



NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI

Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji

KGP.410.008.03.2015

P/15/021

TEKST UJEDNOLICONY

WYSTĄPIENIE POKONTROLNE

***Tekst dokumentu ujednolicony po rozpatrzeniu zastrzeżeń
– zgłoszonych do wystąpienia pokontrolnego –
przez Komisję Rozstrzygającą Najwyższej Izby Kontroli***

(Uchwała Komisji Rozstrzygającej NIK Nr KPK-KPO.443.109.2016 z dnia 21 czerwca 2016 r.)

I. Dane identyfikacyjne kontroli

<i>Numer i tytuł kontroli</i>	P/15/021 Dostosowanie polskiego przemysłu do wymogów Pakietu energetyczno-klimatycznego
<i>Jednostka przeprowadzająca kontrolę</i>	Najwyższa Izba Kontroli Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji
<i>Kontrolerzy</i>	1. Dominika Manicka, główny specjalista kontroli państwowej, upoważnienie do kontroli nr 96635 z dnia 19 października 2015 r. oraz nr 98963 z dnia 18 grudnia 2015 r. 2. Małgorzata Kornaga, specjalista kontroli państwowej, upoważnienie do kontroli nr 96634 z dnia 16 października 2015 r. oraz nr 98962 z dnia 18 grudnia 2015 r. [Dowód: akta kontroli str. 1-8]
<i>Jednostka kontrolowana</i>	PGE Polska Grupa Energetyczna Spółka Akcyjna ¹ ul. Mysia 2, 00-496 Warszawa
<i>Kierownik jednostki kontrolowanej</i>	Prezesem Zarządu PGE SA od dnia 31 marca 2016 r. jest Henryk Baranowski. W okresie od 23 grudnia 2013 r. do 30 marca 2016 r. Prezesem Zarządu PGE SA był Marek Woszczyk. W okresie od dnia 18 listopada 2013 r. do dnia 23 grudnia 2013 r. pełniącym obowiązki Prezesa Zarządu PGE SA był Piotr Szymanek. W okresie od 5 marca 2012 r. do 18 listopada 2013 r. Prezesem Zarządu PGE SA był Krzysztof Kilian. W okresie od 15 grudnia 2011 r. do 4 marca 2012 r. pełniącym obowiązki Prezesa Zarządu PGE SA był Paweł Skowroński. W okresie od 1 sierpnia 2008 r. do 14 grudnia 2011 r. Prezesem Zarządu PGE SA był Tomasz Zadroga. W okresie od 1 lipca 2008 r. do 31 lipca 2008 r. pełniącym obowiązki Prezesa Zarządu PGE SA oraz w okresie od 5 października 2007 r. do 30 czerwca 2008 r. Prezesem Zarządu PGE SA był Paweł Urbański. [Dowód: akta kontroli str. 9-15]

II. Ocena kontrolowanej działalności

Ocena ogólna

Uzasadnienie oceny ogólnej

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie² działania podejmowane przez PGE SA w zakresie dostosowania w latach 2008-2015 działalności do wymogów Pakietu energetyczno-klimatycznego³, w tym określonych w ramach Europejskiego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji⁴.

Spółki wchodzące w skład Grupy Kapitałowej PGE⁵ prawidłowo wywiązywały się z obowiązków związanych z uzyskaniem wszystkich niezbędnych pozwoleń zintegrowanych oraz

¹ Dalej: PGE SA lub Spółka.

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

³ Zbiór aktów prawnych UE (dyrektyw, rozporządzeń i decyzji), które wprowadzają mechanizmy mające doprowadzić do osiągnięcia celów UE w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych i energii. Dalej: PEK.

⁴ European Union Emissions Trading Scheme, dalej: EU ETS. Ustanowiony w ramach Wspólnoty Europejskiej dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniającą dyrektywę Rady 96/61/WE (Dz. Urz. UE L 275 z 25.10.2003, str. 32 ze zm.) – dalej: dyrektywa EU ETS.

⁵ Dalej: Grupa PGE lub Grupa.

zezwoleń na uczestnictwo w systemie EU ETS, a także z obowiązków w zakresie monitorowania wielkości emisji, sporządzania rocznych raportów z wielkości emisji i ich weryfikacji oraz rozliczania wielkości emisji.

Grupa PGE prowadziła skuteczne działania w zakresie dostosowania działalności do wymagań PEK, z uwzględnieniem zachowania konkurencyjnej pozycji na rynku, które wynikały z obowiązujących dokumentów strategicznych. Spółki tworzące Grupę określały w okresowych planach inwestycyjnych zadania modernizacyjne, które miały na celu poprawę sprawności i efektywności wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w konwencjonalnych jednostkach wytwórczych. Grupa podejmowała także inne działania, w tym badawczo-rozwojowe, zmierzające do ograniczenia emisji CO₂. Podjęty w Elektrowni Bełchatów demonstracyjny projekt wychwytywania i geologicznego składowania CO₂ (CCS – *Carbon Capture and Storage*), zakładający ograniczenie ok. 1/3 emisji CO₂ z nowego bloku energetycznego o mocy 858 MW_e, tj. blisko 2 mln Mg CO₂ rocznie, z przyczyn ekonomicznych nie został zrealizowany.

Grupa PGE realizowała 37 z 45 zadań ujętych w Krajowym Planie Inwestycyjnym⁶, w wyniku których osiągnięto założone efekty, w tym przyczyniające się do ograniczenia emisji CO₂. O przyczynach zaniechania lub zawieszenia realizacji pozostałych zadań informowano Ministra Środowiska oraz Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami⁷. Spółka wywiązywała się z obowiązków sprawozdawczych związanych z realizacją KPI, w wyniku czego otrzymała bezpłatne uprawnienia do emisji CO₂ w pełnym możliwym wolumenie.

Stwierdzona nieprawidłowość, polegająca na niezłożeniu w terminie określonym w art. 136 ust. 1 *ustawy z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych*⁸ do Ministra Środowiska wniosku o zatwierdzenie wskaźnika zgodności dla jednej z zakończonych inwestycji ujętej w KPI, nie miała negatywnego wpływu na przydział bezpłatnych uprawnień.

III. Opis ustalonego stanu faktycznego

Grupa PGE w obecnym kształcie funkcjonuje od 1 września 2010 r., kiedy został zakończony⁹ Program Konsolidacji.

Dane zawarte w niniejszym wystąpieniu uwzględniają działania w zakresie PEK związane z prowadzeniem instalacji do spalania paliw zarządzanymi przez podmioty skupione w Grupie według stanu na dzień zakończenia czynności kontrolnych, tj. 29 stycznia 2015 r. z uwzględnieniem także działań dotyczących tych instalacji w okresie od 2008 r. do czasu zakończenia konsolidacji Grupy PGE, wykonywanymi przez ich poprzedników prawnych.

W segmencie Energetyki Konwencjonalnej, skupiającym całość działalności wydobywczej oraz wytwórczej w obszarze energetyki konwencjonalnej, kluczową spółką była PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna¹⁰.

W Grupie PGE za wdrażanie wymogów PEK przede wszystkim odpowiedzialni byli: PGE GiEK SA – jako prowadzący instalacje objęte systemem EU ETS oraz PGE SA – jako koordynator działań wynikających z uczestnictwa w systemie EU ETS.

⁶ Dalej: KPI.

⁷ Dalej: KOBIZE.

⁸ Dz. U. poz. 1223 ze zm.

⁹ Oprócz połączenia z PGE Elektrownia Opole SA, które nastąpiło 12 marca 2012 r.

¹⁰ Dalej: PGE GiEK SA.

1. Ocena prawidłowości wykonania obowiązków wynikających z postanowień Pakietu energetyczno-klimatycznego

1.1. Instalacje wprowadzające emisje gazów cieplarnianych do powietrza posiadane przez Grupę Kapitałową PGE

Opis stanu faktycznego

PGE GiEK SA posiadało 14 instalacji, które ze względu na rodzaj działalności (instalacje spalania paliw, z wyjątkiem instalacji spalania odpadów niebezpiecznych lub komunalnych) oraz moc (powyżej 20 MW) objęte były systemem EU ETS.

Charakterystyka instalacji Grupy Kapitałowej PGE emitujących substancje do powietrza na koniec 2014 r.:

PGE GiEK SA Oddział Elektrownia Bełchatów

Prowadził instalację do wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej, o mocy cieplnej nie niższej niż 300 MW_t. Instalacja do energetycznego spalania paliw składała się z 12 bloków energetycznych o łącznej mocy elektrycznej 4 440 MW_e (nominalnej mocy cieplnej wprowadzanej w paliwie 12 600 MW_t), w których podstawowymi urządzeniami były kotły parowe BB-1150, turbiny 18K370 i generatory GTHW360. W skład instalacji wchodził również nowy blok energetyczny nr 14 o mocy 858 MW_e (moc cieplna 1 820 MW_t), w którym podstawowymi urządzeniami były: kocioł typu BB-2400, turbina parowa typu STF-100 i generator 50WT25E-138. Obiekt przygotowany był do współpracy z instalacją CCS (posiadał status tzw. CCS Ready).

PGE GiEK SA Oddział Elektrownia Opole

Kondensacyjna elektrownia ciepła blokowa, z zamkniętym układem wody chłodzącej. Eksploatowane były cztery bloki energetyczne o łącznej mocy zainstalowanej 1 492 MW_e i mocy osiągalnej 1 532 MW_e. Paliwem podstawowym był węgiel kamienny. Wszystkie bloki wyposażone były w mokrą instalację odsiarczania spalin.

PGE GiEK SA Oddział Elektrownia Turów

Kondensacyjna elektrownia ciepła blokowa, z międzystopniowym przegrzewem pary i zamkniętym układem wody chłodzącej. W Elektrowni zainstalowanych było osiem bloków energetycznych. Paliwem podstawowym był węgiel brunatny. Bloki nr 5 i 6 współspalały również biomasę leśną i rolną. Po modernizacji elektrownia dysponowała mocą osiągalną 2 106 MW_e. Nowe bloki – oprócz większej mocy (bloki nr 1, 2, 3 – 235 MW_e oraz bloki nr 4, 5, 6 – 260 MW_e) posiadały znacznie wyższą sprawność przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną.

PGE GiEK SA Oddział Zespół Elektrowni Dolna Odra

Elektrownia Dolna Odra

Bloki nr 1-2 stanowiły autonomiczną instalację energetycznego spalania paliw, wytwarzającą energię elektryczną i ciepłą. Instalacja dysponowała mocą elektryczną 454 MW_e i mocą cieplną 19,32 MW_t. W instalacji (również w pozostałych instalacjach Elektrowni Dolna Odra) spalano węgiel, biomasę oraz olej opałowy ciężki.

Instalacja składająca się z bloków nr 3-4 została wyłączona z eksploatacji z dniem 3 grudnia 2013 r. Blok nr 4 wyłączony został 11 kwietnia 2012 r., wyłączenie bloku nr 3 zostało potwierdzone w decyzji Marszałka Województwa Zachodniopomorskiego z dnia 3 grudnia 2013 r.

Instalacja składająca się z bloków nr 5-8, wytwarzała ciepło i energię elektryczną. Dysponowała mocą elektryczną 908 MW_e oraz mocą cieplną 41,38 MW_t.

Elektrownia Pomorzany

Instalacja wytwarzająca energię elektryczną i ciepło, obejmowała bloki A i B dysponujące mocą elektryczną 134,2 MW_e i mocą cieplną 184 MW_t, kocioł wodny KW-2 dysponujący mocą cieplną 139,5 MW_t oraz kocioł pomocniczy Condor (olejowy), o wydajności 7,5 Mg pary/h, o nominalnej mocy cieplnej w paliwie 5,54 MW_t.

Elektrownia Szczecin

Elektrownia zawodowa z otwartym układem chłodzenia o mocy elektrycznej 68,5 MW_e przy mocy elektrycznej 48 MW_e i mocy cieplnej 162,14 MW_t. W elektrowni w celu wytworzenia energii spalana była biomasa leśna oraz rolna. Olej opałowy lekki był wykorzystywany jako paliwo rozpałkowe i rezerwowe dla kotła K-71 oraz podstawowe dla kotła PTWM-50. Elektrownia wyposażona była w jeden kocioł fluidalny BFP OF-230 (K-71) opalany biomasą oraz jeden kocioł awaryjno-pomocniczy PTWM-50 opalany olejem opałowym lekkim. Łączna nominalna moc cieplna zainstalowanych kotłów (w paliwie) wynosiła 252 MW_t.

PGE GiEK SA Oddział Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz

Elektrociepłownia Bydgoszcz II

Prowadziła działalność w zakresie wytwarzania ciepła, wytwarzania energii elektrycznej oraz przesyłu i dystrybucji ciepła. Moc cieplna osiągalna wynosiła 627 MW_t, moc elektryczna zainstalowana 227 MW_e, a moc elektryczna osiągalna 183 MW_e. W EC Bydgoszcz II prowadzony był proces technologiczny związany z energetycznym spalaniem węgla kamiennego i oleju opałowego, a także współspalaniem węgla kamiennego i biomasy.

W EC Bydgoszcz II zainstalowanych było pięć kotłów parowych (cztery OP-230 i jeden kocioł rozruchowy TOMA TDA 10000/10) oraz jeden kocioł wodny WP-120. Ponadto eksploatowane były trzy ciepłownicze turbozespoły upustowo-przeciwprężne (TG-1, TG-3 i TG-5), turbozespół przeciwprężny TG-4 dla celów technologiczno-ciepłowniczych oraz turbozespół kondensacyjny TG-2.

Elektrociepłownia Bydgoszcz I

Elektrociepłownia Bydgoszcz I stanowiła zabezpieczenie ciągłości produkcji energii cieplnej. Wytwarzała ciepło dla potrzeb centralnego ogrzewania i ciepłą wodę użytkową dla centralnych i północno-zachodnich dzielnic Bydgoszczy. W EC Bydgoszcz I były eksploatowane jednostki kotłowe posiadające moc cieplną 87,3 MW_t, które opalane były węglem: trzy kotły wodne WR-25 nr 2, (K-2), nr 3 (K-3), nr 4 (K-4) posiadające moc cieplną 29,1 MW_t każdy.

Elektrociepłownia Bydgoszcz III

Od roku 2015 nie jest objęta systemem EU ETS z powodu zaprzestania działalności.

PGE GiEK SA Oddział Elektrociepłownia Gorzów

W skład Elektrociepłowni Gorzów wchodziły dwie jednostki produkcyjne składające się z:

Elektrociepłowni I, w skład której wchodziły turbozespół gazowy typu GT8C o mocy elektrycznej 54,5 MW_e, kocioł odzyskowy typu OUG83/140 z podgrzewaczem sieciowym, turbozespół przeciwprężny typu DDM-55 o mocy elektrycznej 5 MW_e, turbozespół upustowo-przeciwprężny 3P6-6 o mocy elektrycznej 6 MW_e;

Elektrociepłowni II, w skład której wchodziły kocioł parowy OP-140 o jednostkowej nominalnej mocy cieplnej 98,4 MW_t, turbozespół ciepłowniczy upustowo-kondensacyjny TC 32 o mocy elektrycznej 32,0 MW_e, kocioł wodny WP-70 o mocy cieplnej nominalnej 81,4 MW_t.

PGE GiEK SA Oddział Elektrociepłownia Lublin Wrotków

Elektrociepłownia, wytwarzająca energię elektryczną i ciepłą, dysponowała osiągalną mocą elektryczną 231 MW_e oraz osiągalną mocą cieplną 627 WM_t. Podstawową jednostką wytwórczą był blok gazowo-parowy¹¹ produkujący energię elektryczną i ciepło w skojarzeniu z wykorzystaniem gazu ziemnego wysokometanowego jako paliwa podstawowego. Cztery kotły wodne opalane węglem kamiennym przejmowały obciążenie szczytowe sieci ciepłowniczej w sezonie grzewczym (po osiągnięciu przez blok maksymalnej mocy cieplnej).

PGE GiEK SA Oddział Elektrociepłownia Rzeszów

Podstawowymi urządzeniami wytwórczymi były dwa kotły wodne pyłowe opalane miałem węglowym o nominalnej mocy cieplnej wprowadzanej w paliwie 167 MW_t i 140 MW_t, cztery

¹¹ Dalej: BGP.

kotły wodne rusztowe opalane miałem węglowym każdy o nominalnej mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie 35 MW_t i osiągalnej nominalnej mocy cieplnej 29 MW_t. Działał także blok gazowo-parowy, który spalał gaz ziemny, o mocy nominalnej dostarczonej w paliwie 216,28 MW_t i osiągalnej nominalnej mocy cieplnej 76,3 MW_t.

W listopadzie 2014 r. do użytkowania oddano blok gazowo-silnikowy¹², stanowiący osobną instalację i działający w oparciu o spalanie gazu ziemnego. Zainstalowana całkowita moc elektryczna wyniosła 30 MW_e a zainstalowana moc cieplna 27 MW_t.

PGE GiEK SA Oddział Elektrociepłownia Kielce

Instalacja wytwarzała energię elektryczną i ciepłą. Proces produkcji prowadzony był w oparciu o spalanie węgla kamiennego i biomasy. W skład instalacji wchodził jeden kocioł wodny o mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie 164 MW_t, pięć kotłów wodnych o łącznej mocy wprowadzonej w paliwie 175 MW_t, jeden kocioł parowy o mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie 48 MW_t (blok węglowy), jeden kocioł o mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie 20 MW_t (blok biomasowy).

PGE GiEK SA Oddział Elektrociepłownia Zgierz

Elektrociepłownia Zgierz II

Od 2015 r. nie jest objęta systemem EU ETS z powodu zaprzestania działalności.

Elektrociepłownia Zgierz III

Elektrociepłownia wytwarzała energię elektryczną i ciepłą opartą na współspalaniu węgla (głównie brunatnego) i biomasy. Instalacja składała się z jednego kotła parowego pyłowego o mocy cieplnej w paliwie 110 MW_t, jednego kotła fluidalno-pyłowego o mocy cieplnej w paliwie 77,5 MW_t, jednego wodnego kotła rezerwowo-szczytowego UT-M64 o mocy cieplnej w paliwie 18,5 MW_t i jednej wytwornicy pary o mocy cieplnej w paliwie 1,65 MW_t.

[Dowód: akta kontroli str. 535-536]

W kontrolowanym okresie wymienione instalacje posiadały zezwolenia na uczestnictwo w systemie EU ETS, o którym mowa w art. 33 *ustawy z dnia 22 grudnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji*¹³ oraz art. 40 *ustawy z dnia 28 kwietnia 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych*¹⁴.

[Dowód: akta kontroli str. 126-133, 298-299]

W odniesieniu do spółek wchodzących w skład Grupy PGE ilość wyemitowanych substancji nieobjętych systemem EU ETS, tj. dwutlenku siarki¹⁵, tlenków azotu¹⁶ oraz pyłu, w kolejnych latach objętych kontrolą, mieściła się w granicach dopuszczalnego limitu, określonego w wydanych dla spółek pozwoleniach zintegrowanych. Jedynie w przypadku Elektrociepłowni Lublin Wrotków, przy limicie rocznym wynoszącym 172 Mg, ilość pyłu wprowadzona do powietrza w 2011 r. i w 2012 r. przekroczyła dozwoloną ilość odpowiednio o: 10 Mg i 100 Mg (wyniosła: 182 Mg i 272 Mg), jednakże nie wystąpiło przekroczenie emisji pyłu w stężeniu (wyrażonym w mg/Nm³) w stosunku do standardów emisyjnych¹⁷.

[Dowód: akta kontroli str. 448-539]

1.2. Zmiany w instalacjach objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych

Opis stanu faktycznego

W dniu 1 września 2010 r. nastąpiło połączenie PGE Elektrowni Bełchatów jako spółki przejmującej z 12 innymi spółkami przejmowanymi. Zgodnie z art. 494 § 1 *ustawy z 15*

¹² Dalej: BGS.

¹³ Dz. U. Nr 281, poz. 2784 ze zm. Dalej: *ustawa z 2004 r. o handlu uprawnieniami*.

¹⁴ Dz. U. Nr 122, poz. 695 ze zm. Dalej: *ustawa 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami*.

¹⁵ Dalej: SO₂.

¹⁶ Dalej: NO_x.

¹⁷ W § 11 *rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 4 listopada 2014 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów* (Dz. U. poz. 1546 ze zm.) określono kiedy standardy emisyjne uznaje się za dotrzymane.

września 2000 r. Kodeks spółek handlowych¹⁸ PGE GiEK SA wstąpiła we wszystkie prawa i obowiązki spółek przejętych, w tym stała się prowadzącym dla następujących instalacji objętych systemem EU ETS:

PGE GiEK SA – Oddział Elektrownia Bełchatów;

PGE GiEK SA – Oddział Elektrownia Turów;

PGE GiEK SA – Oddział Elektrownia Opole;

PGE GiEK SA – Oddział Zespół Elektrowni Dolna Odra (w skład którego wchodziły: Elektrownia Dolna Odra, Elektrownia Pomorzany, Elektrownia Szczecin);

PGE GiEK SA – Oddział Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz (w skład którego wchodziły: Elektrociepłownia Bydgoszcz III, Elektrociepłownia Bydgoszcz I i Elektrociepłownia Bydgoszcz II);

PGE GiEK SA – Oddział Elektrociepłownia Gorzów (2 instalacje);

PGE GiEK SA – Oddział Elektrociepłownia Lublin Wrotków;

PGE GiEK SA – Oddział Elektrociepłownia Rzeszów (2 instalacje);

PGE GiEK SA – Oddział Elektrociepłownia Kielce;

PGE GiEK SA – Oddział Elektrociepłownia Zgierz (w skład którego wchodziły Elektrociepłownia Zgierz II oraz Elektrociepłownia Zgierz III).

PGE GiEK SA jako prowadzący instalacje wystąpiła do właściwych urzędów z wnioskami o zmianę w zakresie określenia podmiotu prowadzącego instalację w decyzjach, dotyczących wydania zezwolenia na uczestnictwo w systemie EU ETS.

W dniu 27 września 2010 r. PGE GiEK SA zgodnie z art. 38 *ustawy z 2004 r. o handlu uprawnieniami* wystąpiła do Krajowego Administratora Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji¹⁹ ze zgłoszeniem nabycia tytułu prawnego do wyżej wymienionych instalacji.

[Dowód: akta kontroli str. 366-433]

W latach 2008-2015 wystąpiły trzy przypadki wygaśnięcia zezwolenia określone w dyspozycji art. 49 ust. 1 *ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami*:

- 1) W dniu 15 lutego 2012 r. Prezydent Miasta Gorzowa Wielkopolskiego wydał decyzję stwierdzającą wygaśnięcie zezwolenia na uczestnictwo w systemie EU ETS dla instalacji spalania paliw przy ul. Małorolnych 20a w Gorzowie Wielkopolskim (obecnie PGE GiEK SA Oddział Elektrociepłownia Gorzów), w związku z brakiem emisji CO₂ w 2010 r.
- 2) W dniu 20 sierpnia 2014 r., na wniosek PGE GiEK SA Oddział Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz, Prezydent Bydgoszczy wydał decyzję stwierdzającą wygaśnięcie zezwolenia na uczestnictwo w systemie EU ETS dla instalacji eksploatowanej na terenie Elektrociepłowni Bydgoszcz III w związku z rozpoczęciem zamknięcia tej instalacji, ponieważ przestała spełniać przesłanki objęcia systemem. Ponadto w raporcie za 2014 r. wielkość emisji CO₂ wyniosła 0 Mg.
- 3) Zezwolenie dla PGE GiEK SA Oddział Elektrociepłownia Zgierz przy ul. Energetyków 9 (Elektrociepłownia Zgierz II) wygasło z mocy prawa z dniem 31 grudnia 2014 r. Wskazana w rocznym raporcie za 2014 rok wielkość emisji CO₂ wyniosła 0 Mg. Instalacja została trwale wygaszona.

[Dowód: akta kontroli str. 366-433]

W okresie rozliczeniowym 2008-2012 PGE GiEK SA oddała do użytkowania dwa nowe bloki energetyczne: w Elektrociepłowni Kielce – duoblok biomasowo-węglowy oraz w Elektrowni Bełchatów – nowy blok nr 14 (858 MW_e). W obu przypadkach na podstawie art. 36 ust. 2 *ustawy z 2004 r. o handlu uprawnieniami* na wniosek prowadzącego instalację wydane zostały decyzje w sprawie zmiany istniejących zezwoleń w związku z rozbudową nowej instalacji.

¹⁸ Dz. U. z 2013 r. poz. 1030, ze zm.

¹⁹ Dalej: KASHUE.

Dla Elektrociepłowni Kielce Marszałek Województwa Świętokrzyskiego w dniu 18 grudnia 2009 r., po uzyskaniu pozytywnej opinii KASHUE, wydał decyzję zmieniającą zezwolenie w związku z uruchomieniem nowego bloku kogeneracyjnego (duoblok biomasowo-węglowy) oraz przyznał dodatkową liczbę uprawnień do emisji CO₂ z krajowej rezerwy w liczbie 5 190 uprawnień średniorocznie (wnioskowano o przydział 26 300 uprawnień rocznie) na okres 2009-2012, tj. łącznie 20 760 uprawnień do końca tego okresu rozliczeniowego.

Proces uzyskania zmiany zezwolenia i dodatkowego przydziału uprawnień dla nowego bloku 858 MW_e w Elektrowni Bełchatów rozpoczął się wnioskiem do Urzędu Marszałkowskiego w Łodzi z dnia 24 sierpnia 2010 r. i został rozpatrzony dwuetapowo. W dniu 21 stycznia 2011 r. Marszałek Województwa Łódzkiego zmienił zezwolenie Elektrowni Bełchatów w zakresie *Planu monitorowania* uwzględniając w nim nowy blok. Następnie, po oddaniu nowego bloku do eksploatacji (w 2011 r.) Marszałek zmienił zezwolenie i po uzyskaniu opinii KOBiZE przyznał dodatkowe uprawnienia do emisji CO₂ w liczbie 4 812 746 do końca okresu rozliczeniowego 2008-2012²⁰ (decyzja z dnia 20 grudnia 2011 r.).

Przyznane z krajowej rezerwy uprawnienia zostały wydane na rachunki instalacji w roku następującym po roku wydania decyzji – odpowiednio: w dniu 24 lutego 2012 r. dla Elektrowni Bełchatów i w dniu 23 grudnia 2010 r. dla Elektrociepłowni Kielce.

[Dowód: akta kontroli str. 366-433]

W Grupie PGE instalacją, która uległa znacznemu rozszerzeniu po dniu 30 czerwca 2011 r., była instalacja znajdująca się w Elektrociepłowni Rzeszów.

Po rozpoczęciu eksploatacji nowego BGS w listopadzie 2014 r. oraz zmianie zezwolenia na emisję gazów cieplarnianych, dokonana decyzją Marszałka Województwa Podkarpackiego z dnia 31 grudnia 2014 r., instalacja Elektrociepłowni Rzeszów składała się z BGP o mocy cieplnej w paliwie 216,28 MW_t oraz BGS o mocy cieplnej w paliwie 66 MW_t. Wraz z przejęciem do eksploatacji nowego bloku istniejąca instalacja zwiększyła moc zainstalowaną, poprzez dobudowę czterech silników spalinowych tłokowych, zasilanych gazem ziemnym. Zwiększenie mocy wiązało się ze zwiększeniem poziomu produkcji, a w konsekwencji ze wzrostem emisji CO₂.

W odniesieniu do Elektrociepłowni Rzeszów przygotowano wniosek o dodatkowy przydział uprawnień do emisji CO₂ dla nowego bloku z rezerwy Unii Europejskiej.²¹ Na dzień 6 listopada 2015 r. decyzja w tym zakresie nie została jeszcze wydana.

[Dowód: akta kontroli str. 372-373]

Osiem instalacji wchodzących w skład Grupy PGE uzyskało zezwolenia na podstawie art. 50 ust. 1 *ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami*. Zrealizowana została inwestycja w PGE GiEK SA – Oddział Elektrociepłowni Rzeszów, gdzie wybudowano BGS. Inwestycje w Oddziałach: Elektrownia Turów (blok 11), Elektrownia Opole (bloki 5 i 6) oraz Elektrociepłownia Gorzów (budowa BGP) były w trakcie realizacji.

W pozostałych czterech przypadkach procesy inwestycyjne zostały zaniechane. Wyniki uzyskane w związku z przeprowadzonymi analizami techniczno-ekonomicznymi, nie pozwoliły podjąć decyzji o rozpoczęciu realizacji zadań inwestycyjnych²².

[Dowód: akta kontroli str. 366-433, 720-724, 2477-2545]

²⁰ Wnioskowano o 9 333 000 uprawnień do końca drugiego okresu rozliczeniowego 2008-2012.

²¹ Wniosek o zmianę liczby przydzielonych bezpłatnych uprawnień.

²² PGE GiEK SA – Oddział Zespół Elektrowni Dolna Odra (budowa bloku 9 i 10) oraz Elektrownia Pomorzany (budowa BGP); PGE GiEK SA – Oddział Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz (budowa BGP); PGE GiEK SA – Oddział Elektrociepłowni Lublin Wrotków (budowa dwóch bloków o mocy 800 MW_e).

1.3. Wypełnianie obowiązków związanych z przekazaniem informacji niezbędnych dla opracowania Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień²³, Krajowych Środków Wykonawczych²⁴ i KPI

Opis stanu faktycznego

Przygotowanie danych do KPRU na lata 2008-2012 (na II okres rozliczeniowy) oraz konsultacje społeczne jego projektu odbywały się na poziomie poszczególnych instalacji PGE GiEK SA, które w czasie tworzenia KPRU (2007 r.) posiadały osobowość prawną. Podmioty należące do Grupy PGE przedłożyły KOBiZE informacje, o których mowa w art. 16 ustawy z 2004 r. o handlu uprawnieniami. KOBiZE nie miał zastrzeżeń do przekazanych informacji, a wątpliwości były wyjaśniane w kontaktach roboczych z przedstawicielami poszczególnych podmiotów. Spółki Grupy PGE przedłożyły również dane wymagane rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 25 lipca 2011 r. w sprawie informacji wymaganych do opracowania krajowego planu rozdziału uprawnień do emisji²⁵. KOBiZE nie miał zastrzeżeń do przedłożonych informacji²⁶.

[Dowód: akta kontroli str. 126-133, 801-808]

Dane związane z opracowania KŚW dla każdej instalacji PGE GiEK SA objętej systemem EU ETS zostały przygotowane samodzielnie przez służby środowiskowe i eksploatacyjne PGE GiEK SA. Do dnia 31 lipca 2011 r. PGE GiEK SA przekazało do KOBiZE następujące dokumenty:

- formularz do przekazania danych historycznych o wielkości emisji dla każdej instalacji,
- raport o metodyce, przedstawiający m.in. sposób określenia wielkości (danych) przekazanych w formularzu,
- opis i schemat instalacji z podziałem na podinstalacje,
- raport z weryfikacji potwierdzający, że dane przekazane w formularzu i raporcie o metodyce zostały sprawdzone i zweryfikowane przez niezależny podmiot.

[Dowód: akta kontroli str. 126-133]

PGE SA jako podmiot dominujący Grupy PGE koordynowała proces zgłaszania inwestycji do KPI na poziomie Grupy.

Jak wynika z wyjaśnień Spółki²⁷ projekt KPI został opracowany przez Stowarzyszenie Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie²⁸. Stowarzyszenie zleciło wykonanie *Opracowania analiz i projektów, dokumentów związanych z uzyskaniem przydziałów nieodpłatnych uprawnień do emisji CO₂ w latach 2013-2020*, rozkładając koszty na swoich członków, w skład których wchodziły cztery elektrownie będące obecnie częścią PGE GiEK SA, tj. Odział Elektrownia Bełchatów, Elektrownia Turów, Elektrownia Opolo oraz Zespół Elektrowni Dolna Odra²⁹. Powyższe spółki, jako członkowie TGPE, zawarły w 2010 r. oddzielne umowy z TGPE, współfinansując z pozostałymi członkami TGPE wykonanie opracowania pn. *Opracowanie analiz i projektów dokumentów związanych z uzyskaniem przydziałów nieodpłatnych uprawnień do emisji CO₂ w latach 2013-2020*. Celem zawarcia umów było opracowanie stanowiska polskiego sektora energetycznego w sprawie mechanizmu przydziału darmowych uprawnień dla energetyki w okresie rozliczeniowym 2013-2020. Mechanizm ten przewidziano w art. 10c dyrektywy EU ETS.

Podstawowym efektem zlecenia była docelowa propozycja sektora w zakresie pożądanej zawartości wniosku derogacyjnego (w tym zwłaszcza KPI).

Według wyjaśnień Prezesa PGE SA³⁰ powyższe działania były finansowane przez kilkanaście podmiotów-przedsiębiorstw energetycznych, będących członkami TGPE i potencjalny-

²³ Dalej: KPRU.

²⁴ Dalej: KŚW.

²⁵ Dz. U. Nr 154, poz. 914.

²⁶ Pismo KOBiZE z dnia 13 stycznia 2016 r. znak: KO-6000-72-118441/15/SK, TM.

²⁷ Pismo z dnia 28 stycznia 2016 r., znak: DP/48/2016.

²⁸ Dalej: TGPE.

²⁹ podczas zawierania umowy z TGPE trzy z nich stanowiły odrębne spółki, natomiast Elektrownia Bełchatów była już oddziałem PGE GiEK SA.

³⁰ Por. przypis Nr 27.

mi beneficjentami mechanizmu derogacyjnego. Podział kosztów wedle posiadanych przez PGE SA informacji, opierał się na procentowych przydziałach emisji CO₂ zawartych w KPRU na lata 2008-2012. Każdy z podmiotów zawierał odrębną umowę z TGPE, opiewającą na całość jego zobowiązania. Przygotowane w ramach prac dokumenty, wraz z wnioskami z przeprowadzonych analiz, zostały udostępnione administracji rządowej. Dokumenty te stanowiły propozycję rozwiązań derogacyjnych, zaaprobowaną przez przedsiębiorstwa energetyczne skupione w TGPE. PGE GiEK SA wypełniała w 2011 r. dla swoich poszczególnych instalacji ankiety przygotowane przez TGPE, na podstawie których opracowywany był KPI dla całego sektora energetycznego. Komisja Europejska zatwierdziła polski wniosek derogacyjny decyzją z dnia 13 lipca 2012 r. W swojej decyzji Komisja Europejska uznała, że część zgłoszonych inwestycji Grupy Kapitałowej PGE nie może zostać wpisana do KPI z uwagi na niespełnienie przez nie wymogów dyrektywy EU ETS.

[Dowód: akta kontroli str. 438-447, 2328-2395]

Do KPI Grupa PGE zgłosiła 57 zadań, z czego 47 planowanych przez PGE GiEK SA, osiem – przez PGE Dystrybucja SA (w zakresie elektroenergetycznych sieci przesyłowych i dystrybucyjnych), a dwa zadania dotyczące budowy elektrowni atomowych – przez PGE EJ 1 Sp. z o.o.³¹ Wszystkie zadania były ujęte w planach inwestycyjnych poszczególnych spółek jako inwestycje strategiczne.

Do KPI zakwalifikowano 45 zadań. Dwanaście nieuwzględnionych zadań dotyczyło budowy instalacji odsiarczania oraz odazotowania spalin³², których realizacja była związana z dostosowywaniem jednostek wytwórczych do wymagań dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) (wersja przekształcona)³³ oraz budowy nowych mocy wytwórczych³⁴. Wykluczenie tych zadań z KPI było warunkiem Komisji Europejskiej³⁵ zatwierdzenia wniosku Polski o derogację CO₂ dla energetyki na lata 2013-2020³⁶. Wszystkie zadania dotyczące budowy nowych mocy wytwórczych zostały wymienione w załączniku III do decyzji KE, tj. znalazły się wśród zadań, dla których władze polskie nie były w stanie przedstawić dowodów potwierdzających, że zgłoszone inwestycje wykraczają poza początkowy plan inwestycyjny, przyczyniając się do modernizacji instalacji. Jak wynikało z decyzji KE nie można było ustalić, że inwestycje wymienione w załączniku III nie są identyczne z procesem inwestycyjnym instalacji, który faktycznie rozpoczęto przed dniem 31 grudnia 2008 r. oraz, że wnoszą one wartość dodaną, jeśli chodzi o modernizację wytwarzania energii elektrycznej. Sam fakt, że inwestycja dotycząca instalacji, dla której proces inwestycyjny faktycznie rozpoczęto przed dniem 31 grudnia 2008 r. dostarcza nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej, nie był wystarczający, by spełnić wymóg modernizacji.

Ponadto KE nie zgodziła się, by Polska przydzieliła bezpłatne uprawnienia na podstawie art. 10c ust. 1 dyrektywy EU ETS dla pięciu projektowanych instalacji uwzględnionych w KPI, tj. budowy dwóch nowych BGP w Elektrociepłowni Gorzów, budowy BGS w Elektrociepłowni Rzeszów oraz budowy dwóch elektrowni jądrowych. Nakłady poniesione na te inwestycje mogły być zbilansowane z bezpłatnymi uprawnieniami przyznanymi 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

³¹ Do KPI zgłoszono również jedno zadanie, które miało być realizowane przez PGE SA i Grupę Azoty, Zakłady Azotowe Puławy SA.

³² Sześć zadań: budowa instalacji odsiarczania spalin (IOS) i układu odazotowania spalin w bloku 2, 3 i 4 w Elektrociepłowni Bydgoszcz II, Budowa układów odazotowania spalin w blokach B1, B2, B3 i B4 w Elektrowni Opole oraz Budowa IOS dla bloków B1 i B2 w Elektrowni Bełchatów.

³³ Dz. Urz. UE L 334 z 17.12.2010, str. 17 ze zm. Dalej: dyrektywa IED.

³⁴ Sześć zadań: budowa nowych bloków: B5 i B6 w Elektrowni Opole, B11 w Elektrowni Turów, B9 oraz B10 w Elektrowni Dolna Odra, gazowo-parowych w Elektrowni Pomorzany (BGP) i EC Bydgoszcz (CHP CCGT).

³⁵ Dalej: KE.

³⁶ Decyzja Komisji Europejskiej z dnia 13 lipca 2012 r. C(2012) 4609 final dotycząca wniosku zgłoszonego przez Polskę na podstawie art. 10c ust. 5 dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w celu przejściowego przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji na modernizację wytwarzania energii elektrycznej.

w okresie rozliczeniowym rozpoczynającym się od dnia 1 stycznia 2013 r. wraz z przyznaną im liczbą uprawnień do emisji³⁷ innym instalacjom w Grupie PGE.

Jak wynika z wyjaśnień PGE SA³⁸ Komisja Europejska nie podała „dobrej podstawy” dla wyłączenia tych instalacji z derogacji.

1.4. Wypełnianie obowiązków w zakresie planu monitorowania wielkości emisji CO₂

Opis stanu
faktycznego

W Grupie PGE instalacją, która wyemitowała w 2014 r. największa ilość CO₂ był PGE GiEK SA Oddział Elektrownia Bełchatów. Instalacja wyemitowała 36 886 454 Mg CO₂, tj. 62,5% całkowitej emisji instalacji objętych systemem EU ETS, działających w Grupie PGE.

W okresie objętym kontrolą PGE GiEK SA Oddział Elektrownia Bełchatów wypełnił obowiązek opracowania planu monitorowania, wynikający z rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 12 września 2008 r. w sprawie sposobu monitorowania wielkości emisji substancji objętych wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji³⁹, a także art. 56 ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami oraz rozporządzenia Komisji (UE) Nr 601/2012 z dnia 12 czerwca 2012 r. w sprawie monitorowania i raportowania w zakresie emisji gazów cieplarnianych zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady⁴⁰.

W zezwoleniu wydanym przez Marszałka Województwa Łódzkiego z dnia 31 grudnia 2012 r.⁴¹ określono warunki monitorowania emisji CO₂ w tym m.in. poziom dokładności monitorowania, wymagania dotyczące rocznych raportów o wielkości emisji, a także ustalono, że wielkość emisji monitorowana będzie metodą opartą na obliczeniach. Roczna emisja miała stanowić sumę emisji ze wszystkich stosowanych materiałów wsadowych (także emisja CO₂ powstająca w trakcie procesu odsiarczania spalin), a wielkość emisji dla poszczególnych materiałów wsadowych miała być obliczana jako iloczyn danych dotyczących instalacji (zużycie paliwa i wartość opałowa), wskaźnika emisji oraz współczynnika utleniania. Parametry, na podstawie których wyliczano wartość opałową, wskaźnik emisji i współczynnik utleniania wyznaczane były we własnym Zespole Laboratoriów Chemicznych, który uzyskał akredytację ważną do dnia 16 maja 2018 r. wydaną przez Polskie Centrum Akredytacji. Wagi służące do pomiaru ilości paliwa posiadały świadectwa legalizacji ponownej wydane przez Obwodowy Urząd Miar w Piotrkowie Trybunalskim.

Do określenia zużycia węgla brunatnego stosowano wagi taśmociągowe (klasa dokładności I). Zużycie oleju opałowego ciężkiego (mazutu) określano na podstawie wskazań liczników (z raportów dobowych bloków) spalonego mazutu na poszczególnych blokach. Roczne zużycie oleju opałowego lekkiego w kotłowni awaryjno-rozruchowej wyznaczane było na podstawie bilansu masowego.

Zużycie węgla brunatnego w kotle bloku 858 MW (strumień główny) wyznaczane było na podstawie wskazań legalizowanych wag przenośnikowych, zainstalowanych w układzie nawęglania bloku 858 MW, z uwzględnieniem zapasu węgla w zasobnikach przykotłowych. Ilość oleju opałowego lekkiego spalonego w bloku 858 MW wyznaczana była metodą bezpośrednią, za pomocą przepływomierza. Roczne zużycie mączki wapiennej stosowanej do odsiarczania spalin z bloku 858 MW określano na podstawie stanu zapasów na początku i koniec danego okresu rozliczeniowego uwzględniając dostawy.

Zastosowanie wybranego sposobu monitorowania wielkości emisji CO₂ potwierdził uprawniony weryfikator dokonując oceny rocznego raportu o wielkości emisji CO₂ za 2014 r.

[Dowód: akta kontroli str. 294-295, 298-299, 544-675, 843-849]

³⁷ Dz. U. poz. 472 ze zm.

³⁸ Załącznik Nr 16 do pisma (skierowanego do kontrolerów) z dnia 19 listopada 2015 r. (bez numeru).

³⁹ Dz. U. Nr 183, poz. 1142. Dalej: rozporządzenie z 2008 r. w sprawie sposobu monitorowania.

⁴⁰ Dz. Urz. UE L 181 z 12.07.2012, str. 30 ze zm.

⁴¹ Decyzja w sprawie zezwolenia na emisję gazów cieplarnianych z instalacji objętych systemem EU ETS i zatwierdzenia planu monitorowania wielkości emisji CO₂, zmieniona postanowieniem z dnia 15 stycznia 2014 r. oraz decyzjami z dnia 18 września 2014 r. w sprawie zatwierdzenia raportu w zakresie udoskonaleń w metodyce monitorowania oraz decyzją zmieniającą i uaktualniającą decyzję w sprawie zezwolenia.

1.5. Rozliczanie uprawnień do emisji CO₂

Roczne raporty na temat wielkości emisji za lata 2008-2014 sporządzone przez spółki wchodzące w skład Grupy PGE były merytorycznie poprawne i przedstawiały rzetelne dane i informacje dotyczące emisji CO₂.

Zgodnie z art. 42 ustawy z 2004 r. o handlu uprawnieniami oraz art. 59 ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami raporty z wielkości emisji podlegały weryfikacji przez uprawnione podmioty w zakresie zgodności informacji w nich zawartych ze stanem faktycznym.

W latach 2008-2013 uprawnieni weryfikatorzy (Polskie Centrum Akredytacji i Wojewódzki Inspektor Ochrony Środowiska) nie zgłaszali uwag i nie kwestionowali poprawności sprawozdań. W przypadku Elektrowni Szczecin (należącej do PGE GiEK SA – Oddział Zespół Elektrowni Dolna Odra) przesłano do KOBIZE wyjaśnienia do raportów rocznych za 2012 r. (w zakresie wskaźnika na produkcję energii elektrycznej) i za 2013 r. (w zakresie spalania bioestru i wykazanej wówczas emisji zerowej ze spalania tego paliwa). Wyjaśnienia zostały przyjęte przez KOBIZE.

Roczne sprawozdania z emisji za 2014 r. weryfikatorzy ocenili jako poprawnie wykonane i zgodne z zasadami monitorowania i sprawozdawczości. W odniesieniu do czterech raportów zalecili ewentualne ulepszenia w posiadanym *Planie monitorowania*, m.in. w przypadku Elektrowni Opole zalecenia dotyczyły zabudowy w 2014 r. nowej wagi do określania ilości strumienia biomasy, uzupełnienia danych laboratorium o nowe oznaczenia wynikające z rozszerzenia zakresu akredytacji oraz uszczegółowienia stosowanego poziomu dokładności dla wartości opalowej biomasy (poziom dokładności 3). Trzy jednostki prowadzące instalacje, którym zalecono ulepszenia⁴² zwróciły się z wnioskiem o zmianę posiadanego zezwolenia na emisję gazów cieplarnianych w związku ze zmianą *Planów monitorowania* w zakresie wskazanym przez audytorów. Decyzje w zakresie udoskonaleń w metodyce monitorowania (m.in. udoskonalenie *Planu monitorowania*) dla Elektrociepłowni Zgierz III wydano w dniu 23 czerwca 2015 r.⁴³ dla Elektrowni Opole w dniu 22 maja 2015 r.⁴⁴, a dla Elektrociepłowni Bydgoszcz I i II w dniu 8 września 2015 r.⁴⁵

[Dowód: akta kontroli str. 294-295, 544-553]

Zweryfikowane raporty roczne z emisji CO₂ za lata 2008-2014, stanowiące podstawę jej rozliczenia, spółki wchodzące w skład Grupy PGE dostarczyły do KASHUE/KOBIZE w wyznaczonym ustawowo terminie (do 31 marca każdego roku).

[Dowód: akta kontroli str. 544-553]

W latach 2008-2010 rozliczaniem wielkości emisji, zakupem brakujących uprawnień do emisji oraz bilansowaniem uprawnień do emisji wytwórców, zajmowała się Electra SA, a w latach 2011-2015 komórka organizacyjna ds. Zarządzania Portfelem w PGE SA.

Instalacje wchodzące w skład Grupy PGE terminowo umarzały uprawnienia do emisji w ilości równoważnej emisji rzeczywistej wskazanej w raportach rocznych. W latach 2008-2014 Spółka umorzyła uprawnienia do emisji w liczbie odpowiadającej rzeczywistej emisji CO₂, tj. 400 595 994 uprawnień, w tym w: 2008 r. – 60 069 558, 2009 r. – 57 189 500, 2010 r. – 49 741 272, 2011 r. – 52 921 085, 2012 r. – 60 717 485, 2013 r. – 61 292 160, 2014 r. – 8 664 934. Za 2012 r. dla instalacji Elektrociepłowni Bydgoszcz III umorzono dwa uprawnienia, mimo, że emisja CO₂ w tym roku wyniosła 0. Jak wynika z wyjaśnień Prezesa PGE SA⁴⁶ umorzenie zostało wykonane nieprawidłowo i było wynikiem przeoczenia oraz błędu ludzkiego, a koszt uprawnień w dniu ich umorzenia wyniósł łącznie 12 zł⁴⁷.

⁴² PGE GiEK SA Oddział Elektrociepłowni Zgierz (Elektrociepłowni Zgierz III), PGE GiEK SA Oddział Elektrowni Opole, PGE GiEK SA Oddział Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz (dla Elektrociepłowni Bydgoszcz I i Elektrociepłowni Bydgoszcz II).

⁴³ Znak: RŚVI.7225.1.4.2015.TP.

⁴⁴ Znak: DOŚ.III.7225.6.2015.MJ.

⁴⁵ Znak: WGK-VII.6227.4.2015 i ŚG-IV.7225.11.2015.

⁴⁶ Pismo znak DP/38/2016 z dnia 21 stycznia 2016 r.

⁴⁷ W dniu umorzenia uprawnień (16 kwietnia 2013 r.) jednostki CER wyceniano na poziomie 0,08 euro/sztukę, natomiast cena uprawnień EUA wynosiła 3,02 euro/sztukę

Rzeczywista emisji CO₂ w okresie 2008-2014 w instalacjach prowadzonych przez spółki Grupy PGE była bilansowana bezpłatnymi uprawnieniami otrzymanymi przez daną instalację w ramach KPRU, KŚW i KPI, uprawnieniami innej instalacji prowadzonej przez tego samego prowadzącego instalację (np. w ramach Zespołu Elektrowni Dolna Odra czy też Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz w okresie 2008-2010 i po konsolidacji w ramach PGE GiEK SA), uprawnieniami pożyczonymi z roku następnego na wniosek prowadzącego instalację (art. 47 ustawy z 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji), a także uprawnieniami zakupionymi na rynku zewnętrznym (CER, EUA).

W latach 2008-2009 trzy instalacje PGE SA, które miały deficyt uprawnień dla zbilansowania emisji rzeczywistej za dany rok, korzystały z możliwości prawnej „pożyczenia” przydziału uprawnień z roku następnego, uzyskując zgodę właściwych Urzędów Marszałkowskich. Były to:

- w roku 2008 – Elektrownia Bełchatów otrzymała zgodę na pokrycie do celów rozliczenia za 2008 r. niedoboru uprawnień w ilości 3 910 637, uprawnieniami przyznanymi na następny rok (2009 r.) oraz Elektrownia Turów uprawnieniami przyznanymi na 2009 r. w ilości 605 026⁴⁸;
- w roku 2009 – Elektrownia Bełchatów otrzymała zgodę na pokrycie do celów rozliczenia za 2009 r. niedoboru uprawnień w ilości 3 096 554, uprawnieniami przyznanymi na następny rok (2010 r.) oraz Elektrownia Opole uprawnieniami przyznanymi na 2010 r. w ilości 1 101 415⁴⁹.

[Dowód: akta kontroli str. 544-553]

W dniu 27 marca 2006 r. Wojewoda Łódzki wydał na wniosek spółki BOT Górnictwo i Energetyka SA decyzję w sprawie utworzenia grupy instalacji w celu wspólnego rozliczania uprawnień do emisji w ramach systemu EU ETS. W skład Grupy BOT wchodziły wówczas Elektrownia Bełchatów SA, Elektrownia Opole SA, Elektrownia Turów SA. Funkcję Zarządcy grupy instalacji pełniła spółka BOT Górnictwo i Energetyka SA. Jak wynika z wyjaśnień Prezesa PGE SA Marka Woszczyka⁵⁰ utworzenie Grupy Instalacji miało dać korzyści w postaci wspólnego rozliczania uprawnień do emisji w ramach EU ETS. W rzeczywistości okazało się, że nie ma możliwości prawnej i podatkowej, aby wspólnie rozliczać i bilansować emisje i uprawnienia w ramach Grupy Instalacji, w której poszczególne instalacje są odrębnymi podmiotami prawa. W konsekwencji wspólne rozliczanie – wymiana uprawnień (praw majątkowych) – byłoby działaniem na szkodę instalacji „oddającej” uprawnienia na rzecz instalacji „potrzebującej – biorcy”. Ponadto idea wspólnego rozliczania uprawnień generowała problemy natury podatkowej.

Grupa Instalacji nie dokonywała wspólnych rozliczeń uprawnień do emisji, jej funkcjonowanie ograniczyło się do koordynowania i przekazywania do KASHUE zweryfikowanych raportów rocznych emisji CO₂, koordynacji weryfikacji raportów rocznych emisji CO₂ (wybór wspólnego weryfikatora) oraz przygotowywania wniosków o zgodę na pokrycie różnicy uprawnieniami do emisji przyznanymi wnioskodawcy na następny rok okresu rozliczeniowego.

Po konsolidacji PGE GiEK SA we wrześniu 2010 r. Grupa Instalacji została rozwiązana⁵¹. W uzasadnieniu wniosku wskazano, że jej istnienie w przypadku spółki skonsolidowanej (jeden prowadzący wszystkie instalacje) nie ma racji bytu.

[Dowód: akta kontroli str. 544-716]

Od początku powstania zobowiązania dotyczącego przekazywania informacji na temat poziomu działalności i znaczących zmian zdolności produkcyjnych, zgodnie z art. 24 ust. 1

⁴⁸ Decyzja Marszałka Województwa Łódzkiego z dnia 11 maja 2009 r. oraz Marszałka Województwa Dolnośląskiego z dnia 29 maja 2009 r., po pozytywnych opiniach KASHUE.

⁴⁹ Decyzja Marszałka Województwa Łódzkiego z dnia 28 kwietnia 2010 r. oraz Marszałka Województwa Opolskiego z dnia 29 kwietnia 2010 r., po pozytywnych opiniach KASHUE.

⁵⁰ Pismo z dnia 27 listopada 2015 r., znak: DP/603/2015.

⁵¹ Decyzją Wojewody Łódzkiego z dnia 5 października 2010 r.

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 Rady⁵² prowadzący instalacje przekazywali wymagane informacje zgodnie z wytycznymi KOBIZE. Wskazano cztery przypadki zmian zdolności produkcyjnej:

1) Elektrownia Szczecin (Oddział Zespół Elektrowni Dolna Odra)

W Elektrowni Szczecin w 2013 r. częściowo zaprzestano działalności i zmniejszono poziom produkcji ciepła o 50%. W wyniku tego planowany przydział uprawnień na energię cieplną został skorygowany do poziomu 50% wstępnie przyznanych na 2014 r. uprawnień.

2) Elektrociepłownia Zgierz II

Wskazana w raporcie rocznym za 2014 r. wielkość emisji CO₂ z EC Zgierz II wyniosła 0. W instalacji jedynym źródłem był kocioł OR 32, który został trwale wygaszony.

3) Elektrociepłownia Rzeszów

Wraz z przejściem do eksploatacji nowego BGS istniejąca instalacja BGP zwiększyła moc, co wiązało się ze zwiększeniem poziomu produkcji i w konsekwencji ze wzrostem emisji CO₂. W związku z powyższym EC Rzeszów przygotowała wniosek o dodatkowy przydział uprawnień do emisji CO₂ dla nowego bloku. Na dzień 27 listopada 2015 r. nie było decyzji w tej sprawie.

4) Elektrociepłownia Bydgoszcz I

Jak wynika z wyjaśnień Prezesa Zarządu PGE SA⁵³ Elektrociepłownia Bydgoszcz za 2015 r. złoży sprawozdanie o zmniejszeniu zdolności produkcyjnej dla instalacji Elektrociepłownia Bydgoszcz I związku z wyłączeniem z dnia 1 stycznia 2015 r. kotła WR 25.

[Dowód: akta kontroli str. 544-716]

W latach 2008-2015 spółki wchodzące w skład Grupy PGE nie realizowały projektów wspólnych wdrożeń, o których mowa w art. 2 pkt 23 *ustawy z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji*⁵⁴ oraz nie otrzymały bezpłatnych jednostek redukcji ERU⁵⁵ i CER⁵⁶.

[Dowód: akta kontroli str. 544-716, 725-726]

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.

⁵² Notyfikowana jako dokument Nr C(2011)2772 (Dz. Urz. UE L 130 z 17.05.2011, str.1 ze zm.), dalej: *decyzja CIMS*. Art. 22 i 23 *decyzji CIMS* nakładał obowiązek corocznego dostosowania przydziałów uprawnień do emisji w związku z zaprzestaniem działalności lub częściowym zaprzestaniem działalności w instalacjach, zaś art. 21 regulował obowiązek przedstawiania informacji w zakresie takich zmian. Dane za rok 2013 i 2014 były zbierane przez KOBIZE na formularzu i przekazane do KE zgodnie z art. 24 *decyzji CIMS*.

⁵³ Pismo znak: DP/603/2015 z dnia 27 listopada 2015 r.

⁵⁴ Dz. U. z 2015 r., poz. 2273 ze zm.

⁵⁵ Emission Reduction Unit.

⁵⁶ Certified Emission Reduction.

2. Działania związane z dostosowaniem organizacji działalności gospodarczej, powodującej emisje gazów cieplarnianych do wymagań w zakresie wyznaczonych limitów emisji CO₂

2.1. Uwzględnianie w planach rozwoju i strategii grupy kapitałowej działań zmierzających do utrzymania pozycji konkurencyjnej w warunkach realizacji wymogów Pakietu energetyczno-klimatycznego

Opis stanu faktycznego

Strategia działalności Grupy PGE w kontrolowanym okresie została określona w dwóch dokumentach: *Strategia PGE Polskiej Grupy Energetycznej na lata 2008-2012* z dnia 19 grudnia 2007 r.⁵⁷ oraz *Strategia GK PGE na lata 2014-2020* z dnia 22 maja 2014 r.

Do nadrzędnych celów strategicznych Grupy PGE na lata 2008-2012 zaliczono ekspansję krajową i zagraniczną realizowaną poprzez budowę nowych mocy w energetyce konwencjonalnej oraz poprawę efektywności poprzez realizację synergii integracyjnych i obniżenie kosztów w wydobywaniu, wytwarzaniu i dystrybucji z tytułu indywidualnych usprawnień. Zakładano wspólne bilansowania praw do emisji CO₂, optymalizację inwestycji, budowę nowych mocy wytwórczych 7-10 GW do 2025 r. i produkcję na poziomie 70-90 TWh, w tym w elektrowni atomowej o mocy 3,2 GW i w elektrowniach konwencjonalnych o mocy ok. 4,5 GW.

[...] ⁵⁸

[Dowód: akta kontroli str. 138-293]

Grupa PGE posiadała trzy dokumenty dotyczące zarządzania środowiskowego:

- *Strategię zarządzania uprawnieniami i emisjami CO₂ w PGE na lata 2008-2012*⁵⁹, przyjętą przez Zarządy PGE SA i GiEK, określającą m.in. rekomendacje podziału zadań i odpowiedzialności w Grupie w obszarze zarządzania uprawnieniami i emisjami CO₂, sposób zbilansowania uprawnień i emisji CO₂;
- *Zintegrowane Systemy Zarządzania Środowiskowego* obowiązujące w spółkach, które utworzyły obecną Grupę PGE; systemy te posiadały certyfikaty ISO 14001 i EMAS, ujednolicono je po konsolidacji jednostek (elektrowni, elektrociepłowni i kopalni) w ramach PGE GiEK SA, a następnie w PGE GiEK SA wdrożono w ramach Modelu Zintegrowanego Systemu Zarządzania; w marcu 2015 r. PGE GiEK SA uzyskała certyfikat m.in. w zakresie normy PN-EN ISO 14001;
- *Politykę Ochrony Środowiska w GK PGE (POŚ)*, przyjętą przez Zarząd PGE SA w dniu 15 lipca 2014 r.⁶⁰, w ramach wdrożenia POŚ w spółkach opracowano procedury ochrony środowiska w liniach biznesowych.

[...]

[Dowód: akta kontroli str. 895-899, 902-907, 952-956, 1958-2039]

[...]

W oparciu o przyjęte plany inwestycyjne PGE GiEK SA, prowadząca działalność w segmencie Energetyki Konwencjonalnej, realizowała zadania z zakresu redukcji emisji gazów i minimalizacji zanieczyszczeń, które obejmowały:

⁵⁷ Zmieniona przez Aktualizację Strategii PGE Polskiej Grupy Energetycznej na lata 2008-2012 w zakresie dwóch filarów: budowy firmy zintegrowanej oraz ekspansji krajowej i zagranicznej do roku 2025 z dnia 8 kwietnia 2009 r. oraz Strategię PGE Polskiej Grupy Energetycznej na lata 2012-2035 – aktualizacja Strategii Budujemy wartość i bezpieczną przyszłość z dnia 3 stycznia 2012 r.

⁵⁸ W wystąpieniu pokontrolnym NIK wyłączyła jawność informacji ustawowo chronionych, stanowiących tajemnicę przedsiębiorcy, 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.) i art. 11 ust. 4 ustawy z dnia 16 kwietnia 1993 r. o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji (Dz.U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1503, ze zm.) w interesie kontrolowanych Spółek, przez ich wykreślenie i zastąpienie w całym tekście wystąpienia pokontrolnego oznaczeniem [...].

⁵⁹ Dalej: Strategia CO₂.

⁶⁰ Uchwała Nr 260/34/2014.

- modernizację istniejących urządzeń wytwórczych i poprawę sprawności oraz efektywności wytwarzania energii elektrycznej i ciepła,
- budowę nowych bloków energetycznych, opartych na paliwach konwencjonalnych, o wysokiej sprawności wytwarzania energii elektrycznej i niskiej jednostkowej emisji gazów cieplarnianych,
- zwiększanie generacji ze źródeł odnawialnych,
- budowę nowych jednostek kogeneracyjnych z wykorzystaniem gazu jako paliwa,
- projekt wychwytu i składowania dwutlenku węgla (Projekt CCS).

Do kluczowych inwestycji zaliczono także dywersyfikację portfela wytwórczego poprzez realizację inwestycji zeroemisyjnych w OZE (m.in. budowę farm wiatrowych) oraz budowę elektrowni atomowych. Inwestycje te miały wpływać na obniżenie wielkości emisji na jednostkowy produkt.

[Dowód: akta kontroli str. 900-1487, 1958-2039]

2.2. Podejmowanie działań w celu dostosowania działalności do wymagań w zakresie zmniejszania emisji gazów do powietrza

Opis stanu faktycznego

Realizacja zadań ujętych w KPI

Zadania zakwalifikowane do KPI były przypisane do PGE GiEK SA (35 zadań), PGE Dystrybucja SA (osiem) oraz PGE EJ 1 Sp. z o.o. (dwa).

Zadania PGE GiEK SA dotyczyły przede wszystkim modernizacji istniejących bloków oraz infrastruktury elektrowni (20 zadań obejmujących Elektrownię Bełchatów, Zespół Elektrowni Dolna Odra, Elektrownia Opole i Elektrociepłownia Gorzów) i miały m.in. na celu przedłużenie żywotności bloków, zwiększenie ich mocy osiągalnych, podniesienie sprawności i dyspozycyjności, a także przygotowanie bloków do nowych wymagań środowiskowych. Pozostałe zadania dotyczyły budowy instalacji umożliwiających współspalanie biomasy, 100% spalania biomasy lub współspalanie paliw alternatywnych (dziewięć zadań realizowanych w Elektrociepłowni Bydgoszcz, Elektrociepłowni Kielce, Elektrowni Opole, Elektrowni Szczecin i Elektrociepłowni Zgierz) oraz budowy nowych mocy wytwórczych (pięć zadań realizowanych w Elektrociepłowni Gorzów, Elektrociepłowni Rzeszów, Elektrowni Bełchatów, Elektrociepłowni Lublin Wrotków i Elektrociepłowni Kielce). Łączna wielkość szacowanej przed podjęciem zadania redukcji emisji CO₂ w skali rocznej, planowana do osiągnięcia w wyniku realizacji zadań, wynosiła 12 505 076 Mg, szacowane koszty realizacji inwestycji wynosiły 47 917,3 mln zł, zaś przyjęty w KPI próg kosztów kwalifikowanych – 24 067,6 mln zł.

Redukcję emisji CO₂ dla nowych inwestycji szacowano, biorąc pod uwagę emisyjność (np. wskaźnik emisji wyrażony w Mg CO₂/MWh) nowej jednostki w porównaniu do emisyjności jednostki „starej” lub zastępowanej. Przykładowo, dla nowo budowanego bloku B14 opalanego węglem brunatnym⁶¹ w Elektrowni Bełchatów szacowana roczna wielkość redukcji emisji CO₂ była iloczynem redukcji emisyjności (osiąganej w wyniku nowej inwestycji) i planowanej rocznej produkcji. Redukcja emisyjności zaś stanowiła różnicę pomiędzy emisyjnością nowej jednostki (niskoemisyjnej i wysokosprawnej) na poziomie ok. 0,995 Mg CO₂/MWh a emisyjnością „starych” jednostek wytwórczych o wskaźniku ok. 1,085 Mg CO₂/MWh. W przypadku źródeł OZE, gdzie nie ma emisji CO₂, redukcją emisji jest tzw. „emisja uniknięta”, tzn. emisja, która powstałaby, gdyby wyprodukowana została „czarna energia” (ze spalania paliw kopalnych) w tej samej ilości.

Do końca 2015 r. w PGE GiEK SA zrealizowano 16 zadań:

- sześć zadań modernizacyjnych, w ramach których zmodernizowano kotły B3-B6 oraz B8 w Elektrowni Bełchatów oraz chłodnię kominową Nr 2 bloków energetycznych B3 i B4 w Elektrowni Opole. Zakładano, że w wyniku działań modernizacyjnych sprawność bloków w Elektrowni Bełchatów wzrośnie o ponad 2%, zaś redukcja emisyjności wyniesie od 0,028 do 0,072 Mg CO₂/MWh. W Elektrowni Opole planowana redukcja emisyj-

⁶¹ Zadanie Nr PL-0013 w KPI.

ności miała wynieść 0,008 Mg CO₂/MWh, a łączna redukcja emisji CO₂ w skali rocznej (szacowana przed podjęciem zadania) 678 040 Mg CO₂;

- osiem zadań umożliwiających spalanie lub współspalanie biomasy lub paliw alternatywnych (budowa instalacji umożliwiających współspalanie biomasy w blokach B1-B3 w Elektrowni Bydgoszcz oraz w bloku B2 w Elektrowni Opolu; rozbudowa o turbinę parową i wymiennik ciepłowniczy, współpracujących z posiadanym kotłem OS20 parowym opalanym biomasą, instalacji w Elektrociepłowni Kielce, instalacja współspalania paliw alternatywnych wraz z budową turbiny upustowo-kondensacyjnej w Elektrociepłowni Zgierz oraz nowy kocioł biomasowy w Elektrowni Szczecin);
- budowę dwóch nowych bloków (wysokosprawny⁶² blok Nr B14 na węgiel brunatny o mocy elektrycznej 858 MW_e, o parametrach nadkrytycznych i emisyjności 0,995 Mg CO₂/MWh w Elektrowni Bełchatów oraz blok kogeneracyjny wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w oparciu o silniki spalinowe tłokowe na gaz ziemny o mocy 29 MW_e i 27 MW_t, sprawności elektrycznej brutto 46,15% i emisyjności 0,5 Mg CO₂/MWh w Elektrociepłowni Rzeszów).

W trakcie realizacji było 11 zadań: modernizację bloków B7 i B9-B12 w Elektrowni Bełchatów, bloków B5-B8 w Elektrowni Dolna Odra oraz infrastruktury w Elektrociepłowni Gorzów, a także budowa nowego bloku gazowo-parowego o mocy elektrycznej 138 MW_e netto i optymalnej mocy ciepłowniczej, wraz z instalacjami i obiektami pomocniczymi w Elektrociepłowni Gorzów.

Zawieszono realizację dwóch zadań obejmujących modernizację bloków B1 i B2 w Elektrowni Bełchatów. W wyniku ponownych analiz, uwzględniających zaktualizowany model produkcyjny dla bloków 3-12 oraz pracę nowego bloku B14 stwierdzono, że zmiana modelu produkcyjnego spowodowałaby zwiększenie wykorzystania zasobów węgla w stosunku do założeń przyjętych na etapie przygotowania inwestycji *Kompleksowej modernizacji bloku 1 i bloku 2*, a także brak ich rentowności. W związku z powyższym podjęto decyzję o wstrzymaniu realizacji zadań inwestycyjnych do czasu wypracowania nowych założeń technicznych (zakresu modernizacji) pozwalających na uzyskanie oczekiwanego efektu ekonomicznego i ekologicznego. Planowany termin wznowienia realizacji to 2016 r.

Zaniechano realizacji sześciu zadań:

- budowy nowego BGP zasilanego gazem wysokometanowym o mocy elektrycznej ok. 100 MW_e, w Elektrociepłowni Kielce oraz budowy nowego BGP zasilanego gazem systemowym o mocy 136 MW_e i 93 MW_e w Elektrociepłowni Lublin Wrotków; wyniki przeprowadzonych analiz techniczno-ekonomicznych nie pozwalały podjąć decyzji o rozpoczęciu realizacji tych zadań;
- budowy Elektrowni Lublin w pobliżu Kopalni Węgla Kamiennego Bogdanka⁶³, składającej się z dwóch bloków energetycznych o mocy po 800 MW_e wraz z infrastrukturą pomocniczą; w trakcie uzgadniania warunków realizacji inwestycji pojawiły się problemy w kwestii bilansu wody dla projektowanej elektrowni oraz konieczność realizacji inwestycji towarzyszących, tj. uszczelnienie Kanału Wieprz-Krzna na długości 38 km, wybudowanie zbiorników wody na terenie KWK Bogdanka oraz zwiększenia retencji w zbiorniku Dratów; po przeprowadzeniu dodatkowych analiz zdecydowano o zamknięciu projektu;
- budowy instalacji do bezpośredniego podawania biomasy w bloku 1 w Elektrowni Opolu, na skutek braku nowelizacji ustawy o OZE i stabilnego systemu wsparcia, co powodowało nieopłacalność ekonomiczną zadań biomasowych;
- modernizacji bloków B3 i B4 w Elektrowni Dolna Odra; w realiach ekonomicznych końca 2010 r., kiedy zapadły decyzje o rozpoczęciu fazy przygotowawczej zadania *Konwersja bloków nr 3 i 4 w Elektrowni Dolna Odra do spalania wyłącznie biomasy*, zasadniczym czynnikiem przemawiającym za jego realizacją była możliwość stworzenia perspektywy dalszego wykorzystania zdolności produkcyjnych istniejących bloków 3 i 4 przy relatywnie niskich, w stosunku do budowy nowych jednostek nakładach inwestycyjnych.

⁶² 41,76%.

⁶³ Dalej: KWK Bogdanka.

cyjnych; wstępne analizy ekonomiczne wskazywały wysoką opłacalność tego zadania, jednak wykonane prace studialne wykazały, że zgodnie z obowiązującymi ówczesnie uregulowaniami prawnymi w zakresie ochrony środowiska przedłużenie możliwości eksploatacji kotłów 3 i 4, które zostały zgłoszone do derogacji zgodnie z dyrektywą 2001/80/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 października 2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania⁶⁴ nie jest możliwe, a do czasu implementacji dyrektywy IED do prawodawstwa polskiego realizacja projektu zakładającego pracę bloków 3 i 4 po 2015 r. jest obarczona zbyt dużym ryzykiem; wyniki uzupełniających analiz ekonomicznych wykazały, że najkorzystniejszą relację osiąganych efektów w odniesieniu do zainwestowanego kapitału uzyskał wariant nieobejmujący bloki 3 i 4, zakładający przystosowanie do współspalania biomasy w udziale cieplnym wynoszącym 25% bloków 6 i 7; w związku z powyższym podjęto decyzję⁶⁵ o zamknięciu tego zadania inwestycyjnego i jednocześnie zatwierdzono Wniosek Inwestycyjny dla projektu *Dostosowanie bloków 6 i 7 w Elektrowni Dolna Odra do współspalania biomasy*.

Informacje o zaniechaniu realizacji zadań ujętych w KPI wraz ze stosownym uzasadnieniem zostały złożone do Ministerstwa Środowiska i KOBiZE.

Realizacja zadania *Modernizacja kotła B3 w Elektrowni Bełchatów* zakończyła się 20 września 2008 r., czyli przed datą (25 czerwca 2009 r.), po której poniesione nakłady na zadanie inwestycyjne związane z modernizacją instalacji wytwarzających energię elektryczną mogły być zbilansowane z wartością bezpłatnie przyznanych uprawnień. Grupa PGE zgłosiła to zadanie do KPI. W zatwierdzonym w dniu 13 lipca 2012 r. KPI zadanie wpisano pod pozycją PL-\$-0003. W sprawozdaniu z realizacji zadań ujętych w KPI, obejmującym okres od 25 czerwca 2009 r. do 30 czerwca 2013 r., Spółka wykazała poniesienie zerowych kosztów zadania, zawarła informację o zakończeniu inwestycji przed rozpoczęciem okresu sprawozdawczego KPI oraz o braku poniesionych kosztów kwalifikowanych do zbilansowania wartości planowanych do przydzielenia uprawnień do emisji.

Jak wynika z wyjaśnień PGE GiEK SA⁶⁶ realizacja głównego zakresu *Modernizacji bloku B3* zakończyła się przed początkiem okresu sprawozdawczego, tj. przed 25 czerwca 2009 r. Jednakże mając na względzie doświadczenia z modernizacją bloku B4, w trakcie prac nad KPI przewidywano do realizacji na bloku B3 dodatkowe prace optymalizacyjne na układzie paleniskowym mające na celu ustabilizowanie pracy kotła w zakresie uzyskiwanych parametrów technicznych. W związku z powyższym do KPI podano planowane nakłady na bloku B3. Docelowo po obserwacji pracy kotła bloku B3 stwierdzono, iż pierwotnie zakładany zakres prac optymalizacyjnych nie jest konieczny do wykonania, oczekiwany efekt uzyskano dzięki drobnym korektom na układzie regulacji w trakcie bieżących remontów kotła B3. Z tego względu nakłady inwestycyjne w wysokości 14 479,0 tys. zł poniesione na bieżące remonty bloku B3 w latach 2009-2010 (w okresie sprawozdawczym KPI) nie zostały ujęte w sprawozdaniu.

PGE Dystrybucja SA była w trakcie realizacji wszystkich ośmiu zadań ujętych w KPI. Zadania zaplanowane zostały do realizacji w latach 2009-2020 i dotyczyły:

- budowy 80 km nowych powiązań sieci 110 kV;
- modernizacji 1 130 km istniejących powiązań sieci 110 kV;
- budowy 4 000 km nowych sieci SN i 12 000 km nowych sieci nN;
- modernizacji istniejących 8 000 km sieci SN i 9 000 km sieci nN;
- budowy 35 nowych stacji 110/SN kV;
- modernizacji istniejących 890 szt. elementów wyposażenia stacji 110/SN kV;
- „Inteligentna sieć: telemechanika, rozłączniki sterowane radiowo, zdalny pomiar, gis” zakładające montaż 3.000 szt. rozłączników sterowanych drogą radiową;
- wymiany 7 000 transformatorów na niskoprężne.

⁶⁴ Dz. Urz. UE L 309 z 27.11.2001 str. 1 ze zm. (dyrektywa uchylona z dniem 1 stycznia 2016 r.)

⁶⁵ Uchwała Nr 81/11/2012 Zarządu PGE SA z dnia 14 lutego 2012 r.

⁶⁶ Pismo z dnia 14 stycznia 2016 r.

Według sprawozdań rzeczowo-finansowych z realizacji zadań z ujętych w KPI, w okresie od 25 czerwca 2009 r. do 30 czerwca 2015 r. PGE Dystrybucja SA poniosła koszty inwestycyjne w wysokości 4 875 320,6 tys. zł wobec planowanych 14 470 236,3 tys. zł (33,7%).

PGE EJ 1 Sp. z o.o. realizowała dwa zadania ujęte w KPI, dotyczące budowy dwóch elektrowni atomowych o mocy po 3 000 MW. Według złożonych sprawozdań w okresie od 25 czerwca 2009 r. do 30 czerwca 2015 r. PGE EJ 1 Sp. z o.o. poniosła koszty inwestycyjne na jedno zadanie w wysokości 41 897,8 tys. zł wobec pierwotnie⁶⁷ zaplanowanych 25 408 000,0 tys. zł (0,16%).

Szczegółową kontrolą objęto sześć zakończonych zadań ujętych w KPI, wybranych celowo pod względem najwyższego zakładanego efektu redukcji emisji CO₂. Były to zadania zrealizowane w PGE GiEK SA, dotyczące modernizacji bloków od B3 do B6 oraz budowy nowego bloku B14 WB w Elektrowni Bełchatów oraz budowy nowego kotła biomasowego realizowanego w Elektrowni Szczecin.

Program inwestycyjny PGE GiEK SA oparto na środkach generowanych w wyniku prowadzonej działalności podstawowej, środkach pozyskanych w postaci finansowania zewnętrznego, w szczególności zaciągniętych pożyczek preferencyjnych i dotacji oraz emisji obligacji wewnątrzgrupowych. Zgodnie z podziałem kompetencji w Grupie PGE za pozyskanie długoterminowego finansowania zewnętrznego odpowiedzialna jest PGE SA, która udostępnia pozyskane środki spółkom wchodzącym w skład Grupy poprzez objęcie obligacji wewnątrzgrupowych emitowanych przez Spółki Grupy.

[Dowód: akta kontroli str. 1488-1509, 2156-2161, 2070-2149, 2170-2171, 2176, 2262-2301]

Modernizacja bloków B3, B4, B5 i B6 w Elektrowni Bełchatów⁶⁸

Zadania były realizowane w ramach jednego zadania inwestycyjnego pn. *Kompleksowy Program Rekonstrukcji Technicznej i Modernizacji Bloków Elektrowni Bełchatów 3-12*. Uzasadnieniem technicznym było wydłużenie żywotności do 320 tys. godzin pracy, co miało umożliwić pełne wykorzystanie istniejących zasobów węgla z odkrywek „Bełchatów” i „Szczerców”; podwyższenie sprawności obiegu ciepłego; zmniejszenie emisji CO₂ i poprawa wskaźników eksploatacyjnych (obniżenie jednostkowego zużycia ciepła, poprawa dyspozycyjności i zmniejszenie awaryjności). Efektem rzeczowym był przyrost mocy bloków B3-B5 o 10 MW_e oraz bloku B6 o 24 MW_e, wzrost sprawności o ponad 2%, dyspozycyjność powyżej 90% oraz emisja pyłu poniżej 50 Mg/Nm³ i emisja NO_x poniżej 200 mg/Nm³. *Kompleksowy Program* realizowany był od 2004 r., a jego zakończenie zaplanowano na 2016 r.

Modernizacja bloków B3-B6 obejmowała:

- modernizację części ciśnieniowej oraz paleniskowej kotła wraz z układami pomocniczymi, połączoną z wymianą powierzchni ogrzewalnych, celem podwyższenia temperatur pary świeżej i wtórnie przegrzanej, dla osiągnięcia maksymalnej sprawności obiegu ciepłego bloku,
- przystosowanie turbiny do pracy przy podwyższonych temperaturach pary świeżej i pary wtórnie przegrzanej, obniżeniu jednostkowego zużycia ciepła i podwyższeniu mocy znamionowej turbozespołu,
- wymianę wirników wraz z wykonaniem niezbędnych urządzeń do transportu pionowego elementów wirnika, wymianę elementów grzewczych z optymalizacją ich wielkości i rozmieszczenia, wymianę uszczelnień w celu zapewnienia dużej szczelności podgrzewacza,
- dostosowanie układu rurociągów do warunków pracy w podwyższonych temperaturach pary świeżej i wtórnie przegrzanej dla osiągnięcia maksymalnej sprawności obiegu ciepłego bloku,

⁶⁷ W wyniku dokonanych zmian harmonogram rzeczowo-finansowy na lata 2009-2020 dla zadania PL-\$-0038 dotyczącego Elektrowni Jądrowej I przewiduje koszty w wysokości 7 204 955,3 tys. zł, a dla zadania PL-\$-0039 dotyczącego Elektrowni Jądrowej II nie przewiduje ponoszenia kosztów.

⁶⁸ Nr Nr KPI: PL-\$-0003, PL-\$-0004, PL-\$-0005 i PL-\$-0006.

- wymianę głównych podzespołów wraz z wyposażeniem wewnętrznym komór, poszyciem komór i systemem odprowadzania popiołu w celu zmniejszenia zużycia energii elektrycznej, a tym samym podniesienia sprawności układu,
- wymianę istniejącego systemu sterowania, nadzoru i zabezpieczeń bloku w jego części centralnej i obiektowej wraz z układami elektrycznymi,
- prace pozakontraktowe obejmujące modernizację wentylatorów spalin, przykotłowych podajników i zasobników węgla, armatury blokowej w obrębie maszynowni i instalacji wysokociśnieniowych, pomp wody zasilającej (turbo i elektropompy), układów wody ruchowej i kondensatu, generatora wraz z układami pomocniczymi,
- zabudowę wymienników ciepła na układzie odprowadzenia spalin z kotła BB-1150 (w odniesieniu do bloków B5 i B6).

Planowana wartość inwestycji wyniosła (po zmianach) 2 985 251,8 tys. zł, w tym w zakresie modernizacji bloku B3 - 468 825,3 tys. zł w zakresie modernizacji bloku B4 - 576 426,5 tys. zł w zakresie modernizacji bloku B5 - 869 400,0 tys. zł i w zakresie modernizacji bloku B6 - 1 070 600 tys. zł. Faktycznie poniesione koszty wyniosły 2 668 485,8 tys. zł (89,4% planu).

W odniesieniu do bloków B3 i B4 zawarto 11 głównych umów, obejmujących modernizację:

- systemu sterowania i nadzoru wraz z układem elektrycznym bloków nr 3 i 4, z Emerson Process Management Power and Water Solutions Sp. z o.o., o łącznej wartości 23 654,0 tys. euro,
- układu paleniskowego i części ciśnieniowej kotła BB-1150 bloku nr 3, z Babcock Borsig Service GmbH, o wartości 40 580,0 tys. euro; wykonawcy naliczono kary umowne w kwocie 2 151,0 tys. zł tytułem niedotrzymania gwarancji niskiej awaryjności oraz 4 959,1 tys. zł za nieosiągnięcie Gwarantowanych Parametrów Technicznych,
- elektrofiltrów kotła BB-1150 bloku nr 4 (wykonawstwo zastępcze) z Rafako SA, o wartości 37 200,0 tys. zł,
- obrotowych podgrzewaczy powietrza wraz z instalacjami pomocniczymi kotła BB-1150 bloku nr 4 z Rafako SA, o wartości 14 930,0 tys. zł,
- rurociągów pary świeżej, pary wtórnie przegrzanej, pary do wtórnego przegrzewu i wody zasilającej kotła BB-1150 bloku nr 3 z konsorcjum firm Rafako SA, Energoprojekt-Warszawa SA i Energop Sp. z o.o., o wartości 7 480,5 tys. euro,
- elektrofiltrów kotła BB-1150 bloku nr 3, z Elwo SA, o wartości 6 247,0 tys. euro,
- elektrofiltrów kotła BB-1150 bloku nr 4 z Elwo SA, o wartości 37 770 tys. zł, przy czym z kontraktu zapłacono kwotę 7 176,3 tys. zł za realizację dwóch pierwszych etapów – ze względu na upadłość wykonawcy kontrakt został rozwiązany i powierzono wykonawstwo zastępcze innemu wykonawcy,
- układu głównych rurociągów parowych i wodnych bloku nr 4 z CHEMAR Sp. z o.o., o wartości 47 495,0 tys. zł,
- obrotowego podgrzewacza powietrza (LUVO) kotła BB-1150 bloku nr 3 z Rafako SA, o wartości 3 800,0 tys. euro,
- WP, SP i układów związanych turbiny 18K370 bloku nr 4 z Alstom Power Sp. z o.o., o wartości 69 900,0 tys. zł,
- układu paleniskowego wraz z częścią ciśnieniową kotła BB-1150 bloku nr 4, z Babcock Borsig Service GmbH, o wartości 232 000,0 tys. zł, wykonawcy naliczono karę umowną w kwocie 6 593,0 tys. zł za nieosiągnięcie Gwarantowanych Parametrów Technicznych.

Wyboru wykonawców dokonano w oparciu o *ustawę z dnia 29 stycznia 2004 r. Prawo zamówień publicznych*⁶⁹ w trybie przetargu nieograniczonego, za wyjątkiem wykonawcy zastępczego, który został wyłoniony w trybie negocjacji bez ogłoszenia.

Po modernizacji bloki przekazano do użytkowania w dniach 20 września 2008 r. (B3) oraz 30 kwietnia 2010 r. (B4), pomiary gwarancyjne i prace optymalizacyjne zakończono we wrześniu 2010 r.

⁶⁹ Dz. U. z 2015 r., poz. 2164, dalej: *Pzp*.

W związku z realizacją zadania modernizacji bloku B3 poniesiono nakłady inwestycyjne w wysokości 447 782,5 tys. zł. W sprawozdaniu rzeczowo-finansowym z realizacji zadań ujętych w KPI w okresie od 25 czerwca 2009 r. do 30 czerwca 2013 r. Spółka nie wykazała poniesienia kosztów związanych z realizacją tego zadania – zadanie zostało zakończone przed okresem sprawozdawczym. Wraz ze sprawozdaniem przedłożono opinię weryfikatora, który potwierdził osiągnięcie wskaźników zgodności, tj. rodzaj zastosowanego paliwa (węgiel brunatny 100%) oraz redukcja emisyjności (0,072 Mg CO₂/MWh).

Planowana całkowita wartość inwestycji dotyczącej modernizacji bloku B4 wyniosła (po zmianach) 576 426,5 tys. zł. W okresie sprawozdawczym od 25 czerwca 2009 r. do 30 czerwca 2013 r. poniesione nakłady finansowe wyniosły 286 765,29 tys. zł, z czego 284 244,1 tys. zł (99,1%) stanowiły koszty kwalifikowane, poniesione w szczególności na: prace przygotowawcze, ubezpieczenie, doradztwo techniczne i pomiary - 4 499,3 tys. zł, modernizację układu paleniskowego wraz z częścią ciśnieniową kotła BB-1150 - 118 483,3 tys. zł, modernizację systemu sterowania i nadzoru wraz z układem elektrycznym - 20 508,1 tys. zł, modernizację obrotowych podgrzewaczy powietrza wraz z instalacjami pomocniczymi - 9 539,4 tys. zł, modernizację elektrofiltrów kotła BB - 1150 25 967,6 tys. zł, modernizację układu głównych rurociągów parowych i wodnych 22 824,8 tys. zł, modernizację części WP, SP i układów związanych turbiny 18K370 - 10 004,5 tys. zł, a także na prace pozakontraktowe - 11 226,5 tys. zł oraz wykonawstwo własne 61 190,7 tys. zł.

Szczegółowa kontrola wylosowanych kosztów kwalifikowanych w kwocie 51 038,9 tys. zł (18% wykazanych kosztów kwalifikowanych), ujętych w sprawozdaniu, wykazała iż wszystkie koszty kwalifikowane były zaewidencjonowane w systemie księgowym jako środki trwałe w budowie, a następnie rozliczone poprzez przyjęcie do ewidencji środków trwałych. Wraz ze sprawozdaniem przedłożono opinię weryfikatora, potwierdzającą osiągnięcie wskaźników zgodności, tj. rodzaj zastosowanego paliwa (węgiel brunatny 100%) oraz redukcję emisyjności (0,060 Mg CO₂/MWh).

W odniesieniu do bloków B5 i B6 zawarto 9 głównych umów dotyczących modernizacji:

- części WP, SP i układów związanych turbiny 18K370 bloku nr 5, z Alstom Power Sp. z o.o. o wartości 104 850,0 tys. zł;
- układu głównych rurociągów parowych i wodnych bloku nr 5, z CHEMAR Sp. z o.o., o wartości 58 900,0 tys. zł,
- obrotowych podgrzewaczy powietrza wraz z instalacjami pomocniczymi kotła BB-1150 bloku nr 5, z Rafako SA, o wartości 18 370,0 tys. zł,
- układu paleniskowego wraz z częścią ciśnieniową kotła BB-1150 bloku nr 5, z Babcock Borsig Service GmbH, o wartości 371 628,5 tys. zł, wykonawcy naliczono karę umowną w wysokości 9 290,7 tys. zł za nie osiągnięcie Gwarantowanych Parametrów Technicznych,
- zintegrowanego układu kocioł-turbozespół bloku nr 6, z ALSTOM Power Sp. z o.o. i Alstom Power Systems GmbH, o wartości 77 549,9 tys. EUR i 486 440,1 tys. zł,
- systemów sterowania i nadzoru wraz z układami elektrycznymi bloków nr 5 i 6 z Emerson Process Management Power and Water Solutions Sp. z o.o., o wartości 85 232,5 tys. zł,
- układu głównych rurociągów parowych i wodnych bloku nr 6, z CHEMAR SA o wartości 65 750,0 tys. zł,
- układu podgrzewu spalin bloków nr 5 i 6, z Babcock Borsig Service GmbH, o wartości 28 408,0 tys. euro,
- elektrofiltrów kotła BB-1150 bloków nr 5 i 6, z Rafako SA o wartości 78 880,0 tys. zł.

Wyboru wykonawców dokonano w oparciu o *Pzp* w trybie przetargu nieograniczonego.

Po modernizacji bloki przekazano do użytkowania w dniach 29 lipca 2011 r. (B5) i 21 grudnia 2011 r. (B6), pomiary gwarancyjne i prace optymalizacyjne zakończono w maju 2012 r. (B5 i B6).

Planowana całkowita wartość inwestycji związanej z modernizacją bloku B5 wyniosła (po zmianach) 869 400,0 tys. zł. W okresie sprawozdawczym od 25 czerwca 2009 r. do

30 czerwca 2013 r. oraz od 1 lipca 2013 r. do 30 czerwca 2014 r. poniesiono nakłady finansowe w kwocie 852 989,2 tys. zł, z czego 836 421,4 tys. zł (98,1%) stanowiły koszty kwalifikowane, poniesione w szczególności na prace przygotowawcze, doradztwo techniczne i pomiary - 4 668,4 tys. zł, modernizację układu paleniskowego wraz z częścią ciśnieniową kotła BB-1150 - 371 086,0 tys. zł, modernizację systemu sterowania i nadzoru wraz z układem elektrycznym - 43 122,2 tys. zł, modernizację obrotowych podgrzewaczy powietrza wraz z instalacjami pomocniczymi - 17 292,0 tys. zł, modernizację elektrofiltrów kotła BB-1150 - 39 900,0 tys. zł, modernizację układu głównych rurociągów parowych i wodnych - 55 003,7 tys. zł, modernizację części WP, SP i układów związanych turbiny 18K370 104 - 194,6 tys. zł, modernizację układu podgrzewu spalin - 52 507,5 tys. zł, prace pozakontraktowe - 43 650,3 tys. zł oraz wykonawstwo własne - 104 996,8 tys. zł.

Szczegółowa kontrola wylosowanych kosztów kwalifikowanych w kwocie 110 420,8 tys. zł (13,4% kosztów kwalifikowanych) wykazanych w sprawozdaniu za w okresie od 25 czerwca 2009 r. do 30 czerwca 2013 r. oraz w kwocie 8 4427,2 tys. zł (60,3% kosztów kwalifikowanych) wykazanych w sprawozdaniu za okres od 1 lipca 2013 r. do 30 czerwca 2014 r. wykazała, że wszystkie koszty kwalifikowane były zaewidencjonowane w systemie księgowym jako środki trwałe w budowie, a następnie rozliczone poprzez przyjęcie do ewidencji środków trwałych. Wraz ze sprawozdaniem przedłożono opinię weryfikatora, potwierdzającą osiągnięcie wskaźników zgodności, tj. rodzaj zastosowanego paliwa (węgiel brunatny 100%) oraz redukcja emisyjności (0,041 Mg CO₂/MWh).

Planowana całkowita wartość inwestycji modernizacji bloku B6 wyniosła (po zmianach) 1 082 399,1 tys. zł. W okresie sprawozdawczym od 25 czerwca 2009 r. do 30 czerwca 2013 r. oraz od 1 lipca 2013 r. do 30 czerwca 2014 r. nakłady finansowe wyniosły 1 081 538,1 tys. zł, z czego 1 039 719,7 tys. zł stanowiły koszty kwalifikowane, w szczególności poniesione na prace przygotowawcze, doradztwo techniczne i pomiary - 2 545,3 tys. zł, modernizację zintegrowanego układu kocioł-turbozespół - 710 226,1 tys. zł, modernizację systemu sterowania i nadzoru wraz z układem elektrycznym - 40 040,5 tys. zł, modernizację elektrofiltrów kotła BB-1150 - 38 780,0 tys. zł, modernizację układu głównych rurociągów parowych i wodnych - 64 784,8 tys. zł, modernizację układu podgrzewu spalin - 61 043,9 tys. zł, prace pozakontraktowe - 25 766,6 tys. zł, wykonawstwo własne - 96 532,5 tys. zł.

Szczegółowa kontrola wylosowanych kosztów kwalifikowanych w kwocie 65 001,2 tys. zł (6,3% kosztów kwalifikowanych) ujętych w sprawozdaniu za w okresie od 25 czerwca 2009 r. do 30 czerwca 2013 r. oraz w kwocie 4 980,1 tys. zł (77,0% kosztów kwalifikowanych) ujętych w sprawozdaniu za okres od 1 lipca 2013 r. do 30 czerwca 2014 r. wykazała, że wszystkie koszty kwalifikowane były zaewidencjonowane w systemie księgowym jako środki trwałe w budowie, a następnie rozliczone poprzez przyjęcie do ewidencji środków trwałych. Wraz ze sprawozdaniem przedłożono opinię weryfikatora, który potwierdził osiągnięcie wskaźników zgodności, tj. rodzaj zastosowanego paliwa (węgiel brunatny 100%) oraz redukcja emisyjności (0,028 Mg CO₂/MWh).

Budowa nowego bloku B14 w Elektrowni Bełchatów⁷⁰

Inwestycja została rozpoczęta w 2001 r. i obejmowała budowę nowego bloku o mocy elektrycznej brutto 833 MW_e, opalanego węglem brunatnym, na parametry nadkrytyczne pary, z zamkniętym układem chłodzenia oraz przy zachowaniu najlepszej dostępnej techniki (BAT). Planowany termin jej zakończenia ustalono (po zmianach) na II kwartał 2011 r. Blok miał być dostosowany do spalania węgla z Kopalni Węgla Brunatnego Bełchatów z obu odkrywek. Planowana sprawność bloku to 41,7%.

W dniu 2 grudnia 2004 r. Zarząd Elektrowni Bełchatów SA wyraził zgodę⁷¹ na zawarcie umowy o realizację „pod klucz” obejmującej projektowanie, dostawę i budowę bloku energetycznego 833 MW_e. Uruchomienie nowego bloku oraz modernizacja istniejących bloków miały umożliwić podjęcie skutecznej konkurencji, dostosowanie poziomu produkcji energii w Elektrowni Bełchatów do założeń w dokumentach rządowych (tj. stabilny poziom produkcji

⁷⁰ Nr PL-Ś-0013 w KPI.

⁷¹ Uchwała Nr 387/2004.

do 2025 r. i wzrost w 2010 r.) oraz stymulowanie niskiego poziomu cen na rynku energii elektrycznej w długiej perspektywie czasu, dzięki utrzymaniu wysokiego poziomu produkcji ze źródła taniej energii.

Jak wynika z wyjaśnień Prezesa PGE SA⁷², w przypadku bloku B14 umowa zawarta została w dniu 20 grudnia 2004 r., wobec tego projekt ten, zgodnie z zasadami pomocy publicznej, już w 2004 r. został uznany za rozpoczęty i nie było możliwości ubiegania się o dofinansowanie z funduszy pomocowych. Ponadto, nowe jednostki wytwórcze opalane węglem są traktowane jako nowe źródła emisji, w związku z tym nie ma możliwości przedstawienia efektu ekologicznego, a w konsekwencji brak jest możliwości otrzymania dofinansowania na tego typu projekty.

W związku z realizacją zadania zawarto dwie główne umowy:

- o realizację *"pod klucz"* bloku energetycznego 838 MW z konsorcjum firm: ALSTOM Power Systems SA, ALSTOM Power Sp. z o.o. i ALSTOM Power Systems GmbH o wartości (netto) 2 454 187,2 tys. zł i 422 371,2 tys. euro; wyboru wykonawcy dokonano w trybie negocjacji z zachowaniem konkurencji (procedura stosowana przez Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju); postępowanie zostało wyłączone spod reżimu Pzp zgodnie z uzyskaną decyzją Prezesa Urzędu Zamówień Publicznych; aneksem nr 3 z 25 czerwca 2007 r. do umowy wprowadzono m.in. zmianę polegającą na podwyższeniu gwarantowanej mocy brutto bloku z 833,3 MW_e do 858,3 MW_e i sprawności netto bloku z 41,56% do 41,76%, termin realizacji ustalono na 30 kwietnia 2011 r.; umowa została rozliczona, a wykonawcy naliczono karę umowną w kwocie 229 627,1 tys. zł oraz 22 228,9 tys. euro z tytułu nieosiągnięcia Zakończenia Realizacji w Terminie Realizacji.
- na realizację *"pod klucz"* wyprowadzenia mocy z bloku 858 MW z konsorcjum firm: Zakład Wykonawstwa Sieci Elektrycznych Rzeszów Spółka z o.o., SELPOL SA, ELTEL NETWORKS Olsztyn SA, ENERGOPROJEKT-Kraków SA, SAG Elbud Gdańsk Holding SA o wartości 104 413,2 tys. zł; wyboru wykonawcy dokonano w trybie negocjacji bez ogłoszenia. Umowa została rozliczona.

W skład bloku wchodziły m.in.:

- kocioł przepływowy, jednociągowy, opalany pyłem węglowym na nadkrytyczne parametry pary,
- turbozespół składający się z pięciokadłubowej turbiny parowej z trzema częściami niskoprężnymi i generatora, współpracujący z układem głębokiej próżni,
- wysokosprawna instalacja odsiarczania spalin wraz z układem rozładunku i magazynowania mączki kamienia wapiennego,
- chłodnia kominowa, wykorzystywana także do odprowadzenia oczyszczonych spalin do atmosfery, oraz kompletny układ chłodzący,
- układ przygotowania wody obejmujący ujęcie wody surowej, instalację przygotowania wody procesowej oraz układ neutralizacji ścieków,
- układ nawęglania, łącznie z estakadami i instalacjami pomocniczymi, począwszy od miejsca połączenia z istniejącym układem nawęglania.

Ponadto inwestycja obejmowała budowę czteropolowej, jednosystemowej rozdzielni 400 kV zlokalizowanej w pobliżu budynku głównego bloku łączącej wyprowadzenie mocy z dwóch transformatorów blokowych oraz jednotorowej linii blokowej 400 kV o długości 42,5 km wybudowanej według najnowszych norm europejskich z traktem światłowodowym zapewniającym komunikację pomiędzy rozdzielnią sieciową a blokiem 858 MW.

Planowana całkowita wartość inwestycji wyniosła (po zmianach) 4 915 000 tys. zł. W okresie sprawozdawczym od 25 czerwca 2009 r. do 30 czerwca 2013 r. poniesione nakłady finansowe wyniosły 1 562 259,9 tys. zł, z czego 1 365 283,5 tys. zł (87,4%) stanowiły koszty kwalifikowane, poniesione w szczególności na prace przygotowawcze, doradztwo techniczne, inżyniera kontraktu – 2 545,3 tys. zł, kontrakt na budowę bloku 858 MW – 1 169 343,3 tys. zł, kontrakt na wyprowadzenie mocy z bloku 858 MW do stacji Trębaczew – 87 794,2

⁷² Pismo z dnia 11 grudnia 2015 r., znak: DP/620/2015.

tys. zł, prace pozakontraktowe - 8 133,0 tys. zł, wykonawstwo własne - 27 280,5 tys. zł, rozruch bloku - 38 145,3 tys. zł i przyłączenie bloku do sieci - 14 552,1 tys. zł.

Blok został przyjęty do eksploatacji w dniu 30 września 2011 r. Następnie rozpoczęto usuwanie stwierdzonych usterek i wad oraz realizację zadań dodatkowych, które zakończono w czerwcu 2013 r.

Szczegółowa kontrola wylosowanych kosztów kwalifikowanych w kwocie 228 322,8 tys. zł (16,7% wykazanych kosztów kwalifikowanych) ujętych w sprawozdaniu wykazała, że wszystkie koszty kwalifikowane były zaewidencjonowane w systemie księgowym jako środki trwałe w budowie, a następnie rozliczone poprzez przyjęcie do ewidencji środków trwałych. Wraz ze sprawozdaniem przedłożono opinię weryfikatora, który potwierdził osiągnięcie wskaźników zgodności, tj. rodzaj zastosowanego paliwa (paliwo główne – węgiel brunatny 99,84% i paliwo rozpałkowe – olej lekki 0,16%) oraz emisyjność (0,995 Mg CO₂/MWh).

Ponadto w trakcie budowy bloku rozpoczęto inwestycję *Budowy instalacji do wychwytywania, transportu i geologicznego składowania CO₂ (CCS – Carbon Capture and Storage)*, którą przedstawiono w pkt. 2.1. wystąpienia.

Budowa nowego bloku biomasowego w Elektrowni Szczecin⁷³

Inwestycja została rozpoczęta w 2007 r. i obejmowała budowę kotła parowego wytwarzającego energię z biomasy, o mocy elektrycznej 61 MW_e oraz mocy cieplnej 183 MW_t, o rocznej produkcji energii odnawialnej 440 TWh. Planowany termin zakończenia inwestycji ustalono na 2012 r., zaś planowane koszty realizacji zadania wyniosły 479 925,3 tys. zł.

Na finansowanie inwestycji Spółka pozyskała pożyczkę z NFOŚiGW w wysokości 74 266,0 tys. zł oraz z WFOŚiGW w wysokości 5 000,0 tys. zł. Ponadto Zespół Elektrowni Dolna Odra SA (obecnie PGE GiEK SA), w którego skład wchodzi Elektrownia Szczecin, ubiegał się o dofinansowanie w formie dotacji ze środków Fundacji EkoFundusz. W dniu 26 października 2006 r. złożono wniosek o dotację w wysokości 52 843,0 tys. zł na realizację przedsięwzięcia *Budowa kotła parowego wytwarzającego energię z biomasy wraz z obiektami towarzyszącymi w Elektrowni Szczecin, przy ul. Gdańskiej 34A w Szczecinie*. Wniosek nie został jednak pozytywnie rozpatrzony.

W związku z realizacją zadania zawarto 12 głównych umów na:

- dostawę i montaż kotła opalanego biomasą, z Metso Power Oy, o wartości 289,6 tys. zł i 61 200,0 tys. euro,
- zaprojektowanie i wykonanie robót budowlanych związanych z budową kotła, z Konsorcjum firm: Mostostal Zabrze Holding SA i Gliwickie Przedsiębiorstwo Budownictwa Przemysłowego SA, o wartości 61 829,8 tys. zł i 10 902,9 tys. euro,
- modernizację turbiny 4UCK65 (T1), z Alstom Power Sp. z o.o., Elbląg, o wartości 24 900,0 tys. zł,
- przystosowanie elektrofiltru kotła K42 do współpracy z kotłem opalonym biomasą, z Balcke Dürr Polska Sp. z o.o., o wartości 2 357,0 tys. zł,
- modernizację układów automatyki w celu zapewnienia optymalnego rozwiązania dla nowobudowanego kotła na biomasę, z Konsorcjum firm: Mostostal Zabrze Holding SA, Gliwickie Przedsiębiorstwo Budownictwa Przemysłowego SA i BMH Technology Oy, o wartości 7 000,0 tys. zł,
- rozbudowę estakady technologicznej wraz z rurociągiem (bez rurociągów wody zasilającej) oraz budowę kanałów spalin od kotła do elektrofiltru i od elektrofiltru do komina, z konsorcjum firm Mostostal Zabrze Holding SA, Gliwickie Przedsiębiorstwo Budownictwa Przemysłowego SA i BMH Technology Oy, o wartości 7 750,0 tys. zł,
- zaprojektowanie, wykonanie, dostawę, montaż, roboty budowlane i uruchomienie dodatkowych urządzeń dla zautomatyzowanego układu pobierania próbek dla układu rozładunku, magazynowania i transportu biomasy, z konsorcjum firm Mostostal Zabrze Holding SA, Gliwickie Przedsiębiorstwo Budownictwa Przemysłowego SA i BMH Technology Oy, o wartości 2 625,2 tys. zł,

⁷³ Nr PL-Ś-0027 w KPI.

- zabudowę pomp wody zasilającej wraz z budynkiem pompowni, z konsorcjum firm: Grupa Poven-Wafapomp SA i Mostostal Zabrze Holding SA, o wartości 6 149,0 tys. zł, wykonawcy naliczono karę umowną w wysokości 286,7 tys. zł,
- zabudowę stacji redukcyjno-schładzającej o nadciśnieniu pary wylotowej 2,2 bar i temperaturze pary wylotowej 168 °C, z Metso Power Oy, o wartości 256,0 tys. zł,
- zaprojektowanie i wykonanie robót dodatkowych związanych z budową kotła opalanego biomasą (rozbiórka elementów żelbetowych, przekładka kabli siłowych sterowniczych dla transformatorów 15/0,4 kV T1 i T2), z konsorcjum firm Mostostal Zabrze Holding SA, Gliwickie Przedsiębiorstwo Budownictwa Przemysłowego SA i BMH Technology Oy, o wartości 956,7 tys. zł,
- wykonanie pomiarów gwarancyjnych, z Zakładami Pomiarowo-Badawczymi Energetyki Energopomiar Sp. z o. o, o wartości 350,0 tys. zł,
- usługi Inżyniera Kontraktu dla potrzeb realizacji zadania, z konsorcjum firm: P.U.I. EKO-INWEST SA, Brix & Kamp A/S i Aalborg Engineering A/S, o wartości 1 859,1 tys. zł.

Wyboru wykonawców dokonano w oparciu o Pzp w trybie przetargu nieograniczonego i zamówienia z wolnej ręki oraz udzielono zamówień uzupełniających.

Kocioł parowy został przekazany do eksploatacji w dniu 15 grudnia 2011 r., a w czerwcu 2012 r. przeprowadzono testy i zakończono pomiary gwarancyjne.

W wyniku realizacji zadania osiągnięto następujące parametry bloku biomasowego: znamionowa wydajność kotła WMT 63,9 kg/s, sprawność cieplna 89,71% (WMT 63,9 kg/s, 535 °C, 70 bar), moc elektryczna turbozespołu 68,5 MW_e, moc cieplna turbozespołu 120 MW_e (przy mocy elektrycznej nie mniejszej niż 49,3 MW_e), moc kotła 61 MW_e, 183 MW_t, sprawność netto bloku 40,4%, produkcja energii elektrycznej 0,44 TWh, ciepła 1 900 tys. GJ, zużycie biomasy 700 tys. Mg/rok, wydajność 230 Mg/h, wydajność transportu biomasy do kotła 300 m³/h.

Planowana całkowita wartość inwestycji wyniosła (po zmianach) 479 925,3 tys. zł. W okresie sprawozdawczym od 25 czerwca 2009 r. do 30 czerwca 2013 r. poniesione nakłady finansowe wyniosły 448 347,1 tys. zł, z czego 317 190,2 tys. zł (66,1%) stanowiły koszty kwalifikowane poniesione w szczególności na: dostawę i montaż kotła 199 117,2 tys. zł, zaprojektowanie i wykonanie robót budowlanych związanych z budową kotła 11 347,0 tys. zł, modernizację turbiny 4UCK65(T1) 24 900,0 tys. zł, przystosowanie elektrofiltru kotła K42 do współpracy z kotłem opalany biomasą 2 357,0 tys. zł, modernizacja układów automatyki w celu zapewnienia optymalnego rozwiązania dla nowobudowanego kotła na biomasę 5 950,0 tys. zł, rozbudowę estakady technologicznej wraz z rurociągiem (bez rurociągów wody zasilającej) oraz budowę kanałów spalin od kotła do elektrofiltru i od elektrofiltru do komina 7 322,9 tys. zł, zaprojektowanie, wykonanie, dostawę, montaż, roboty budowlane i uruchomienie dodatkowych urządzeń dla zautomatyzowanego układu pobierania próbek dla układu rozładunku, magazynowania i transportu biomasy 2 625,2 tys. zł, zabudowę pomp wody zasilającej wraz z budynkiem pompowni w 6 149,0 tys. zł, zabudowę stacji redukcyjno-schładzającej o nadciśnieniu pary wylotowej 2,2 bar i temperaturze pary wylotowej 168 °C 256,0 tys. zł, roboty dodatkowe 956,7 tys. zł, wykonanie pomiarów gwarancyjnych 350,0 tys. zł, usługi Inżyniera Kontraktu 1 859,1 tys. zł oraz na materiały, roboty i usługi pozostałe 56 625,3 tys. zł.

Szczegółowa kontrola wylosowanych kosztów kwalifikowanych w kwocie 72 644,1 tys. zł (18,2% wykazanych kosztów kwalifikowanych) ujętych w sprawozdaniu wykazała, że wszystkie koszty kwalifikowane były zaewidencjonowane w systemie księgowym jako środki trwałe w budowie, a następnie rozliczone poprzez przyjęcie do ewidencji środków trwałych. Wraz ze sprawozdaniem przedłożono opinię weryfikatora, który potwierdził osiągnięcie wskaźników zgodności, tj. rodzaj zastosowanego paliwa (biomasa 100%), emisyjność (0,0 Mg CO₂/MWh) oraz osiągnięta moc elektryczna (70,39 MW_e).

Z realizacji skontrolowanych zadań Spółka złożyła sprawozdania dla wszystkich okresach sprawozdawczych, w których były ponoszone wydatki. Sprawozdania zawierały wszystkie niezbędne elementy, w tym opinie niezależnego biegłego rewidenta niezawierające uwag.

W związku z poniesionymi nakładami na zadania ujęte w KPI instalacjom prowadzonym przez spółki GK PGE wydano łącznie 84 887 968 bezpłatnych uprawnień (za lata 2013-2015). Liczba wydanych uprawnień różniła się od liczby przydzielonych uprawnień w rozporządzeniu z 2014 r. w sprawie wykazu instalacji wytwarzających energię elektryczną o 192 994, tj. o liczbę przydzieloną, a nie wydaną dla nowej instalacji (CHP CCGT w EC Bydgoszcz II) w związku z brakiem jej realizacji. Do zbilansowania w następnych latach III okresu rozliczeniowego (po 2015 r.) pozostała kwota 6 756 453,8 tys. zł, a liczba bezpłatnych uprawnień przydzielona powyższym rozporządzeniem na lata 2016-2020 wynosi: 67 725 730. (w tym 10 544 429 dla instalacji, których proces inwestycyjny miał się zakończyć w III okresie rozliczeniowym).

[Dowód: akta kontroli str. 900-1804, 2070-2086, 2150-2166, 2184-2301]

W sprawozdaniu rzeczowo-finansowym z realizacji zadania inwestycyjnego ujętego w KPI za okres od 1 lipca 2013 r. do 30 czerwca 2014 r., dotyczącego: *Modernizacji infrastruktury elektrociepłowni w Elektrociepłowni Gorzów* (PL-\$-0028) w części E2 *Zestawienie poniesionych kosztów sfinansowanych ze źródeł pomocy publicznej* w tabeli 12 *Źródła finansowania całkowitego* w pozycji *Środki własne* wpisano kwotę minus 16 402,1 tys. zł. W wyniku zsumowania pozycji *Środki własne* ze wszystkich dotychczasowych sprawozdań wartość ta była ujemna i wynosiła minus 10 857,6 tys. zł.

Jak wynika z wyjaśnień PGE GiEK SA⁷⁴ ujemna kwota w pozycji *Środki własne* wynika z faktu zawarcia w dniu 30 czerwca 2014 r. z WFOŚiGW w Zielonej Górze umowy o dofinansowanie w formie pożyczki preferencyjnej w kwocie 19 828,5 tys. zł. Zgodnie z wytycznymi zamieszczonymi na stronie internetowej Ministerstwa Środowiska pomoc publiczna winna być uwzględniona w dacie zawarcia umowy, nawet jeżeli środki podmiot otrzyma w terminie późniejszym. W związku z powyższym, aby kwota ogółem poniesionych kosztów była zgodna z kwotą przedstawioną w tabeli *Koszty realizacji elementów rzeczowych w HR-F w okresie którego dotyczy sprawozdanie* w pozycji *Środki własne* zasadne było wpisanie kwoty ujemnej.

W sprawozdaniu za okres od 1 lipca 2009 r. do 30 czerwca 2013 r. dotyczącym *Modernizacji bloku B8 w Elektrowni Dolna Odra* (PL-\$-0024) w części E3 *Zestawienie poniesionych kosztów inwestycyjnych na IED i OZE* w tabeli 13 *Zestawienie poniesionych kosztów poniesionych w związku ze spełnieniem obowiązków wynikających z przepisów dotyczących emisji przemysłowych* podano, że udział dofinansowania w kosztach związanych ze spełnieniem obowiązków wynikających z dyrektywy 2010/75/UE wyniósł 947,3%. W tym samym sprawozdaniu, w części H *Opinia biegłego rewidenta* podano, że wysokość kosztów inwestycyjnych stanowiących finansowanie ze środków krajowych i Unii Europejskiej, które stanowią pomoc publiczną wyniosła 577,8 tys. zł (kwota równa dotacji z POliŚ przyznanej w dniu 16 kwietnia 2010 r.). W pozycji tej nie uwzględniono dotacji z POliŚ w kwocie 9 000,0 tys. zł, przyznanej w dniu 6 marca 2013 r. W sprawozdaniu za okres od 1 lipca 2014 r. do 30 czerwca 2015 r. w części E2 w tabeli 13 podano ujemną kwotę dotacji z POliŚ w wysokości minus 1 168,0 tys. zł. W wyniku zsumowania wielkości kosztów inwestycyjnych stanowiących finansowanie ze środków krajowych i Unii Europejskiej (stanowiące pomoc publiczną) ze wszystkich dotychczasowych sprawozdań łączna wartość pomocy publicznej była ujemna i wynosiła minus 590,3 tys. zł.

Jak wynika z wyjaśnień PGE GiEK SA⁷⁵, w sprawozdaniu za 2013 r. zarówno w części E2 jak i E3 wykazana została dotacja w pełnej kwocie 9 000,0 tys. zł, gdyż zgodnie z wytycznymi zamieszczonymi na stronie Ministerstwa Środowiska pomoc publiczna winna być uwzględniona w dacie zawarcia umowy (umowę dotacji zawarto w dniu 6 marca 2013 r.). Wpisanie w zakładce E3 kwoty pomocy publicznej koryguje wpisaną w zakładce E2 kwotę pomocy publicznej, co pokazuje zakładka H (w 2015 r. zakładka G).

W sprawozdaniach za okres od 25 czerwca 2009 r. do 30 czerwca 2013 r. z realizacji zadań realizowanych przez Elektrociepłownię Bydgoszcz⁷⁶ w części D *Źródło finansowania całko-*

⁷⁴ E-mail z dnia 31 grudnia 2015 r.

⁷⁵ Por. przypis 78.

⁷⁶ Numery w KPI: od PL-\$-0030 do PL-\$-0033

witego inwestycji w tabeli 8 *Źródła finansowania całkowitego inwestycji* ujęte były jedynie źródła finansowania kosztów poniesionych w okresie sprawozdawczym, którego dotyczyło sprawozdanie i nie były wypełnione tabele 12 *Źródła finansowania całkowitego inwestycji* w części E2 *Zestawienie poniesionych kosztów sfinansowanych ze źródeł pomocy publicznej*.

W sprawozdaniu z realizacji zadania realizowanego przez Elektrociepłownię Gorzów⁷⁷ w obu tabelach (nr 8 w części D i 12 w części E) ujęto źródła całkowitego finansowania inwestycji. Pozostałe sprawozdania GK PGE wypełnione zostały odmiennie, tj. w części D wymienione są źródła finansowania dla całego zadania, zaś w części E2 tab. 12 znajdują się źródła finansowania kosztów faktycznie poniesionych w danym okresie sprawozdawczym.

Jak wynika z wyjaśnień PGE GiEK SA, wzory dokumentacji były przekazywane firmom przez resort drogą elektroniczną i były umieszczone na stronach internetowych Ministerstwa Środowiska. Na etapie przygotowywania sprawozdań za 2013 r. brak było wytycznych co do wypełnienia części D i E sprawozdań.

[Dowód: akta kontroli str. 1490-1493, 1923-1952]

Zgodnie z art. 136 ust. 1 *ustawy z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych*⁷⁸ PGE SA wystąpił do Ministerstwa Środowiska z 28 wnioskami o zatwierdzenie wskaźników zgodności dla zadań inwestycyjnych ujętych w KPI realizowanych w ramach GK PGE. Dla jednego zadania: *Instalacja do podawania biomasy blok 2 w Elektrowni Opole (PL-0015)* wniosek nie został złożony. Jak wynika z wyjaśnień Prezesa PGE SA⁷⁹ wniosek nie został złożony w wyniku nieumyślnego błędu, zaś PGE SA uruchomiła proces przygotowania wniosku i dopełnienia ciążącego na niej obowiązku. Prezes PGE SA podkreślił, iż przedmiotowe zadania dotyczyły współspalania biomasy i jest zadaniem, którego koszty inwestycyjne nie są kwalifikowane do zbilansowania z wartością planowanych do przydzielenia uprawnień do emisji CO₂, co oznacza, iż zadanie to nie ma wpływu na przydział darmowych uprawnień.

Wskaźniki zgodności dla poszczególnych zadań inwestycyjnych zostały dobrane zgodnie z załącznikiem nr 2 do *ustawy z 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami*.

Do końca okresu objętego kontrolą dla żadnego z 28 zadań wskaźniki zgodności nie zostały zatwierdzone przez Ministra Środowiska.

[Dowód: akta kontroli str. 1805-1822, 2090-2149 2320-2323]

Poza realizacją zadań ujętych w KPI, Grupa PGE wykonywała także projekty badawczo-rozwojowe, ukierunkowane na obniżenie emisyjności CO₂. Głównym projektem w tym obszarze był projekt *Instalacja demonstracyjna usuwania CO₂ z bloku 858 MW w PGE Elektrowni Bełchatów SA, transportu i magazynowania CO₂*. Jego podstawowym celem było obniżenie wskaźników emisji CO₂ na jednostkę wyprodukowanej energii oraz uzyskanie wiedzy i doświadczeń w zakresie budowy tego typu instalacji dla wykorzystania przy projektowaniu, budowie i racjonalizacji pracy kolejnych instalacji energetycznych dla bloków energetycznych Grupy. W październiku 2008 r. PGE Elektrownia Bełchatów SA złożyła do Ministerstwa Gospodarki wniosek w sprawie przystąpienia do *Projektu Flagowego CCS*, mającego na celu rozwój technologii wychwytywania, transportu i magazynowania CO₂. Podjęto także starania o uzyskanie dofinansowania projektu. Planowano, że wszystkie budowane przez Grupę nowe bloki energetyczne będą przystosowane do szybkiego uzupełniania o moduł instalacji wychwytywania i składowania CO₂ (tzw. instalacja CCS Ready).

Od 2009 r. prowadzone były prace w ramach projektu *Budowa instalacji do wychwytywania, transportu i geologicznego składowania CO₂ (CCS – Carbon Capture and Storage)*. Szacowany koszt inwestycji CCS wynosił 600 mln euro. Projekt uzyskał dofinansowanie ze środków Europejskiego Programu Energetycznego na rzecz Naprawy Gospodarczej (EEPR), przyznane w dniu 5 maja 2010 r. umową grantu w wysokości 180 mln euro. W związku z nieuzyskaniem niezbędnego poziomu środków publicznych na finansowanie *Projektu CCS*

⁷⁷ Zadanie nr PL-0029 w KPI.

⁷⁸ Dz. U. poz. 1223 ze zm. Dalej: *ustawa z 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami*.

⁷⁹ Pismo z dnia 21 stycznia 2016 r., znak DP/38/2016.

(odmowa dofinansowania w kwocie 340 mln euro ze środków programu Emissions Trading Scheme NER 300 Programme oraz Krajowego Mechanizmu Wsparcia) oraz innych zidentyfikowanych ryzyk (technologicznych, prawnych i społecznych), które uniemożliwiły kontynuację projektu i realizację zobowiązań wynikających z umowy grantu, w dniu 20 lutego 2013 r. Zarząd PGE GiEK SA podjął decyzję o zamknięciu zadania inwestycyjnego oraz wypowiedzenie umowy grantu. Rozliczenie umowy grantu nastąpiło w 2015 r. PGE GiEK SA dokonała zwrotu nierozliczonej kwoty prefinansowania w wysokości 40 387,1 tys. euro. Planowane koszty realizacji projektu wynosiły 2 303 100 tys. zł, zaś poniesione 157 837 tys. zł. Ponadto dodatkowe nakłady z pakietu CCS Ready w ramach nowego bloku 858 MW wyniosły 33 891 tys. zł. Ostatecznie, po rozliczeniu z KE, kwota kosztów kwalifikowanych wyniosła 42 157,5 tys. euro, a udział KE w finansowaniu *Projektu CCS* wyniósł 20 690,7 tys. euro, tj. 49,1% poniesionych kosztów kwalifikowanych. Wartość poniesionych nakładów na realizację *Projektu CCS* w wysokości 155,7 mln zł obciążyła wynik finansowy PGE GiEK SA w 2012 r., ponadto w 2013 r. dokonano odpisu aktualizującego w kwocie 2,1 mln zł.

Szacowane przez PGE (w 2008 r.) koszty wychwyconego i utylizowanego CO₂ w instalacji CCS wynosiły 60-100 euro/Mg i według prognoz KE miały spaść do ok. 40 euro/Mg w wyniku wdrożenia PEK. Szacunkowa roczna wielkość redukcji emisji CO₂ z bloku 858 MW (B14) w wyniku działania instalacji CCS wynosiłaby ok. 1 920 000 Mg (1/3 emisji rzeczywistej, która w 2014 r. wyniosła 5 760 200 Mg).

Grupa PGE podejmowała także inne działania badawczo-rozwojowe związane z ograniczaniem emisji CO₂, m.in.: w 2008 r. przystąpiła do Polskiej Platformy Czystych Technologii Węglowych, której jednym z celów było rozeznanie kwestii technicznych, ekonomiczno-finansowych, legislacyjnych i społecznych związanych z czystymi technologiami węglowymi oraz współpraca na rzecz rozwoju i promowania czystych technologii węglowych mających na celu sekwestrację CO₂. Przystąpiła też do konsorcjum CO2EuroPipe Project, utworzonego przez osiemnaście europejskich firm energetycznych, którego celem była analiza możliwości budowy sieci transportowych CO₂ o zasięgu europejskim.

W ramach programu strategicznego *Zaawansowane Technologie Pozyskiwania Energii*, zadanie badawcze nr 2, ogłoszonego i współfinansowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, realizowano zadanie *Opracowanie technologii spalania tlenowego dla kotłów pyłowych i fluidalnych zintegrowanej z wychwytem CO₂ w PGE GiEK SA Oddział Elektrownia Turów*. Liderem konsorcjum naukowo-przemysłowego była Politechnika Częstochowska, zaś PGE GiEK SA Oddział Elektrownia Turów był partnerem przemysłowym odpowiedzialnym za realizację etapu zadania badawczego pod nazwą *Wychwytywanie i składowanie CO₂ – studium przypadku PGE Elektrownia Turów*.

[Dowód: akta kontroli str. 16, 135, 2312]

2.3. Obrót uprawnieniami do emisji CO₂

[...].

[Dowód: akta kontroli str. 1856-2068, 2305-2320]

Ustalone
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie stwierdzono następującą nieprawidłowość.

Pomimo dyspozycji wynikającej z art. 136 ust. 1 *ustawy z 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami* PGE SA nie złożyła do Ministra Środowiska wniosku o zatwierdzenie wskaźnika zgodności dla zakończonej inwestycji pn. [...]

Wprawdzie poniesione koszty w kwocie [...] nie mogły zostać wykorzystane do zbilansowania z wartością bezpłatnych uprawnień do czasu przekroczenia przez Polskę 15% krajowego celu ogólnego w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto, jednak dyspozycja wynikająca z art. 136 ust. 1 *ustawy* nie różnicuje inwestycji ze względu na ich rodzaj. Zgodnie z tym przepisem podmiot, który zrealizował zadanie inwestycyjne ujęte w KPI przed wejściem w życie ustawy, składa do ministra właściwego do spraw środowiska wnioski o zatwierdzenie wskaźnika lub wskaźników zgodności w terminie 30 dni od dnia wejścia w życie ustawy, tj. do dnia 9 października. NIK zauważa, że w zło-

zonych wyjaśnieniach Prezes PGE SA poinformował o uruchomieniu proces przygotowania wniosku i dopełnienia ciążącego na niej obowiązku, jednak do dnia zakończenia czynności kontrolnych, tj. do 29 stycznia 2016 r. wniosek nie został złożony.

Ocena cząstkowa

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie działalność w badanym obszarze.

3. Efekty działań dostosowujących działalność gospodarczą do wymogów Pakietu energetyczno-klimatycznego, z uwzględnieniem wpływu tych działań na koszty produkcji

3.1. Finansowe skutki działań związanych z wypełnieniem obowiązków wynikających z postanowień Pakietu energetyczno-klimatycznego

Opis stanu faktycznego

Wydatki związane z EU ETS, poniesione przez spółki Grupy PGE w latach 2008-2014, wyniosły łącznie [...]

[Dowód: akta kontroli str. 1953-1957, 2069, 2302-2327]

Jednostkowy koszt redukcji emisji [...]

[Dowód: akta kontroli str. 2167-2183]

3.2. Efekty ekologiczne zastosowania mechanizmów wynikających z ustawy z 2011 r. o systemie handlu emisjami oraz ustawy z 2004 r. o handlu uprawnieniami

Opis stanu faktycznego

W latach 2008-2014 dane dotyczące wielkości emisji w odniesieniu do przyznaných limitów bezpłatnych uprawnień w Grupie PGE przedstawiały się następująco:

- w 2008 r. zweryfikowana wielkość emisji CO₂ wyniosła 60 069 558 Mg CO₂, przydział uprawnień do emisji CO₂ wyniósł 53 054 165, niedobór uprawnień wyniósł –7 015 393,
- w 2009 r. zweryfikowana wielkość emisji CO₂ wyniosła 57 189 500 Mg CO₂, przydział uprawnień do emisji CO₂ wyniósł 53 059 355, niedobór uprawnień wyniósł – 4 130 145,
- w roku 2010 zweryfikowana wielkość emisji CO₂ wyniosła 49 741 272 Mg CO₂, przydział uprawnień do emisji CO₂ wyniósł 46 584 015, niedobór uprawnień stanowił – 3 157 257,
- w roku 2011 zweryfikowana wielkość emisji CO₂ wyniosła 52 921 085 Mg CO₂, przydział uprawnień do emisji CO₂ wyniósł 46 584 015, niedobór uprawnień stanowił – 6 337 070,
- w roku 2012 zweryfikowana wielkość emisji CO₂ wyniosła 60 717 485 Mg CO₂, przydział uprawnień do emisji CO₂ wyniósł 57 872 101, niedobór uprawnień stanowił – 2 845 384,
- w roku 2013 zweryfikowana wielkość emisji CO₂ wyniosła 61 292 160 Mg CO₂, przydział uprawnień do emisji CO₂ wyniósł 32 673 070, niedobór uprawnień stanowił – 28 619 090,
- w roku 2014 zweryfikowana wielkość emisji CO₂ wyniosła 58 664 934 Mg CO₂, przydział uprawnień do emisji CO₂ wyniósł 30 028 033, bilans uprawnień wykazał niedobór – 28 636 901.

Łącznie za lata 2008-2014 zweryfikowana wielkość emisji CO₂ wyniosła 400 595 994 Mg, przydział bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂ wyniósł 319 854 754, niedobór uprawnień wyniósł 80 741 240. Niedobory uprawnień do emisji w poszczególnych latach pokrywane były zakupami jednostek EUA, CER oraz ERU.

Rzeczywista emisja CO₂ osiągnięta w 2014 r. była niższa od emisji rzeczywistej w 2008 r. o 1 404 624 Mg, przy czym produkcja energii elektrycznej w Grupie PGE spadła o 1,7 TWh, a produkcja ciepła o 3,2 mln GJ.

Rzeczywista emisja CO₂ tylko w 2013 r. przekroczyła wartość 60 mln Mg (wyniosła 61,3 mln Mg), w pozostałych latach okresu 2008-2014 kształtowała się poniżej tej wielkości, co było zgodne ze *Strategią PGE Polskiej Grupy Energetycznej na lata 2008-2012* oraz *Strategią*

GK PGE na lata 2014-2020, w których założono łączne emisję z instalacji prowadzonych przez spółki Grupy PGE w latach 2011-2022 na poziomie ok. 60 mln Mg/rok.

Instalacje PGE GiEK SA bilansowały darmowe uprawnienia do emisji CO₂ przydzielone instalacjom wytwarzającym energię elektryczną zadaniami ujętymi w KPI w ramach Grupy PGE z uwzględnieniem zadań inwestycyjnych realizowanych przez PGE Dystrybucja SA. Liczba uprawnień do emisji do wydania na rachunki instalacji, zbilansowana kosztami inwestycyjnymi poniesionymi przez PGE Dystrybucja SA wyniosła odpowiednio: w 2013 r. – 12 371 489, w 2014 r. – 10 831 820, w 2015 r. – 11 350 616⁸⁰.

[Dowód: akta kontroli str. 294-295, 448-534, 801-842]

[...]

W kwestii dalszych działań, poza inwestycjami zgłoszonymi i realizowanymi w ramach KPI, podejmowanymi przez spółki Grupy PGE w celu obniżenia bilansu CO₂ oraz możliwości dalszego obniżenia wskaźników emisji CO₂ Prezes PGE SA poinformował⁸¹, że w obszarze wytwarzania w PGE GiEK SA główne działania zmierzające do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych do powietrza były i są skupione na:

- 1) modernizacji istniejących urządzeń wytwórczych;
- 2) poprawie sprawności oraz efektywności wytwarzania energii elektrycznej i ciepła;
- 3) budowie nowych bloków energetycznych opartych na paliwach konwencjonalnych o mniejszej emisji gazów cieplarnianych w stosunku do istniejących jednostek wytwórczych (Bloki 5 i 6 w Opolu, Blok 11 w Turowie, BGP w Gorzowie, BGS w Rzeszowie).
- 4) zwiększaniu generacji ze źródeł odnawialnych (w tym współspalanie biomasy);
- 5) badaniach możliwości wychwytu i składowania CO₂ (Projekt CCS) oraz rozważania koncepcyjne w zakresie możliwości wychwytu i utylizacji/chemicznego wykorzystania CO₂ (CCU – *Carbon Capture and Utilisation*).

Prezes PGE SA stwierdził także, że zmniejszenie emisji CO₂ wynikające z modernizacji istniejącego majątku (w tym modernizacji podnoszących sprawność procesu wytwarzania energii), poprawy efektywności energetycznej oraz zmniejszenia strat/konsumpcji energii jest „równoważone” wzrostem emisji CO₂ wynikającym m.in. ze „starzenia się” instalacji oraz zabudowy nowych instalacji ograniczających emisję innych substancji (SO₂, NO_x, itd.), które są dodatkowymi elementami energochłonnymi oraz dodatkowo emitują CO₂ w procesie chemicznym oczyszczania spalin (np. odsiarczanie, odazotowanie mocznikiem).

[...].

[Dowód: akta kontroli str. 448-534, 720-726, 2313-2314]

3.3. Wpływ realizacji obowiązków nałożonych przez Pakiet energetyczno-klimatyczny na koszty działalności oraz konkurencyjność spółek Grupy Kapitałowej PGE

Opis stanu faktycznego

Koszt jednostkowy produkcji energii w Grupie PGE [...]

[Dowód: akta kontroli str. 16, 135, 728-731, 2305-2317]

Ustalone nieprawidłowości

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

Ocena cząstkowa

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie działalność w badanym obszarze.

⁸⁰ W roku 2015 i 2014 uprawnienia zostały przyznane dla 9 instalacji PGE GiEK SA wytwarzających energię elektryczną: Elektrownia Opole, Elektrownia Turów, Elektrownia Dolna Odra, Elektrownia Pomorzany, Elektrownia Szczecin, Elektrociepłownia Gorzów, Elektrociepłownia Lublin Wrotków, Elektrociepłownia Bydgoszcz II. W 2013 r., oprócz wyżej wymienionych dziewięciu podmiotów, uprawnienia otrzymała Elektrociepłownia Rzeszów.

⁸¹ Pismo z dnia 23 grudnia 2015 r. znak: DP/641/2015.

IV. Uwagi i 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*⁸², wnosi o złożenie wniosku do Ministra Środowiska o zatwierdzenie wskaźnika zgodności dla zadania zrealizowanego w ramach KPI, dotyczącego inwestycji [...].

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 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 zmniejszonego wystąpienia pokontrolnego.

Warszawa, dnia 24 czerwca 2016 r.

Najwyższa Izba Kontroli
Departament Gospodarki,
Skarbu Państwa i Prywatyzacji

Dyrektor
z up. Michał Wilkowicz
Wicedyrektor
(-)

⁸² Dz. U. z 2015 r., poz. 1096 oraz z 2016 r. poz. 677, dalej: *ustawa o NIK*.