



NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI
Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji

KGP.410.006.09.2018
P/18/018

WYSTĄPIENIE POKONTROLNE

NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI
ul. Filtrowa 57, 02-056 Warszawa
T +48 22 444 56 92, F +48 22 444 55 94
kgp@nik.gov.pl
Adres korespondencyjny: Skr. poczt. P-14, 00-950 Warszawa 1

I. Dane identyfikacyjne kontroli

Numer i tytuł kontroli	P/18/018 – <i>Inwestycje w moce wytwórcze energii elektrycznej w latach 2012-2018</i>
Jednostka przeprowadzająca kontrolę	Najwyższa Izba Kontroli Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji
Kontrolerzy	1. Adam Zaborski, główny specjalista kp., upoważnienie do kontroli nr KGP/75/2018 z 27 sierpnia 2018 r. 2. Monika Kozieł, specjalista kp., upoważnienie do kontroli nr KGP/74/2018 z 27 sierpnia 2018 r.
	[dowód: akta kontroli str. 1-4]
Jednostka kontrolowana	Polski Koncern Naftowy ORLEN SA ¹
Kierownik jednostki kontrolowanej	Prezes Zarządu Daniel Obajtek od 6 lutego 2018 r. Uprzednio funkcję Prezesa Zarządu Spółki pełnili kolejno: Dariusz Krawiec od 18 września 2008 r. do 16 grudnia 2015 r., Wojciech Jasiński od 16 grudnia 2015 r. do 5 lutego 2018 r.
	[dowód: akta kontroli str. 42]

II. Ocena kontrolowanej działalności

Ocena ogólna

Uzasadnienie oceny ogólnej

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie² działalność kontrolowanej jednostki w zbadanym zakresie.

Grupa Kapitałowa rozpoczęła w 2010 roku prace analityczne związane z budową elektrociepłowni zasilanej gazem ziemnym wysokometanowym CCGT³ Włocławek oraz od 2011 r. CCGT Płock, które miały zaopatrywać obiekty przemysłowe PKN ORLEN SA w parę technologiczną i energię elektryczną. Efektem tych działań były oddane do użytku obiekty energetyczne we Włocławku (czerwiec 2017 r.) i Płocku (czerwiec 2018 r.) o zainstalowanej mocy elektrycznej jednostek odpowiednio 461,6 MWe i 606,1 MWe, przewyższające potrzeby własne obiektów przemysłowych Spółki. Opóźnienia w realizacji projektów energetycznych (półtora roku w przypadku CCGT Włocławek i siedem miesięcy w przypadku CCGT Płock) wynikały z przyczyn niezawinionych przez PKN ORLEN SA. Istotną przyczyną opóźnień było niespełnianie wymogów technicznych zainstalowanych urządzeń elektrowni i elementów konstrukcyjnych, co wymuszało ich wymianę powodując opóźnienie w realizacji kontraktu. Wystąpiły również przypadki siły wyższej związane z niskim poziomem rzeki, uniemożliwiającym transport elementów elektrowni, a silny wiatr w okresie letnim opóźnił montaż wysokich konstrukcji. W przypadku opóźnień w realizacji inwestycji z przyczyn nieleżących po stronie inwestora były naliczane i wyegzekwowane przewidziane w kontraktach kary umowne.

Moc zainstalowana elektryczna w 2017 r. osiągnęła w koncernie poziom 977,78 MWe i była o 118,7% wyższa niż w 2011 r. Produkcja energii elektrycznej wzrosła

¹ Dalej także: Spółka, PKN ORLEN SA.

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

³ Combined Cycle Gas Turbine – Układ gazowo-parowy z turbiną parową.

w tym okresie z 2 152 303 MWh do 3 456 698 MWh, tj. o 61% i w pełni pokrywała potrzeby własne Spółki. Do 2017 roku deficyt mocy PKN ORLEN SA. na potrzeby własne wynosił od 30 do 70 MW średniomiesięcznie, osiągając szczytowo poziom około 140-160 MW. Realizacja obu jednostek CCGT zwiększyła możliwości produkcyjne Koncernu o dodatkowe 1 067,7 MW.

III. Opis ustalonego stanu faktycznego

1. Działania w zakresie ustalania celów strategicznych i nadzoru nad ich realizacją w obszarze zapewnienia w grupie kapitałowej mocy wytwórczych niezbędnych do wytwarzania energii elektrycznej

1.1. Moce wytwórcze w Grupie Kapitałowej ORLEN

Opis stanu faktycznego

W latach 2011 – 2017 Grupa Kapitałowa ORLEN⁴ posiadała pięć jednostek wytwórczych energii elektrycznej: EC Płock, EC Anwil, CCGT Włocławek, EC Trzebinia i EC Jedlicze, a od 2018 r. jako szóstą jednostkę CCGT Płock. Na koniec 2017 r. moc zainstalowana w jednostkach wytwórczych wynosiła 977,78 MWe i w stosunku do 2011 r. wzrosła o 530,6 MWe czyli o 118,7%. Wszystkie moce wytwórcze zainstalowane były w elektrowniach zawodowych ciepłych. Kluczowymi zmianami w strukturze wytwórczej było oddanie w 2017 r. CCGT Włocławek o mocy zainstalowanej 461,6 MWe, która rozpoczęła produkcję energii elektrycznej w połowie 2017 r.

W 2011 r. wszystkie elektrociepłownie przemysłowe wyprodukowały łącznie 2 152 303 MWh energii elektrycznej brutto, a w 2017 r. dwie elektrownie – CCGT Włocławek i EC Płock produkowały 3 456 698 MWh energii elektrycznej brutto (wzrost o 61%). Jednostkami Wytwórczymi Centralnie Dysponowanymi były CCGT Włocławek i CCGT Płock na gaz ziemny wysokometanowy. Planowany czas eksploatacji CCGT Włocławek to 2042 r., a CCGT Płock to 2043 r.

W 2017 r. CCGT Włocławek rocznie zużywał 8 694 418 GJ paliwa na potrzeby produkcji energii elektrycznej. Wskaźnik sprawności wytwarzania energii elektrycznej wyniósł 64,2%. Emisja zanieczyszczeń wynosiła (w kg/MWh brutto) dla CO₂ 363,2⁵, dla NO₂ 0,17415, dla SO₂ 0,0005709 i dla pyłu – 0,0024654 i osiągnęła zakładane w planach budowy wielkości.

Pracująca w kogeneracji CCGT Włocławek o mocy zainstalowanej 461,6 MWe rozpoczęła produkcję energii elektrycznej w połowie 2017 r. Miała w ciągu roku 4 521 h czasu pracy i 183 h postojów. Osiągnęła następujące wskaźniki pracy: dyspozycyjność 96,1%, awaryjność nie wystąpiła, remonty planowane 3,9%, przy wykorzystaniu mocy zainstalowanej (GCF) w 68,9%.

Szóstą jednostką wytwórczą energii elektrycznej w Grupie Kapitałowej jest CCGT Płock, który rozpoczął produkcję energii elektrycznej w połowie 2018 roku. Zainstalowana moc energetyczna elektrowni wyniosła 606,1 MWe, a osiągalna 607,7 MWe.

[dowód: akta kontroli str. 24-26,827,871-895, 896-917,942]

W grudniu 2023 r. planowanymi do wycofania jednostkami wytwórczymi są EC Anwil (92 MWe mocy zainstalowanej) z powodu niespełniania norm emisyjnych w przypadku nieprzeprowadzenia modernizacji (zakończenie okresu derogacji z końcem 2023 r.) oraz EC Trzebinia (turbina 6 MWe) z powodu zużycia

⁴ Dalej: GK ORLEN.

⁵ W kg/MWh energii elektrycznej brutto.

technicznego. Natomiast na 2025 r. zaplanowano wycofanie EC Jedliczne (2,68 MW mocy zainstalowanej) z powodu zużycia technicznego.

[dowód: akta kontroli str. 24-26]

Ustalone
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości

1.2. Ustalanie i realizacja celów strategicznych dotyczących wytwarzania energii elektrycznej w Grupie Kapitałowej

Opis stanu
faktycznego

Nadrzędnym celem w obszarze energetyki w Grupie Kapitałowej było zabezpieczenie energii elektrycznej i pary technologicznej na potrzeby procesów produkcyjnych realizowanych w Koncernie. Przyjęto kierunek rozwoju, którego kluczowymi elementami była budowa dwóch jednostek kogeneracyjnych opartych na gazie. Kierunek ten został przyjęty w ramach Strategii każdorazowo akceptowanych przez Zarząd oraz Radę Nadzorczą.

Grupa Kapitałowa ORLEN w Strategii obowiązującej w latach 2012-2018 uwzględniała cele związane z rozwojem obszaru energetyki, w tym z rozwojem nowych mocy wytwórczych. Rozwój energetyki w GK anonsowała już Strategia z 26 listopada 2008 r. z horyzontem czasowym na lata 2009-2013. Kolejna perspektywa na lata 2013-2017 ogłoszona w Strategii z 30 listopada 2012 r. potwierdziła kontynuację rozwoju nowego segmentu wskazując kierunek wysokosprawnej kogeneracji opartej na gazie ziemnym w postaci budowy CCGT Włocławek. Aktualizacja Strategii z 23 lipca 2014 r. z horyzontem na lata 2014-2017 zakładała dalszy rozwój kogeneracji przemysłowej (budowa CCGT Płock), a także modernizację obecnych aktywów w Elektrociepłowni Płock i Elektrociepłowni Trzebinia.

[dowód: akta kontroli str. 48-177,1555]

Strategia Energetyczna PKN ORLEN SA., w wersji uchwalonej w dniu 19 stycznia 2010 r., wskazywała na konieczność rozpoczęcia działań mających na celu poprawę efektywności energetycznej w elektrociepłowniach należących do Spółki. Informowała o przeprowadzonych pracach przygotowawczych potencjalnej inwestycji budowy systemowej elektrowni gazowej we Włocławku i w Płocku. Zaplanowano rozpoczęcie prac przygotowawczych inwestycji budowy elektrowni gazowej we Włocławku oraz działania mające na celu pozyskanie partnera strategicznego w zakresie budowy i eksploatacji elektrowni systemowej, przeprowadzenie uzgodnień umożliwiających rozpoczęcie procesu inwestycyjnego, w tym zabezpieczenie terenu pod budowę elektrowni, wysłanie wniosku o warunki przyłączenia do PSE Operator, uzyskanie warunków środowiskowych inwestycji itp.

Uchwała⁶ Zarządu Spółki w sprawie przyjęcia *Strategii rozwoju Koncernu wraz z Planem Średnioterminowym na lata 2013-2017* zatwierdzona przez Radę Nadzorczą Spółki zakładała, budowę sektora energetycznego, wytwarzającego energię elektryczną w oparciu o własne surowce i osiągnięcie maksymalnych synergii z częścią rafineryjną celem zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Koncernu. Wykorzystując bliskość przebiegu rurociągu Jamalskiego, zdecydowano w roku 2012 o wykorzystaniu w procesie technologicznym turbin gazowych z wykorzystaniem gazu ziemnego.

W Strategii przyjęto, że znacząco zwiększą się środki Spółki na rozwój: z [...] zł w latach 2008-2012 do [...] zł w okresie 2013-2017. W tym na wysokosprawną

⁶ Nr 4894/12 z dnia 29 listopada 2012 r.

⁷ Wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa na podstawie art. 5 ust. 2 ustawy z dnia 6 września 2001 r. o dostępie do informacji publicznej (Dz. U. z 2018r. poz. 1330, ze zm. – dalej: uodip) i art. 11 ust. 2 ustawy z dnia 16 kwietnia 1993 r. o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji (Dz. U. z 2018 r. poz. 419, ze

energetykę przemysłową opartą na gazie ziemnym przewidziano nakłady w wysokości [...] zł. Z tych środków pulę [...]zł dedykowano na CCGT Płock, EC Litvinov oraz OZE – w zależności od ostatecznych parametrów powyższych projektów i sytuacji finansowej Spółki. Wydatki na CCGT Włocławek przewidziano w kwocie [...] zł. Strategia uzasadniała inwestycje niezaspokojonym wzrostem popytu na energię elektryczną w skali kraju oraz luką podażową powstałą w wyniku obligatoryjnego zamykania starych jednostek wytwórczych prądu.

Uchwałą⁸ Zarządu Spółki przyjęto strategię rozwoju Koncernu na lata 2014-2017. Założono w niej rozwój kogeneracji przemysłowej, między innymi poprzez budowę nowych mocy CCGT Włocławek (463 MWe) i CCGT Płock (606,1 MWe). Kogeneracja przemysłowa była źródłem energii i par technologicznych dla aktywów produkcyjnych.

Uchwałą z 15 grudnia 2016 r. Zarządu PKN ORLEN SA. przyjęto Strategię PKN ORLEN wraz z Planem Średnioterminowym na lata 2017-2021. W Strategii przewidziano wydatki na energetykę w kwocie [...] zł, w całości przeznaczone na budowę CCGT Płock oraz sprzedaż [...] w latach 2017-2018.

[dowód: akta kontroli str.39-42,48-129,167-177,470,489,510-511,1166-1176]

Czynnikiem uzasadniającym budowę CCGT Włocławek było przewidywane wycofanie z eksploatacji jednostki wytwórczej EC Anwil opalanej gazem ziemnym i ciężkim olejem opałowym.

[dowód: akta kontroli str. 40, 1161-1165,1549]

Inwestycje w nowe jednostki energetyczne pracujące w kogeneracji były ekonomicznie uzasadnione, gdyż następował odbiór energii elektrycznej przez podmioty wchodzące w skład Grupy Kapitałowej, z pominięciem kosztów dystrybucji, a ponadto uniezależniał Spółkę od deficytu energii w sieciach przesyłowych.

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości

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

Ustalone
nieprawidłowości

Ocena cząstkowa

2. Planowanie i realizacja inwestycji

2.1. Budowa bloku gazowo-parowego CCGT Włocławek

Uchwałą⁹ Zarządu PKN ORLEN SA w sprawie zatwierdzenia Dokumentu Wymagań Projektu „Kopernik”¹⁰, Zarząd Spółki zatwierdził projekt budowy elektrociepłowni CCGT Włocławek oraz przydzielił środki w wysokości 20 400 tys. zł. Zakres rzeczowo-finansowy projektu obejmował przygotowanie całej dokumentacji przedinwestycyjnej w tym: studium wykonalności, raportu środowiskowego, umowy z PSE Operator i OPG Gaz-System. Ponadto, dokonania wyboru ewentualnego partnera inwestycyjnego, określenia docelowego modelu biznesowego w ramach wspólnego działania oraz przeprowadzenia przetargu na budowę bloku. Określono harmonogram, ryzyka, wskazano datę rozpoczęcia (1 grudnia 2009 r.) oraz zakończenia budowy (31 maja 2011 r.). Dokument ten został zaktualizowany

Opis stanu
faktycznego

zm. – dalej: uoznk). Wyłączenia dokonano w interesie PKN ORLEN SA. Dalej oznaczenie: [...] - wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa.

⁸ Nr 5227/14 z dnia 22 lipca 2014 r. Zarządu PKN ORLEN SA. w sprawie przyjęcia „Strategii PKN ORLEN lata 2014 – 2017”.

⁹ Nr 4270/10 z dnia 19.01.2010 r.

¹⁰ Powołanie Projektu „Kopernik” nastąpiło z dniem 19.01.2010 r. Zmiany nazwy na Projekt „Wega” dokonano w dniu 18.12.2012 r.

Uchwałą¹¹ Zarządu PKN ORLEN SA. w sprawie: zatwierdzenia aktualizacji Dokumentu Wymagań Projektu „Kopernik”. Zwiększono budżet zadania do wysokości 24 900 tys. zł na potrzeby zakupu projektu budowlanego i zmieniono datę zakończenia inwestycji (na 30 czerwca 2011 r.).

Na proces decyzyjny w sprawach inwestycji wpływ miały wyniki przeprowadzonej w 2012 r. analizy opłacalności i efektywności planowanych inwestycji, według których inwestycja była korzystna z wagi na:

- korzystną lokalizację, w szczególności bliskość zakładów Anwil. Odbiór ciepła przez Anwil pozwalał CCGT Włocławek na pracę w kogeneracji (jednoczesna produkcja ciepła i energii elektrycznej) przy wysokim stopniu sprawności;
- zoptymalizowane nakłady inwestycyjne,
- korzystne otoczenie regulacyjne tj. funkcjonujący system wsparcia w postaci żółtych certyfikatów,
- bliskość sieci GAZ-SYSTEM oraz dogodne położenie w sieci przesyłowej.

Zwrócono również uwagę na istniejący potencjał zwiększenia rentowności inwestycji poprzez: sprzedaż usług systemowych na rzecz PSE OPERATOR, sprzedaż ciepła do miasta Włocławek, wydobywanie na szeroką skalę w Polsce gazu ze złóż niekonwencjonalnych.

Celem porównania analizowanych wariantów technicznych policzono wskaźniki wartości aktualnej netto (NPV) liczonej na podstawie przepływu operacyjnego gotówki i nakładów inwestycyjnych oraz stopę zwrotu inwestycji (IRR). Obliczając wpływ zmiany wysokości nakładów inwestycyjnych na wyniki ekonomiczne uzyskano wskaźnik NPV w przedziale [...] zł, ze względu na zmianę czasu pracy bloku uzyskano wskaźnik NPV w przedziale [...] zł, a w zależności od zmiany cen gazu wskaźnik NPV w przedziale [...] zł. Stopa zwrotu inwestycji zawierała się w przedziale od [...] w zależności od przyjętego wariantu nakładów inwestycyjnych i od [...] w zależności od scenariusza cen gazu.

[dowód: akta kontroli str. 871-895,1517-1522,1177-1529,1557]

Decyzją z 29 września 2011 r. został zatwierdzony projekt budowy i udzielono pozwolenia na budowę dla PKN ORLEN SA na terenie zgłoszonym pod inwestycję.

Spółka zapewniła wybór wykonawcy na zasadach konkurencyjnych. W celu wyłonienia wykonawcy inwestycji w dniu 6 sierpnia 2010 r. zostały wysłane zapytania ofertowe w sprawie realizacji projektu do 21 przedsiębiorstw. Jednocześnie w tygodniku The Economist oraz w dzienniku Rzeczpospolita ukazało się ogłoszenie w tej sprawie. W wyniku zapytania, złożono 27 ofert. Drugim etapem wyboru wykonawcy było wysłanie w dniu 13 września 2011 r. zapytań ofertowych do pięciu firm: Alstom, Ansaldo, General Electric, Mitsubishi Heavy Industries oraz Siemens, które w postępowaniu uzyskały najwyższą ocenę warunków handlowych (75% oceny) i technicznych (25% oceny). W trzecim etapie, w dniu 11 września 2012 r. wyłoniono trzy firmy do tzw. krótkiej listy: General Electric, Mitsubishi Heavy Industries i Siemens. W czwartym etapie, który miał miejsce w dniu 21 września 2012 r., wyłoniono na aukcji elektronicznej oferenta który zaoferował najlepsze rozwiązania dla PKN ORLEN SA. Kryteriami oceny tzw. „krótkiej listy” były kryteria:

- formalne (pełnomocnictwa dokumenty statutowe oferenta) – ocena 0/1.
- handlowe 75% w tym NPV/capex projektu na podstawie modelu ekonomicznego 35%, ocena zmian w drafcie umowy EPC 15%, warunki płatności: cena oferty LTSA 10%, CAPEX/MW – 10%, okres gwarancji 5%.
- techniczne 25%, w tym sprawność bloku 15%, dyspozycyjność gwarantowana – 5%, czas budowy 5%.

¹¹ Nr 4445/10 z dnia 19.10.2010 r.

– kryteria spełnione zgodnie z instrukcją dla oferentów 0/1.

W wyniku postępowania dokonano wyboru dostawcy i zawarto kontrakt.

29 listopada 2012 r. wyrażono zgodę na budowę i zaciągnięcie wynikających z niego zobowiązań do kwot: 985 274 880 zł, 124 154 500 euro, 45 375 000 USD (łącznie 1 610 874,91 tys. zł.). 18 grudnia 2012 r. Zarząd Spółki zatwierdził aktualizację Dokumentu Wymagań Projektu, w tym budowy bloku w formule „pod klucz” oraz realizację zadań inwestycyjnych związanych z elektrownią, nie objętych zakresem wykonawcy bloku. Wskazano datę rozpoczęcia (2 czerwca 2009 r.) oraz zakończenia (31 grudnia 2015 r.) inwestycji.

Od daty zgłoszenia zapotrzebowania na budowę bloku energetycznego (3 listopada 2011 r.) do daty zakończenia postępowania (28 listopada 2012 r.) upłynęło ponad 12 miesięcy. Nie wpłynęło to na przesunięcie terminu realizacji inwestycji.

[dowód: akta kontroli str. 945-949,1044-1060,1141-1160,1855]

Umowa zawarta w dniu 4 grudnia 2012 r. w Warszawie pomiędzy PKN ORLEN SA., a konsorcjum firm: General Electric International Inc. z USA oraz SNC-Lavalin Polska Sp. z o.o. z Warszawy obejmowała następujący zakres prac:

- 1) dostawę urządzeń, wyposażenia i materiałów składających się na kompletną elektrownię, umożliwiającą jej ciągłą pracę w podstawowym okresie gwarancji oraz części szybkozużywających się i zamiennych, materiałów eksploatacyjnych, w tym pierwsze napełnienie olejów i smarów niezbędnych do uruchomienia urządzeń elektrowni.
- 2) roboty budowlane w tym konstrukcyjne i montażowych.
- 3) usługi (m.in. przygotowanie i przekazanie zamawiającemu dokumentacji, uzyskania pozwolenia na użytkowanie elektrowni, innych wymaganych decyzji administracyjnych, nadzoru fabrycznego nad produkcją i odbiorami urządzeń będących przedmiotem kontraktu, szkolenie personelu zamawiającego, wykonania pomiarów i badań pomontażowych, udzielenie gwarancji technicznych na prawidłową pracę elektrowni, usunięcie wad w funkcjonowaniu elektrowni).

Podpisanie protokołu przejęcia elektrowni do eksploatacji miało nastąpić w ciągu 36 miesięcy od dnia podpisania kontraktu przez strony.

Inwestycja miała być realizowana zgodnie z uzgodnionym harmonogramem. Zakładał on do końca października 2011 r. uzyskanie pozwolenia na budowę, do 21 kwietnia 2014 r. opracowanie kompletnego projektu wykonawczego, do 4 grudnia 2015 r. uzyskanie pozwolenia na użytkowanie.

Wartość kontraktu wynosiła 411 551,3 tys. zł, 124 154,5 tys. euro i 45 375 tys. USD (według kursu Narodowego Banku Polskiego z 4 grudnia 2012 r. wartość kontraktu wynosiła łącznie 1 067 245,7 tys. zł). Termin płatności wyniósł 30 dni. Zmiana warunków kontraktu, w tym terminów realizacji kontraktu mogła nastąpić za obopólną zgodą stron. Jako gwarancję dobrego wykonania kontraktu, wykonawca złożył zamawiającemu gwarancję bankową zwaną „zabezpieczeniem” w wysokości 5% wynagrodzenia kontraktowego.

Umowa przewidywała kary gwarancyjne za wady fizyczne materiałów, urządzeń, aparatury oraz niewłaściwą jakość dokumentacji technicznej. Gwarancja objęła również parametry techniczne urządzeń oraz wszelkie prace budowlane, usługi i dostawy realizowane przez Wykonawcę kontraktu. Obowiązywała w okresie 36 miesięcy od dnia podpisania protokołu przejęcia elektrowni do eksploatacji.

[dowód: akta kontroli str. 961-1137,3173]

Przygotowanie inwestycji umożliwiło terminową realizację robót budowlanych i innych działań wykonawcy, w tym kluczowych działań niezbędnych dla rozpoczęcia

inwestycji: opracowania studium wykonalności, projektów budowlanych, uzyskania decyzji administracyjnych dotyczących lokalizacji i środowiskowych uwarunkowań realizacji inwestycji. Oprócz przygotowania inwestycji, GK ORLEN do końca 2016 r. zrealizowała działania przygotowawcze do uruchomienia inwestycji, w tym:

- uzyskano gwarancje przepustowości rurociągu jamalskiego w ilości 500 mln m³ w latach 2013 – 2015 oraz 800 mln m³ w 2016 r.
- wysłano zapytania ofertowe na dostawy gazu ziemnego na rok 2013 – 2016 do firm RWE, EON, VNG, Statoil i traderów: Vitol, Glencorte, Vattenfall, i Energy Trading.
- przeprowadzono I etap negocjacyjny warunków kontraktu oraz II etap uzgodnienia warunków cenowych zakupu gazu.
- powołano Grupę Zakupową LNG, w celu zwiększenia siły negocjacyjnej dla dokonywania prac analitycznych, wdrażania formuły organizacyjno-negocjacyjnej i otwarcia negocjacji.

[dowód: akta kontroli str. 944,1139-1140,1855]

Inwestycja CCGT Włocławek była realizowana i nadzorowana bezpośrednio przez PKN ORLEN SA. Spółka posiadała procedury kontroli i nadzoru nad inwestycją, która dokonywana była przez własnych inspektorów.

Inwestycja była regularnie w okresach kwartalnych raportowana przez Zarząd Spółki na posiedzenia Rady Nadzorczej Spółki i dodatkowo na każde odrębne zapytanie Rady Nadzorczej. Materiały kierowane na posiedzenie Rady Nadzorczej, przedkładane były wcześniej do zatwierdzenia przez Zarząd Spółki. Zawierały aktualne informacje zarządcze o przebiegu prac inwestycyjnych, sprawozdanie z postępu prac z założonymi terminami w harmonogramie inwestycji, stan pracowników na budowie i zaangażowanie służb BHP, a także wypadkowość pracowników. Dokonano również analizy struktury organizacyjnej pod kątem zatrudnienia oraz wizualizacje prac na terenie budowy.

Nadzór inwestorski nad realizacją projektu realizowany był przez Spółkę.

[dowód: akta kontroli str.1161-1165,1855-1856]

W procesie realizacji inwestycji wystąpiły opóźnienia w zakresach:

- projektowym. Wykonawca nie wszystkie projekty wykonawcze przygotowywał terminowo, co hamowało rozpoczęcie prac i opóźniało ich zakończenie. Dodatkowo część projektów wykonawczych zawierała błędy, przez co Wykonawca zmuszony był dokonywać korekt i powodowało to okresowe wstrzymywanie prace lub spawalnie ich postępów;
- budowlanym. Wykonawca nie zawsze potrafił organizacyjnie poradzić sobie z zakładanym tempem prac i notował opóźnienia w zakresach mających wpływ na terminowość innych prac. Nieprzewidziane błędy realizacyjne oraz awarie wymagały zatrzymania prac i dokonania czasochłonnych poprawek, prowadzących do opóźnień;
- instalacyjnym. Niezgodność wyników pomiarów dokonywanych w trakcie odbiorów robót z projektem powodowało konieczność dokonania zmian projektowych, co rzutowało na terminowość prac, wzrost końcowego kosztu inwestycji oraz konieczność powtórzenia odbiorów. Wykonawca w jednym przypadku dostarczył na budowę kable niespełniające wymagań przeciwpożarowych i został zmuszony przez Zamawiającego do ich częściowego demontażu oraz wymiany, co wywołało istotne opóźnienia w progresie inwestycji;
- technologicznym. Wykonawca miał w fazie odbiorów i testów przed uruchomieniem bloku do czynienia ze skutkami kilku nieszczęśliwych zdarzeń: pożarem transformatora i koniecznością jego naprawy poza granicami kraju, awarią pompy wody obiegowej i koniecznością jej naprawy, nadmiernymi

wibracjami posadowienia turbozespołu i koniecznością demontażu urządzeń, ich naprawy i posadowienia na fundamencie, awarią uszczelnień turbiny parowej i koniecznością jej demontażu, naprawy poza granicami kraju oraz ponownego testowania przed powrotem na budowę.

W trakcie realizacji inwestycji wystąpiły również niezawinione przez Zamawiającego i Wykonawcę opóźnienia w realizacji kontraktu. Czynnikiem, związanym z wystąpieniem siły wyższej był niski poziom wody na Wiśle uniemożliwiający przez kilka tygodni transport rzeczny turbiny, a silne wiatry w okresie letnim uniemożliwiały montaż wysokich konstrukcji elektrowni.

Opisane powyżej czynniki wpłynęły na opóźnienie kluczowego terminu w projekcie, jaki stanowił odbiór jednostki wraz z podpisaniem protokołu przyjęcia do eksploatacji, które nastąpiło po 563 dniach od terminu ujętego w kontrakcie.

[dowód: akta kontroli str.820-824]

W przypadku wystąpienia istotnych opóźnień, Wykonawca standardowo opracowywał Plan Naprawczy, przedstawiał go Inwestorowi, uwzględniał zgłoszone uwagi i zastrzeżenia, przekazywał harmonogramy prezentujące ścieżki krytyczne realizacji. Wykonawca raportował co tydzień sytuację, jednakże nie zawsze mógł zrealizować postęp prac, głównie z uwagi na braki: w rewizjach dokumentacji, w koordynacji działań, w dedykowanych do napraw zasobach ludzkich, kolejne błędy wykonawcze, nieterminowe dostawy urządzeń i wyposażenia.

[dowód: akta kontroli str.1161-1165,1563-1657,1855-1860]

Mając na uwadze charakter i postanowienia zawartej umowy z wykonawcą (kontrakt w formule „pod klucz” - EPC), za każdy przypadek opóźnienia w realizacji kontraktu odpowiadał Wykonawca, poza opóźnieniami wynikającymi z siły wyższej. W przypadku wystąpienia opóźnienia kontrakt EPC obligował wykonawcę do przedstawienia Programu Naprawczego, który poddawany był ocenie przez Zamawiającego, a następnie egzekwowany na etapie jego wdrażania. Było pięć Wdrożonych przez Wykonawcę i obserwowanych oraz kontrolowanych przez Zamawiającego Programów Naprawczych. Reżim Programu Naprawczego oznaczał jego realizację możliwie zgodną z założonym harmonogramem naprawy. Służyły temu monity wysyłane do Wykonawcy wskazujące na pojawiające się niedociągnięcia, czy awarie montowanych urządzeń. Stan ten potwierdzają skontrolowane monity Wykonawcy do Zamawiającego z dnia 20 sierpnia 2015 r. informujące o zalaniu fundamentu turbozespołu olejem, z dnia 9 września 2015 r. o konieczności jego ponownego osiowania, z dnia 30 listopada 2015 r. o niewłaściwej pracy łożysk i z dnia 11 grudnia 2015 r. o opóźnionej dostawie transformatora oraz nieprzebrnięciem harmonogramu dostaw urządzeń.

Przyczynami wprowadzenia Programów Naprawczych były:

1. Opóźnienia projektowe dotyczące realizacji Zamiennego Projektu Budowlanego i dokumentacji wykonawczej. Wdrożony I Program Naprawczy pozwolił na sukcesywną poprawę stanu kadr projektowych, lepszą koordynację projektową i wsparcie doradcze, a przez to nadrobienie zaległości czasowych, dzięki czemu Wykonawca osiągnął w konsekwencji kontraktowy termin złożenia dokumentacji do wystąpienia z wnioskiem o wydanie Decyzji o Zamiennym Pozwoleniu na Budowę. Efektem był brak finalnych opóźnień oraz brak wzrostu kosztów po stronie Inwestora;
2. Podziemne kanały obiegu wody chłodzącej. II Program Naprawczy uruchomiono w sytuacji awarii (podczas prób końcowych) wykonanych podziemnych wielkogabarytowych kanałów i rurociągów umożliwiających chłodzenie turbozespołu. Awaria była wynikiem błędów projektowych i wykonawczych Wykonawcy, wymusiła zmianę technologii i wymianę wykonanych elementów na

- nowe. Straty czasowe Wykonawcy wyniosły około 7 miesięcy przy jednoczesnym braku wzrostu kosztów po stronie Inwestora;
3. Dostawy elementów turbozespołu transportem wodnym (trasą Wisłą) – III Program Naprawczy. Problemy z zachowaniem ciągłości żeglugi Wisłą (wobec zbyt niskiego poziomu wody) spowodowały nieplanowane przestoje barek rzecznych z najcięższymi elementami turbozespołu (turbina gazowa i generator). Opóźnienia zawinione były przez Wykonawcę (niewłaściwe planowanie dostaw, niedostateczne rozpoznanie warunków żeglugi). Straty czasowe Wykonawcy wyniosły około jednego miesiąca przy jednoczesnym braku wzrostu kosztów po stronie Inwestora;
 4. Posadowienie transformatora z przesuwnikiem fazowym. IV Program Naprawczy wdrożono wobec konieczności wydłużenia fazy przygotowania podłoża gruntowego i zmian technologii fundamentowania obiektów transformatora. Opóźnienia wynikły z winy Wykonawcy (niewłaściwe rozpoznanie warunków geotechnicznych, konieczności zmian projektowych i zwiększenia zakresu prac). Straty czasowe Wykonawcy wyniosły około dwóch miesięcy przy jednoczesnym braku wzrostu kosztów po stronie Inwestora;
 5. Dostawy kabli elektrycznych – V Program Naprawczy. Dostawy niewłaściwych według PKN ORLEN SA kabli (bez odpowiednich uzgodnień z Inwestorem) spowodowały wystosowanie żądania wstrzymania montażu i wymiany na spełniające odpowiednie wymogi przeciwpożarowe. Wykonawca wycofał dostawy i dostarczył kable zaakceptowane przez Inwestora. Straty czasowe Wykonawcy wyniosły około czterech miesięcy i nie spowodowały wzrostu kosztów po stronie Inwestora.

Spośród pięciu różnych Programów Naprawczych wdrożonych przez Wykonawcę i monitorowanych przez Zamawiającego tylko jeden, pierwszy Program Naprawczy udało się zrealizować skutecznie. Pozostałe Programy nie były już w pełni wykonane przez Wykonawcę.

Protokół przyjęcia do eksploatacji (PAC – Provisional Acceptance Certificate). podpisano w dniu 19 czerwca 2017 roku.

W związku z opóźnieniami w realizacji kontraktu, skierowano do Wykonawcy 32 noty obciążeniowe o wartościach: [...]. Zapłaty dokonano dla 14 not obciążeniowych, w tym dla jednej noty obciążeniowej zastosowano kompensatę płatności, o wartościach: [...]. Dodatkowo zrealizowano zapłaty noty z gwarancji w kwotach: [...]. W związku z zawartą umową zrzeczono się roszczeń i w związku z tym pozostałe noty obciążeniowe zostały umorzone.

W ujęciu finansowym inwestycja została całkowicie rozliczona podpisaną z Wykonawcą umową sądową z dnia 26 marca 2018 roku. W związku z postępującym opóźnieniem w realizacji kontraktu, 19 lipca 2016 r. strony zawarły Dokument Zmiany Kontraktu nr 4, który ustanawiał dodatkowy mechanizm naliczania kar gwarancyjnych za każdą godzinę, w której elektrownia nie osiągnie dostępności do eksploatacji. Strony zgłosiły wobec siebie wzajemne roszczenia związane z opóźnieniem w realizacji kontraktu oraz sposobem jego wykonania, a Zamawiający otrzymał w dniach 3 i 5 lipca i 11 sierpnia 2017 r. kary gwarancyjne i żądane wypłaty z zabezpieczenia. W celu zakończenia sporu pomiędzy stronami dotyczącego odpowiedzialności za opóźnienie w realizacji kontraktu, w celu ułatwienia dalszej współpracy, strony postanowiły, bez przyznania odpowiedzialności którejkolwiek z nich zawrzeć pełną i ostateczną umowę.

W związku z opóźnieniem Projektu PKN ORLEN SA. na swoje potrzeby musiał zakupić ok. [...] energii elektrycznej.

Uгода z wniosku Wykonawcy kontraktu – konsorcjum firm SNC Lavalin Polska Sp. z o.o. z Warszawy i General Electric International Inc z Ohio (USA) została zawarta w dniu 26 marca 2018 r. Polegała na zrzeczeniu się przez Wykonawcę kontraktu wszelkich roszczeń wobec Zamawiającego (z tytułu niepełnych płatności) oraz zapłaty przez niego kwoty. [...]. W ugodzie określono ostateczną kwotę wynagrodzenia kontraktowego pozostającą do zapłaty na rzecz Wykonawcy [...].

Z kwoty budżetu inwestycji 1 610,9 mln zł (1 435,9 mln zł – budowa Bloku gazowo-parowego oraz 175,0 mln zł – infrastruktura ANWIL SA.) wydatkowano 1 449,6 mln zł (odpowiednio: 1 290,7 mln zł, oraz 158,9 mln zł). Uwzględniając kwoty ujęte w ugodzie sądowej, inwestycje zrealizowano za kwotę stanowiącą 90% planowanej. Inwestycja była finansowana ze środków własnych PKN ORLEN SA ze wsparciem kredytu inwestycyjnego z Banku Gospodarstwa Krajowego. Umowę kredytową podpisano w dniu 23 grudnia 2013 r. na kwotę [...]. W procesie inwestycyjnym nie wystąpiły zagrożenia utraty płynności w finansowaniu inwestycji.

[dowód: akta kontroli str. 1560,1647-1657,1855-1868, 1881-1882,3215-3235,3244-3246]

Głównymi czynnikami, które wpłynęły na różnicę pomiędzy zakładanymi wydatkami inwestycyjnymi, a rzeczywistymi poniesionymi kosztami były:

- oszczędności na kosztach związanych z kontraktem (zaplecza, transportu, wyposażenia, ubezpieczenia) i pozostałych związanych m.in. z zakupem działki budowlanej, opłatami przyłączeniowymi, obsługą kontraktu, paliwem na czas rozruchu, itp.,
- uzyski ze sprzedaży energii elektrycznej wyprodukowanej w trakcie rozruchu technologicznego,
- pozyskanie żółtych certyfikatów,
- niższe koszty zużycia mediów i paliwa na czas rozruchu.

W przypadku infrastruktury znajdującej się poza EPC (na terenie Zakładu Anwil):

- optymalizacja założeń projektowych, polegająca na maksymalnym wykorzystaniu synergii istniejącej infrastruktury z infrastrukturą nowoprojektowaną.
- brak istotnych zmian projektowych na każdym z etapów realizacji projektu.

[dowód: akta kontroli str. 3243-3245]

W aspekcie wartościowym, osiągnięto zakładane parametry inwestycji:

- moc zainstalowana – 470 MWe brutto (wielkość zakładana 461,6 MWe),
- ilość spalane go paliwa (gaz) – 389 892 tys. ton rocznie
- ilość wyprodukowanej energii elektrycznej – 2 921 052 MWh (2 800 000 MWh/rok),
- ilość wyprodukowanego ciepła w kogeneracji – 1 841 TJ/rok¹² (ok. 2 900 TJ).

Ilość zanieczyszczeń odprowadzanych do atmosfery:

- stężenie tlenków azotu w spalinach – NO_x 50 mg/m³, (≤ 50 mg/Mn³),
- stężenie CO w spalinach – 100 mg/m³ (nie określono),
- stężenie tlenków siarki 12 mg/m³, (≤12 mg/m³)
- stężenie pyłu w spalinach – 5 mg/m³ (≤ 5 mg/m³).

Badania kontrolne dotrzymywania parametrów gwarantowanych wykazały, że emisja zanieczyszczeń jest niższa od zakładanej w kontrakcie.

[dowód: akta kontroli str.40,825,1124,1557,1560,1658-1663,1726,1881]

W zawartej z *General Electric International, Inc.* umowie na świadczenie usług serwisowych w zakresie turbiny gazowej, turbiny parowej i generatora elektrowni gazowo-parowej we Włocławku określono wysokość przedmiotowych świadczeń do kwoty szacunkowej nie wyższej niż [...]. Szacunkowa wartość umowy została

¹² Dane obejmują okres roku od PAC, tj. 19.06.2017-18.06.2018

obliczona jako łączna kwota wynagrodzenia w wysokości opłaty za obowiązkowe części początkowe, opłaty stałej oraz opłaty zmiennej (przy przyjętym reżimie pracy elektrowni), oraz przy założeniu obowiązywania umowy przez cały okres na jaki zostanie zawarta, tj. 20 lat.

[dowód: akta kontroli str. 887-889,896-917,2042-2043]

Po dziewięciu miesiącach od uruchomienia elektrowni nastąpiła awaria CCGT Włocławek. Awaria miała miejsce w dniu 8 września 2018 roku. Przyczyną zatrzymania pracy Bloku Gazowo-Parowego było automatyczne awaryjne wyłączenie turbiny gazowej stanowiącej napęd całego turbozespołu. Na czas zakończenia czynności kontrolnych¹³ nad ustaleniem przyczyny awarii pracowały niezależne zespoły powołane zarówno przez Wykonawcę jak i PKN ORLEN SA. Konsekwencją awarii było wyłączenie całego Bloku Gazowo-Parowego z pracy polegającej na wytwarzaniu energii elektrycznej i pary technologicznej. Wykonawca oszacował, że okres postoju awaryjnego będzie trwał do końca marca 2019 roku. Do tego czasu zostanie ustalona przyczyna awarii.

Naprawa bloku odbędzie się w ramach zabezpieczonej kontraktem gwarancji. Oznacza to, że same prace naprawcze nie obciążą PKN ORLEN SA. Ponieważ w kontrakcie nie było zapisów obciążających Wykonawcę z tytułu utraconych korzyści, w przypadku awarii, a gwarancja również nie obejmowała tego przypadku PKN ORLEN SA, aby dostarczyć energię elektryczną do zakontraktowanych odbiorców zmuszony był skorzystać z nadwyżek mocy CCGT Płock. To rozwiązanie zminimalizowało koszty i wysokość strat, gdyż nie powstała konieczność zakupu energii elektrycznej na rynku energii.

Fakt wydłużenia postoju EC Włocławek nie rzutował na działalność produkcyjną zakładów chemicznych ANWIL.

[dowód: akta kontroli str.1881-1882,3244]

Ustalone
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości

2.2 Budowa bloku gazowo-parowego CCGT Płock

Opis stanu
faktycznego

Decyzja dotycząca realizacji inwestycji CCGT Płock wynikała między innymi z przeprowadzonych prognoz gospodarczych, analiz ekonomicznych oraz technicznych.

Przyjęty do realizacji projekt budowy¹⁴ bloku gazowo-parowego CCGT w Płocku zakładał, iż wpisuje się on w cele operacyjne PEP 2050¹⁵, które obejmowały: zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju, między innymi poprzez budowę nowych elektrowni; zwiększenie konkurencyjności i efektywności energetycznej gospodarki narodowej, w tym rozwój kogeneracji; ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko, w tym zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych. Efekty realizacji inwestycji dla PKN ORLEN SA określono jako: wzrost efektywności energetycznej, rozwój działalności w nowym obszarze, generowanie dodatkich przepływów pieniężnych od roku 2018.

Podstawowe założenia projektu bloku gazowo-parowego dotyczyły między innymi: wykorzystania gazu jako paliwa, dostaw pary do Zakładu Produkcyjnego w Płocku pozwalającej na obniżenie kosztów produkcji zakładu i uzyskania świadectw pochodzenia z kogeneracji, uplasowania energii elektrycznej na rynku, zastosowania najnowszej turbiny typu H, krótkiego okresu realizacji inwestycji oraz

¹³ 24 grudnia 2018 r.

¹⁴ Projekt Pegaz – budowa bloku gazowo-parowego, materiał na Zarząd PKN ORLEN z 25 listopada 2014 r.

¹⁵ Polityka Energetyczna Polski.

relatywnie niskich kosztów budowy; niskiej emisji CO₂ i wysokiej energetycznej sprawności.

Projekt zakładał elastyczny układ zaprojektowany dla CCGT Płock umożliwiający optymalne dostosowanie reżimu pracy do zmiennych uwarunkowań rynkowych oraz do bieżących potrzeb Zakładu Produkcyjnego w Płocku. W zakresie charakterystyki pracy bloku założono i analizowano trzy reżimy pracy: wariant bazowy, reżim min (częściowa kogeneracja) oraz reżim max (pełna kogeneracja) określając odpowiednio: ilość pary dostarczonej do EC Płock - 9 PJ, 7,8 PJ, 15 PJ, produkcję energii elektrycznej - 3,3 TWh, 2,8 TWh, 3,8 TWh, sprawność ogólną - 84%, 84%, 93%, wykorzystanie potencjału bloku (para) - 60%, 52%, 100%, czas pracy bloku - 75%, 64%, 92%.

Analiza rentowności w wariacie bazowym wskazywała IRR na poziomie około [...]

Analizowano zakładany wolumen pary z CCGT przy uwzględnieniu wpływu czynników ograniczających kogenerację. Wariant alternatywny, przy założeniu pierwszych 15 lat pracy w reżimie bazowym, kolejne 10 lat pełna kondensacja (brak kogeneracji), zakładał: 5 PJ produkcji pary¹⁶; 3,6 TWh produkcji energii elektrycznej; [...]

Przeprowadzono również analizy dotyczące, między innymi:

- porównania efektywności CCGT z kogeneracją, elektrowni gazowej (bez kogeneracji) oraz typowej elektrowni opalanej gazem;
- scenariuszy alternatywnych, w tym poziomu IRR oraz marży kosztów zmiennych w wybranych scenariuszach;
- wrażliwości wyników CCGT na wybrane zmienne, między innymi: wpływ zmiany wartości zmiennych o 10% oraz dodatkowych czynników na EBITDA 2019 i na IRR;
- analizy czynników (technologicznych i makroekonomicznych) mogących wpływać na założony w wariacie bazowym wolumen produkcji pary z CCGT.

Wskazano na ryzyka projektu dotyczące: 1) procesu inwestycyjnego, tj.: wzrost kosztów inwestycji; opóźnienie realizacji inwestycji; błędy techniczne w realizacji inwestycji; niedotrzymanie wymaganych parametrów; ryzyka związane z trasą linii blokowej; 2) zakupu paliwa, tj.: między innymi usztywnienie dostaw gazu – konieczność zapłaty za niewykorzystany gaz w formule „take-or-pay”; zapewnienie odpowiedniego wolumenu gazu; 3) działalności wytwórczej, tj.: niewłaściwe zarządzanie aktywami wytwórczymi; 4) ryzyka rynkowego, tj.: cena energii elektrycznej, cena gazu, cena uprawnień do emisji CO₂, cena świadectw pochodzenia/likwidacja systemu wsparcia. Jak również wskazano sposoby ich mitygacji. W przypadku zmian w otoczeniu rynkowym (tj. spadek cen energii elektrycznej, wzrost cen gazu, spadek cen uprawnień CO₂, spadek cen świadectw pochodzenia/likwidacja systemu wsparcia) wykazano ich pozytywny wpływ na inne obszary działalności Koncernu (tj. odpowiednio: spadek kosztów zużycia energii, wzrost przychodów UPSTREAM, spadek kosztów emisji CO₂ i pośrednio energii, spadek kosztów z tytułu systemów wsparcia). Budowa CCGT Płock stwarzała zatem zabezpieczenie zmienności i stabilizacji przepływów pieniężnych Grupy Kapitałowej PKN ORLEN.

Na podstawie przeprowadzonych analiz opłacalności i efektywności ekonomicznej inwestycji CCGT Płock uzyskano następujące wnioski oraz rekomendacje:

- rentowności inwestycji sprzyjają: wysoki potencjał kogeneracyjny jednostki, wysoka sprawność elektryczna zastosowanej turbiny (klasa H), konkurencyjna cena kontraktu „pod klucz” (EPC), wieloletnia umowa serwisowa (LTSA),

¹⁶ 9 PJ w ciągu pierwszych 15 lat.

- elastyczny układ CCGT Płock umożliwi optymalne dostosowanie reżimu pracy do zmiennych uwarunkowań rynkowych oraz do bieżących potrzeb Zakładu Produkcyjnego w Płocku.

[dowód: akta kontroli, str. 1548-1552, 2111-2114, 2134-2186, 3042-3052]

Spółka analizowała różne warianty układu technologicznego bloku. W marcu 2012 r. zlecono Spółce Energoprojekt - Katowice SA. opracowanie „Analizy wariantowej doboru podstawowego układu technologicznego Bloku Gazowo-Parowego w PKN ORLEN SA – Zakład Produkcyjny Płock” oraz „Studium programowo-przestrzenne zabudowy bloku gazowo-parowego zlokalizowanego na terenie Zakładu Produkcyjnego w Płocku” (czerwiec 2012 r.). W ich wyniku zaproponowano zabudowę Bloku w układzie technologicznym opartym na jednej turbinie gazowej, jednym kotle odzysknicowym, w układzie jednowałowym z jedną turbiną parową kondensacyjno-upustową oraz zamkniętym układem chłodzenia z chłodniami wentylatorowymi mokrymi. Dodatkowo założono, iż blok będzie miał możliwość pracy z wyłączoną turbiną parową i produkcją pary w kotle odzysknicowym w całości na potrzeby technologiczne Zakładu Produkcyjnego Płock. Bezpośrednim odbiorcą pary technologicznej z bloku będzie istniejąca Elektrociepłownia, która będzie mogła otrzymaną parę skierować do własnych celów produkcyjnych albo bezpośrednio lub poprzez własne stacje redukcyjno-schładzające do odbiorców końcowych poprzez istniejącą sieć rurociągów technologicznych zlokalizowanych na terenie Zakładu. Jako główne cele planowanego przedsięwzięcia inwestycyjnego wskazano: produkcję energii elektrycznej na potrzeby Krajowego Systemu Elektroenergetycznego oraz częściowo bezpośrednio na potrzeby Zakładu Produkcyjnego Płock z wysoką sprawnością zarówno w kondensacji (powyżej 55%) jak i w skojarzeniu z produkcją energii cieplnej w wysokosprawnej kogeneracji (powyżej 80%); produkcję pary technologicznej na potrzeby Zakładu Produkcyjnego Płock we współpracy i w powiązaniu z istniejącą Elektrociepłownią.

[dowód: akta kontroli, str. 2401-2585, 3151- nośnik elektroniczny]

Projekt CCGT Płock rozpoczęto 1 sierpnia 2011 r. na podstawie decyzji Komitetu Inwestycyjnego¹⁷ PKN ORLEN SA. po uzyskaniu pozytywnej rekomendacji Komitetu Energetyki¹⁸. Dokument Wymagań Projektu¹⁹ (dalej: DWP) zakładał przygotowanie dokumentacji przedinwestycyjnej do 31 marca 2012 r. z budżetem w wysokości 5,6 mln zł. Na tym etapie zrealizowano 5 z 7 zakładanych działań.

Zarząd Spółki²⁰ 1 kwietnia 2014 r. po uzyskaniu pozytywnej rekomendacji Komitetu Inwestycyjnego²¹ zatwierdził aktualizację DWP oraz przydzielił środki na jego realizację w wysokości 15,5 mln zł. Zakres projektu obejmował przygotowanie całej dokumentacji przedinwestycyjnej w tym przeprowadzenie przetargu na budowę bloku, uzyskanie decyzji o pozwoleniu na budowę, przygotowanie linii blokowej. W dokumencie tym określono między innymi strukturę (wskazano Sponsora, Właściciela Biznesowego, Kierownika Projektu), budżet, harmonogram, ryzyka, wskazano datę rozpoczęcia projektu – 1 sierpnia 2011 r. oraz zakończenia – 31 grudnia 2017 r.

[dowód: akta kontroli, str. 2100-2107, 2129-2133, 3247]

¹⁷ Protokół z posiedzenia Komitetu Inwestycyjnego nr 16/2011 z dnia 1 sierpnia 2011 r. w sprawie zatwierdzenia Karty Projektu CCGT w Płocku oraz Dokumentu Wymagań Projektu.

¹⁸ Posiedzenie z 28 lipca 2011 r.

¹⁹ Dokument Wymagań Projektu to dokument służący do zatwierdzenia Projektu i skierowania go do realizacji, jest efektem procesu planowania Projektu zgodnie z Instrukcją do Systemu Zarządzania Projektami i Portfelami Projektów w PKN ORLEN SA. wprowadzoną Zarządzeniem Prezesa Zarządu Dyrektora Generalnego z dnia 14 grudnia 2009 r.

²⁰ Uchwała Nr 5184/14 Zarządu Polskiego Koncernu Naftowego ORLEN Spółka Akcyjna z dnia 1 kwietnia 2014 r. w sprawie: zatwierdzenia aktualizacji Dokumentu Wymagań Projektu „CCGT PŁOCK”.

²¹ 16 grudnia 2013 r.

Zgodnie z harmonogramem DWP z 1 kwietnia 2014 r. uzyskano warunki przyłączenia (2 września 2011 r.); przeprowadzono ocenę oddziaływania na środowisko - Kompletny Raport Środowiskowy²² (24 września 2012 r.); uzyskano decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach (3 grudnia 2012 r.); zawarto umowę o przyłączenie do sieci przesyłowej (13 lutego 2014 r.); uzyskano pozwolenie na budowę - Decyzja Prezydenta Miasta Płocka²³ (20 maja 2014 r.).

Natomiast wybór Wykonawcy inwestycji zakończono z opóźnieniem ponad 5 miesięcznym w stosunku do harmonogramu, który zakładał termin od 1 kwietnia 2013 r. do 30 czerwca 2014 r.²⁴. Umowę o wykonawstwo podpisano 2 grudnia 2014 r. Opóźnienie było wynikiem próśb oferentów o przesunięcie terminów na składanie ofert w trakcie procesu zakupowego oraz koncepcji finansowania zewnętrznego.

[dowód: akta kontroli, str. 1852, 2108-2110, 2961-2979, 3167-3169]

Spółka powołała Zespół Oceniający²⁵ do przeprowadzenia procesu wyboru Wykonawcy inwestycji oraz Zespół Nadzorujący²⁶ do podejmowania kluczowych decyzji w procesie przetargowym między innymi nadzorowania działań i postępów prac Zespołu Oceniającego. Ponadto powołano Zespół Ekspertów (łącznie 17 osób) do weryfikacji ofert technicznych²⁷ oraz spełnienia wymagań PKN ORLEN SA., a także udziału w negocjacjach w uzgodnieniu z Zespołem Oceniającym. Korzystano również ze wsparcia sześciu doradców zewnętrznych w zakresie doradztwa technicznego, ubezpieczeniowego, finansowego i prawnego.

Zespół Nadzorujący w dniu 20 maja 2013 r. zaakceptował proceduralne założenia procesu przetargowego, w tym kryteria wyboru Wykonawcy²⁸. Przed rozpoczęciem przetargu dokonano analizy oferowanych na rynku turbin gazowych (5 firm). Wybór turbin gazowych oparto na szczegółowej analizie dostępnych modeli, między innymi: raporcie doradcy technicznego APPA Austria, analizie rynku Broker Marsh, działaniach własnych w tym wyników analizy rynku przeprowadzonej w ramach wyboru wykonawcy na budowę CCGT we Włocławku w latach 2010-2012.

W dniach 29-30 maja 2013 r. wysłano zapytania ofertowe do pięciu producentów turbin gazowych. Przyjęto dwuetapową procedurę wyboru wykonawcy. Pierwszym etapem była ocena złożonych ofert. W jej wyniku cztery firmy złożyły oferty techniczne. Wyłonienie preferowanego oferenta nastąpiło w drodze aukcji elektronicznej²⁹. Uczestnicy aukcji oferowali różne rozmiary turbin, dlatego do oceny ich ofert stosowano jednostkowe miary ekonomiczne NPV³⁰ i Cashout/MWe³¹. W punktacji uwzględniono ocenę techniczną. Wybrano najkorzystniejszą ofertę. Wykonawcą został Siemens Aktiengesellschaft (Lider Konsorcjum) oraz Siemens Spółka z Ograniczoną Odpowiedzialnością (Partner Konsorcjum).

²² Raport o oddziaływaniu na środowisko przedsięwzięcia polegającego na budowie elektrowni o mocy elektrycznej 400-600 MWe zlokalizowanej na terenie Zakładu Produkcyjnego PKN ORLEN SA. w Płocku przy ul. Chemików 7 w obrębie ewidencyjnym 13 – Kombinat, jednostka ewidencyjna Płock na działce o nr ewidencyjnym 20/20.

²³ Decyzją Prezydenta Miasta Płocka nr 254/2014 z dnia 20 maja 2014 r. projekt budowlany został zatwierdzony i Spółka otrzymała pozwolenia na budowę elektrowni gazowo-parowej o mocy 400-600 MWe zlokalizowanej na terenie Zakładu Produkcyjnego PKN ORLEN SA w Płocku.

²⁴ Ponadto, zgodnie z protokołem z wyboru Wykonawcy z 24 listopada 2014 r., na II kwartał 2014 r. zakładano podpisanie umowy z Wykonawcą.

²⁵ Powołany 4 marca 2013 r.

²⁶ Powołany 9 kwietnia 2013 r.

²⁷ Bez dostępu do ofert cenowych pod kątem spełnienia wymogów związanych z realizacją inwestycji.

²⁸ Zgodnie z protokołem wyboru wykonawcy z dnia 24 listopada 2014 r.

²⁹ 30 kwietnia 2014 r.

³⁰ NPVr – wartość bieżąca netto przepływów pieniężnych związanych z Projektem podzielona przez bieżącą wartość nakładów inwestycyjnych.

³¹ Cashout/MWe – wartość bieżąca wydatków związanych z budową bloku i umową serwisową podzielona przez oferowaną moc elektryczną bloku.

[dowód: akta kontroli, str. 2966-2979]

Zarząd Spółki³² oraz Rada Nadzorcza³³ 25 listopada 2014 r. wyraziły zgodę na realizację zadania inwestycyjnego, tj. budowę elektrociepłowni gazowo-parowej w Płocku wraz z infrastrukturą i kosztami dodatkowymi realizacji projektu. W tym samym dniu Zarząd Spółki³⁴ wyraził zgodę na zawarcie umowy na świadczenie usług serwisowych w zakresie turbiny gazowej, turbiny parowej i generatora elektrociepłowni gazowo-parowej w Płocku³⁵.

[dowód: akta kontroli, str. 2111-2116]

Kontrakt EPC na budowę elektrowni z blokiem gazowo-parowym (CCGT Płock) został zawarty 2 grudnia 2014 r. z terminem realizacji wynoszącym 36 miesięcy. Ustalono wynagrodzenie kontraktowe w wysokości 242 050 tys. euro netto oraz 324 648 tys. zł netto (według Tabeli A kursów średnich Narodowego Banku Polskiego z 2 grudnia 2014 r. wartość kontraktu wynosiła łącznie 1 332 060,1 tys. zł). Wyznaczono termin zakończenia projektu na 2 grudnia 2017 r. Przedmiotem kontraktu było wykonanie przez Wykonawcę kompletnej elektrowni, tj. zespołu urządzeń, instalacji, budynków i budowli tworzących funkcjonalną całość spełniającą między innymi wymagania techniczne określone w kontrakcie, normy techniczne, odpowiednie wymagania i normy ochrony środowiska określone w prawie polskim i prawie Unii Europejskiej, włączając w to wymagania i normy określone w dokumentach referencyjnych BAT odnoszących się do elektrowni.

Dla należytego wykonania kontraktu między innymi określono gwarancje i zakres odpowiedzialności Wykonawcy, wprowadzono zabezpieczenia w formie gwarancji bankowych, ustanowiono kary umowne i gwarancyjne, wskazano na sposoby rozwiązywania sporów. Przedmiotem Długoterminowej Umowy Serwisowej (LTSA³⁶) o wartości [...] był między innymi serwis turbiny gazowej, generatora i turbiny parowej. Umowa weszła w życie z dniem jej podpisania³⁷, ale świadczenie usług z niej wynikających oraz wypłata wynagrodzenia nastąpi po przejęciu elektrowni do eksploatacji. Umowa przewidywała szczegółowe rozwiązania dotyczące gwarancji jakości, zakresu odpowiedzialności oraz kar umownych.

Kontrakt z Wykonawcą regulował kwestie zatrudniania Podwykonawców i ich rozliczeń³⁸, w tym:

- wprowadzono prawo wniesienia zastrzeżeń do podmiotu (Podwykonawcy) proponowanego przez Wykonawcę, skutkujące zobowiązaniem do powstrzymania się od wykonywania kontraktu z udziałem tego podmiotu,
- sporządzono listę Podwykonawców akceptowanych przez Zamawiającego,
- zobowiązano Wykonawcę w momencie zakończenia etapów milowych oraz przed podpisaniem protokołu przyjęcia elektrowni do eksploatacji, iż przedstawi

³² Uchwała Nr 5278/14 Zarządu Polskiego Koncernu Naftowego ORLEN Spółka Akcyjna z dnia 25 listopada 2014 r. w sprawie: wyrażenia zgody na realizację zadania inwestycyjnego nr 11501, tj. budowę elektrociepłowni gazowo-parowej w Płocku wraz z infrastrukturą i kosztami dodatkowymi realizacji projektu i zaciągnięcie wynikających z niego zobowiązań.

³³ Uchwała Nr 1559/14 Rady Nadzorczej Polskiego Koncernu Naftowego ORLEN Spółka Akcyjna z dnia 25 listopada 2014 r. w sprawie: wyrażenia zgody na realizację zadania inwestycyjnego nr 11501, tj. budowę elektrociepłowni gazowo parowej w Płocku wraz z infrastrukturą i kosztami dodatkowymi realizacji projektu i zaciągnięcie wynikających z niego zobowiązań.

³⁴ Uchwała Nr 5279/14 Zarządu Polskiego Koncernu Naftowego ORLEN Spółka Akcyjna z dnia 25 listopada 2014 r. w sprawie: wyrażenia zgody na zawarcie umowy z konsorcjum Siemens AG z siedzibą w Berlinie i Monachium, Niemcy oraz Siemens Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością z siedzibą w Warszawie, Polska na świadczenie usług serwisowych w zakresie turbiny gazowej, turbiny parowej i generatora elektrociepłowni gazowo-parowej w Płocku.

³⁵ Szacunkowa wartość umowy serwisowej (LTSA) nie wyższej niż[...].

³⁶ Umowa LTSA (Long-Term Services Agreement) Długoterminowa Umowa Serwisowa w sprawie świadczenia usług serwisu technicznego w odniesieniu do elektrowni.

³⁷ Umowę LTSA dla CCGT Płock podpisano 2 grudnia 2014 r.

³⁸ Rozdział 9 kontraktu.

Zamawiającemu informację o stanie realizacji z Podwykonawcami robót budowlanych, przewidziano możliwość kontaktowania się z podwykonawcami w celu uzyskania informacji co do stanu rozliczeń pomiędzy nimi a Wykonawcą,

- wprowadzono zobowiązanie, iż za działania i zaniechania Podwykonawców Wykonawca odpowiada jak za własne działania i zaniechania.

Spółka nie prowadziła rozliczeń z Podwykonawcami. Zgodnie z zapisami Kontraktu Zamawiający rozliczał się bezpośrednio z Wykonawcą na podstawie faktur VAT wystawionych przez Lidera oraz Partnera Konsorcjum w walutach euro i w złotych. Jak wyjaśnił Prezes ORLEN SA.³⁹ Spółka okresowo kontrolowała, zgodnie z zapisami kontraktu, stan rozliczeń pomiędzy Wykonawcą a jego Podwykonawcami. Wystąpiło kilka przypadków braku rozliczenia lub opóźnień w rozliczeniu Wykonawcy z Podwykonawcami, ale nie miały one istotnego znaczenia dla przebiegu inwestycji.

[dowód: akta kontroli, str. 1853, 2209-2347, 3251-3348]

Kontrakt na budowę bloku CCGT Płock był aneksowany⁴⁰ 5-krotnie, w tym ze względu na wprowadzenie korzystnych, z punktu widzenia użytkownika elektrowni rozwiązań. Po wyrażeniu zgody Zarządu PKN ORLEN SA⁴¹ na podpisanie aneksów do umów wynagrodzenie kontraktowe zwiększono z [...] (wynagrodzenie w euro bez zmian, tj.[...]). Na dzień 31 października 2018 r. zapłacono Wykonawcy wynagrodzenie kontraktowe w wysokości [...]. Na zakończenie czynności kontrolnych w przygotowaniu był kolejny aneks związany z dodatkowym wyposażeniem oraz usługami wprowadzonymi w celu poprawy parametrów i funkcjonalności oraz dodatkowych MW mocy bloku.

[dowód: akta kontroli, str. 1849, 2117,2122-2124, 2348-2398,3178-3180]

Harmonogram realizacji kontraktu⁴² przewidywał podział prac na etapy milowe. Ich realizacja oraz przesunięcia były na bieżąco raportowane przez Wykonawcę. Zgodnie z zapisami kontraktu wykonawca był zobowiązany do raportowania postępów projektu w cyklach miesięcznych. Podstawą harmonogramu finansowego⁴³ były daty zakończenia kolejnych etapów dostaw, robót i usług świadczonych przez Wykonawcę. Harmonogram finansowy był zgodny z kontraktem i zakładał, że podpisanie protokołu przyjęcia elektrowni do eksploatacji nastąpi w terminie zadeklarowanym w harmonogramie realizacji kontraktu tj. w 36 m-cy. Kontrakt dopuszczał, iż etapy milowe (wskazane w harmonogramie finansowym) niekoniecznie muszą być ze sobą powiązane, zatem płatność za dany etap milowy nie była uwarunkowana osiągnięciem poprzedniego etapu milowego. Płatności⁴⁴ były dokonywane w terminie 30 dni liczonych od daty dostarczenia faktury VAT do siedziby Zamawiającego, po podpisaniu bez uwag odpowiedniego protokołu finansowego oraz protokołu technicznego, tj. zgodnie z wymaganiami kontraktu.

[dowód: akta kontroli, str. 2587-2635, 3099-3133, 3184-3214]

Nadzór Inwestorski sprawowany był przez własne służby Spółki. Nadzór Autorski realizowany był w zakresie kontraktu zawartego z Wykonawcą.

³⁹ Pismo z 20 listopada 2018 r.

⁴⁰ Aneks nr 1 zawarty w dniu 18 października 2016 r.; Aneks nr 2 z 5 lutego 2018 r.; Aneks nr 3 z 5 lutego 2018 r.; Aneks nr 4 z 5 lutego 2018 r.; Amendment no.5 z 17 maja 2018 r.

⁴¹ Uchwała Nr 5646/16 Zarządu Polskiego Koncernu Naftowego ORLEN Spółka Akcyjna z dnia 27 września 2016 roku w sprawie wyrażenia zgody na podpisywanie aneksów do umów zawartych w ramach zadania inwestycyjnego nr 11501; tj. budowy elektrociepłowni gazowo-parowej w Płocku wraz z infrastrukturą. Uchwała Nr 5975/18 Zarządu Polskiego Koncernu Naftowego ORLEN Spółka Akcyjna z dnia 23 stycznia 2018 roku w sprawie wyrażenia zgody na podpisywanie aneksów do Kontraktu 5600004770 na budowę elektrociepłowni z blokiem gazowo-parowym w Płocku zawartego w ramach zadania inwestycyjnego nr 11501.

⁴² Załącznik nr 4, rozdział 3 Kontraktu.

⁴³ Załącznik nr 5, rozdział 1 Kontraktu.

⁴⁴ Badaniem objęto 5 największych płatności Spółki za Kontrakt EPC.

W kontrakcie Wykonawca został zobowiązany do: przekazywania raportów z przebiegu prowadzonych prac oraz wykonywania prób, badań i pomiarów; przedstawiania miesięcznych raportów z realizacji prac zgodnie z harmonogramem realizacji kontraktu; jak również tygodniowych raportów z budowy zawierających również informacje o stanie robót budowlanych i dostaw, informacje o potencjalnych opóźnieniach i innych ryzykach oraz kwestiach związanych z BHP. Ponadto zobowiązano Wykonawcę do niezwłocznego powiadamiania o spodziewanych opóźnieniach w stosunku do harmonogramu realizacji kontraktu.

Przebieg realizacji inwestycji monitorowano:

- codziennie na budowie poprzez zespół projektowy Zamawiającego, w skład którego wchodziło zarówno inspektorzy nadzoru budowlanego, specjaliści wymaganych branż, a także zewnętrzni eksperci techniczni;
- w cyklu cotygodniowym poprzez narady na terenie budowy z przedstawicielami i kierownictwem projektu Wykonawcy;
- w cyklu miesięcznym poprzez spotkania w ramach których omawiane były kluczowe tematy z punktu widzenia całego projektu i jego harmonogramu.

Nadzór był dokumentowany między innymi poprzez: zapisy w Dzienniku Budowy, potwierdzenia odbiorów inwestorskich poszczególnych etapów, notatki ze spotkań cotygodniowych oraz miesięcznych z Wykonawcą, miesięczne raporty Wykonawcy z aktualnym statusem realizacji, raporty ze stanu realizacji programów naprawczych.

[dowód: akta kontroli, str. 2587-2694, 2983-2985]

Inwestycja została zakończona w zakresie rzeczowym. Uzyskano 23 stycznia 2018 r. pozwolenie Powiatowego Inspektora Nadzoru Budowlanego⁴⁵ na użytkowanie obiektów budowlanych elektrowni gazowo-parowej o mocy do 600 MWe. 22 czerwca 2018 r. przeprowadzono ruch próbną⁴⁶, a 29 czerwca 2018 r. podpisano protokół PAC⁴⁷, tj. protokół przyjęcia elektrowni do eksploatacji.

[dowód: akta kontroli, str. 2980-2982, 3147-3149]

Pomiary i badania⁴⁸, wykonane w maju 2018 r., przez Zakłady Pomiarowo-Badawcze Energetyki „Energopomiar” Sp. z o.o., potwierdziły, iż gwarancje Wykonawcy w zakresie parametrów technicznych wynikających z kontraktu zostały spełnione. W zakresie pomiarów gwarancyjnych emisji zanieczyszczeń uzyskano: - stężenie SO₂ w spalinach średnio 0,21 mg/Nm³ podczas gdy wartość gwarantowanych bezwzględnie parametrów z kontraktu wynosiła 12 mg/Nm³; - stężenie NO_x w spalinach średnio 23,77 mg/Nm³ (50 mg/Nm³); - stężenie CO₂ w spalinach średnio 11,39 mg/Nm³ (100 mg/Nm³); - stężenie pyłu w spalinach średnio 0,07 mg/Nm³ (5 mg/Nm³).

[dowód: akta kontroli, str. 2695-2960]

Wysokość budżetu na realizację całego zadania inwestycyjnego, tj. budowę elektrociepłowni gazowo-parowej w Płocku wraz z infrastrukturą i kosztami dodatkowymi realizacji projektu oraz przygotowaniem inwestycji wyniosła: 722,9 mln zł oraz 246,05 mln euro, tj.:

⁴⁵ Zaświadczenie nr PINB.7788.5.2018.ZG z 23 stycznia 2018 r.

⁴⁶ TRAC - Trial Run Acceptance Certificate) z 22 czerwca 2018 r.

⁴⁷ PAC (Provisional Acceptance Protocol) z 29 czerwca 2018 r. – Protokół Przejęcia Elektrowni do Eksploatacji podpisywany przez Zamawiającego i Wykonawcę, potwierdzający spełnienie warunków przejścia elektrowni do komercyjnej eksploatacji zgodnie z wymaganiami określonymi w kontrakcie.

⁴⁸ Badania przeprowadzono w zakresie pomiarów: emisji zanieczyszczeń gazowo-pyłowych, hałasu, stanu dynamicznego urządzeń, cieplnych (m.in.: moc brutto bloku w trybie pracy kondensacyjnej, zużycie energii elektrycznej na potrzeby własne, minimalne kryteria odrzucenia dla mocy osiągalnej bloku, minimalne kryteria odrzucenia dla sprawności wytwarzania energii elektrycznej bloku, minimalne kryteria współpracy z istniejącą elektrociepłownią), jakości pary, szybkości ciągłych zmian mocy bloku.

- Zarząd Spółki⁴⁹ w dniu 1 kwietnia 2014 r. przydzielił środki w wysokości 15,5 mln zł na przygotowanie dokumentacji przedinwestycyjnej, w tym m.in. przeprowadzenie wyboru Wykonawcy na budowę bloku.
- Zarząd Spółki⁵⁰ oraz Rada Nadzorcza⁵¹ 25 listopada 2014 r. wyraziły zgodę na realizację zadania inwestycyjnego, tj. budowę elektrociepłowni gazowo-parowej w Płocku wraz z infrastrukturą i kosztami dodatkowymi realizacji projektu, jak również zaciąganie wynikających z niego zobowiązań do kwot: 663 mln zł, 242,05 mln euro. Dwukrotnie, tj. w listopadzie 2017 r. oraz w czerwcu 2018 r., Zarząd Spółki⁵² oraz Rada Nadzorcza⁵³ wyraziły zgodę na zwiększenie maksymalnej wartości nakładów inwestycyjnych do kwot: [...].

Inwestycja była w całości finansowana ze środków własnych PKN ORLEN SA.

Do zakończenia kontroli NIK inwestycja nie została ostatecznie rozliczona pod względem finansowym. Na dzień 31 października 2018 r. pozostałe prognozowane wydatki do końca roku to [...]– związane z aneksem nr 6 do umowy EPC. Prognozowane wykonanie budżetu zakładu: . [...]

[dowód: akta kontroli, str. 1849-1853, 2108-2128, 2187-2208, 3178-3180]

Zgodnie z terminem planowanym przekazano plac budowy (3 kwietnia 2015 r.) oraz rozpoczęto prace budowlane (3 kwietnia 2015 r.). Realizacja poszczególnych etapów inwestycji była opóźniona. Opóźnienia dotyczyły między innymi: opracowania kompletnego projektu wykonawczego (ponad 10 m-cy⁵⁴), uzyskania zamiennego pozwolenia na budowę (11 dni⁵⁵), uzyskania pozwolenia na użytkowanie (prawie 2 miesiące⁵⁶), zakończenia prac montażowych (ponad 7 miesięcy⁵⁷), uzyskania koncesji URE (prawie 6 miesięcy⁵⁸), przeprowadzenia w wymiarze 720 godzin (ilość godzin zgodnie z planem) ruchu próbnego (prawie 7 miesięcy⁵⁹), pomiarów parametrów gwarantowanych (prawie 7 miesięcy⁶⁰), przyjęcia do eksploatacji oraz odbioru końcowego (prawie 7 miesięcy⁶¹).

[dowód: akta kontroli, str. 1851-1852, 3168-3170]

⁴⁹ Uchwała Nr 5184/14 Zarządu Polskiego Koncernu Naftowego ORLEN Spółka Akcyjna z dnia 1 kwietnia 2014 r. w sprawie: zatwierdzenia aktualizacji Dokumentu Wymagań Projektu „CCGT PŁOCK”.

⁵⁰ Uchwała Nr 5278/14 Zarządu Polskiego Koncernu Naftowego ORLEN Spółka Akcyjna z dnia 25 listopada 2014 r. w sprawie: wyrażenia zgody na realizację zadania inwestycyjnego nr 11501, tj. budowę elektrociepłowni gazowo-parowej w Płocku wraz z infrastrukturą i kosztami dodatkowymi realizacji projektu i zaciąganie wynikających z niego zobowiązań.

⁵¹ Uchwała Nr 1559/14 Rady Nadzorczej Polskiego Koncernu Naftowego ORLEN Spółka Akcyjna z dnia 25 listopada 2014 r. w sprawie: wyrażenia zgody na realizację zadania inwestycyjnego nr 11501, tj. budowę elektrociepłowni gazowo parowej w Płocku wraz z infrastrukturą i kosztami dodatkowymi realizacji projektu i zaciąganie wynikających z niego zobowiązań.

⁵² Uchwała Nr 5901/17 Zarządu Polskiego Koncernu Naftowego ORLEN Spółka Akcyjna z dnia 20 listopada 2017 roku w sprawie zwiększenia maksymalnej wartości nakładów inwestycyjnych w ramach zadania inwestycyjnego nr 11501, tj. budowy elektrociepłowni gazowo-parowej w Płocku wraz z infrastrukturą i kosztami dodatkowymi realizacji projektu; Uchwała Nr 6077/18 Zarządu Polskiego Koncernu Naftowego ORLEN Spółka Akcyjna z dnia 19 czerwca 2018 roku w sprawie zwiększenia maksymalnej wartości nakładów inwestycyjnych w ramach zadania inwestycyjnego nr 11501.

⁵³ Uchwała Nr 1874/17 Rady Nadzorczej Polskiego Koncernu Naftowego ORLEN Spółka Akcyjna z dnia 22 listopada 2017 roku w sprawie wyrażenie zgody na zwiększenia maksymalnej wartości nakładów inwestycyjnych w ramach zadania inwestycyjnego nr 11501, tj. budowy elektrociepłowni gazowo-parowej w Płocku wraz z infrastrukturą i kosztami dodatkowymi realizacji projektu; Uchwała Nr 1989/18 Rady Nadzorczej Polskiego Koncernu Naftowego ORLEN Spółka Akcyjna z dnia 19 czerwca 2018 roku w sprawie wyrażenia zgody na zwiększenie maksymalnej wartości nakładów inwestycyjnych w ramach zadania inwestycyjnego nr 11501.

⁵⁴ Planowany termin: 18 kwietnia 2016 r.; wykonanie: 23 luty 2017 r.

⁵⁵ Planowany termin: 29 czerwca 2015 r. uzyskanie pozwolenia: 10 lipca 2015 r. - Opóźnienie Urzędu Miasta Płocka.

⁵⁶ Planowany termin: 2 grudzień 2017 r., wykonanie: 23 styczeń 2018 r.

⁵⁷ Planowany termin: 17 maj 2017 r., wykonanie: 18 grudnia 2017 r.

⁵⁸ Planowany termin: 2 grudzień 2017 r., wykonanie: 28 maja 2018 r.

⁵⁹ Planowany termin: 2 listopada - 1 grudnia 2017 r.; wykonanie: 23 maja – 21 czerwca 2018 r.

⁶⁰ Planowany termin: 19 październik - 1 listopad 2017 r.; wykonanie: 18-23 maja 2018 r.

⁶¹ Planowany termin: 2 grudzień 2017 r.; wykonanie: 29 czerwiec 2018 r.

Opóźnienia, w stosunku do harmonogramu kontraktowego, w realizacji inwestycji miały miejsce w zakresach:

- 1) budowlano-montażowym. Wykonawca nie potrafił organizacyjnie poradzić sobie z opóźnieniami generowanymi przez Podwykonawcę robót mechanicznych (rurociągi), co skutkowało opóźnieniem w realizacji innych prac, a tym samym całego projektu;
- 2) instalacyjnym. Kilka podjętych prób odbiorowych prac Wykonawcy zakończyło się niepowodzeniami i zakres tych robót musiał zostać poprawiony, a odbiory powtórzone;
- 3) technologicznym. Wykonawca w fazie odbiorów i testów przed uruchomieniem bloku, miał do czynienia ze skutkami zdarzeń:

- błędnym montażem połączeń elektrycznych umiejscowionych na połączeniu wału generatora i układu wzbudzenia. Konieczny był jego demontaż i ponowny montaż z właściwym umiejscowieniem;
- awarią uszczelnień pomp wody obiegowej i koniecznością ich naprawy;
- niewłaściwą pracą zaworów regulacyjnych umiejscowionych na rurociągach pary wysoko i średnio ciśnieniowej.

Zdarzenia te wpłynęły na opóźnienie kluczowego terminu w projekcie, jaki stanowił odbiór jednostki wraz z podpisaniem protokołu przyjęcia do eksploatacji (PAC). Termin realizacji kontraktu został określony jako osiągnięcie gotowości do podpisania PAC przez Wykonawcę, w ciągu 36 miesięcy od dnia podpisania kontraktu przez Strony. Inwestycja została zakończona w dniu 29 czerwca 2018 r., przy pierwotnie planowanym terminie 2 grudnia 2017 r.

Kontrakt EPC stanowił, iż za każdy przypadek opóźnienia w realizacji kontraktu odpowiadał Wykonawca, poza opóźnieniami wynikającymi z siły wyższej. W okresie realizacji inwestycji Wykonawca przedstawił 2 programy naprawcze dla dwóch firm: Mostostal Zabrze oraz GC Energy (branża elektryczna i AKPiA). Programy te dotyczyły wyłącznie kwestii opóźnień terminowych. Były one poddawane ocenie przez Zamawiającego, ich wdrażanie na bieżąco egzekwowane. W jednym przypadku (Firma GC Energy) nadrobiono opóźnienia terminowe, w drugim (branża mechaniczna - rurociągi - realizowana przez firmę Mostostal Zabrze) podjęte działania nie przyniosły efektów.

Według wyjaśnień Prezesa PKN ORLEN SA⁶² prowadzono codzienny monitoring postępu prac oraz organizowano codzienne spotkania robocze, na których na bieżąco omawiano aktualną sytuację. W rezultacie podejmowanych działań uzyskano przyśpieszenie i zwiększenie efektywności prac, jednakże powstałe opóźnienia wynikające ze znacznego stopnia skomplikowania prac oraz braków personalnych po stronie Wykonawcy, uniemożliwiły całkowite zniwelowanie opóźnień.

Łącznie opóźnienie w wykonaniu kontraktu wyniosło 203 dni⁶³ (tj. prawie 7 miesięcy), z tego 184 dni (tj. ponad 6 miesięcy) z winy Konsorcjum (Wykonawcy), a 19 dni z winy PKN ORLEN SA.

Opóźnienia wynikające z winy Spółki dotyczyły m.in.: wstrzymania przez ORLEN prac dźwigów na budowie ze względu na prędkość wiatru (5 dni); wstrzymania lub blokowania przez PKN ORLEN SA prac RTG na terenie EC oraz CCGT (4 dni); utrudnionej koordynacji prac na terenie EC z uwagi na mnogość podwykonawców niezależnych od Siemens i brak pełnego dostępu do frontów robót (opóźnienia w wydawaniu zezwoleń na pracę) (4 dni).

⁶² Pismo z 21 listopada 2018 r

⁶³ Naliczanie kar zgodnie z kontraktem trwało do osiągnięcia gotowości do podpisania PAC, które miało miejsce 22 czerwca 2018 r., PAC podpisano 29 czerwca 2018 r.

W związku z opóźnieniami Spółka obciążyła karami Wykonawcę, które zostały naliczone w wysokości wynikającej z kontraktu za każdy dzień opóźnienia, tj. [...]. W takiej też wysokości zostały zapłacone przez Wykonawcę. Jak wyjaśnił Prezes PKN ORLEN SA⁶⁴ przesunięcie terminu nie wpłynęło na wzrost kosztów realizacji projektu. Otrzymane od Wykonawcy kary umowne pokryły utracone z tytułu opóźnienia korzyści.

[dowód: akta kontroli, str.820-821, 1847-1854, 1875-1876, 3015-3038, 3248]

Zakładane parametry techniczne projektu elektrociepłowni: 608 MWe brutto (moc zainstalowana); gaz ziemny jako paliwo; 480 000 t/rok⁶⁵ spalanej paliwa; ok. 3 300 000 MWh/rok⁶⁶ produkowanej energii elektrycznej; ok. 9 000 TJ/rok⁶⁷ ciepła wyprodukowanego w kogeneracji; 50mg/Nm³ stężenie tlenków azotu (NOx) w spalinach; 12 mg/Nm³ stężenie tlenków siarki (SO₂) w spalinach; 5 mg/Nm³ stężenie pyłu w spalinach.

CCGT Płock, w okresie od 29 czerwca 2018 r. do 23 września 2018 r. (tj. od podpisania PAC), osiągnęła następujące parametry techniczne: 126 707 ton spalanej paliwa; 1 002 227 MWh produkowanej energii elektrycznej; 239 TJ ciepła wyprodukowanego w kogeneracji; 25-35 mg/Nm³ stężenie tlenków azotu (NO_x) w spalinach; około 1 mg/Nm³ stężenie tlenków siarki (SO₂) w spalinach, około 0,1 mg/Nm³ stężenie pyłu w spalinach.

Według wyjaśnień Prezesa PKN ORLEN SA⁶⁸ niższa niż planowano produkcja ciepła wynikała przede wszystkim z faktu, iż okres pierwszych trzech miesięcy pracy CCGT Płock nie był reprezentatywny dla docelowego profilu produkcji tej jednostki. Wpływ na to miały między innymi konieczność weryfikacji współpracy nowej jednostki z EC Płock, trwający remont turbiny kondensacyjnej TG6 w EC Płock, który ograniczył możliwość odciążania kotłów EC Płock na rzecz CCGT, jak również potrzeba maksymalizacji mocy produkcyjnych CCGT Płock w zakresie energii elektrycznej (na rzecz zmniejszenia potencjału produkcji ciepła) w następstwie awarii CCGT Włocławek. Podkreślił, iż decyzja co do rozkładu produkcji ciepła na jednostki EC Płock i CCGT Płock, każdorazowo będzie wynikała nie tylko z ograniczeń technicznych obu jednostek, ale również rachunku ekonomicznego w zakresie produkcji energii elektrycznej i ciepła przez obie jednostki.

[dowód: akta kontroli, str. 1554, 3176-3177, 3246-3247]

Ustalone
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości

Ocena cząstkowa

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie działania Spółki na etapie realizacji inwestycji dotyczącej budowy CCGT Płock i CCGT Włocławek, a także nadzór nad pracami wykonawców. Jednocześnie wskazuje, że inwestycje zostały zrealizowane odpowiednio z 7-miesięcznym i około półtorarocznym opóźnieniem. Do głównych przyczyn opóźnień należały niespełnianie wymogów technicznych zainstalowanych urządzeń elektrowni i elementów konstrukcyjnych, co wymuszało ich wymianę powodując opóźnienie w realizacji kontraktu oraz wystąpienie przypadków siły wyższej. Podejmowane środki zaradcze w przypadku opóźnień nie zawsze były

⁶⁴ Pismo z 11 stycznia 2019 r.

⁶⁵ W okresie 3 m-cy ok. 120 000 t.

⁶⁶ W okresie 3 m-cy ok. 825 000 MWh.

⁶⁷ W okresie 3 m-cy ok. 2 250 TJ.

⁶⁸ Pismo z 11 stycznia 2019 r.

skuteczne. Inwestycje zostały zrealizowane pod względem rzeczowym i finansowym. Uzyskano pozytywne wyniki pomiarów gwarantowanych parametrów technicznych wynikających z kontraktu. Po dziewięciu miesiącach od uruchomienia CCGT Włocławek nastąpiła awaria. Elektrownię wyłączono w dniu 8 września 2018 roku. Przyczyny awarii, na dzień zakończenia czynności kontrolnych, były w trakcie ustalania.

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 Kontroli⁶⁹, odstępuje od formułowania wniosków pokontrolnych.

V. Pozostałe informacje i pouczenia

Prawo zgłoszenia
zastrzeżeń

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

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

Obowiązek
poinformowania
NIK o sposobie
wykorzystania uwag
i wykonania wniosków

Zgodnie z art. 62 ustawy o NIK proszę o poinformowanie Najwyższej Izby Kontroli, w terminie 21 dni od otrzymania wystąpienia pokontrolnego, o sposobie wykorzystania uwag.

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

Warszawa, dnia 12 lutego 2019 r.

Najwyższa Izba Kontroli
Departament Gospodarki,
Skarbu Państwa i Prywatyzacji

p.o. Dyrektora
Sławomir Grzelak

/-/

.....
podpis

Kontrolerzy
Adam Zaborski
Gł. Spec.kp.

/-/

.....
podpis

Monika Koziel
Spec. kp.

/-/

.....
podpis

⁶⁹ Dz. U. z 2017 r. poz. 524, ze zm.