



NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI  
Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji

KGP.410.006.04.2018  
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 – Inwestycje w moce wytwórcze energii elektrycznej w latach 2012-2018
Jednostka przeprowadzająca kontrolę	Najwyższa Izba Kontroli Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji
Kontroler	Edyta Kosiarz, doradca ekonomiczny, upoważnienie do kontroli nr KGP/62/2018 z 1 sierpnia 2018 r.
Jednostka kontrolowana	Energa Wytwarzanie S.A. <sup>1</sup> , Al. Grunwaldzka 472, 80-309 Gdańsk, adres do korespondencji ul. Grunwaldzka 42A, 83-000 Pruszcz Gdański
Kierownik jednostki kontrolowanej	Piotr Meler, Prezes Zarządu Spółki od dnia 28 maja 2017 r. <sup>2</sup>

(dowód: akta kontroli str. 1-4)

## II. Ocena kontrolowanej działalności

### Ocena ogólna

W ocenie Najwyższej Izby Kontroli<sup>3</sup> Spółka w kontrolowanym okresie (lata 2012-2018) realizowała zadania dotyczące budowy nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej w zakresie uzgodnionym w Grupie Kapitałowej Energa SA. Ze względu na zmieniające się decyzje organu właścicielskiego Spółki żadna z trzech zaplanowanych inwestycji w nowe moce wytwórcze powyżej 200 MW nie osiągnęła fazy realizacji.

NIK ocenia pozytywnie realizowane przez Spółkę inwestycje modernizacyjne w Elektrowni Ostrołęka B, dostosowujące tę jednostkę wytwórczą do wymogów środowiskowych.

### Uzasadnienie oceny ogólnej

ENERGA Wytwarzanie była odpowiedzialna za realizację inwestycji Ostrołęka C (blok energetyczny o mocy około 1000 MW zasilany węglem kamiennym) w latach 2014-2016 (do września), a za inwestycje CCGT Grudziądz i CCGT Gdańsk (bloki gazowo-parowe o mocy po ok. 400 MW) – od grudnia 2013 r.

Spółka w dniu 13 czerwca 2016 r. wznowiła projekt Ostrołęka C (zawieszony od 2012 r.) na podstawie decyzji ENERGA SA (właściciela ENERGA Wytwarzanie). Wznowienie to nastąpiło w okresie obowiązywania Strategii Grupy Kapitałowej na lata 2013-2020, która nie przewidywała realizacji inwestycji Ostrołęka C, a plany finansowe przewidywały jedynie nakłady niezbędne do podtrzymywania inwestycji w gotowości.

Przedłużająca się faza przygotowawcza projektów budowy dwóch elektrowni gazowo-parowych w Gdańsku i Grudziądzu wynikała z rekomendacji ENERGA SA.

<sup>1</sup> 2011 r.- 30 grudnia 2013 r. pod firmą Energa Hydro Sp. z o.o. z siedzibą w Straszynie, 30 grudnia 2013 r.-3 czerwca 2014 r. pod firmą Energa Wytwarzanie Sp. z o.o. z siedzibą w Straszynie, 3 czerwca 2014 r.-4 listopada 2014 r. pod firmą Energa Wytwarzanie S.A. z siedzibą w Straszynie, 4 listopada 2014 r.-obecnie pod firmą Energa Wytwarzanie S.A. z siedzibą w Gdańsku; dalej: ENERGA Wytwarzanie, EW lub Spółka.

<sup>2</sup> W okresie objętym kontrolą funkcję Prezesa Zarządu Spółki pełnili: Andrzej Tersa Prezes/Wiceprezes Zarządu Spółki 2003 r.-13 sierpnia 2013 r., Michał Dudziak Prezes Zarządu Spółki 13 czerwca 2013 r.-30 kwietnia 2015 r., Jacek Garbol Prezes Zarządu Spółki 30 kwietnia 2015 r.-22 lutego 2016 r., Robert Szaj Viceprezes/Prezes Zarządu Spółki 22 lutego 2016 r.-23 maja 2017 r., Łukasz Malinowski Członek Rady Nadzorczej oddelegowany do pełnienia funkcji Prezesa Zarządu Spółki, a następnie Viceprezesa Zarządu Spółki 23 maja 2017 r.-30 czerwca 2017 r.

<sup>3</sup> Najwyższa Izba Kontroli stosuje 3-stopniową skalę ocen: pozytywna, pozytywna mimo stwierdzonych nieprawidłowości, negatywna.

Spółka zapewniła realizację fazy przygotowawczej projektów inwestycyjnych na takim poziomie, aby stale pozostawały w gotowości do uruchomienia fazy realizacji, przy czym w odniesieniu do jednej z tych inwestycji (CCGT Gdańsk) nie wykonała zadania uzyskania do końca 2018 r. pozwolenia na budowę, wskazanego w Wieloletnim Planie Inwestycji Strategicznych Grupy ENERGA na lata 2016-2025. Z tytułu podjętych dotychczas działań w 2018 r. Spółka poniosła koszty na aktualizację i utrzymanie pozwoleń oraz weryfikację założeń inwestycyjnych w łącznej kwocie 5,6 mln zł. Decyzja o realizacji przedmiotowych projektów była uzależniona od zabezpieczenia ścieżki przychodowej projektów, w tym z Rynku Mocy, oraz zabezpieczenia finansowania projektów, co z kolei było uzależnione od potencjału inwestycyjnego Grupy Kapitałowej i uwarunkowane realizacją innych projektów o wysokiej kapitałochłonności.

Poza działaniami związanymi z trzema inwestycjami w nowe moce wytwórcze energii elektrycznej, w latach 2015-2018 przeprowadzono inwestycje modernizacyjne trzech bloków energetycznych Elektrowni Ostrołęka B, które zwiększyły zdolność wytwórczą i sprawność wytwarzania oraz zapewniały spełnienie wymogów środowiskowych. W 2018 r. zaawansowane były prace w zakresie przeprowadzenia inwestycji modernizacyjnej odnośnie spełniania przez jednostki wytwórcze Elektrowni Ostrołęka B wymogów dyrektywy 2010/75/UE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 24 listopada 2010 r. *w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowanie zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola)*<sup>4</sup> oraz *decyzji wykonawczej Komisji (UE) 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 r. ustanawiającej konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania*<sup>5</sup>.

### **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 ENERGA**

Opis stanu faktycznego

Na koniec 2017 r. moc zainstalowana w jednostkach wytwórczych należących do ENERGA Wytwarzanie i jej spółek zależnych wynosiła 1313,1 MWe i w stosunku do 2011 r. wzrosła o 15%. Największe moce wytwórcze były zainstalowane w elektrowniach zawodowych cieplnych 763,26 MWe, a następnie w elektrowniach zawodowych wodnych 364,84 MWe oraz wiatrowych 185 MWe. Kluczowymi zmianami w strukturze wytwórczej było wycofanie w grudniu 2015 r. jednostek wytwórczych Elektrociepłowni<sup>6</sup> Ostrołęka A na węgiel kamienny i biomasę o mocy zainstalowanej 93,5 MWe (osiągalnej brutto 75 MWe). Przyczynami wycofania były zużycie techniczne i niespełnianie norm emisyjnych. W latach 2013-2015 ENERGA Wytwarzanie przejęła cztery farmy wiatrowe o łącznej mocy 185 MW. Przyrost mocy zainstalowanej w elektrociepłowniach należących do ENERGA Kogeneracja Sp. z o.o. o 33,26 MWe wynikał przede wszystkim z oddania do eksploatacji nowo wybudowanego bloku biomasowego w EC Elbląg (25 MWe).

W 2017 r. jednostki wytwórcze wyprodukowały łącznie 4 222 GWh brutto czyli o około 9% mniej niż w 2011 r. (4 665 GWh brutto). Najistotniejszymi źródłami

<sup>4</sup> Dz. U. UE z dnia 17.12.2010 r. L 334/17, dalej: dyrektywa IED.

<sup>5</sup> Dalej: tzw. konkluzje BAT.

<sup>6</sup> Dalej: EC.

energii w strukturze produkcji były węgiel kamienny około 64% i odnawialne źródła energii 35% (w tym woda 25% i wiatr 10%) co wskazywało na wyższy udział OZE w produkcji energii elektrycznej w porównaniu do krajowego który wynosił 10% (woda 1,67% i wiatr 8,44%)<sup>7</sup>.

Pomimo wzrostu mocy zainstalowanej w elektrociepłowniach należących do ENERGA Kogeneracja o 68% to produkcja energii elektrycznej z tych jednostek wytwórczych wzrosła tylko o około 31%. Według wyjaśnień Zarządu Spółki ENERGA Kogeneracja Sp. z o.o.<sup>8</sup> podstawowym kierunkiem produkcji instalacji ENERGA Kogeneracja była produkcja ciepła na potrzeby miejskich systemów ciepłowniczych. Produkcja energii elektrycznej w znacznym stopniu odbywała się w skojarzeniu z ciepłem i była pochodną produkcji ciepła. W takim układzie, stabilny poziom produkcji ciepła, ograniczał poziom produkcji energii elektrycznej. Ponadto wystąpiły następujące czynniki mające wpływ na produkcję energii elektrycznej: w Elektrociepłowni Elbląg część produkcji ciepła z kotłów OP-130 przejął nowy blok BB20p. Spowodowało to zmniejszenie wykorzystania tej instalacji i spadek produkcji o 24 158 MW; projektowana moc osiągalna bloku BB20p przy pracy w skojarzeniu z ciepłem wynosił 20 MW. Na skutek błędów projektowych kocioł BB20p nie był w stanie utrzymać długotrwałej znamionowej wydajności, a także blok biomasowy osiągnął, w ostatnich trzech latach znacznie niższą dyspozycyjność niż zakładano; w 2017 r. produkcja energii elektrycznej z biomasy nie była ekonomicznie uzasadniona – ceny biomasy były wysokie, natomiast ceny świadectw pochodzenia OZE niskie; w Elektrociepłowni Kalisz oba turbozespoły zasilane były z jednego kotła parowego, na skutek czego łączna moc osiągalna wynosiła tylko 5 MWe; w Elektrociepłowni Żychlin na skutek błędów w wykonawstwie i sporu z wykonawcą instalacji, blok ORC był uruchamiany wyłącznie na potrzeby prób i testów.

W latach 2011-2017 w Elektrowni Ostrołęka B<sup>9</sup> wzrosła moc zainstalowana o 5,3% natomiast produkcja energii elektrycznej brutto zmalała o 23,5%. Powyższe wynikało z faktu, że bloki EOB są Jednostkami Wytwórczymi Centralnie Dysponowanymi i o wykorzystaniu ich mocy osiągalnej (a co za tym idzie o wielkości produkcji energii elektrycznej) decyduje Operator Systemu Przesyłowego.

Jednostki wytwórcze o mocy co najmniej 200 MWe były w 2017 r. w posiadaniu ENERGA Elektrownie Ostrołęka S.A.<sup>10</sup> – Elektrownia Ostrołęka B – blok nr 1 (221 MW), nr 2 (230 MW), nr 3 (230 MW). W porównaniu z 2011 r. wzrosła moc zainstalowana w blokach nr 2 i 3 odpowiednio o 30 MW i 4 MW. Przyrost mocy zainstalowanej wynikał z przeprowadzonych modernizacji bloków energetycznych. W bloku nr 1 modernizacja została przeprowadzona w 2018 r. Jednym z efektów modernizacji miało być zwiększenie zdolności wytwórczych i sprawności wytwarzania o 9 MW. Uruchomione w 1972 r. bloki energetyczne z planowanym terminem życia do 2035 r. w latach 2011-2017 posiadały sprawność wytwarzania na poziomie 36,2%-40,9%. Przeważającym nośnikiem energii wykorzystywanej we wszystkich blokach był węgiel kamienny. W latach 2011-2016 spalano również biomasę. W związku z przeprowadzoną w 2015 r. modernizacją bloku nr 2 w latach 2016-2017 w stosunku do 2011 r. zmniejszyły się emisje zanieczyszczeń CO<sub>2</sub> średnio o 9% , SO<sub>2</sub> średnio o 47% i NO<sub>x</sub> średnio o 43%. Zmodernizowany w 2016 r. blok nr 3 zmniejszył w 2017 r. emisyjność CO<sub>2</sub> o 13%, SO<sub>2</sub> o 58% a NO<sub>x</sub> o 48%. W 2017 r. w stosunku do 2011 r. wzrosła we wszystkich trzech blokach emisja pyłów, średnio o 13%. Wzrost wartości wskaźnika emisji pyłu był spowodowany

<sup>7</sup>[https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-rb/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2017#1\\_1](https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-rb/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2017#1_1) [2018.09.11].

<sup>8</sup> Pismo z 17 września 2018 r. nr EKO-KR-000175-2018.

<sup>9</sup> Dalej: EOB.

<sup>10</sup> Dalej: EEO

znaczącym wzrostem liczby odstawień i uruchomień bloków EOB w 2017 r. w stosunku do 2011 r. Stanowiło to konsekwencję trendu w branży energetycznej zgodnie, z którym źródła konwencjonalne pełnią rolę czynnika stabilizującego system energetyczny kraju, będąc uruchamiane lub odstawiane doraźnie w odpowiedzi na wielkość zapotrzebowania na moc w systemie. Spaliny powstałe w trakcie rozruchów i uruchomień, z uwagi na uwarunkowania technologiczne, nie są kierowane na instalacje ograniczające zanieczyszczenia, m.in. elektrofiltry i IOS, co skutkuje pogorszeniem wskaźników emisyjnych całego źródła. Dodatkowy wpływ na poziom emisji pyłu w 2017 r. miał rodzaj stosowanego paliwa. EEO w 2011 r. wykorzystywała do produkcji energii elektrycznej również biomasę, która charakteryzuje się niższą zawartością popiołu niż węgiel, który był stosowany jako jedyne paliwo w 2017 r.

Do 30 czerwca 2020 r. dwa z trzech bloków EOB objęte były derogacjami w zakresie emisji SO<sub>2</sub> i pyłu na mocy art. 32 dyrektywy 2010/75/UE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (*zintegrowanie zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola*)<sup>11</sup> (Przejściowy Plan Krajowy). Wynikało to z faktu, że elektrownia była wyposażona w Instalację Odsiarczania Spalin (wybudowaną przed 2008 r.) o przepustowości zbyt małej dla odsiarczenia i dodatkowego odpylenia spalin z wszystkich trzech bloków. Dlatego realizowana była budowa drugiej Instalacji Odsiarczania Spalin (projekt IOS II), która ma być uruchomiona do czasu zakończenia okresu derogacji (30 czerwca 2020 r.). Od tego momentu wszystkie jednostki wytwórcze EEO będą spełniać standardy emisyjne wymagane przepisami dyrektywy IED oraz tzw. konkluzji BAT.

Inwestycja *Budowa Instalacji Odsiarczania Spalin II w Elektrowni Ostrołęka B*, była inwestycją strategiczną. Według pierwotnych założeń<sup>12</sup> celem projektu było dostosowanie kotłów bloków nr 1-3 Elektrowni Ostrołęka B do wymogów dyrektywy IED czyli obniżenie wielkości emisji dwutlenku siarki (SO<sub>2</sub>) w spalinach poniżej 70 mg/Nm<sup>3</sup> za emitorem, a także spełnienie przez nie nowych standardów emisji zanieczyszczenia spalin z kotłów węglowych. Cel miał zostać osiągnięty do IV kwartału 2016 r. przy budżecie nieprzekraczającym [...] <sup>13</sup> zł.

[...]. Według wyjaśnień Zarządu Spółki<sup>14</sup> [...]

EEO zawarło umowę z generalnym wykonawcą. Przedmiotem zamówienia było zaprojektowanie i wykonanie w formule „pod klucz” nowoczesnej instalacji odsiarczania spalin dla bloków nr 1-3. Według stanu na 17 września 2018 r. trwały prace w zakresie przygotowania placu budowy oraz sporządzania dokumentacji podstawowej.

[...]

EEO do sfinansowania nakładów inwestycyjnych skorzystała z pożyczki w wysokości 134 250 tys. zł uzyskanej od NFOŚiGW z programu Część 1) *E-KUMULATROR – Ekologiczny Akumulator dla Przemysłu*. Według kalkulacji przychody uzyskane z mechanizmu *Rynku Mocy* mają pokryć poniesione nakłady inwestycyjne. Przeprowadzone w latach 2015-2018 modernizacje i inwestycje na blokach nr 1,2,3 a zwłaszcza IOS II, wpisywały się w *nakłady na modernizacje* w myśl definicji z ustawy o Rynku Mocy. Zdaniem EEO zaliczenie poniesionych nakładów do kategorii *nakłady na modernizacje* umożliwi zawarcie pięcioletnich

<sup>11</sup> Dz. U. UE z dnia 17.12.2010 r. L 334/17, dalej: dyrektywa IED.

<sup>12</sup> Założenia projektu Budowa Instalacji Odsiarczania Spalin II w Elektrowni Ostrołęka B z dnia 08.10.2014 r.

<sup>13</sup> 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 2019 r. poz. 1010 – dalej: uoznk). Wyłączenia dokonano w interesie Energa Wytwarzanie S.A. Dalej oznaczenie: [...] - wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa.

<sup>14</sup> Pismo nr BS/091-9/001107/2018 z 26 września 2018 r.

kontraktów mocowych dla wszystkich jednostek wytwórczych. Kontrakty mocowe (za gotowość) dadzą przychody pozwalające pokryć koszty stałe. Wszystkie bloki przeszły pozytywnie certyfikację ogólną i wszystkie bloki zostaną zgłoszone do certyfikacji do aukcji na lata: 2021, 2022, 2023 i wezmą udział w aukcji dla 2021 r. Potencjalne opóźnienie uruchomienia instalacji IOS II wiązałoby się z karami za nieterminowe spełnienie harmonogramu modernizacji (Operacyjne Kamienie Milowe) i ryzykiem wysokich kar za niespełnienie obowiązku mocowego (w okresie braku IOS II). Nie zrealizowanie do 30 czerwca 2020 r. (zakończenie Przejściowego Planu Krajowego) inwestycji skutkowałoby także pozbawieniem firmy 1/3 całkowitych przychodów w okresie braku instalacji odsiarczania – dyspozycyjne byłyby tylko dwa bloki.

Kwestie terminowości realizacji inwestycji EEO zabezpieczyła odpowiednimi zapisami w kontrakcie zawartym z wykonawcą. Dodatkowym zabezpieczeniem prawidłowej i terminowej realizacji inwestycji było posiadanie przez Wykonawcę polisy ubezpieczeniowej, w zakresie sprecyzowanym w treści kontraktu.

(dowód: akta kontroli str. 66-103, 247-250, 261-365, 448-449, 750-760, płyta CD s.792)

W latach 2011-2017 najwięcej godzin przepracował blok nr 3 łącznie 49 162,7 h czyli o 13% więcej niż blok nr 2 i o 12% niż blok nr 1. Bloki nr 2 i nr 3 najdłuższe czasy postojów miały w związku z przeprowadzanymi remontami odpowiednio 4 425 h (2015 r.) i 3 772,3 h (2016 r.). Od 2011 r. dla wszystkich trzech bloków występowała tendencja wzrostowa postojów w rezerwie, których wartość w 2017 r. wynosiła średnio 2 591 h i była dziesięciokrotnie wyższa od średniej w 2011 r. (259,167 h). W latach 2011-2017 średnioroczny czas postojów awaryjnych dla bloków wynosił: 614,9 h blok nr 1, 282 h blok nr 2, 429,8 h blok nr 3. Najwyższe wartości wskaźniki dyspozycyjności<sup>15</sup> dla bloków nr 2 i 3 osiągnęły w 2017 r., wynosiły one odpowiednio 97% i 98,2%. Natomiast blok nr 1 najwyższy wskaźnik dyspozycyjności osiągnął w 2014 r. wyniósł on 98,6%. Dla bloku nr 1 maksymalna wartość wskaźnika wykorzystania mocy zainstalowanej<sup>16</sup> wynosiła 70,6% (2014 r.), a minimalna 25,3% (2017 r.), a wskaźnik użytkowania mocy osiągalnej osiągnął wartość maksymalną w 2013 r. 77,7% a minimalną 66% w 2012 r. Dla bloku nr 2 wskaźnik mocy zainstalowanej wykazywał trend malejący z 70,4% (max) w 2011 r. do 41,8% w 2017 r. (min. w 2015 r. 25,7%). Również wskaźnik użytkowania mocy osiągalnej dla bloku nr 2 wykazywał tendencję malejącą z 78,8% w 2011 r. do 67,2% w 2017 r. (min. 65,5% w 2016 r.). Wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej dla bloku nr 3 wahał się od 35,6% w 2016 r. do 73,6% w 2013 r. (w 2017 r. wynosił 62,3%). Natomiast wskaźnik użytkowania mocy osiągalnej dla bloku nr 3 wynosił od 65,8% w 2012 r. do 76% w 2015 r. (w 2017 r. 74,8%).

Poza wycofaniem w 2015 r. jednostek wytwórczych Elektrociepłowni Ostrołęka A do 2032 r. nie były planowane inne wycofania z eksploatacji jednostek wytwórczych o mocy co najmniej 200 MWe.

(dowód: akta kontroli str. 22-102, 739)

Ustalone  
nieprawidłowości

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

<sup>15</sup> Wskaźnik dyspozycyjności (AF) – (czas pracy+czas postojów w rezerwie)×100/czas okresu.

<sup>16</sup> Wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej (GCF) – wyprodukowana energia elektryczna×100/(czas okresu×moc zainstalowaną).

## 1.2 Strategia i jej realizacja w pionie wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł konwencjonalnych

Opis stanu faktycznego

W latach 2012-2018 w Grupie Kapitałowej ENERGA<sup>17</sup> obowiązywały *Strategia Grupy Kapitałowej ENERGA na lata 2008-2015*, *Strategia Grupy ENERGA na lata 2013-2020*<sup>18</sup> i *Strategia Grupy ENERGA na lata 2016-2025*<sup>19</sup>. Częścią składową strategii na lata 2013-2020 i 2016-2025 były Wieloletnie Plany Inwestycji Strategicznych<sup>20</sup>.

Zgodnie z wprowadzonym w grudniu 2013 r. *Ładem Organizacyjnym Grupy ENERGA*<sup>21</sup> za określenie kierunków strategicznych GK ENERGA jak również nadzór biznesowy nad realizacją celów strategicznych stawianych Segmentom<sup>22</sup> sprawowała ENERGA SA<sup>23</sup>. Do wyłącznych kompetencji ENSA należało opracowywanie Strategii Grupy i jej monitorowanie, formułowanie celów GK ENERGA, zarządzanie WPIS. Natomiast ENERGA Wytwarzanie jako Lider Segmentu była odpowiedzialna za przedstawienie propozycji celów i inicjatyw strategicznych Segmentu, kaskadowanie celów i inicjatyw strategicznych na poziomie spółek Segmentu, raportowanie stopnia realizacji celów i inicjatyw strategicznych Segmentów do ENSA oraz realizację celów i inicjatyw strategicznych. W zakresie realizacji inwestycji ENERGA Wytwarzanie była odpowiedzialna za przygotowywanie wniosków o ujęcie planowanych inwestycji Segmentu we WPIS lub o dokonanie zmian w tym zakresie, opracowanie planów inwestycyjnych Segmentu będących uszczegółowieniem WPIS, opracowanie i analizowanie projektów inwestycji z perspektywy celów biznesowych Segmentu na potrzeby WPIS, inicjowanie i prowadzenie projektów inwestycyjnych oraz realizację celów i projektów wynikających z WPIS. 20 grudnia 2017 r. Ład Organizacyjny został zastąpiony umową o współpracy zawartą pomiędzy wszystkimi spółkami GK ENERGA. Do kompetencji podmiotu dominującego ENSA należało opracowanie, monitorowanie realizacji oraz aktualizacja Dokumentów Strategii GK ENERGA oraz podejmowanie Decyzji Strategicznych. ENERGA Wytwarzanie była Wiodącym Linii Biznesowej Wytwarzanie.

(dowód: akta kontroli str. Płyta CD s. 792, 205-243)

Strategia na lata 2008-2015 w obszarze wytwarzania przewidywała dwa cele - osiągnięcie pozycji lidera w zakresie budowy rozproszonych, w szczególności odnawialnych źródeł wytwarzania energii oraz optymalizację rozwoju energetyki konwencjonalnej poprzez udział kapitałowy partnerów strategicznych we wspólnie prowadzonych przedsięwzięciach w tym zakresie.

Grupa zaplanowała realizację projektów inwestycyjnych w elektrownie gazowe celem sprzedaży regulacyjnych usług systemowych na potrzeby operatora sieci przesyłowej, jak również sprzedaży energii szczytowej. W tym celu ustanowiła program operacyjny ENERGA PRO-GAZ<sup>24</sup>, który zakładał budowę jednostek

<sup>17</sup> Dalej: GK ENERGA.

<sup>18</sup> Przyjęta do stosowania w ENERGA Hydro Sp. z o.o. uchwałą Zarządu Spółki nr 111/VI/2013 z 12 czerwca 2013 r. w sprawie: przyjęcia „Strategii Grupy ENERGA na lata 2013-2020”.

<sup>19</sup> Przyjęta do wdrożenia i współrealizowania przez ENERGA Wytwarzanie uchwałą Zarządu Spółki nr 04/II/2017 z 26 maja 2017 r. w sprawie: realizacji uchwały nr XVII/III/2017 Rady Nadzorczej ENERGA Wytwarzanie SA z dnia 26 maja 2017 roku w sprawie wdrożenia i współrealizacji Strategii Grupy ENERGA na lata 2016-2025.

<sup>20</sup> Dalej: WPIS.

<sup>21</sup> Wydanie II z grudnia 2014 r., Wydanie III z lipca 2015 r.

<sup>22</sup> Organizacyjnie wyodrębniono: segment wytwarzania, dystrybucji i sprzedaży. Segmenty nie były podmiotami prawnymi, tylko strukturami organizacyjnymi powiązanymi kapitałowo. Liderem Segmentu Wytwarzania była ENERGA Wytwarzanie.

<sup>23</sup> Dalej: ENSA lub ENERGA.

<sup>24</sup> Przyjęty uchwałą Zarządu Spółki ENERGA SA nr 331/II/2008 z 21 lipca 2008 r. w sprawie przyjęcia programu budowy elektrowni gazowych. Nadzór nad realizacją uchwały powierzono Dyrektorowi Pionu Inwestycyjnego ENERGA SA. 26 czerwca 2009 r. na lidera realizacji programu wyznaczono spółkę ENERGA Trading SA a nadzór nad realizacją uchwały powierzono Dyrektorowi Centrum Rozwoju i Inwestycji ENERGA SA (uchwała nr 45/III/2009 Zarządu Spółki ENERGA SA z 26 czerwca 2009 r. w sprawie przyjęcia „Programu budowy gazowych źródeł wytwarzania energii w Grupie ENERGA” (nazwa kodowa programu: ENERGA ProGaz). Uchwałą nr 759/III/2011 Zarząd Spółki ENERGA SA z 1 czerwca 2011 r. w sprawie zamknięcia

wytwórczych z turbinami gazowymi wykorzystującymi jako podstawowe paliwo gaz ziemny o mocy 600-700 MW. Planowany budżet inwestycyjny dla tego obszaru do 2015 r. wynosił 1,8 mld zł. W zakresie energetyki konwencjonalnej Grupa prowadziła prace przygotowawcze do projektu budowy nowego bloku energetycznego w Ostrołęce (Blok C 1000 MW) o wartości około 6,1 mld zł. Z uwagi na dużą kapitałochłonność i czasochłonność inwestycji, GK ENERGA poszukiwała partnerów strategicznych. Priorytetem dla grupy było uzyskanie opcji na zakup wyprodukowanej energii elektrycznej, bez konieczności posiadania kontroli właścicielskiej. Kierunki strategiczne były spójne z otoczeniem gospodarczym.

(dowód: akta kontroli str. 105-122, 244)

Zarząd Spółki nie przesyłał ENSA oficjalnych kompleksowych propozycji w zakresie celów i inicjatyw strategicznych w procesie tworzenia Strategii na lata 2013-2020. W 2013 r. trwały prace nad ustaleniem ostatecznej struktury GK ENERGA, nie istniały regulacje formalizujące proces tworzenia strategii, wiele informacji przekazywano w trybie operacyjnym pomiędzy członkami kadry zarządzającej. Spółka jako Lider Segmentu w 2012 r. opracowała projekt Planu Strategicznego Segmentu OZE, w którym między innymi opisano projekty inwestycyjne planowane do realizacji w przyszłości. Projekt planu został przesłany do ENSA drogą elektroniczną w dniu 29 stycznia 2013 r.

W Strategii na lata 2013-2020 jako jeden z trzech celów przyjęto ograniczanie wpływu na środowisko naturalne, który zamierzano realizować poprzez stosowanie technologii istotnie ograniczających emisję gazów cieplarnianych w wytwarzaniu i dystrybucji energii oraz poprzez dobór efektywnych technologii wykorzystujących naturalne zasoby krajowe do produkcji energii. W Segmencie Elektrownie Systemowe zaplanowano wybudowanie elektrowni gazowej o mocy zainstalowanej powyżej 500 MW dysponującej potencjałem do bilansowania farm wiatrowych przyłączonych na terenie północnej Polski. Do 2015 r. realizacja działań strategicznych celu - ograniczenie wpływu na środowisko naturalne - miała spowodować:

- zmniejszenie wskaźników emisyjności własnych źródeł wytwórczych z 0,72 Mg/MWh w 2012 r. do 0,55 Mg/MWh w 2015 r. (cel na 2020 r. 0,41 Mg/MWh),
- wzrost mocy zainstalowanych źródeł energii elektrycznej z 1 150 MWe w 2012 r. do 1 415 MWe w 2015 r. (cel na 2020 r. 2 462 MWe),
- zwiększenie mocy zainstalowanej OZE z 343 MWe w 2012 r. do 681 MWe w 2015 r. (cel na 2020 r. 1 056 MWe).

Kierunki strategiczne zostały ustalone z uwzględnieniem otoczenia gospodarczego i prawnego GK ENERGA.

[...]

Według wyjaśnień Zarządu Spółki<sup>25</sup> [...]

Łączne nakłady inwestycyjne na lata 2013-2015 zaplanowano na [...], w tym [...] na projekty inwestycyjne w elektrowniach systemowych. Inwestycjami strategicznymi w obszarze jednostek wytwórczych o mocy co najmniej 200 MWe były: *Budowa źródła ciepła dla miasta Ostrołęka, Redukcja NO<sub>x</sub> w kotłach OP-650 nr 1, 2 i 3 w Elektrowni Ostrołęka B, Budowa Instalacji Odsiarczania Spalin II w Elektrowni Ostrołęka B, Modernizacja elektrofiltrów na blokach nr 1, 2, 3 w ENERGA Elektrownie Ostrołęka SA, CCGT Gdańsk i CCGT Grudziądz.*

(dowód: akta kontroli str. 123-139, 245-247)

[...]

---

Programu ENERGA ProGaz w ENERGA SA zamknął program operacyjny a zadania z obszaru zarządzania strategicznym inwestycjami w gazowe źródła wytwarzania przeniósł na spółkę ENERGA Invest SA.

<sup>25</sup> Pismo nr BS/091-9/001107/2018 z 26 września 2018 r.

W Strategii na lata 2016-2025 w związku z planowanymi regulacjami Rynku Mocy zdaniem Grupy stosowanie technologii istotnie ograniczających emisję gazów cieplarnianych nie była najlepszą drogą do osiągania zadowalających efektów ekonomicznych i nie sprzyjała wykorzystaniu szans pojawiających się w otoczeniu. Dlatego też, w celu strategicznym rozwój nowoczesnej infrastruktury energetycznej w sposób pozwalający na uzyskanie stabilnej bazy przychodów zaplanowano realizację Programu strategicznego (3) *Wykorzystanie regulacji stabilizujących przychody w zakresie Rynku Mocy i taryf na ciepło*. Jako strategiczną inwestycję zaplanowano budowę Elektrowni Ostrołęka C o mocy około 1000 MWe, której koszt w 50% nakładów miała ponieść GK ENERGA, tj. [...] , a pozostałe nakłady mieli zapewnić partner lub partnerzy strategiczni. W Strategii zakładano wykorzystanie partnerstwa strategicznego z silnym podmiotem branżowym, co miało zredukować kluczowe ryzyka inwestycji. A także partnerstwo strategiczne z grupą węglową w celu podziału istotnych szans i ryzyk rynkowych w zakresie eksploatacji bloku. Dodatkowo GK ENERGA, poza udziałem w projekcie budowy nowego bloku w Ostrołęce zaplanowała rozwijać aktywa ciepłownicze i kogeneracyjne. We WPIS na lata 2016-2020 w Segmencie Wytwarzania zaplanowano również modernizację trzech bloków energetycznych Elektrowni Ostrołęka B, a łączny koszt modernizacji miał wynosić [...]. Ponadto w ramach podsegmentu zostały wykazane nakłady związane z fazą przygotowania dwóch projektów elektrowni gazowych o mocy 500 MW każda (CCGT Grudziądz i CCGT Gdańsk). Projekty miały zostać przygotowane do etapu uzyskania pozwolenia na budowę oraz miano zabezpieczyć aktywa w celu utrzymywania wartości projektów. Nakłady zaplanowano w kwocie [...] . Projekty CCGT w Grudziądzu i w Gdańsku miały być elastycznymi jednostkami wytwórczymi, dopasowanymi do zmiennych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, wynikających m.in. z pracy trudno prognozowanych OZE.

Kierunki strategiczne zostały ustalone z uwzględnieniem otoczenia gospodarczego i prawnego GK ENERGA.

(dowód: akta kontroli str. 140-204, 253-260,771, płyta CD)

Oprócz programu operacyjnego ENERGA PRO-GAZ w GK ENERGA nie przyjmowano do wykonania innych programów operacyjnych mających na celu realizację strategicznych inwestycji zaplanowanych w strategiach na lata 2013-2020 i 2016-2025 w podsegmentie elektrowni systemowych z jednostkami wytwórczymi o mocy co najmniej 200 MW. Spółka w latach 2013-2018 nie realizowała programów mających na celu realizację strategicznych inwestycji w podsegmentie elektrowni systemowych z jednostkami wytwórczymi o mocy co najmniej 200 MW. Program ENERGA PRO-GAZ był realizowany w spółce ENERGA Invest SA, będącej początkowo poza nadzorem ENERGA Hydro Sp. z o.o.

(dowód: akta kontroli str. 247)

Ustalone  
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości

Ocena cząstkowa

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

## **2. Realizacja i nadzór nad inwestycjami strategicznymi modernizacji i budowy źródeł wytwórczych o mocy co najmniej 200 MWe**

Opis stanu  
faktycznego

Zgodnie z podziałem obowiązków w GK ENERGA wynikającym z przyjętych zasad Ładu Organizacyjnego organizowanie finansowania było w kompetencjach ENERGA SA. ENSA zabezpieczała finansowanie projektów strategicznych,

przekazując środki finansowe spółkom zależnym w różnych formach (podwyższanie kapitału, emisja obligacji, dopłaty do kapitału). ENERGA Wytwarzanie nie podejmowała bezpośrednich działań w tym zakresie, poza zapewnieniem środków niezbędnych do utrzymania bieżącej wartości projektów z zachowaniem uzyskanych do tej pory decyzji administracyjnych.

(dowód: akta kontroli str. 205-243, 453)

Zgromadzenia Wspólników i Rada Nadzorcza ENERGA Wytwarzanie nie nakładały na Zarząd Spółki żadnych zobowiązań ani wytycznych kierunkowych w zakresie realizacji projektów inwestycyjnych CCGT Gdańsk, CCGT Grudziądz i Ostrołęka C. Jedyne decyzje ww. organów dotyczyły struktury i organizacji GK ENERGA (zgody i decyzje w zakresie zbycia udziałów spółek celowych, objęcia nowych akcji i udziałów w podwyższonym kapitale spółki zależnej, połączenia spółek zależnych itp.).

(dowód: akta kontroli str. 454)

Zysk wypracowany w Spółce z lat 2013-2015 i 2017 został podzielony zgodnie z wnioskami Zarządu Spółki. Również decyzja odnośnie do pokrycia straty za 2016 r. została przyjęta zgodnie z Zarządem Spółki. Rozdzwięk pomiędzy wnioskiem Zarządu Spółki a decyzją WZA Spółki dotyczył tylko podziału zysku za 2012 r. Zarząd Spółki zaproponował aby zysk za 2012 r. w kwocie 219 398 557,43 zł przeznaczyć na: dywidendę - 200 398 557,43 zł, kapitał zapasowy – 13 mln zł, kapitał rezerwowy – 6 mln zł. Natomiast WZA Spółki przeznaczył zysk za 2012 r. na: dywidenda – 205 970 557,43 zł, kapitał zapasowy – 13 428 tys. zł. Według wyjaśnień Zarządu Spółki<sup>26</sup> decyzje WZA Spółki nie wpływały w istotny sposób na potencjał inwestycyjny Segmentu Wytwarzania. Spółki Segmentu były w stanie zabezpieczyć finansowanie własnych budżetów inwestycyjnych z bieżących środków. Zarząd Spółki podkreślił, że ENSA zabezpiecza finansowanie projektów strategicznych, przekazując środki finansowe Spółkom zależnym w różnych formach (podwyższenie kapitału, emisja obligacji, dopłaty do kapitału).

(dowód: akta kontroli str. 454-455)

W latach 2014-2018 w Segmencie Wytwarzania (Linii Biznesowej Wytwarzanie) w jednostkach wytwórczych o mocy co najmniej 200 MW należących do ENERGA Wytwarzanie i jej spółek zależnych przeprowadzane były następujące inwestycje modernizacyjne:

- *redukcja NO<sub>x</sub> w kotłach OP-650 nr 1, 2 i 3 w Elektrowni Ostrołęka B,*
- *modernizacja elektrofiltrów na blokach nr 1, 2, 3 w ENERGA Elektrownie Ostrołęka SA,*
- *racjonalizacja gospodarki zasobami w ENERGA Elektrownie Ostrołęka SA,*
- *remonty kapitalne w ENERGA Elektrownie Ostrołęka SA,*
- *budowa Instalacji Odsiarczania Spalin II w Elektrowni Ostrołęka B.*

Ponadto jako opcje inwestycyjne utrzymywano w gotowości inwestycje *Ostrołęka C, CCGT Grudziądz i CCGT Gdańsk.*

Przedmiotowe projekty były zawarte we WPIS na lata 2013-2020 i na lata 2016-2025, w planach inwestycyjnych na poszczególne lata 2014-2018 oraz w strategiach GK ENERGA obowiązujących w przedmiotowym okresie.

Projekty inwestycyjne *Redukcja NO<sub>x</sub> w kotłach OP-650 nr 1, 2 i 3 w Elektrowni Ostrołęka B i Modernizacja elektrofiltrów na blokach nr 1, 2, 3 w ENERGA Elektrownie Ostrołęka SA* były realizowane jednocześnie na każdym z bloków elektrowni: blok nr 2 - realizacja w latach 2015-2016, blok nr 3 - realizacja w latach 2016-2017, blok nr 1 – realizacja w latach 2017-2018. W wyniku modernizacji bloków energetycznych nr 2 i nr 3 nastąpił przyrost mocy osiągalnej elektrycznej

<sup>26</sup> Pismo nr BS/091-9/002772/2018 z dnia 24 października 2018 r.

brutto odpowiednio o 30 MW i 4 MW. Po zakończeniu inwestycji wzrost mocy osiągalnej elektrycznej brutto na bloku nr 1 miał wynosić 9 MW. W latach 2014-2018 (I-VIII) łączne nakłady poniesione na te dwie inwestycje wynosiły [...]zł. Najniższa realizacja nakładów inwestycyjnych była w 2014 r. co stanowiło wykonanie planu inwestycyjnego odpowiednio w [...] i [...]. Przyczyny niższego od planowanego wykonania nakładów na realizację ww. inwestycji w EEO w 2014 r. były konsekwencją przesunięć w czasie poszczególnych zadań w projektach, na czele z późniejszymi niż zakładane terminami zawarcia umów z głównymi wykonawcami (umowy zawarto odpowiednio w dniach 10 października 2014 r. i 28 stycznia 2015 r.), a ponadto wynikały z:

- przyjętej zasady dokonywania płatności po ostatecznym odbiorze kolejnych etapów robót, w efekcie czego płatności pierwotnie przewidywane do poniesienia w 2014 r. zostały przesunięte i zrealizowane w 2015 r.,
- braku możliwości uwzględnienia w planie inwestycyjnym ostatecznych harmonogramów rzeczowo-finansowych dla obu projektów, które zostały ustalone ostatecznie dopiero po zakończeniu postępowań przetargowych,
- faktu, że szacowane nakłady inwestycyjne na 2014 r. obejmowały także koszt prac przygotowawczych wykonywanych przez pracowników EEO oraz zleceń pośrednich (obsługa prawna, inżynier kontraktu), które uległy przesunięciu na przyszłe okresy w związku z zawarciem umów z wykonawcami w ww. terminach.

Według stanu na 17 września 2018 r. zakończono wszystkie prace montażowe. Blok nr 1 został uruchomiony i był w fazie prób i pomiarów gwarancyjnych.

(dowód: akta kontroli str. 261-262, 66-89, 447-448, płyta CD)

W latach 2015-2016 zrealizowano inwestycję modernizacyjną *Racjonalizacja gospodarki zasobami w ENERGA Elektrownie Ostrołęka SA* na którą poniesiono łączne nakłady w wysokości [...]. Jednocześnie w latach 2015-2018 (I-VIII) realizowano projekt *Remonty kapitalne w ENERGA Elektrownie Ostrołęka SA* na który wydatkowano łącznie [...].

(dowód: akta kontroli str. 261-262, płyta CD)

## 2.1 Ostrołęka C

Opis stanu faktycznego

12 marca 2014 r. kapitał zakładowy Spółki został podwyższony o udziały ENERGA Elektrownie Ostrołęka SA oraz Elektrowni Ostrołęka SA<sup>27</sup>. Na mocy porozumienia z 28 września 2016 r. ENSA nabyła akcje Elektrowni Ostrołęka SA od EW. Spółka sprawowała nadzór właścicielski nad spółką Elektrownia Ostrołęka SA, będącą spółką celową do realizacji inwestycji Ostrołęka C, w okresie od 12 marca 2014 r. do 28 września 2016 r.

Zgodnie z uchwałą NWZA Elektrowni Ostrołęka SA z dnia 14 września 2012 r. realizacja inwestycji polegającej na budowie nowego źródła wytwórczego Ostrołęka C została wstrzymana z jednoczesnym zaleceniem podjęcia działań mających na celu zabezpieczenie i uporządkowanie aktywów, przy jednoczesnym ograniczeniu wydatków związanych z działalnością podmiotu oraz przygotowania spółki do sprzedaży.

10 marca 2016 r. Zarząd Spółki zwrócił się do Departamentu Finansów ENERGA SA z prośbą o udzielenie informacji w zakresie statusu prac nad organizacją finansowania dla projektu Ostrołęka C, w szczególności dotyczących źródeł i struktury finansowania, jego warunków oraz podejmowanych działań. Jednocześnie poinformowała, że wobec zachodzących w ostatnich latach na rynku energii istotnych zmian (rozwój technologii, zmiany rynkowe, zmiany otoczenia regulacyjno-prawnego, itp.) wchodząca w skład Segmentu Wytwarzanie spółka

<sup>27</sup> Obecnie: Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o.

celowa Elektrownia Ostrołęka SA, prowadziła działania w kierunku aktualizacji studium wykonalności przedsięwzięcia. Zdaniem Zarządu Spółki z punktu widzenia dalszych analiz ekonomicznych i ewentualnych przyszłych decyzji biznesowych kluczowe znaczenie odgrywała kwestia finansowania inwestycji. 15 marca 2016 r. Pion Inwestycji Rozwojowych ENERGA Wytwarzanie skierował wnioski do Zarządu Spółki o określenie prawa głosu na NWZA Elektrownia Ostrołęka SA w ten sposób, aby uchylono uchwałę NWZA z dnia 14 września 2012 r. Wskazano, iż aby móc podejmować działania dotyczące projektu Elektrowni Ostrołęka, w tym obejmujące zaciąganie nowych zobowiązań, niezbędna jest zgodność z obowiązującymi, wewnętrznymi regulacjami a zatem formalne wznowienie działań w projekcie. Projekt budowy elektrowni Ostrołęka C został formalnie reaktywowany 14 czerwca 2016 r. na podstawie uchwały NWZA Spółki Elektrownia Ostrołęka SA w sprawie *dalszych kierunków działań związanych z realizacją projektu budowy nowego bloku energetycznego w Ostrołęce*. W uchwale zobowiązano Zarząd Spółki do wznowienia realizacji projektu w celu osiągnięcia gotowości przetargowej. Według wyjaśnień Zarządu Spółki<sup>28</sup> uchwała Zarządu ENERGA Wytwarzanie z 13 czerwca 2016 r. została podjęta po przyjęciu do wiadomości informacji zawartych w piśmie z 2 czerwca 2016 r., w którym Zarząd ENERGA SA poinformował Zarząd ENERGA Wytwarzanie o podjęciu decyzji w sprawie rozpoczęcia realizacji projektu polegającego na budowie nowego bloku energetycznego w Ostrołęce (Ostrołęka C). W piśmie z dnia 2 czerwca 2016 r. Zarząd ENERGA SA poinformował, że podjął decyzję w sprawie rozpoczęcia realizacji projektu. W celu osiągnięcia gotowości przetargowej, tj. stanu pozwalającego na rozpoczęcie procedur i czynności, prowadzących do wyłonienia generalnego wykonawcy Projektu.

(dowód: akta kontroli str. 451-452, 747-748, płyta CD s. 792)

Ustalone  
nieprawidłowości

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

Uwagi dotyczące  
badanej działalności

Spółka w dniu 14 czerwca 2016 r., jako Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Elektrowni Ostrołęka SA, podjęła uchwałę o wznowieniu realizacji projektu Ostrołęka C na podstawie pisemnej rekomendacji ENERGA SA, w związku z podjęciem przez Spółkę Dominującą decyzji w sprawie rozpoczęcia realizacji projektu budowy nowego bloku energetycznego w Ostrołęce. Uchwałę przyjęto w sytuacji, gdy obowiązująca Strategia Grupy Kapitałowej na lata 2013-2020 nie przewidywała realizacji inwestycji Ostrołęka C. Strategia Grupy Kapitałowej na lata 2016-2025 wraz z WPIS, przygotowywana od 2015 r. i wskazująca realizację projektu Ostrołęka C, została przyjęta przez ENERGA SA w dniu 15 listopada 2016 r.

## 2.2 CCGT Grudziądz i CCGT Gdańsk

Opis stanu  
faktycznego

Realizacja inwestycji CCGT Grudziądz<sup>29</sup> i CCGT Gdańsk wynikała z kolejnych strategii GK ENERGA. Grupa zaplanowała realizację projektów inwestycyjnych w elektrowni gazowej celem sprzedaży regulacyjnych usług systemowych na potrzeby Operatora Sieci Przesyłowej, jak również sprzedaży energii szczytowej. W tym celu ustanowiła program operacyjny ENERGA PRO-GAZ, który zakładał budowę jednostek wytwórczych z turbinami gazowymi o mocy 600-700 MW wykorzystującymi jako podstawowe paliwo gaz ziemny. 3 grudnia 2012 r. ENSA utworzyła jednoosobową spółkę celową (SPV) do prowadzenia inwestycji CCGT Grudziądz pod firmą Elektrownia CCGT Grudziądz Sp. z o.o. oraz jednoosobową spółkę celową (SPV) do prowadzenia inwestycji CCGT Gdańsk pod firmą Elektrownia CCGT Gdańsk sp. z o.o. 5 grudnia 2013 r. wszystkie udziały w obu spółkach celowych zostały objęte przez ENERGA Hydro Sp. z o.o. 30 października

<sup>28</sup> Pismo nr BS/091-9/004081/2018 z 9 listopada 2018 r.

<sup>29</sup> Z ang. *Combined Cycle Gas Turbine*- układ kombinowany gazowo-parowy.

2017 r. (wpis do KRS z 9 listopada 2017 r.) Elektrownia CCGT Grudziądz i Elektrownia CCGT Gdańsk zostały połączone ze spółką ENERGA Wytwarzanie w drodze łączenia przez przejęcie w trybie art. 492 § 1 pkt 1 ksh, na warunkach opisanych w art. 515 §1 ksh (bez podwyższenia kapitału zakładowego). Od dnia przejęcia SPV właścicielem projektu była ENERGA Wytwarzanie.

(dowód: akta kontroli str. 366-374, 381-429, 593-632, 735, płyta CD s. 792)

Przedstawiciele ENERGA Wytwarzanie biorący udział w posiedzeniach Komitetu Sterującego, w ramach realizacji projektów CCGT Grudziądz oraz CCGT Gdańsk, otrzymywali od kierowników projektów cykliczne raporty opisujące stan ich zaawansowania.<sup>30</sup> Spółka nie przyjęła szczegółowych zasad zarządzania ww. projektami inwestycyjnymi.

(dowód: akta kontroli str. 452-453, płyta CD s. 792)

Przed połączeniem z Elektrownią CCGT Gdańsk Sp. z o.o. i Elektrownią CCGT Grudziądz Sp. z o.o., Energa Wytwarzanie, jako Lider Segmentu Wytwarzania, nie podejmowała bezpośrednio żadnych decyzji kierunkowych dotyczących realizacji ww. projektów. Decyzje strategiczne w zakresie budowy elektrowni i określenia sposobu finansowania podejmowała ENSA, decyzje taktyczne podejmował Komitet Sterujący (złożony między innymi z przedstawicieli ENERGA SA i ENERGA Wytwarzanie), decyzje operacyjne w zakresie prowadzenia Spółek – Zarządy, natomiast w odniesieniu do projektów inwestycyjnych – Kierownicy Projektów. Po 9 listopada 2017 r. ENERGA Wytwarzanie realizowała działania mające na celu utrzymanie wartości obu projektów, utrzymanie ważności decyzji administracyjnych, a także zmierzające do zgromadzenia dokumentacji stanowiącej podstawę i uzasadnienie decyzji dotyczących dalszych kierunków działań. Spółka, między innymi zleciła opracowanie aktualizacji Studiów Wykonalności, dokonała wyboru doradców techniczno-handlowego i prawnego dla CCGT Grudziądz oraz utworzyła zespół ds. przygotowania dokumentacji niezbędnej do organizacji przetargu na wybór wykonawcy elektrowni gazowo-parowej w Grudziądzu.

(dowód: akta kontroli str. 453-455)

Zgodnie z pierwotnymi założeniami inwestycji zawartymi w Studium Wykonalności (SW) z 10 maja 2012 r. zaplanowano wybudowanie elektrowni gazowo-parowej w Grudziądzu o mocy rzędu [...]. Podstawowym paliwem miał być gaz ziemny sieciowy wysokometanowy. Wstępnie analizowano budowę dwóch bloków gazowo-parowych o mocy sumarycznej [...]. W *Dokumencie Inicjującym Projekt* z 30 sierpnia 2013 r. wskazano, że celem projektu jest zbudowanie i uruchomienie nowego źródła wytwórczego energii elektrycznej zasilanego paliwem gazowym o łącznej mocy elektrycznej [...]wraz z infrastrukturą, która umożliwi w przyszłości budowę drugiego bloku. Według ostatniej aktualizacji SW<sup>31</sup> z 2018 r. zaplanowano budowę jednego bloku o mocy [...]. W stosunku do pierwotnych założeń inwestycyjnych dokonano również zmian w planowanej ilości czasu pracy [...]. Zmiany były podyktowane efektywnością i dostępnością technologii. Praca w trybie [...] była najbardziej opłacalna.

(dowód: akta kontroli str. 366-371,459-521, 525-591, płyta CD s. 792)

Zgodnie z pierwotnymi założeniami inwestycji CCGT Gdańsk zawartymi w DIP z 31 stycznia 2012 r. celem projektu inwestycyjnego było zbudowanie i uruchomienie do 31 grudnia 2016 r. nowego źródła wytwórczego zasilanego paliwem gazowym o łącznej mocy elektrycznej [...] oraz sprawności elektrycznej powyżej [...]. W SW z

<sup>30</sup> 14 raportów okresowych Kierownika Projektu CCGT Grudziądz z okresu od 10 stycznia 2014 r. do 12 października 2017 r. Raporty okresowe Kierownika Projektu CCGT Gdańsk z okresu od 10 stycznia 2014 r. do 12 października 2017 r. (12 raportów).

<sup>31</sup> Analiza techniczno-ekonomiczna projektu „Budowa układu gazowo-parowego o [...] Grudziądz” z 13 czerwca 2018 r.

2013 r. planowana wartość mocy zainstalowanej określono na około [...] przy sprawności bloku co najmniej 58%. Natomiast według analiz zawartych w zaktualizowanym SW z 2018 r. jako najbardziej efektywne i dostępne technologie określono dla bloku o mocy [...] Blok miał być zasilany gazem ziemnym wysokometanowym. Według pierwotnych założeń czas pracy bloku miał wynosić [...] natomiast po aktualizacji SW z 2018 r. najbardziej efektywny czas pracy bloku określono na poziomie [...] Optymalizacja założeń projektowych była powodem prac nad określeniem możliwości podniesienia planowanej mocy bloku elektrowni CCGT Gdańsk do około [...].

(dowód: akta kontroli str.633-733, płyta CD s. 792)

W SW z 2012 r. dla CCGT Grudziądz dokonano analizy ekonomiczno-finansowej projektu. Wynikało z niej, że wartości NPV dla wszystkich rozpatrywanych wariantów były ujemne, a IRR maksymalnie osiągała około [...]

(dowód: akta kontroli str. 366-371,430-437, 459-521, 525-591, płyta CD s. 792)

Według SW z 2013 r. udziały finansowania własnego i obcego inwestycji CCGT Gdańsk wynosiły odpowiednio 40% i 60%. Wyniki przeprowadzonej analizy ekonomiczno-finansowej wskazywały na nieopłacalność realizacji inwestycji. NPV dla każdego przyjętego scenariusza było ujemne natomiast wysokość IRR nie została określona. [...]

(dowód: akta kontroli str. 633-733, płyta CD s. 792)

Trzy aukcje na dostawy mocy przeprowadzone w okresie listopad-grudzień 2018 r. zamknęły się ceną od 198 zł/kW/rok do 240,32 zł/kW/rok.

Według wyjaśnień Zarządu Spółki<sup>32</sup> za decyzje kierunkowe modeli finansowania projektów strategicznych, w tym: CCGT Gdańsk, CCGT Grudziądz odpowiada ENSA. Wpływ na rekomendacje na temat możliwości i warunków zaangażowania własnego kapitału w realizację projektów inwestycyjnych o znacznej wartości ma również stan zadłużenia GK ENERGA uwzględniający wymagania obligatariuszy. [...] Zarząd Spółki podkreślił, że Departament Finansów ENSA w przedmiotowej analizie dokonał jedynie subiektywnej klasyfikacji wariantów zaangażowania kapitału własnego GK ENERGA w projekt CCGT Grudziądz, zastrzegając, że do wydania wiążących rekomendacji niezbędne jest opracowanie finalnej wersji modelu finansowego bazującego na aktualnych i uszczegółowionych założeniach.

(dowód: akta kontroli str. 748-749)

Zgodnie z pierwotnym harmonogramem projektu inwestycyjnego CCGT Grudziądz zawartego w DIP z 2013 r. realizacja projektu rozpoczęła się w styczniu 2012 r. od podjęcia decyzji o lokalizacji elektrowni przez Komitet Sterujący. Projekt był podzielony na dziewięć etapów<sup>33</sup>, a realizacja ostatniego miała zakończyć się w listopadzie 2017 r. Według harmonogramu z 24 maja 2018 r. termin zakończenia fazy przygotowawczej zaplanowano na październik 2019 r., w tym podpisanie umowy z Generalnym Wykonawcą na 21 października 2019 r. i rozpoczęcie etapu realizacji od 22 października 2019 r. Do 28 sierpnia 2018 r. zrealizowano następujące istotne zadania: wykonano wstępne studium wykonalności, podjęto decyzję korporacyjną o podjęciu przygotowania projektu, uzyskano warunki przyłączenia do sieci gazowej, uzyskano warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, zawarto umowę o przyłączenie do sieci gazowej (rozwiązana w dniu 26 czerwca 2017 r. – termin dla nowej umowy kwiecień 2019 r.), zawarto

<sup>32</sup> Pismo nr BS/091-9/004081/2018 z dnia 9 listopada 2018 r.

<sup>33</sup> Etap I – otrzymanie Decyzji Środowiskowej październik 2013 r., etap II – pozwolenie na budowę kwiecień 2014 r., Etap III – finansowanie wrzesień 2014 r., etap IV – przygotowanie terenu budowy maj 2015 r., etap V – zakończenie fundamentowania przez GW styczeń 2016 r., etap VI – dostarczenie kluczowych urządzeń czerwiec 2016 r., etap VII – uzyskanie Pozwolenia Zintegrowanego styczeń 2017 r., etap VIII – przekazanie elektrowni do eksploatacji sierpień 2017 r., etap IX – rozliczenie projektu listopad 2017 r.

umowę o przyłączenie do sieci energetycznej, sporządzono ostateczną wersję studium wykonalności, opracowano projekt podstawowy, uzyskano prawo do terenu pod realizację inwestycji, przeprowadzono ocenę oddziaływania na środowisko, wprowadzono inwestycję do planu zagospodarowania przestrzennego, uzyskano pozwolenie środowiskowe, uzyskano pozwolenie na budowę, uzyskano pozwolenie wodno-prawne. Według Harmonogramu inwestycji z 24 maja 2018 r. do 6 lipca 2018 r. miał się zakończyć wybór doradców w przetargu na Generalnego Wykonawcę, do 22 października 2018 r. miano przesłać SIWZ oferentom, którzy znaleźli się na krótkiej liście w przetargu na Generalnego Wykonawcę. Według wyjaśnień Zarządu Spółki<sup>34</sup> opóźnienia w realizacji procesów: przetargowego, wyboru doradcy techniczno-handlowego i doradcy prawnego, wynikały z przedłużających się procedur korporacyjnych. Jednakże przekroczenie terminów było nieznaczne i nie wpłynęło na działania w przygotowaniu przetargu na Głównego Wykonawcę. Ostatecznie umowę z doradcą techniczno-handlowym Spółka zawarła 17 lipca 2018 r., natomiast z doradcą prawnym 1 sierpnia 2018 r. Przygotowanie przetargu na Głównego Wykonawcę było w toku. Rozpoczęto prace nad SIWZ, których zakończenie przewidziane było na 28 stycznia 2019 r. Wysłanie SIWZ oferentom planowane było na 29 stycznia 2019 r.

(dowód: akta kontroli str. 366-376, 592, 737-738)

Według stanu na 17 września 2018 r. inwestycja CCGT Gdańsk była na etapie drugiej fazy przygotowania. Zrealizowano między innymi następujące zadania inwestycyjne: wykonano wstępne studium wykonalności wraz z jego aktualizacją z 2018 r., wydano decyzję korporacyjną o podjęciu przygotowania projektu, uzyskano warunki przyłączenia do sieci energetycznej i sieci gazowej, zawarto umowę o przyłączenie do sieci energetycznej, uzyskano prawo do terenu na którym będzie realizowana inwestycja, uzyskano decyzję środowiskową dla elektrowni, uzyskano pozwolenie na budowę odcinka linii SN. Według harmonogramu z 26 lipca 2018 r. zakończenie fazy przygotowawczej projektu, w tym uzyskanie pozwolenia na budowę, zaplanowano na 19 marca 2020 r. Na 1 października 2018 r. miano uzyskać decyzję środowiskową dla linii 400 kV, na 19 października 2018 r. planowano dokonać wyboru doradców technicznych i prawnych do przeprowadzenia przetargu na Generalnego Wykonawcę. Według wyjaśnień Zarządu Spółki<sup>35</sup> ustalone w harmonogramie zadania pn.: uzyskanie decyzji środowiskowej dla linii 400 kV, wybór doradcy technicznego oraz wybór doradcy prawnego – nie zostały dotychczas zrealizowane. Było to konsekwencją braku rekomendacji ENSA dotyczącej kluczowych zagadnień w ramach realizacji przedsięwzięcia. Projekt Elektrowni CCGT Gdańsk był w stanie utrzymania gotowości do realizacji. W związku z powyższym Spółka nie planowała podejmować innych działań ponad konieczne i możliwe w celu zachowania wartości projektu. Powyższe zadania wykraczały poza ramy utrzymania gotowości projektu. W efekcie także część działań określonych w harmonogramie Spółka planowała realizować z odpowiednim przesunięciem czasowym i była uzależniona od decyzji o uruchomieniu dalszych kroków realizacji.

(dowód: akta kontroli str. 366-376, 688, 738)

Zgodnie z DIP inwestycji CCGT Grudziądz z 2013 r. finansowanie zewnętrzne wynosić miało [...], których całkowita wartość została określona na poziomie [...]. Według analiz z 2018 r. wartość zapotrzebowania na finansowanie projektu wzrosła do kwoty [...]. Według wyjaśnień Zarządu Spółki<sup>36</sup> wzrost planowanych nakładów inwestycyjnych na projekt wynikał między innymi ze zmian technologicznych, które

<sup>34</sup> Pismo nr BS/091-9/003122 z dnia 30 października 2018 r.

<sup>35</sup> Tamże.

<sup>36</sup> Tamże.

dokonywały się w latach 2012-2018. Postęp technologiczny w odniesieniu do technologii CCGT obrazował wskaźnik sprawności bloków gazowo-parowych. W SW z maja 2012 r. zakładano sprawność nie niższą niż [...], natomiast w rozważanych w 2018 r. wariantach wartość ta wzrosła do ponad [...]. Na zmianę szacowanych nakładów wpływ miały także inflacja oraz wzrost kosztów usług wykonawców.

Zgodnie z DIP inwestycji CCGT Gdańsk z 30 sierpnia 2013 r. finansowanie zewnętrzne inwestycji miało wynosić [...]. Według Założeń Projektu z 30 lipca 2018 r. wartość budżetu inwestycji wynosiła [...].

Według początkowych założeń realizacja projektu CCGT Grudziądz przewidywała współpracę z partnerami branżowymi (np. ESBI Contracting Limited). W przypadku projektu CCGT Gdańsk, prowadzone były rozmowy między innymi [...]. Formuła realizacji projektów z udziałem partnera branżowego traktowana była jako jedna z możliwych opcji biznesowych. Niezależnie od powyższego Spółka zakładała możliwość wsparcia dla inwestycji w postaci skorzystania z mechanizmów Rynku Mocy. Uwzględniono to zarówno w harmonogramie, jak i w modelach ekonomicznych, przy czym w odniesieniu do CCGT Grudziądz z uwagi na bardziej zaawansowany etap przygotowania inwestycji do realizacji, modele biznesowe były aktualniejsze i konkretniejsze.

(dowód: akta kontroli str. 495-568, 735-737, 633-733)

Inwestycje w fazie przygotowawczej były finansowane wyłącznie ze środków własnych GK ENERGA.

Według budżetu CCGT Grudziądz z DIP z 2013 r. na fazę przygotowawczą projektu przeznaczono kwotę [...], w tym do końca 2012 r. poniesiono łączne koszty w wysokości [...]. Natomiast według budżetu z dnia 10 stycznia 2014 r. budżet fazy przygotowawczej wzrósł do kwoty [...]. Na 31 grudnia 2013 r. czyli w miesiącu przejścia nadzoru nad SPV przez Spółkę, z budżetu wydatkowano nakłady w łącznej kwocie [...]. Zgodnie z ostatnią aktualizacją budżetu z września 2017 r., wartość nakładów inwestycyjnych fazy przygotowawczej miała wynosić [...] Na koniec III kw. 2018 r. poniesiono koszty w łącznej wysokości [...].

Według budżetu CCGT Gdańsk z 10 maja 2013 r. koszty fazy przygotowawczej I i II miały wynosić łącznie [...]. Na 31 grudnia 2013 r. czyli w miesiącu przejścia nadzoru nad SPV przez Spółkę, z budżetu wydatkowano nakłady w łącznej kwocie [...]. Według ostatniego budżetu projektu z sierpnia 2017 r. na realizację fazy przygotowawczej projektu zaplanowano łącznie [...]. Na koniec III kw. 2018 r. poniesiono koszty w łącznej wysokości [...]

(dowód: akta kontroli str. 590, 687, 743, 745-746)

Według wyjaśnień Zarządu Spółki<sup>37</sup> decyzja o rozpoczęciu budowy elektrowni CCGT Gdańsk i CCGT Grudziądz jest uzależniona od wystąpienia odpowiednich warunków rynkowych pozwalających na osiągnięcie zadowalającego poziomu zwrotu z inwestycji z zachowaniem akceptowalnego poziomu ryzyka. Jego zdaniem pole analiz dla przedmiotowych projektów jest wielowymiarowe, a warunki charakteryzują się dużą zmiennością i niepewnością. Zarząd Spółki podkreślił, że kluczowymi kwestiami są także: zabezpieczenie ścieżki przychodowej projektów, tj. uzyskania stabilnego wsparcia z Rynku Mocy oraz zabezpieczenie finansowania projektów, co z kolei jest uzależnione od potencjału inwestycyjnego GK ENERGA i uwarunkowane realizacją innych projektów o wysokiej kapitałochłonności. W GK ENERGA wszelkie decyzje o znaczeniu strategicznym podejmowane są w porozumieniu i uzgodnieniu z ENSA. Z tej przyczyny analizy dotyczące

<sup>37</sup> Tamże.

przedmiotowych projektów są prowadzone na bieżąco przez ENSA. Wytyczne i zalecenia wynikające z prowadzonych analiz są przekazywane Spółce w postaci *rekomendacji działań*.

Zdaniem Zarządu Spółki projekty CCGT Grudziądz i CCGT Gdańsk były w fazie przygotowania i przedstawiają istotną wartość biznesową. Decyzja o utrzymaniu obu projektów w stanie gotowości pozwala na zachowanie szerokich możliwości decyzyjnych. Spółka traktuje te projekty jako istotne aktywa, którymi może zarządzić w sposób następujący: uruchomić realizację samodzielnie, uruchomić realizację we współpracy z partnerem branżowym i/lub biznesowym, lub dokonać sprzedaży projektów w całości. Biorąc pod uwagę, jakość obu projektów i perspektywicznie ich opłacalność każdy z tych scenariuszy może się okazać pozytywny. Według założeń są to projekty rentowne, przygotowywane do pracy w warunkach rozszerzonego szczytu zapotrzebowania.

Negatywne skutki decyzji o zaprzestaniu budowy ww. elektrowni wiążą się dla Spółki z utratą przyszłych przychodów, ewentualną koniecznością dokonania odpisów z tytułu trwałej utraty wartości środków trwałych i trudnymi do oszacowania stratami wizerunkowymi. Przedłużanie decyzji o budowie elektrowni wiąże się z ryzykiem dezaktualizowania uzyskanych pozwoleń lub opracowań. Według wyjaśnień Zarządu Spółki<sup>38</sup> w związku z aktualizacją i utrzymaniem pozwoleń oraz opracowań uzyskanych dla projektów CCGT Grudziądz i CCGT Gdańsk w 2018 r. zostały poniesione koszty odpowiednio [...]

(dowód: akta kontroli str. 736-737,748)

Ostateczna zgoda korporacyjna na rozpoczęcie fazy realizacji inwestycji CCGT Grudziądz i CCGT Gdańsk do czasu zakończenia czynności kontrolnych nie została wydana. Decyzja o budowie była uzależniona między innymi od wyników aukcji mocy.

(dowód: akta kontroli str. 366-376)

Ustalone  
nieprawidłowości

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

Uwagi dotyczące  
badanej działalności

Efektywność ekonomiczna projektów CCGT Grudziądz oraz CCGT Gdańsk jest w istotnym stopniu uzależniona od przychodów wynikających z umów mocowych w ramach mechanizmu Rynku Mocy. Biorąc pod uwagę wyniki dotychczasowych aukcji (na dostawy mocy w latach 2021-2023), które wynosiły od 198 do 240,32 zł/kW/rok, występuje istotne ryzyko niezapewnienia tym projektom niezbędnego poziomu przychodów z tego tytułu [...].

Na koniec 2018 r. obydwa projekty CCGT, zgodnie z WPIS na 2016-2025, miały być przygotowane do etapu uzyskania pozwoleń na budowę. Zadanie to nie zostało wykonane w przypadku projektu CCGT Gdańsk. Zgodnie z harmonogramem przyjętym w 2018 r. zaplanowano uzyskanie pozwolenia na budowę dopiero na 19 marca 2020 r.

Ocena cząstkowa

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie działalność kontrolowanej jednostki w zakresie inwestycji modernizacyjnych w Elektrowni Ostrołęka B. Trzy inwestycje w nowe moce wytwórcze energii elektrycznej (jednostki o mocy powyżej 200 MW), mimo kilkuletnich działań, nie zostały skutecznie wprowadzone w etap realizacji. Działania Spółki związane z tymi inwestycjami były zgodne z decyzjami organu właścicielskiego, przy czym częściowo były realizowane z odstępstwami od założeń obowiązujących w strategii Grupy ENERGA oraz wieloletnim planie inwestycji strategicznych, nie mającymi negatywnego wpływu na przebieg tych inwestycji.

<sup>38</sup> Pismo nr BS/091-9/004087/2018 z 9 listopada 2018 r.

## IV. Uwagi i wnioski

Wnioski pokontrolne

Przedstawiając powyższe oceny wynikające z ustaleń kontroli, wobec braku stwierdzonych w jej wyniku nieprawidłowości, Najwyższa Izba Kontroli, nie formułuje 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 i wykonania wniosków pokontrolnych oraz o podjętych działaniach lub przyczynach niepodjęcia tych działań.

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

Warszawa, dnia 18 stycznia 2019 r.

Kontroler  
Edyta Kosiarz  
Doradca ekonomiczny

/-/

.....  
*podpis*

Najwyższa Izba Kontroli  
Departament Gospodarki,  
Skarbu Państwa i Prywatyzacji

Dyrektor  
Sławomir Grzelak

/-/

.....  
*podpis*