zostały nabyte w transakcjach zakupu i wymiany uprawnień EUA.

Spółki należące do Grupy ECO zgłosiły do KPI 14 zadań inwestycyjnych. Wszystkie zadania zostały zakwalifikowane.

Cztery zadania (układ kogeneracyjny w Kutnie, układ wysokosprawnej kogeneracji w Opolu, nowy agregat gazowy zastępujący kotły wodne w Oleśnie oraz modernizacja EC Miasto i przeniesienie mocy z likwidowanej ciepłowni Zabobrze w Jeleniej Górze) zostały zakończone. We wszystkich tych przypadkach wykonano studia wykonalności, w którym wskazano efekty ekonomiczne, przy jednoczesnym zmniejszeniu emisji. W przypadku budowy układu kogeneracyjnego w Kutnie założono zmniejszenie emisji CO₂ w wyniku realizacji projektu w wysokości 37 819 tys. Mg/rok, analizy wskazywały wykonalność finansową inwestycji. Analiza

dotycząca budowy układu wysokosprawnej kogeneracji w Opolu wykazała zmniejszenie emisji CO₂ w wysokości 31 447 tys. Mg/rok, przy czym analizy wskazywały na potrzebę współfinansowania projektu ze środków Unii Europejskiej, ponieważ uzyskane z niego przychody nie pokrywały w całości niezbędnych nakładów inwestycyjnych. Nowy agregat gazowy zastępujący kotły wodne w Oleśnie miał zmniejszyć emisję CO₂ o 1 070 Mg/rok, a realizacja inwestycji wymagała zewnętrznego dofinansowania projektu. Modernizacja EC Miasto i przeniesienie mocy z likwidowanej ciepłowni Zabobrze w Jeleniej Górze były niezbędne dla społeczności lokalnej i miały zmniejszyć emisję CO₂ o 9 933,8 Mg/rok.

Jedno zadanie, dotyczące modernizacji kotłów, poprawy sprawności i odpylania w Kutnie było w trakcie realizacji. Powodem podjęcia tej inwestycji było zużycie części oraz dostosowanie emisji pyłów do norm, obowiązujących od 1 stycznia 2016 r.

Dziewięć zadań, dotyczących budowy wysokosprawnych kogeneracji gazowych, zostało wstrzymanych. Jak wynika z wyjaśnień Kierownika Działu Ochrony Środowiska²¹ ze względu na brak stabilnych uregulowań prawnych w zakresie obowiązku umarzania „żółtych” certyfikatów. We wszystkich przypadkach przeprowadzono analizy, w tym ekonomiczne. W szczególności analiza budowy wysokosprawnej kogeneracji gazowej w Nowej Soli zakładała przychody ze sprzedaży „żółtych” certyfikatów w wysokości od 1 038 206 zł do 1 672 820 zł i wynik netto projektu w wysokości od 111 502 zł do 152 598 zł w zależności od wskaźnika pracy układu. Brak przychodów ze sprzedaży „żółtych” certyfikatów spowodował obniżenie wyniku netto projektu o ich planowaną wartość do poziomu ujemnego, co uniemożliwiło realizację tej inwestycji.

(dowód: akta kontroli str. 873-880, 959-1047)

Spółka realizowała obowiązki w zakresie planu monitorowania emisji. Na przykładzie instalacji o największej emisji w 2014 r. – Ciepłownia Centralna w Opolu²² – ustalono, że zezwolenie na uczestnictwo we wspólnotowym systemie handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla (wydane przez Wojewodę Opolskiego) dla instalacji w ECO określało następujące wymagania w zakresie monitorowania wielkości emisji:

a. Wielkość emisji CO₂ należy określać metodą obliczeniową.

b. Procesy technologiczne objęte monitorowaniem emisji CO₂:

- spalanie węgla kamiennego w kotle WP-120 i 3 kotłach WR – główne źródła,
- spalanie gazu ziemnego w turbinie gazowej TEMPEST EGT/STEIN FASEL, kotle ERK, 2 kotłach typu Jubam-Gas, stacji redukcyjno-gazowej – główne źródło,
- spalanie oleju opałowego lekkiego w instalacji rozpałkowej pieca WP-120 – mikro źródło.

(dowód: akta kontroli str.60-65)

Decyzję o udzieleniu zezwolenia z 30 marca 2006 r. zmieniono na wniosek ECO i na podstawie załączonego planu monitorowania decyzją z dnia 17 czerwca 2009 r. W związku z wejściem w życie rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 12 września 2008 r. w sprawie sposobu monitorowania wielkości emisji substancji objętych wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji²³ wystąpiła

²¹ Pismo znak: DK/02/5021-0001/00006/15 z dnia 25 listopada 2015 r.

²² Łączna emisja z tej instalacji wyniosła 172 585 Mg CO₂ (tj. 56% łącznej emisji instalacji ECO SA oraz 34% łącznej emisji instalacji całej Grupy Kapitałowej).

²³ Dz. U. Nr 183, poz. 1142. Dalej rozporządzenie z 2008 r. w sprawie sposobu monitorowania wielkości emisji.

konieczność dostosowania sposobu monitorowania emisji CO₂ określonego w zezwoleniu do wymogów tego rozporządzenia. I tak m.in.:

- zweryfikowano kwalifikację instalacji do odpowiedniej grupy (dla instalacji do produkcji ciepła w procesie spalania węgla kamiennego – instalacja grupy B, dla instalacji produkcji ciepła i energii elektrycznej w procesie spalania gazu ziemnego – instalacja grupy A),
- dokonano zmian w zakresie wymagań co do monitorowania wielkości emisji (za pomocą metod obliczeniowych, niepewność wyznaczania zużycia węgla nie wyższa niż 2,5%),
- przedstawiono klasyfikację źródeł i strumieni materiałów wsadowych i paliw oraz określono poziomy dokładności i opisano sposób spełniania odpowiednich wymogów przez prowadzącego instalację dla poszczególnych elementów,
- przyjęto określone w *Planie monitorowania dla instalacji Ciepłowni Centralnej ECO SA w Opolu* (nr KPRU 058) metody i sposoby monitorowania, na podstawie których ustalono dodatkowe warunki dotyczące monitorowania emisji CO₂, w tym opisano systemy pomiarowe i dokładną lokalizację instrumentów pomiarowych; opisano metody stosowane do próbkowania paliwa i materiałów w celu ustalenia wartości opałowej, zawartości węgla, wskaźników emisji i współczynnika utleniania lub konwersji oraz zawartości biomasy (dla każdego ze strumieni materiałów wsadowych), a także opisano źródła lub metody analityczne do określania wartości opałowych, zawartości węgla, wskaźnika emisji, współczynnika utleniania, współczynnika konwersji lub frakcji biomasy.

Jako termin obowiązywania nowych zasad monitorowania wielkości emisji dwutlenku węgla do powietrza uznano dzień 1 stycznia 2008 r.

(dowód: akta kontroli str. 66-74)

Kolejne zmiany w zezwoleniu wprowadzono na wniosek ECO w dniu 30 listopada 2010 r. decyzją Marszałka Województwa Opolskiego. Zmiany dotyczyły m.in.:

- miejsca prowadzenia badań próbek paliwa (węgla kamiennego) – laboratorium akredytowane,
- korekty terminów obmiaru geodezyjnego hałd magazynowych węgla,
- wprowadzenia możliwości skorzystania z usług akredytowanych laboratoriów do ustalania wartości opałowej i współczynnika utleniania lub konwersji,
- opisu procedur pozyskiwania i obróbki danych oraz działań kontrolnych,
- informacji dotyczących powiązań z działaniami w ramach programu ekozarządzania i audytu (EMAS) lub innych systemów zarządzania w dziedzinie ochrony środowiska, w szczególności w odniesieniu do wielkości emisji CO₂, poprzez wprowadzenie uniwersalnych zapisów dotyczących norm PN-ISO.

(dowód: akta kontroli str. 75-78)

W dniu 29 marca 2013 r. ECO uzyskało zezwolenie na emisję CO₂ z instalacji spalania paliw, z wyjątkiem instalacji do spalania odpadów niebezpiecznych lub komunalnych o nominalnej mocy cieplnej ponad 20 MW, zlokalizowanej w Opolu przy ul. Harcerskiej 15. Jednocześnie uchylono decyzję Wojewody Opolskiego z dnia 30 marca 2006 r. Wniosek o wydanie zezwolenia na podstawie art. 41 i 43 ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami, w związku z rozporządzeniem z 2008 r. w sprawie sposobu monitorowania wielkości emisji oraz rozporządzeniem Komisji (UE) 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 Rady²⁴ ECO złożyła w dniu 24 lipca 2012 r. Długotrwałość postępowania (8 miesięcy) wynikała m.in. z konieczności dokonania licznych uzupełnień i złożenia dodatkowych wyjaśnień w związku ze złożonym wnioskiem. Dodatkowo postępowanie wydłużyło wystąpienie przez Marszałka Województwa Opolskiego do KOBiZE z prośbą o opinię na temat ilości uprawnień do emisji CO₂, którą jako organ właściwy planuje przyznać ECO. Spółka w związku ze zmianą w instalacji (wymiana kotła WR-40 o mocy 40 MW na kocioł ORSON o nominalnej wydajności cieplnej 41,1 MW)²⁵ wystąpiła z wnioskiem z dnia 11 września 2012 r. o przyznanie dodatkowych uprawnień na 2012 r. w liczbie 6 543. Pismem z dnia 31 października 2012 r. KOBiZE zawiadomił, że nie może wydać opinii dotyczącej przyznawania uprawnień do emisji z krajowej rezerwy dla Ciepłowni Centralnej K-173 z uwagi na brak rozporządzenia określającego warunki i sposób rozdziału uprawnień z krajowej rezerwy, o który mowa w art. 17 ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami.

Po przedstawieniu przez ECO kolejnej uzupełnionej wersji planu monitorowania wielkości emisji oraz w sytuacji, w której do dnia wydania zezwolenia nie ukazało się rozporządzenie Ministra Środowiska, Marszałek rozpatrzył wniosek ECO w części bez części dotyczącej liczby uprawnień do emisji CO₂ na czas do końca okresu rozliczeniowego (2008-2012) i udzielił spółce zezwolenia na emisje gazów cieplarnianych (CO₂) oraz zatwierdził plan monitorowania wielkości emisji CO₂, obowiązujący do końca okresu rozliczeniowego 2008-2012, a także plan monitorowania obowiązujący w nowym okresie rozliczeniowym od 1 stycznia 2013 r. (dowód: akta kontroli str. 79-87)

W dniu 4 listopada 2014 r. Marszałek Województwa Opolskiego zmienił na wniosek ECO decyzję o udzieleniu zezwolenia na emisję gazów cieplarnianych z 29 marca 2013 r. Zmiana polegała na uwzględnieniu w zezwoleniu nowej wersji planu monitorowania wielkości emisji CO₂ z dnia 4 września 2014 r., opracowanego na podstawie rozporządzenia Komisji (UE) Nr 601/2012 z dnia 21 czerwca 2012 r.

Według planu monitorowania w okresie rozliczeniowym od 1 stycznia 2013 r. zużycie węgla podbitumicznego – głównego strumienia materiałów wsadowych, określane jest na podstawie odczytu wagi taśmociągowej transportującej paliwo dla kotłów. Wagi uwzględnione w planie monitorowania posiadały aktualne Świadectwa Legalizacji Pierwotnej oraz Świadectwa Legalizacji Ponownej. (dowód: akta kontroli str. 88-121)

Wszystkie roczne raporty na temat wielkości emisji w okresie 2008-2014 były zweryfikowane przez uprawnionego audytora zewnętrznego. Audytorzy stwierdzili, że sposób monitorowania jest zgodny z uzyskaną decyzją - zezwoleniem na uczestnictwo w systemie EU ETS. Przedstawione do weryfikacji raporty odzwierciedlały stan faktyczny i nie stwierdzono istotnych niezgodności lub błędów. Raporty z weryfikacji sporządzono za rok: 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013, 2014 odpowiednio w dniach 18 marca 2009 r., 9 marca 2010 r., 14 marca 2011 r., 15 marca 2012 r., 18 marca 2013 r., 17 marca 2014 r. i 30 marca 2015 r. (dowód: akta kontroli str. 122-126, 538-541)

Uwagi dotyczące
badanej działalności

W Ciepłowni K-650 w Kętach w latach 2010-2013 nastąpiło przekroczenie dopuszczalnego poziomu emisji do powietrza SO₂ i NO_x. Po zmianie z dniem 3 stycznia 2014 r. pozwolenia zintegrowanego, w którym określono nowe wartości

²⁴ Dz. Urz. UE L 181 z 12.07.2012, str.30 ze zm. Dalej: rozporządzenia Komisji (UE) Nr 601/2012 z dnia 21 czerwca 2012 r

²⁵ Przyjęty do eksploatacji 1 czerwca 2012 r.

dopuszczalnej emisji SO₂ i NO_x nie stwierdzono już przekroczenia dopuszczalnego poziomu emisji.

Ocena cząstkowa

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie działalność ECO SA w zbadanym zakresie.

2. Działania w celu dostosowania działalności do wymagań w zakresie limitów emisji

Opis stanu
faktycznego

ECO uwzględniła działania zmierzające do utrzymania pozycji konkurencyjnej w warunkach realizacji wymogów PEK w przygotowywanych strategiach rozwoju ECO i Grupy ECO, planach techniczno-ekonomicznych oraz planach rozwoju. Opracowane strategie działań miały na celu również dostosowanie prowadzonej działalności do wymagań w zakresie ograniczenia emisji gazów do powietrza.

Program inwestycyjny wynikający ze strategii ECO na lata 2007-2011, w którym przewidziano wydatkowanie 45 mln zł na inwestycje modernizacyjne, w szczególności uwzględniał dostosowanie do norm ekologicznych przy jednoczesnym utrzymaniu pozycji konkurencyjnej. W sferze wytwarzania inwestycje miały być ukierunkowane na zwiększenie efektywności wytwarzania, przy jednoczesnym zmniejszeniu zużycia energii na potrzeby własne. W sferze przesyłu i dystrybucji inwestycje miały na celu w szczególności zmniejszenie kosztów przesyłu i wzrost bezpieczeństwa dostaw. Strategia Grupy ECO na lata 2012-2016 wraz z programem inwestycyjnym zakładała m.in. modernizację i budowę instalacji odpylania w celu redukcji emisji ze źródeł systemowych za kwotę 16,3 mln zł, mających na celu dostosowanie do standardów mających obowiązywać od 1 stycznia 2016 r., przy jednoczesnym stałym podnoszeniu konkurencyjności świadczonych usług.

Plany techniczno-ekonomiczne ECO na poszczególne lata kontrolowanego okresu oraz trzyletnie plany rozwoju ECO na lata 2010-2012, 2012-2014 oraz 2014-2016 uwzględniały w szczególności działania modernizacyjne, mające na celu utrzymanie pozycji konkurencyjnej w warunkach ograniczeń emisyjnych. Na modernizację majątku w trzyletnich planach rozwoju ECO zaplanowano: 52,8 mln zł na lata 2014-2016, 49,5 mln zł na lata 2012-2014 oraz 178,5 mln zł na lata 2010-2012.

Jednym z celów zintegrowanego systemu zarządzania na lata 2012-2016 było dostosowanie źródeł wytwarzania energii do przewidywanych wymagań z zakresu ochrony środowiska.

(dowód: akta kontroli str. 551-828)

Łączna planowana wartość nakładów na zadania inwestycyjne ujęte w KPI wyniosła 145 279,9 tys. zł²⁶. Faktycznie wydatkowano 117 084,2 tys. zł²⁷. Zrealizowano terminowo trzy zadania przewidziane do realizacji w 2012 r., za łączną kwotę 95 235,4 tys. zł, w tym układ kogeneracyjny – generatory synchroniczne napędzane silnikami spalinowymi w Kutnie za kwotę 21 572,0 tys. zł (zadanie nr PL-\$-202 w KPI), nowy turbozespół ciepłowniczy w Opolu za kwotę 65 239,5 tys. zł (PL-\$-0206) oraz nowy agregat gazowy zastępujący kotły wodne w Oleśnicy za kwotę 1 416,2 tys. zł (PL-\$-0213). Modernizacja Elektrociepłowni Miasto Jelenia Góra i przeniesienie mocy (PL-\$-309), której realizację planowano na 2012 r., zakończono w 2014 r. (wydatkowano 23 035,8 tys. zł). Modernizacja kotłów,

²⁶ W tym 124 345 tys. zł dotyczyła okresu od 25 czerwca 2009 r. do 31 grudnia 2012 r.

²⁷ Na podstawie Sprawozdań rzeczowo-finansowych z realizacji zadania zgłoszonego do KPI oraz zestawień sporządzonych przez ECO.

poprawa sprawności, odpylanie w Kutnie (PL-\$-203) było w trakcie realizacji – jego pierwotnie zaplanowany termin realizacji z 2016 r. przesunięto na 2020 r. Do zakończenia czynności kontrolnych wydatkowano 813,0 tys. zł).

Jak wynika z wyjaśnień Kierownika Działu Zarządzania Strategicznego ECO²⁸ zadanie PL-\$-0203 składa się z dwóch części:

- a) modernizacji kotłów - planowane pierwotnie zakończenie do 2014 r.
- b) budowy nowych instalacji odpylania - planowane do zakończenia w 2016 r.

Modernizację kotłów podjęto w 2015 r. Nie zrealizowano tego zadania wcześniej, gdyż wykonane przeglądy i remonty bieżące pozwoliły na ich bezpieczną i efektywną pracę, bez ryzyka poważnej awarii. Ponadto nastąpiła kumulacja realizowanych inwestycji w 2012 r., zakończono budowę gazowego układu kogeneracyjnego w ramach inwestycji zakwalifikowanej do KPI pod nr PL-\$-0202. Budowa instalacji odpylania wiążąca się z wymogiem dotrzymania od 1 stycznia 2016 r. zaostrzonych norm emisji pyłu została zrealizowana w czterech z siedmiu pracujących kotłów. Dla trzech kotłów z realizacji obecnie zrezygnowano, ponieważ mogą one pracować spełniając wymogi zaostrzonych norm. Przesunięcie terminu zakończenia zadania nie wiąże się - jak wynika z wyjaśnień – z żadnymi konsekwencjami w aspekcie inwestycji zgłoszonej do KPI.

(dowód: akta kontroli str. 127-131, 134, 139-152, 530, 206, 287)

Wstrzymano realizację dziewięciu zadań zakwalifikowanych do KPI²⁹ Jak wynika z wyjaśnień Kierownika Działu Zarządzania Strategicznego ECO³⁰ były to zadania stanowiące jednorodną grupę zadań inwestycyjnych, polegające na budowie układów wysokosprawnej kogeneracji opartych o paliwo gazowe. Powodem odstąpienia od ich realizacji stała się ich ekonomiczna nieopłacalność. Z dniem 31 grudnia 2012 r. wygasł system zapewniający wsparcie dla wytwarzania energii elektrycznej w gazowej kogeneracji oparty na tzw. „żółtych” certyfikatach. Został on przywrócony z dniem 1 maja 2014 r., lecz jedynie na okres do 31 grudnia 2018 r. Brak stabilnych mechanizmów wsparcia gazowej kogeneracji spowodował, że decyzje o realizacji nowych układów obciążone są dużym ryzykiem inwestycyjnym. Przywrócenie wsparcia na okres czterech lat (do końca 2018 r.) nie gwarantuje zwrotu poniesionych nakładów inwestycyjnych. Nie wyklucza to jednak, że zmiana uwarunkowań ekonomicznych, np. wzrost cen uprawnień do emisji CO₂, może spowodować w przyszłości podjęcie decyzji o rozpoczęciu realizacji wstrzymanych inwestycji. Dla spółek Grupy ECO wstrzymanie realizacji tych inwestycji nie wiązało się z żadnymi konsekwencjami w aspekcie inwestycji zgłoszonej do KPI. O wstrzymaniu tych inwestycji poinformowano KOBiZE w grudniu 2013 r.

(dowód: akta kontroli str. 135-136)

Spośród zgłoszonych do KPI zadań inwestycyjnych realizowanych przez Grupę ECO szczegółowej analizie poddano dwa zadania inwestycyjne: modernizacja Elektrociepłowni Miasto Jelenia Góra (PL-\$-309) i Nowy turbozespół ciepłowniczy TP-1 w Ciepłowni Centralnej w Opolu (PL-\$-206).

Zadanie o nr PL-\$-0309 – Modernizacja Elektrociepłowni Miasto Jelenia Góra i przeniesienie mocy

Jak wynika z wyjaśnień Kierownika Działu Zarządzania Strategicznego ECO³¹ realizacja zadania była rozpoczęta przed przejęciem spółki ECO Jelenia Góra przez

²⁸ Pismo nr DK/02/5021-0001/00008/15 z 4 grudnia 2015 r.

²⁹ Zadania ujęte w KPI po nr: PL-\$-0204, 205, 207, 208, 209, 210, 211, 212, 310.

³⁰ Pismo nr DK/02/5021-0001/00008/15 z 4 grudnia 2015 r.

³¹ Pismo nr DK/02/5021-0001/00008/15 z 4 grudnia 2015 r.

ECO. Po przejęciu (w 2010 r.) dokonano weryfikacji zakresu rzeczowego inwestycji. Zmiana zakresu rzeczowego wymagała uzyskania zgody NFOŚiGW oraz Ministerstwa Środowiska. Jednocześnie konieczne było przygotowanie wyboru wykonawców, uwzględniającego wprowadzone zmiany. Dla ECO Jelenia Góra oraz Grupy ECO przesunięcie terminu nie wiązało się z żadnymi konsekwencjami w aspekcie inwestycji zgłoszonej do KPI.

(dowód: akta kontroli str. 134-135)

Zadanie było inwestycją typu B (modernizacja infrastruktury) i dotyczyło modernizacji dwóch kotłów OKR-40/50 w postaci zwiększenia sprawności i pewności ruchowej kotłów, modernizacji systemu recyrkulacji powietrza fałszywego i instalacji odpylania oraz modernizacji turbogeneratora w Elektrociepłowni Miasto, a także połączenia Elektrociepłowni Miasto z Ciepłownią Zabobrze oraz likwidacji Ciepłowni Zabobrze. Inwestycję rozpoczęto w 2009 r. i planowano zakończyć (według KPI) w 2012 r. Po korekcie planowany rok zakończenia inwestycji określono na 2014 r.

Zakres rzeczowy zadania obejmował:

- budowę magistrali ciepłowniczej o długości ok. 4 km, łączącej Ciepłownię Zabobrze z EC Miasto,
- budowę wymiennikowni o wydajności co najmniej 36 MW w EC Miasto,
- dostawę i montaż urządzeń recyrkulacji powietrza fałszywego,
- modernizację instalacji odpylania w EC Miasto,
- zwiększenie sprawności i pewności ruchowej dwóch kotłów OKR-40/50,
- modernizację instalacji odżużlania w EC Miasto,
- budowę stacji redukcyjno-schładzającej 3,8/0,4 MPa w EC Miasto,
- modernizację turbogeneratora nr 2.

Zakres rzeczowy został w pełni zrealizowany. Potwierdzeniem tego były protokoły odbioru dokumentacji i odbioru wykonania elementów robót sporządzone w okresie od 9 lipca 2013 r. do 11 marca 2014 r. oraz protokoły odbioru końcowego z 3 stycznia, 24 lutego, 11 marca i 10 października 2014 r. Zmianę terminu zakończenia realizacji (31 marca 2015 r.) uzasadniono zmianą zakresu rzeczowego i finansowego, dokonanej po nabyciu spółki ECO Jelenia Góra przez ECO.

(dowód: akta kontroli str. 193-234)

Według *Sprawozdań rzeczowo-finansowych z realizacji zadań ujętych w Krajowym Planie Inwestycyjnym* za okres od 1 lipca 2013 r. do 30 czerwca 2014 r. oraz od 1 lipca 2014 r. do 31 czerwca 2015 r. planowane łączne koszty netto całej inwestycji miały wynieść 24 484,7 tys. zł, w tym: przygotowanie projektu – 57,2 tys. zł, dokumentacja budowlana i techniczna – 816,5 tys. zł, prace budowlane i instalacyjne (podstawowe) – 20 909,4 tys. zł, nadzór, próby, rozruch – 834,4 tys. zł i koszty finansowe – 484,8 tys. zł. W latach 2009-2015 poniesiono koszty w łącznej kwocie 23 035,8 tys. zł. Zadanie sfinansowano ze środków własnych (16 981,7 tys. zł) oraz z dofinansowania uzyskanego z Działania 4.5 IV Priorytetu Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko w wysokości 6 054,1 tys. zł (przyznane na podstawie umowy z 10 listopada 2009 r.), co stanowiło 35,7% poniesionych kosztów. W złożonych sprawozdaniach wykazano koszty w łącznej kwocie 7 895,7 tys. zł, w tym na: dokumentację budowlaną i techniczną – 396,3 tys. zł, prace budowlane i instalacyjne – 7 463,6 tys. zł oraz koszty finansowe – 35,8 tys. zł. Koszty inwestycyjne kwalifikowane do zbilansowania z wartością

planowanych do przydzielenia uprawnień do emisji wyniosły 4 833,4 tys. zł, a w cenach z 2010 r. – 4 687,6 tys. zł (1 178,9 tys. euro). Poniesionymi nakładami inwestycyjnymi zbilansowano bezpłatne uprawnienia przyznane w *rozporządzeniu 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*³² na lata 2014-2015 spółce ECO Jelenia Góra w liczbie 9 448. Nadwyżka kosztów inwestycyjnych (do wykorzystania do zbilansowania z wartością uprawnień do emisji w następnych latach okresu rozliczeniowego – po 2015 r.) wyniosła 3 307,2 tys. zł (826,8 tys. euro).

(dowód: akta kontroli str. 187-217)

W dniu 22 września 2014 r. oraz 18 września 2015 r. biegły rewident wydał pozytywną opinię z przeprowadzonego audytu sprawozdań rzeczowo-finansowych z realizacji zadania za okresy 1 lipca 2013 r. – 30 czerwca 2014 r. oraz 1 lipca 2014 r. – 30 czerwca 2015 r. Badaniem objęto poniesienie nakładów inwestycyjnych do zbilansowania wartości planowanych do przydzielenia uprawnień do emisji; kwalifikowalność wydatków, prawidłowość i rzetelność danych w sprawozdaniu, realizację elementów rzeczowych zadania zgodnie z harmonogramem rzeczowo-finansowym. Szczegółową kontrolą objęto próbę wydatków kwalifikowanych ujętych w pięciu fakturach o najwyższej wartości – łącznie na kwotę netto 11 478 tys. zł. Wydatki wynikające z powyższych faktur zostały prawidłowo przypisane do kosztów kwalifikowanych.

(dowód: akta kontroli str. 193-234)

W załączniku nr 7 do umowy o dofinansowanie z dnia 10 listopada 2009 r.³³ określono wskaźniki rezultatu do monitorowania efektu ekologicznego przedsięwzięcia, którym miało być zmniejszenie emisji głównych zanieczyszczeń. Pierwsze rozliczenie efektu miało nastąpić po zakończeniu projektu, w 2015 r. Według założeń emisja SO₂ miała zmniejszyć się z 281,86 Mg/rok do 126,78 Mg/rok, emisja NO_x z 98,60 Mg/rok do 86,46 Mg/rok oraz emisja CO₂ z 88 195 Mg/rok do 82 570 Mg/rok (o 6 625 Mg/rok).

Wskaźnik zgodności dla tego zadania, we wniosku o jego zatwierdzenie złożonym do Ministerstwa Środowiska, na podstawie art. 136 ust. 1 *ustawy z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych*³⁴, określono jako ilość energii elektrycznej z kogeneracji wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej. Był to jeden ze wskaźników określony dla zadań w zakresie sieci ciepłowniczych wskazany w załączniku nr 2 *do ustawy z 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami*. Pozostałe wskazane wskaźniki to redukcja strat ciepła (%) oraz ilość energii cieplnej z kogeneracji wprowadzana do sieci ciepłowniczej (GJ/rok).

Wartość wskaźnika przed rozpoczęciem realizacji zadania wyniosła 6 021 MWh/rok, po zakończeniu zadania miała wynieść 11 655,2 MWh/rok. Wartość wskaźnika przed rozpoczęciem inwestycji ustalono jako wielkość sprzedaży energii elektrycznej z kogeneracji w 2007 r., przyjętego za rok bazowy dla rozliczenia efektu ekologicznego zadania objętego dofinansowaniem ze środków Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego. Docelową wartość wskaźnika ustalono jako planowana wartość sprzedaży po realizacji zadania zgodnie z dokumentacją

³² Dz.U. z 2014 r., poz. 472 ze zm. Dalej: Rozporządzenie z 2014 r. w sprawie wykazu instalacji wytwarzających energię elektryczną.

³³ Umowa nr POIS.04.05.00-00-030/08-00.

³⁴ Dz. U. z 2015 r., poz. 1223, ze zm. Dalej: *ustawa z 2015 r. o systemie handlu emisjami*.

wniosku o dofinansowanie, zmniejszona o 20% ze względu na zmienność warunków meteorologicznych i zmniejszone zapotrzebowanie na ciepło w kolejnych latach.

Wskaźniki rezultatu do monitorowania efektu ekologicznego przedsięwzięcia, wynikające z umowy o dofinansowanie z dnia 10 listopada 2009 r. nie były tożsame ze wskaźnikiem zgodności zgłoszonym do akceptacji przez Ministerstwo Środowiska.

(dowód: akta kontroli str. 235, 237, 254-274)

Zadanie nr PL- $\text{\$}$ -206 Nowy turbozespół ciepłowniczy TP-1 (Ciepłownia Centralna Opole)

W Ciepłowni Centralnej K-173 w Opolu zrealizowano w 2012 r. budowę nowego turbozespołu ciepłowniczego TP-1. Koszty zadania wyniosły 65 239,52 tys. zł. Ze środków własnych sfinansowano koszty w wysokości 34 504,35 tys. zł, z krajowych środków pomocowych (dotacja NFOŚiGW) - 8 145,47 tys. zł oraz ze środków UE - 22 589,69 tys. zł.

W dniu 20 maja 2010 r. ECO zawarło z konsorcjum dwóch podmiotów umowę na *Przebudowę źródła ciepła w Opolu – budowę układu wysokosprawnej kogeneracji o mocy 10 MWe oraz 28 MWt*. ECO przyjął ofertę wykonawcy na zaprojektowanie, wykonanie i ukończenie robót oraz usunięcie w nich wszelkich wad, złożoną w ramach postępowania o udzielenie zamówienia publicznego przeprowadzonego zgodnie z *ustawą z dnia 29 stycznia 2004 r. Prawo zamówień publicznych*³⁵ w trybie przetargu nieograniczonego. wartość przedmiotu umowy wyniosła 73 697 760 zł. (w tym VAT 13 289 760 zł). Maksymalny termin zakończenia realizacji zamówienia ustalono na 30 marca 2012 r. W dniu 25 października 2012 r. wystawione zostało *Świadectwo wykonania* dla kontraktu, w którym zamawiający potwierdził zgodnie z klauzulą 11.9 warunków ogólnych kontraktu, że wykonawca wywiązał się z zobowiązań z niego wynikających.

Podstawowym celem budowy układu wysokosprawnej kogeneracji była: produkcja energii cieplnej i elektrycznej z wykorzystaniem na jak najwyższym poziomie energii chemicznej węgla; przystosowanie urządzeń produkcyjnych i dystrybucyjnych Elektrociepłowni Harcerska do aktualnych i projektowanych potrzeb; poprawa bezpieczeństwa ciągłości dostawy energii cieplnej i elektrycznej do miejskich systemów; ograniczenie w ogólnym wymiarze wpływu energetycznego spalania węgla dla produkcji nośników energii na środowisko naturalne.

(dowód: akta kontroli str. 136-137, 143, 153, 218-234, 535)

W załączniku nr 8 do umowy o dofinansowanie z dnia 22 kwietnia 2010 r.³⁶ ustalono wskaźniki rezultatu służące do monitorowania efektów projektu PL- $\text{\$}$ -206 *Nowy turbozespół ciepłowniczy TP-1 (Ciepłownia Centralna Opole)*. Ilość wytworzonej energii elektrycznej w kogeneracji w poszczególnych latach 2013-2017 ustalono na 57 022 MWh/rok, a ilość wytworzonej energii cieplnej w kogeneracji tym okresie na 168 392 MWh/rok. Określono również wskaźnik zaoszczędzonej energii pierwotnej, którego wartość w poszczególnych latach okresu monitorowania miała wynosić 305 085,6 GJ/rok. Inwestycja miała również przyczynić się do uniknięcia emisji CO₂ w wysokości 31,447 tys. Mg w skali każdego roku za ten okres.

[...] ³⁷

³⁵ Dz. U. z 2015 r. poz. 2164.

³⁶ Umowa nr POIS.09.01.00-00-120/09-00.

³⁷ Wyłączono informacje stanowiące tajemnice przedsiębiorstwa. Tajemnica ustawowo chroniona na podstawie art. 5 ust.2 *ustawy z dnia 6 września 2001 r. o dostępie do informacji publicznej* – (Dz.U. z 2015 r. poz. 2058, ze zm. - dalej *uodip*) w zw. z art. 11 ust.4 *ustawy z dnia 16 kwietnia 1993 r. o*

Wskazany we wniosku do Ministerstwa Środowiska, wskaźnik zgodności dla zadania inwestycyjnego PL-Ś-202 określony został według załącznika nr 2 do ustawy z 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami, jak dla zadań związanych z budową nowych instalacji wytwarzających energię elektryczną, tj. z uwzględnieniem rodzaju zastosowanego paliwa podstawowego (%), mocy osiągalnej (MW_e) oraz emisyjności w wyniku realizacji zadania inwestycyjnego (Mg CO₂/MWh). Dla rodzaju paliwa (gazu ziemnego systemowego) przed rozpoczęciem realizacji zadania przyjęto wartość 0, po zakończeniu 100%. Dla mocy osiągalnej przed rozpoczęciem zadania 0, po zakończeniu 6 MW_e. Dla emisyjności przed rozpoczęciem realizacji 0, po zakończeniu 0,323 Mg CO₂/MWh. Wskaźnik ustalono zgodnie z projektem budowlanym zatwierdzonym przez Starostę Kutnowskiego 4 października 2010 r., wskaźnik emisyjności obliczono na podstawie danych technicznych planowanego układu (z uwzględnieniem tolerancji) zgodnie z metodyką opisana w załączniku II A do decyzji KE z 29 marca 2011 r.

Wskaźniki rezultatu do monitorowania efektu ekologicznego przedsięwzięcia, wynikające z umowy o dofinansowanie z dnia 2 sierpnia 2012 r. nie były tożsame ze wskaźnikiem zgodności zgłoszonym do akceptacji przez Ministerstwo Środowiska.

(dowód: akta kontroli str. 254-272, 1065)

Z przebiegu realizacji inwestycji: nowy turbozespół ciepłowniczy TP-1 w Ciepłowni Centralnej w Opolu (PL-Ś-206) i nowy agregat gazowy zastępujący kotły wodne w Oleśnicy (PL-Ś-0213) nie sporządzono sprawozdań rzeczowo-finansowych z realizacji zadań ujętych w KPI. Takiego sprawozdania za okres rozliczeniowy od 25 czerwca 2009 r. do 30 czerwca 2013 r. nie sporządzono również dla inwestycji Modernizacja Elektrociepłowni Miasto Jelenia Góra i przeniesienie mocy (PL-Ś-309).

Jak wynika z wyjaśnień Kierownika Działu Zarządzania Strategicznego ECO³⁸ inwestycje te były dofinansowywane ze środków unijnych w ramach POIiŚ 2007-2013 oraz Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Opolskiego na lata 2007-2013, a także środków krajowych. Dla inwestycji PL-Ś-0206 i PL-Ś-213 zostało pozyskane dofinansowanie w wysokości 50% kosztów kwalifikowanych, tj. maksymalnej intensywności dopuszczanej na podstawie rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 13 października 2006 r. w sprawie ustalenia mapy pomocy regionalnej³⁹. Dla inwestycji PL-Ś-309 pozyskano dofinansowanie nieco poniżej dopuszczalnego poziomu (30% kosztów kwalifikowanych, przy dopuszczalnym poziomie 40%). Powyższa sytuacja nie rodziła dla Grupy ECO żadnych konsekwencji w aspekcie otrzymania darmowych uprawnień do emisji CO₂. Na podstawie rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 13 kwietnia 2015 r. zmieniającego rozporządzenie w sprawie wykazu instalacji wytwarzających energię elektryczną, objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w okresie rozliczeniowym rozpoczynającym się dnia 1 stycznia 2013 r., wraz z przyznaną im liczbą uprawnień do emisji⁴⁰ Grupa ECO otrzymała łącznie 77 409 uprawnień do emisji CO₂ na lata 2013-2020. Ich wartość zgodnie z komunikatem Komisji (2011/C 99/03) – Wytyczne w zakresie nieobowiązkowego stosowania art. 10c dyrektywy 2003/87/WE⁴¹ wynosi 1 389 906 euro. Grupa ECO posiada znaczną nadwyżkę kosztów kwalifikowanych w ramach zrealizowanych już inwestycji zgłoszonych do

zwalczaniu nieuczciwej konkurencji (Dz.U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1503, ze zm. - dalej uoznk)
Wyłączenie dokonane przez NIK w interesie ECO SA. Dalej oznaczenie: [...] - wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa.

³⁸ Pismo nr DK/02/5021-0001/00008/15 z dnia 4 grudnia 2015 r.

³⁹ Dz. U. Nr 190, poz. 1402, ze zm. – obowiązywało do dnia 30 czerwca 2014 r.

⁴⁰ Dz. U. z 2015 r. poz. 555 – weszło w życie z dniem 22-04-2015 r.

⁴¹ Dz. Urz. UE C 99 z 31.03.2011, str. 9.

KPI ponad wartość przyznanych uprawnień. Tylko w przypadku inwestycji PL-\$-0202 „Układ kogeneracyjny- generatory synchroniczne napędzane silnikami spalinowymi” pozostała nadwyżka kosztów kwalifikowanych, po uwzględnieniu otrzymanych uprawnień za lata 2013-2014, wynosi jeszcze 4 137 612 euro.

(dowód: akta kontroli str. 136-137)

W rozporządzeniu z 2014 r. w sprawie wykazu instalacji wytwarzających energię elektryczną ujęto dwie instalacje prowadzone przez spółki Grupy ECO: Ciepłownię Centralną K-173 w Opolu, której operatorem jest ECO, oraz Elektrociepłownię Miasto Jelenia Góra, której operatorem jest ECO Jelenia Góra. Ciepłowni Centralnej przyznano na 2013 r., 2014 r. i 2015 r. odpowiednio 11 948 i 11 045 i 9 600 uprawnień, Elektrociepłowni Miasto Jelenia Góra na te same lata: 5 468, 5 055 i 4 393 uprawnienia. Uprawnienia na 2013 r. w łącznej liczbie 17 416 zostały zbilansowane nakładami inwestycyjnymi poniesionymi na zadanie: układ kogeneracyjny – generatory synchroniczne napędzane silnikami spalinowymi w Kutnie (PL-\$-202). Uprawnienia na 2014 r. dla Ciepłowni Centralnej w Opolu w liczbie 8 571 zostały zbilansowane z nakładami inwestycyjnymi poniesionymi na zadanie modernizacja kotłów, poprawa sprawności, odpylanie realizowane w Ciepłowni w Kutnie (PL-\$-203), a w liczbie 2 474 nakładami inwestycyjnymi poniesionymi na zadanie PL-\$-202, natomiast uprawnienia dla Elektrociepłowni Miasto Jelenia Góra w liczbie 5 055 zostały zbilansowane nakładami inwestycyjnymi poniesionymi na realizację własnej inwestycji modernizacja Elektrociepłowni Miasto Jelenia Góra i przeniesienie mocy (PL-\$-309). Uprawnienia na 2015 r. dla Ciepłowni Centralnej w Opolu w liczbie 9 600 zostały zbilansowane nakładami inwestycyjnymi poniesionymi na realizację zadania PL-\$-202, a dla Elektrociepłowni Miasto Jelenia Góra w liczbie 4 393 na realizację zadania PL-\$-309.

Na lata 2016-2020, w rozporządzeniu z 2008 r. w sprawie wykazu instalacji wytwarzających energię elektryczną, Ciepłowni Centralnej K-173 w Opolu i Elektrociepłowni Miasto Jelenia Góra przydzielono łącznie 29 900 uprawnień. Przyjmując wartość jednego uprawnienia na poziomie 20,38 euro, do zbilansowania przydzielonych uprawnień wymagane są nakłady inwestycyjne w kwocie 609,4 tys. euro. Nadwyżka kosztów kwalifikowanych (po uwzględnieniu otrzymanych uprawnień za lata 2013-2015) dla inwestycji PL-\$-309 wynosi 1 007,6 tys. euro, a dla inwestycji PL-\$-202 – 3 942,0 tys. euro.

(dowód: akta kontroli str. 136-137, 155-182, 187-217, 279-341)

ECO w imieniu Grupy ECO wystąpiło w dniu 5 października 2015 r. do Ministerstwa Środowiska z trzema wnioskami o zatwierdzenie wskaźników zgodności dla zrealizowanych lub niezakończonych zadań inwestycyjnych zgłoszonych do KPI (zadania nr nr PL-\$-202, PL-\$-203 i PL-\$309). Wskaźnik zgodności dla zadania PL-\$-202 został opisany na str. 18 a dla zadania PL-\$-309 na stronie 15 wystąpienia pokontrolnego. Dla zadania PL-\$-203 określono wskaźnik zgodności dla zadań inwestycyjnych związanych z modernizacją istniejących instalacji wytwarzających energię elektryczną w tym związanych z modernizacją pojedynczych urządzeń lub wymiana tych urządzeń – redukcja emisyjności (dla paliwa – węgla kamiennego) z 0,422 Mg CO₂/MWh do 0,400 Mg CO₂/MWh.

Do dnia 3 grudnia 2015 r. dla żadnego z trzech powyżej wymienionych zadań wskaźniki zgodności nie zostały zatwierdzone przez Ministra Środowiska.

(dowód: akta kontroli str. 254-274, 536-537)

Uwagi dotyczące
badanej działalności

1. W przypadku obu zrealizowanych inwestycji, których wskaźniki rezultatu można było poddać analizie w trakcie kontroli (nowy turbozespół ciepłowniczy TP-1 w Ciepłowni Centralnej w Opolu – zadanie PL-\$-206 oraz układ kogeneracyjny –

generatory synchroniczne napędzane silnikami spalinowymi w Kutnie - zadanie PL-\$-202) nie osiągnięto w pełnym zakresie efektu ekologicznego, określonego w umowach zawartych z NFOŚiGW na dofinansowanie projektu. Przyczyną były zmiany w systemie wsparcia dla kogeneracji, co powodowało nieopłacalną produkcję energii w kogeneracji w zakładanej skali. Dostrzegając obiektywne, niezależne od Spółki przyczyny nieosiągnięcia zakładanych efektów, NIK wskazuje na potrzebę wypracowania strategii działania uwzględniającej różne możliwe zasady wspierania kogeneracji w dalszych latach. Niepewność w tym zakresie tworzy ryzyko utraty możliwości umorzenia części pożyczki z NFOŚiGW.

2. Wstrzymanie realizacji dziewięciu zadań, zakwalifikowanych do KPI, nie miało negatywnego wpływu na możliwość uzyskania bezpłatnych uprawnień przyznanych w rozporządzeniu z 2008 r. w sprawie wykazu instalacji wytwarzających energię elektryczną dla Ciepłowni Centralnej K-173 w Opolu i Elektrociepłowni Miasto Jelenia Góra. Uprawnienia przyznane tym instalacjom na lata 2013-2015 w łącznej liczbie 47 509 zostały zbilansowane nakładami inwestycyjnymi poniesionymi na zadania: układ kogeneracyjny – generatory synchroniczne napędzane silnikami spalinowymi w Kutnie (PL-\$-202), modernizacja kotłów, poprawa sprawności, odpylanie realizowane w Ciepłowni w Kutnie (PL-\$-203) i realizację inwestycji w Elektrociepłowni Miasto Jelenia Góra, tj. modernizację Elektrociepłowni i przeniesienie mocy (PL-\$-309). Uprawnienia przyznane tym instalacjom na lata 2016-2020 zostaną zbilansowane nakładami inwestycyjnymi poniesionymi na zadania PL-\$-202 i PL-\$-309. Łącznie dwóm instalacjom na lata 2016-2020 przyznano 29 900 uprawnień a nadwyżka kosztów kwalifikowanych możliwa do zbilansowania z wartością bezpłatnych uprawnień wyniosła 4 949,6 tys. zł.

Ocena częściowa

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie działalność ECO SA w zbadanym zakresie.

3. Efekty działań dostosowujących działalność do wymogów PEK

Opis stanu faktycznego

W związku z realizacją obowiązków wynikających z postanowień PEK spółki Grupy ECO poniosły w okresie 2008-2014 łączne koszty w kwocie 2 971,3 tys. zł, w tym koszty zakupu uprawnień wyniosły 1 441,5 tys. zł (ECO – 185 tys. zł, ECO Malbork – 843 tys. zł, ECO Kutno – 2 tys. zł, ECO Jelenia Góra – 63 tys. zł, ECO Tarnobrzeg – 348 tys. zł). koszty administracyjne 783,1 tys. zł, koszty monitoringu i sprawozdawczości 709,4 tys. zł i koszty usług zewnętrznych 37,7 tys. zł. W kosztach administracyjnych 99,3% stanowiły opłaty za wprowadzanie CO₂ do powietrza. Ponadto na zadania inwestycyjne zgłoszone do KPI wydatkowano 117 084,2 tys. zł. [...] ⁴²

W całym badanym okresie Grupa ECO wypracowywała zysk, który wzrósł z 8 709 tys. zł w 2008 r. do 28 741 tys. zł w 2014 r.

(dowód: akta kontroli str. 14, 448-452)

⁴² Wylączono informację stanowiącą tajemnicę przedsiębiorstwa. Tajemnica ustawowo chroniona na podstawie art. 5 ust.2 *uodip* w zw. z art. 11 ust.4 *uoznk*. Wylączenie dokonane przez NIK w interesie ECO SA.

Łączna rzeczywista emisja CO₂ w latach 2008-2014 z 19 instalacji prowadzonych przez spółki Grupy ECO wyniosła 3 849 905 Mg, w tym z 12 instalacji prowadzonych przez ECO - 2 267 608 Mg (tj. 58,9% łącznej emisji z 19 instalacji Grupy ECO).

Emisja CO₂ z 19 powyższych instalacji z 538 759 Mg w 2008 r. zmniejszyła się do 500 776 Mg w 2014 r. Z instalacji prowadzonych przez ECO emisja CO₂ w latach 2008-2014 utrzymywała się na zbliżonym poziomie i wyniosła w 2008 r. – 302 780 Mg, a w 2014 r. – 308 313.

Według danych dotyczących wskaźnika emisji CO₂ na produkt (Mg/GJ) odnotowano wahania i przypadki wzrostu wartości tego wskaźnika, przykładowo:

- Dla ciepłowni PL-0058-05 Opole w 2008 wynosił on 0,0927, w 2013 r. 0,0928 i w 2014 r. wzrósł do 0,1055
- Dla PL-0287-05 EC Jelenia Góra wartość wskaźnika wzrosła z 0,0937 w 2013 r. do 0,1058 w 2014 r.
- Tendencja wzrostowa wskaźnika za rok 2014 r. w porównaniu do 2013 r. dotyczyła również 12 innych instalacji.

(dowód: akta kontroli str. 492)

Wielkość emisji CO₂ uzależniona była od struktury spalanych paliw – paliwo stałe i paliwo gazowe oraz od wartości poszczególnych współczynników obliczeniowych uzyskiwanych w wyniku analiz paliwa stałego czyli wartości opałowej, wskaźnika emisji oraz współczynnika utleniania. W Ciepłowni Centralnej w Opolu wartości współczynników obliczeniowych do określania emisji CO₂ ze spalania paliw stałych były wyższe w 2014 r. w porównaniu do 2013 r. Ponadto w 2014 r. spalono mniej paliwa gazowego niż w 2013 r. W EC Miasto w Jeleniej Górze wartość iloczynu współczynników obliczeniowych do określania emisji CO₂ ze spalania miału węgla kamiennego także była wyższa w 2014 r. w porównaniu do 2013 r.

Ponadto jak wynika z wyjaśnień starszego specjalisty ds. ochrony środowiska⁴³ w ECO, w niektórych pozostałych instalacjach objętych systemem handlu emisjami nieznaczny wzrost wskaźnika emisji CO₂ na produkt spowodowany został zmianą technologiczną w zastosowanych w tych instalacjach układach odpylających. Ze względu na wymóg dostosowania instalacji do nowych standardów emisji pyłu, obowiązujących od 1 stycznia 2016 r., zastosowano moduły doczyszczające w postaci filtrów workowych. Eksploatacja takich układów wymaga zgodnie z zaleceniami producenta wyższej temperatury spalin, co wpływa na sprawność ciepłowni.

(dowód: akta kontroli str. 542-544)

Jednostkowy koszt redukcji emisji, obliczony jako wskaźnik efektywności kosztowej⁴⁴ dla inwestycji polegającej na modernizacji EC Miasto i przeniesienia mocy w Jeleniej Górze oraz na budowie nowego turbozespołu ciepłowniczego TP-1 w Opolu kształtowały się na poziomie odpowiednio 3 407 zł na tonę emisji CO₂ oraz 744 zł na tonę emisji CO₂.

(dowód: akta kontroli str. 453-454)

ECO SA w 2008 r. dysponowała (dla 12 instalacji łącznie) 354 743 bezpłatnymi uprawnieniami do emisji, podczas gdy emisja rzeczywista CO₂ wyniosła 302 780 Mg (nadwyżka 51 233 uprawnień). W 2009 r. spółka dysponowała 384 790

⁴³ Pismo nr DK/02/5021-0001/00009/15 z 15 grudnia 2015 r.

⁴⁴ Iloraz sumy zdyskontowanych nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacyjnych, pomniejszonych o ewentualne przychody i oszczędności oraz sumy efektów ekologicznych (ilości zredukowanej emisji zanieczyszczeń).

uprawnieniami przy emisji 333 796 Mg (nadwyżka 50 994), w 2010 r. dysponowano 384 790 uprawnieniami przy emisji 359 943 Mg (nadwyżka 24 847), w 2011 r. 384 790 uprawnien przy emisji 305 007 Mg (nadwyżka 79 783), w 2012 r. 384 790 uprawnien przy emisji 324 174 Mg (nadwyżka 60 616). W 2013 r. emisja rzeczywista CO₂ wyniosła 333 595 Mg przy przydzielonych 255 531 bezpłatnych uprawnieniach (niedobór 78 064 uprawnien), a w 2014 r. spółka posiadała przydział uprawnien w ilości 221 786 przy emisji rzeczywistej 308 313 (niedobór 86 527). Łączną emisję za okres 2008-2014 w wielkości 2 267 608 Mg CO₂ pokryło 2 371 211 uprawnieniami. Pozostała za ten okres nadwyżka bezpłatnych uprawnien w ilości 102 882.

W skali Grupy ECO saldo rachunku EUA (narastająco) na dzień 30 kwietnia 2013 r. wynosiło 283 751, saldo rachunku CER na ten dzień wyniosło 5 000. Przydział EUA na 2013 r. wyniósł 417 402, co daje łącznie 706 153 jednostki EUA w 2013 r. Emisja w 2013 r. wyniosła w skali Grupy 549 561 Mg CO₂ wobec tego saldo po roku 2013 wyniosło 156 592 jednostki. Uwzględniając przydział na 2014 r. w ilości 353 449 jednostek EUA oraz zakupione uprawnienia w ilości 84 097 (za kwotę 1 180 tys. zł) przy emisji na poziomie 500 776 Mg saldo EUA po roku 2014 wyniosło 93 362. Biorąc pod uwagę planowaną emisję na 2015 r. (529 819 Mg) oraz przydział jednostek EUA na ten rok (302 459) zakupiono 208 000 uprawnienia za kwotę 6 614 tys. zł. Grupa szacuje niedobór uprawnien w 2016 r. w ilości 208 280 co będzie skutkowało koniecznością ich zakupu za szacunkową kwotę 7 331 tys. zł. W 2017 r. niedobór uprawnien szacowany jest na 328 250, a koszt zakupu na 14 889 tys. zł, w 2018 r. pokrycie niedoboru uprawnien w ilości 364 146 będzie kosztowało 17 833 tys. zł, w 2019 r. niedobór wyniesie 391 050, a koszt zakupu 21 450 tys. zł i w 2020 r. niedobór uprawnien oszacowano na 417 550 i koszt zakupu na 25 709 tys. zł. Łącznie w latach 2016-2020 Grupa ECO planuje zakupić 1 709 tys. uprawnien za kwotę 87 212 tys. zł.

(dowód: akta kontroli str. 461-480, 546-550)

Na podstawie danych dotyczących kosztów wytwarzania ciepła w systemie opolskim ustalono, że w strukturze kosztów stałych, które wynosiły w 2008 r. 20 573 705 zł, a w 2014 r. 25 360 050 zł największy udział miały koszty wynagrodzeń i świadczeń pracowników bezpośrednio produkcyjnych, amortyzacja od środków trwałych służących bezpośredniej produkcji, koszty remontów urządzeń produkcyjnych oraz koszty ogólne. W kosztach zmiennych, które po korekcie o przychody z energii elektrycznej oraz wytworzenie energii elektrycznej na własne potrzeby w roku 2008 wynosiły 21 053 392 zł, a w 2014 r. 19 902 469 zł, największy udział miały koszty paliwa – miału węglowego i gazu. Łącznie koszty wytworzenia ciepła w systemie opolskim wyniosły w 2008 roku 41 627 097 zł, a w 2014 roku 45 262 519 zł. W okresie objętym kontrolą cena ciepła w tym systemie wzrastała od 21,84 zł za GJ w 2008 r. do 28,92 zł za GJ w 2014 r.

(dowód: akta kontroli str.523)

Koszty z tytułu niedoboru uprawnien do rozliczenia emisji CO₂ po raz pierwszy zostały uwzględnione w taryfie zatwierdzonej w roku 2014. W cenie dla systemu ciepłowniczego Opole koszt zakupu uprawnien uwzględniony w tej taryfie wyniósł 0,95 zł/GJ. Wzrost cen ciepła w okresie 2008-2014 wynika m.in. ze wzrostu kosztów, ilości sprzedaży przyjętej do kalkulacji cen wynikającej z historycznych warunków atmosferycznych oraz struktura opłat stałych i zmiennych, która zgodnie z oczekiwaniami klientów zmienia się w kierunku opłat zmiennych. W badanym okresie nastąpiła również istotna zmiana technologiczna w konfiguracji instalacji w Opolu. Podstawowym źródłem wytwarzania energii zostało kogeneracyjne źródło miałowe, które zastąpiło gazowe źródło kogeneracyjne. Wpłynęło to korzystnie na

zmianę struktury kosztów zmiennych. Bardzo drogi gaz zastąpiono relatywnie tańszym węglem. W okresie 2008-2014 koszty paliwa stałego wzrosły o 11,9 mln zł, natomiast koszty zużycia gazu zmalały o 16,8 mln zł.

Jak wynika z wyjaśnień⁴⁵ Spółka stale analizuje wpływ zmian uwarunkowań zewnętrznych na prognozowane koszty działalności. Analizy są podejmowane na bieżąco oraz na etapie podejmowania decyzji inwestycyjnych. Jednak w okresie eksploatacji nie jest prowadzona szczegółowa ewidencja kosztów wyodrębniająca koszty związane z PEK.

(dowód: akta kontroli str. 523, 544)

Wśród ryzyk wpływających na działalność spółek Grupy ECO Zarząd ECO w sprawozdaniu za 2014 r. wymienił m.in.:

- ograniczenie okresu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji jedynie do 2018 r.,
- zmiany w zasadach Polityki Spójności UE w latach 2014-2020 wyłączające z dofinansowania niektóre rodzaje inwestycji, np. instalacje objęte wspólnym systemem handlu uprawnieniami do emisji CO₂,
- zamiar wprowadzenia zaostrzonych norm emisji dotyczących dwutlenku siarki, tlenków azotu oraz pyłów dla obiektów energetycznego spalania o mocy cieplnej od 1 do 50 MW, począwszy od lat 2017-2018 dla nowych instalacji i od 2025 r. dla istniejących,
- stopniowe ograniczanie darmowego przydziału uprawnień do emisji CO₂, docelowo konieczność zakupu całości wymaganych uprawnień,
- znaczący wzrost cen uprawnień do emisji CO₂,
- ograniczoną podaż węgla o niskiej zawartości siarki,
- niestabilne ceny paliw oraz relacje cenowe pomiędzy nośnikami energii na rynkach.

(dowód: akta kontroli str. 14)

Uwagi dotyczące
badanej działalności

Najwyższa Izba kontroli zauważa, że od 2013 r. faktyczna emisja przewyższa limity bezpłatnych uprawnień i niedobory te w kolejnych latach będą się zwiększać. Ze względu na zmianę warunków prowadzenia działalności w sektorze energetyki oraz konieczność wypełnienia wymogów wynikających z PEK, zgodnie z szacunkami ECO wystąpi w latach 2016-2020 potrzeba zakupu uprawnień do emisji za kwotę prawie 90 mln zł. Konsekwencją tej sytuacji będzie zatem istotny wzrost kosztów, co może mieć wpływ na wzrost kosztów działalności spółek Grupy ECO.

Ocena częściowa

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie działalność ECO SA w zbadanym zakresie.

IV. Wnioski

Wnioski pokontrolne

Przedstawiając powyższe oceny i uwagi wynikające z ustaleń kontroli, Najwyższa Izba Kontroli, na podstawie art. 53 ust. 1 pkt 5 *ustawy z dnia 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli*⁴⁶, wnosi o opracowanie planu działań zmierzających do osiągnięcia zakładanych wartości wskaźników dla zrealizowanych zadań inwestycyjnych w warunkach obowiązujących zasad wsparcia systemu kogeneracji.

⁴⁵ Pismo Prezesa Zarządu ECO SA nr DK/02/5021-0001/00009/15 z dnia 15 grudnia 2015 r.

⁴⁶ Dz.U. z 2015 r., poz.1096 . Dalej: *ustawa o NIK*.

V. Pozostałe informacje i pouczenia

Prawo zgłoszenia
zastrzeżeń

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

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.

Obowiązek
poinformowania
NIK o sposobie
wykorzystania uwag
i wykonania wniosków

Zgodnie z art. 62 *ustawy o NIK* proszę o poinformowanie Najwyższej Izby Kontroli, w terminie 21 dni od otrzymania wystąpienia pokontrolnego, o sposobie wykorzystania uwag i wykonania wniosku pokontrolnego 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 30 marca 2016 r.

Kontroler
Maciej Maciejewski
doradca techniczny

(-)

Najwyższa Izba Kontroli
Departament Gospodarki,
Skarbu Państwa i Prywatyzacji

Kontroler
Łukasz Urbanowicz
specjalista kontroli państwowej

(-)

Dyrektor
z up. Michał Wilkowicz
Wicedyrektor

(-)