



NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI
Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji

KGP.410.006.02.2018
P/18/018

TEKST UJEDNOLICONY

WYSTĄPIENIE POKONTROLNE

***Tekst dokumentu ujednolicony po rozpatrzeniu zastrzeżeń
– zgłoszonych do wystąpienia pokontrolnego –
przez Komisję Rozstrzygającą Najwyższej Izby Kontroli
(Uchwała Zespołu Orzekającego Komisji Rozstrzygającej w NIK nr KPK-KPO.443.077.2019
z dnia 7 maja 2019 r.)***

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	Piotr Piątkiewicz, główny specjalista kp., upoważnienie do kontroli nr KGP/76/2018 z 31 sierpnia 2018 r.
Jednostka kontrolowana	ENEA S.A. ¹ , ul. Górecka 1, 60-201 Poznań.
Kierownik jednostki kontrolowanej	Mirosław Kowalik, Prezes Zarządu Spółki od 7 stycznia 2016 r. ² (dowód: akta kontroli str. 1-7)

II. Ocena kontrolowanej działalności

Ocena ogólna

W ocenie Najwyższej Izby Kontroli³ działalność kontrolowanej jednostki w zakresie budowy i modernizacji źródeł wytwarzania energii elektrycznej była realizowana zgodnie z przyjętymi celami określonymi w obowiązujących w Grupie Kapitałowej strategiach. Na koniec 2017 r. struktura mocy wytwórczych odbiegała jednak od zakładanych w planach strategicznych, ponieważ nie została osiągnięta zakładana dywersyfikacja źródeł wytwarzania mająca na celu spełnienie ustawowego obowiązku wytwarzania energii z OZE. Osiągnięto natomiast już w pełni wielkość zainstalowanych konwencjonalnych mocy wytwórczych (5,8 GWe). Dlatego też zaangażowanie Spółki w inicjatywę budowy elektrowni Ostrołęka C (opartej na węglu kamiennym) nie miało uzasadnienia, zarówno z punktu widzenia zapisów w dokumentach strategicznych jak i z faktu że nie było poprzedzone stosownymi analizami opłacalności inwestycji.

Uzasadnienie oceny ogólnej

Zwiększenie mocy wytwórczych Grupy nastąpiło głównie w elektrowniach zawodowych ciepłych opartych na węglu kamiennym (5 827 MWe⁴ w 2017 r. wobec 3 049 MWe w 2011 r.). Było to spowodowane zakończeniem realizacji inwestycji w Blok 11 w Elektrowni Kozienice (1075 MWe) w 2017 r. oraz nabyciem w tym samym roku 100% akcji Engie Energia Polska S.A. (obecnie ENEA Elektrownia Połaniec S.A.), posiadającej źródła wytwarzania energii elektrycznej o mocy 1607MWe. Zakup akcji tej spółki nie był jednak uwzględniony w planach rzeczowo-finansowych Grupy. Zwiększenie mocy wytwórczych w segmencie OZE (419 MWe w 2017 r. wobec 68 MWe w 2011 r.) nie wynikało z realizacji planowanych corocznie inwestycji (głównie w farmy wiatrowe), lecz z faktu, że jeden z bloków energetycznych w Elektrowni Połaniec o mocy 230 MWe opalany był biomasa. Przykładowo, z zaplanowanych w latach 2015-2017 nakładów inwestycyjnych w OZE w łącznej wysokości 747,9 mln zł zrealizowano tylko inwestycje o wartości 104,9 mln zł, tj. 14% planów inwestycyjnych.

¹ Dalej także Spółka.

² W okresie objętym kontrolą funkcję Prezesa Zarządu Spółki pełnili: Maciej Owczarek – Prezes Zarządu Spółki od 1 czerwca 2009 r., Janusz Bil – p.o. Prezesa Zarządu Spółki od 1 października 2012 r., Krzysztof Zamasz - Prezes Zarządu Spółki od 1 stycznia 2013 r.

³ Najwyższa Izba Kontroli stosuje 4-stopniową skalę ocen: pozytywna, pozytywna mimo stwierdzonych nieprawidłowości, negatywna oraz opisowa, w przypadku braku możliwości sformułowania wyżej wymienionych.

⁴ Megawat mocy elektrycznej

W ocenie NIK, zaangażowanie Spółki w Projekt *Ostrołęka C* (budowa bloku węglowego o mocy 1 000 MWe, planowane nakłady inwestycyjne w wysokości [...] zł na cały projekt⁶) nie miało uzasadnienia ekonomicznego i nie było zgodne z strategią Spółki. W świetle obowiązującej *Strategii Rozwoju GK ENEA w perspektywie do 2030 roku* określono wysokość mocy zainstalowanej w GK ENEA w źródłach konwencjonalnych na poziomie 5,8 GWe dla 2025 roku. Tymczasem poziom ten, w wyniku akwizycji Elektrowni Połaniec, osiągnięto już na koniec 2017 r. Spółka przez dwa lata od dnia zawarcia umowy inwestycyjnej⁷, dotyczącej projektu *Ostrołęka C* nie określiła źródeł finansowania oraz akceptowalnego poziomu rentowności tego przedsięwzięcia. Inwestycja ta nie odpowiada również założeniu dywersyfikacji źródeł wytwórczych, przyjętym w obowiązującej *Strategii Spółki*⁸.

Jednocześnie Spółka stoi przed wyzwaniami inwestycyjnymi w związku z wymogami dostosowania elektrowni systemowych do spełniania wymogów dyrektywy 2010/75/UE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowanie zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola⁹ 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 spalania¹⁰). Niezależnie od prowadzonych równolegle innych inwestycji w modernizację¹¹ istniejących bloków w Elektrowni Kozienice, Spółka będzie zobowiązana także ponieść duże nakłady inwestycyjne w Elektrowni Połaniec (szacowana wartość inwestycji [...] zł).

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 ENEA¹²

Opis stanu faktycznego

Na koniec 2017 r.¹³ moc zainstalowana w jednostkach wytwórczych należących do GK ENEA wynosiła 6 257 MWe i w stosunku do 2011 r. (3117 MWe) wzrosła o 101%. Największe moce wytwórcze były zainstalowane w elektrowniach zawodowych ciepłych (6 126 MWe), w tym: opartych na węglu kamiennym – 5 827 MWe, gazowych – 10 MWe, biomasowych – 289 MWe, a także dodatkowo (poza powyższymi) w elektrowniach zawodowych wodnych – 60 MWe oraz wiatrowych – o 70 MWe. Największy przyrost mocy w ujęciu liczbowym nastąpił w przypadku elektrowni zawodowych ciepłych opartych na węglu kamiennym - o 2 778 MWe (3 049 MWe w 2011 r.) i biomasie/biogazie o 287 MWe (2 MWe w 2011 r). W latach 2012–2017 nie zmieniła się moc zainstalowana w elektrowniach zawodowych wodnych (60 MWe), a przyrost mocy w elektrowniach zawodowych wiatrowych wyniósł 64 MWe (6 MWe w 2011 r.)

⁵ 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 2018 r. 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 ENEA S.A. Dalej oznaczenie: [...] - wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa

⁶ ENEA S.A. ma 50% udziałów w Elektrowni Ostrołęka Sp. z o.o.

⁷ Z 8 grudnia 2016 r. pomiędzy ENERGA S.A., ENEA S.A. i Elektrownia Ostrołęka S.A.

⁸ Inicjatywa W7 i W8 Strategii GK ENEA w perspektywie do 2030 r.

⁹ Dz. U. UE z dnia 17.12.2010 r. L 334/17, dalej: dyrektywa IED

¹⁰ Dalej: tzw. konkluzje BAT.

¹¹ M.in. Program *Bloków 500 MW* wraz z zabudową instalacji katalizacyjnego odazotowania spalin oraz modernizacja elektrofiltrow dla kotłów AP-1650 bloków 9 i 10 celem zapewnienia dotrzymania standardów emisyjnych.

¹² Dalej: GK ENEA.

¹³ W tym blok B11 1075 MW w Elektrowni Kozienice S.A., który uzyskał koncesję w styczniu 2018 r.

W 2017 r. jednostki wytwórcze wyprodukowały łącznie 22 877,2 GWh brutto, o około 81% więcej niż w 2011 r. (12 628,1 GWh). Najistotniejszymi źródłami energii w strukturze produkcji były węgiel kamienny (92,56%) oraz odnawialne źródła energii (7,13%), w tym biomasa/biogaz (5,45%), woda (0,77%) i wiatr (0,91%). Udział OZE w produkcji energii elektrycznej był niższy w porównaniu do krajowego, który wynosił 10% (woda 1,67%, wiatr i inne 8,44%)¹⁴. Udział GK ENEA w rynku wytwarzania¹⁵ wzrósł o 6,1 punktu procentowego, natomiast w rynku wytwarzania mierzonym wolumenem produkcji wzrósł o 6 punktów procentowych (w stosunku do 2012 r.).

Jednostki wytwórcze o mocy co najmniej 200 MWe, które były w 2017 r. w posiadaniu GK ENEA S.A., to Elektrownia Kozienice – 4 071,8 MWe należąca do ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o.¹⁶ i Elektrownia Połaniec – 1 837 MWe należąca do ENEA Elektrownia Połaniec S.A.

W porównaniu z 2011 r. wzrosła moc zainstalowana w Elektrowni Kozienice o 1 226,8 MWe. Przyrost mocy zainstalowanej wynikał przede wszystkim z oddania w grudniu 2017 r. do użytkowania bloku B11 (1 111,8 MWe zainstalowanej mocy) oraz z przeprowadzonych modernizacji bloków energetycznych 1-8 w zakresie odtworzenia i zwiększenia mocy wytwórczych (zmniejszenie jednostkowego zużycia ciepła oraz budowa instalacji Katalitycznego Odazotowania Spalin). Uruchomione w latach 1972-1974 bloki energetyczne 1-8, z planowanym terminem eksploatacji do lat 2020-2033, osiągały w 2011 r. wskaźnik sprawności wytwarzania brutto na poziomie od [...] a w 2017 r. odpowiednio od [...]. Bloki nr 9 i 10, uruchomione odpowiednio w 1978 r. i 1979 r. z planowanym terminem eksploatacji do 2041 r., osiągały wskaźnik sprawności brutto na poziomie od [...] w 2011 r. oraz od [...] w 2017 r. Przeważającym nośnikiem energii wykorzystywanym we wszystkich blokach był węgiel kamienny. W latach 2011-2016 spalano również biomasę (bloki 1-8). Produkcja energii elektrycznej brutto w 2017 r. wyniosła 12 921,0 tys. MWh wobec 11 888,8 tys. MWh w 2011 r.

Wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej (GCF)¹⁷ w 2011 r. kształtował się w poszczególnych blokach na poziomie [...], a w 2017 r. [...]. Wskaźnik użytkowania mocy osiągalnej (GOF)¹⁸ kształtował się na poziomie [...] w 2011 r. oraz [...] w 2017 r.

Według wyjaśnień Zarządu Spółki ENEA Wytwarzanie¹⁹, dla realizacji wymagań określonych w *decyzji wykonawczej Komisji Europejskiej nr 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 r. ustanawiającej konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT)* - konieczne będą zmiany pozwoleń zintegrowanych dla bloków 1-10, bloku nr 11, kotłowni rozruchowej w bloku nr 11 oraz dla Elektrociepłowni Białystok. ENEA Wytwarzanie była w trakcie procedury uzyskiwania zamiennych pozwoleń zintegrowanych. Nie było planowane uzyskiwanie derogacji w zakresie dostosowania urządzeń wytwórczych spółki do konkluzji BAT. Spółka zaplanowała nakłady inwestycyjne w wysokości [...] zł dla elektrowni systemowych oraz [...] zł w segmencie ciepłownictwa.

¹⁴ https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-rb/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2017#11_1.

¹⁵ Łączna moc elektryczna zainstalowana w Polsce oraz łączna produkcja energii elektrycznej w Polsce została przyjęta na podstawie danych publikowanych przez Polskie Sieci Energetyczne S.A.

¹⁶ Dalej: ENEA Wytwarzanie.

¹⁷ Wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej (GCF) = wyprodukowana energia elektryczna × 100/(czas okresu(rok) × moc zainstalowana).

¹⁸ Wskaźnik użytkowania mocy osiągalnej (GOF) – wyprodukowana energia elektryczna × 100/ czas okresu × moc osiągalna).

¹⁹ Wyjaśnienia z 18 września 2018 r.

W przypadku Elektrowni Połaniec²⁰ uruchomione w latach 1980-1983 bloki energetyczne nr 2-7 z planowanym terminem eksploatacji do 2034 r. w latach 2011-2017 osiągały wskaźnik sprawności wytwarzania brutto na poziomie od [...] w 2011 r., a w 2017 r. od [...]. W listopadzie 2011 r. wycofano z eksploatacji blok nr 8 w związku z końcem czasu eksploatacji. W październiku 2012 r. oddano natomiast do użytku blok energetyczny nr 9 z planowanym terminem eksploatacji do 2042 roku, którego wskaźnik sprawności brutto w 2017 r. wyniósł [...]. Od 1 stycznia 2016 r. blok energetyczny nr 1 jest objęty derogacją i pozostaje w eksploatacji do czasu wykorzystania limitu 17 500 godzin, nie dłużej jednak niż do 31 grudnia 2023 r. Podstawowym paliwem wykorzystywanym w blokach 1-7 był węgiel kamienny, a biomasa w bloku energetycznym nr 9. Produkcja energii elektrycznej brutto w 2017 r. wyniosła 9 974,2 tys. MWh²¹ wobec 8 444,7 tys. MWh w 2011 r.

Wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej (GCF)²² w 2011 r. kształtował się w poszczególnych blokach na poziomie [...], a w 2017 r.[...]. Wskaźnik użytkowania mocy osiągalnej (GOF)²³ kształtował się na poziomie [...] w 2011 r. oraz [...] w 2017 r.

Według wyjaśnień Zarządu Spółki²⁴ Elektrownia Połaniec, realizując wymagania określone w konkluzjach BAT w odniesieniu do dużych obiektów energetycznych spalania paliw, była w trakcie opracowywania dokumentów niezbędnych do zmiany pozwolenia zintegrowanego. Planowany termin odstawienia poszczególnych bloków energetycznych zaplanowano na [...], a planowane nakłady inwestycyjne miały wynieść [...] zł. Założono odstawienie bloków o numerach od 2 do 7, a w ramach inwestycji zaplanowano: modernizację elektrofiltrów, modernizację IOS C,D, doszczelnienie układu spalin, montaż pomiarów Hg oraz instalacji redukcji Hg, modernizację oczyszczalni ścieków IOS oraz budowę instalacji prasowania szlamu z oczyszczalni IOS.

(dowód: akta kontroli str. 38-111)

Ustalone
nieprawidłowości

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

1.2 Strategia i jej realizacja w zakresie zadań dotyczących rozwoju mocy wytwórczych.

Opis stanu
faktycznego

W latach 2012-2018 w Grupie Kapitałowej ENEA²⁵ obowiązywały następujące strategie: *Strategia Korporacyjna GK ENEA na lata 2010-2015 z perspektywą do 2020 roku*²⁶, *Strategia Korporacyjna GK ENEA na lata 2014-2020*²⁷, *Strategia Korporacyjna GK ENEA na lata 2014-2020, Aktualizacja 2015*²⁸ i *Strategia Rozwoju GK ENEA w perspektywie do 2030 roku*²⁹.

W *Strategii Korporacyjnej GK ENEA na lata 2010-2015 z perspektywą do 2020 roku*³⁰ wskazany został między innymi cel [...].

²⁰ Elektrownia Połaniec S.A. jest częścią GK ENEA od marca 2017 r. W latach 2012-2015 Elektrownia Połaniec była częścią Grupy GDF SUEZ, a od 2016 r. Grupy ENGIE.

²¹ Megawatogodzina

²² Wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej (GCF) = wyprodukowana energia elektryczna × 100 / (czas okresu(rok) × moc zainstalowana).

²³ Wskaźnik użytkowania mocy osiągalnej (GOF) – wyprodukowana energia elektryczna × 100 / czas okresu × moc osiągalna).

²⁴ Wyjaśnienia z 24 sierpnia 2018 r.

²⁵ Dalej: GK ENEA.

²⁶ Obowiązywała w okresie od 26 sierpnia 2010 r. do 18 października 2013 r.

²⁷ Obowiązywała do 27 sierpnia 2015 r.

²⁸ Obowiązywała do 29 września 2016 r.

²⁹ Aktualnie obowiązująca.

³⁰ Dalej: Strategia z 2010 r.

Nakłady inwestycyjne w obszarze wytwarzania poniesione przez Spółkę w latach 2012 i 2013 w poniższych segmentach wyniosły łącznie 1 785 624,3 tys. zł, w tym:

- Blok 11 – 1 062 577,96 tys. zł,
- Bloki 1 -10 – 414 653,5 tys. zł,
- Sieci ciepłownicze i źródła kogeneracyjne – 200 741,86 tys. zł,
- Segment OZE – 31 589,33 tys. zł,
- Pozostałe – 74 061,65 tys. zł.

W *Strategii Korporacyjnej GK ENEA na lata 2014-2020*³¹ w porównaniu ze *Strategią z 2010 r.* [...].

Nakłady inwestycyjne poniesione przez Spółkę w 2014 r. w obszarze wytwarzania w poniższych segmentach wyniosły łącznie 1 729 964,39 tys. zł, w tym:

- Blok 11 – 1 224 995,22 tys. zł,
- Bloki 1 -10 – 378 317,58 tys. zł,
- Sieci ciepłownicze i źródła kogeneracyjne – 51 850,95 tys. zł,
- Segment OZE – 13 581,05 tys. zł,
- Pozostałe – 61 219,40 tys. zł.

W *Strategii Korporacyjnej GK ENEA na lata 2014-2020. Aktualizacja 2015*³² w porównaniu ze *Strategią z 2013 r.* [...].

Nakłady inwestycyjne poniesione przez Spółkę w 2015 r. w obszarze wytwarzania w poniższych segmentach wyniosły łącznie 2 117 076,20 tys. zł, w tym:

- Blok 11 – 1 526 616,71 tys. zł,
- Bloki 1 -10 – 403 165,83 tys. zł,
- Sieci ciepłownicze i źródła kogeneracyjne – 22 152,91 tys. zł,
- Segment OZE – 94 337,83 tys. zł,
- Energetyka jądrowa – 23 215,11 tys. zł,
- Pozostałe – 61 219,40 tys. zł.

W 2015 r. Spółka nie osiągnęła zaplanowanych przyrostów mocy w segmencie OZE, uzyskano wzrost tylko o 1,7 MWe wobec zakładanych [...]. Jednocześnie z planowanych inwestycji w OZE w łącznej wysokości [...] zł zrealizowano inwestycje o wartości 94,3 mln zł tj. [...] planu. Spółka zrezygnowała z części inwestycji w farmy wiatrowe³³. Według wyjaśnień³⁴ Zarządu Spółki ograniczenie inwestycji w OZE było związane ze spadkiem cen *zielonych certyfikatów* oraz zmianą w zakresie sposobu rozliczania świadectw pochodzenia ze współspalania biomasy³⁵.

Dodatkowo w 2015 r. nie nastąpiły zakładane przyrosty mocy w źródłach kogeneracyjnych, uzyskano 10 MWe wobec planowanych [...]. Według wyjaśnień³⁶ Zarządu Spółki spowodowane to było niepewnością w zakresie wsparcia dla produkcji w kogeneracji w postaci żółtych świadectw pochodzenia energii po 2018 r., a także częstą zmianą regulacji prawnych w tym obszarze. Taki stan prawny nie sprzyjał stabilizacji rynku inwestycyjnego oraz w znacznym stopniu utrudniał właściwą ocenę rentowności aktywa wytwórczego na etapie podejmowania decyzji inwestycyjnych.

W 2015 r. Spółka uzyskała natomiast przyrosty mocy w sieciach ciepłowniczych (800,7 MWt wobec planowanych [...]).

³¹ Dalej Strategia z 2013 r.

³² Dalej Strategia z 2015 r.

³³ Między innymi farmy Wiatrowe: Taczalin, Wróblew, Skoczylody.

³⁴ Wyjaśnienia z 22 listopada 2018 r.

³⁵ Wprowadzenie od 1 lipca 2016 r. ograniczenia we wsparciu dla energii ze współspalania biomasy do 0,5 zielonego certyfikatu za 1 MWh wytworzonej energii.

³⁶ Patrz przypis nr 22.

W *Strategii Rozwoju GK ENEA w perspektywie do 2030 roku*³⁷ w odniesieniu do *Strategii z 2015 r.* [...]

Nakłady inwestycyjne poniesione przez Spółkę w latach 2016 i 2017 w obszarze wytwarzania w poniższych segmentach wyniosły łącznie 4 043 186,1 tys. zł, w tym:

- Blok 11 – 1 921 662,99 tys. zł,
- Bloki 1-10 – 650 389,74 tys. zł,
- Sieci ciepłownicze i źródła kogeneracyjne – 103 277,30 tys. zł,
- Segment OZE – 10 202,27 tys. zł,
- Energetyka jądrowa – 3 499,90 tys. zł;
- Zakup Elektrowni Połaniec S.A. – 1 268 087,06 tys. zł,
- ENEA Elektrownia Połaniec S.A. – 42 404,51 tys. zł,
- Pozostałe – 43 662,32 tys. zł.

Na koniec 2017 r. Spółka osiągnęła przyrosty mocy w segmencie elektrowni systemowych w wysokości 2 682 MWe, uzyskując moc zainstalowaną elektrycznych jednostek wytwórczych opartych na węglu kamiennym na poziomie 5 827 MWe. Było to spowodowane zakończeniem realizacji inwestycji w Blok 11 w Elektrowni Kozienice (1075 MWe) oraz nabyciem w marcu 2017 r. 100% akcji Engie Energia Polska S.A. (obecnie ENEA Elektrownia Połaniec S.A.³⁸), posiadającej źródła wytwarzania energii elektrycznej o mocy 1607 MWe.

W segmencie źródeł odnawialnych Spółka osiągnęła na koniec 2017 r. przyrosty mocy w wysokości 245,8 MWe wobec zakładanych [...] w *Strategii z 2015 r.* (*Strategia z 2016 r.* nie precyzowała wielkości zakładanych przyrostów mocy, w tym segmencie). Uzyskane przyrosty nie wynikały jednak z realizacji zaplanowanych w planie rzeczowo-finansowym inwestycji w farmy wiatrowe, a z faktu, że jeden z bloków energetycznych w Połańcu o mocy 230 MWe opalany był biomasą. Przykładowo, z zaplanowanych w latach 2015-2017 nakładów inwestycyjnych w OZE w łącznej wysokości [...] zł zrealizowano tylko inwestycje o wartości 104 900 tys. zł, tj. [...] planów. Z zaplanowanych na lata 2016 i 2017 inwestycji w farmy wiatrowe o łącznej wartości [...] zł zrealizowano tylko inwestycje o wartości 10 572 tys. zł tj.[...]).

Z wyjaśnień³⁹ Zarządu Spółki wynika, że ograniczenie inwestycji w OZE w latach 2016 i 2017, poza wspomnianymi wcześniej kwestiami⁴⁰ związane było z wprowadzeniem tzw. ustawy odległościowej⁴¹, co spowolniło nowe inwestycje w farmy wiatrowe, a zmiany związane z obciążeniami podatkowymi (podatek gruntowy) w znaczący sposób wpłynęły na potencjalną rentowność projektów opartych o turbiny wiatrowe. W segmencie źródeł kogeneracyjnych Spółka osiągnęła na koniec 2017 r. przyrosty mocy w wysokości 10 MWe wobec zakładanych [...] w *Strategii z 2015 r.*⁴² Według wyjaśnień⁴³ Zarządu Spółki brak przyrostów mocy w tym segmencie miał związek z niskimi cenami świadectw pochodzenia energii, trudnością identyfikacji trendu cenowego przedmiotowych praw majątkowych, które miały bezpośredni wpływ na ocenę rentowności inwestycji oraz niepewnością co do kształtu systemu wsparcia dla kogeneracji po 2018 r. W konsekwencji Spółka zrezygnowała z zaplanowanej akwizycji aktywów

³⁷ Dalej: *Strategia z 2016 r.*

³⁸ Warunkowa umowa sprzedaży dotycząca ENGIE Energia Polska S.A. zawarta w dniu 23 grudnia 2016 r. pomiędzy ENGIE International Holdings B.V. a ENEA S.A.

³⁹ Pismo z dnia 22 listopada 2018 r.

⁴⁰ Związanymi ze spadkiem cen *zielonych certyfikatów* oraz zmianą w zakresie sposobu rozliczania świadectw pochodzenia ze współspalania biomasy.

⁴¹ Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (Dz. U. z 2016 r. poz. 961) wprowadziła bowiem minimalne odległości wiatraków od zabudowań mieszkalnych.

⁴² *Strategia z 2016 r.* nie precyzowała wielkości zakładanych przyrostów mocy, w tym segmencie).

⁴³ Pismo z dnia 22 listopada 2018 r.

wytwórczych⁴⁴ oraz realizacji budowy i eksploatacji bloku energetycznego na gaz koksowniczy⁴⁵.

W segmencie ciepłowniczym Spółka osiągnęła na koniec 2017 r. przyrosty mocy w wysokości 799,3 MWt wobec zakładanych 720 MWt w *Strategii z 2015 r.*⁴⁶ Z zaplanowanych w latach 2016 i 2017 nakładów inwestycyjnych w łącznej wysokości 191 962,1 tys. zł zrealizowano inwestycje o wartości 162 979,9 tys. zł tj. 85% zaplanowanych. Odchylenia od planu wynikały głównie z przesunięcia terminów realizacji projektów związanych z siecią ciepłowniczą na lata następne.

(dowód: akta kontroli str. 112-307, 320-322, 336-355, 358-431, 440)

Ustalone
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości

1.3 Realizacja strategicznych inwestycji modernizacyjnych odnośnie do źródeł o mocy co najmniej 200 MWe

Opis stanu
faktycznego

Zgodnie z Regulaminem Inwestycyjnym GK ENEA inwestycje strategiczne to inwestycje o wartości powyżej [...] zł⁴⁷.

W latach 2014-2018 w segmencie wytwarzania/elektrownie systemowe w zakresie jednostek wytwórczych o mocy co najmniej 200 MW należących do GK ENEA zrealizowano inwestycje strategiczne w modernizację istniejących mocy wytwórczych w Elektrowni Koziencice o łącznej wartości [...] zł, w tym:

- w ramach modernizacji bloków nr 1,2,4,5,7 i 10 w zakresie odtworzenia stanu technicznego podstawowych urządzeń wytwórczych o wartości [...] zł,
- wybudowano instalację odsiarczania spalin IOS IV w celu utrzymania standardów emisyjnych w zakresie SO₂ dla umożliwienia eksploatacji bloków 1 – 8 po 2015 r. o wartości [...] zł,
- wybudowano zabudowę instalacji katalitycznego odazotowania spalin – SCR dla bloków nr 1 i 2 o wartości [...] zł,
- wybudowano oczyszczalnię ścieków deszczowo-przemysłowych na potrzeby odprowadzania ścieków z bloku 1075 MWe i bloków 500 MW wraz z dostosowaniem technologii oczyszczania ścieków do obowiązujących norm i przepisów o wartości [...] zł,
- zabudowano instalację odazotowania spalin dla bloków nr 4-8 wraz z częścią wspólną, tj. stacją rozładunku, magazynowania i dystrybucji wody amoniakalnej o wartości [...] zł.

W latach 2014-2018 w segmencie wytwarzania/elektrownie systemowe rozpoczęto realizację następujących projektów o łącznej wartości [...] zł:

- modernizacja ujęcia wody chłodzącej próg stabilizujący na rzece Wiśle celem umożliwienia elektrowni poboru wody na cele chłodzenia w każdych warunkach hydrologicznych oraz pracy bez ograniczenia produkcji energii elektrycznej, które występują przy niskich stanach wody w Wiśle (planowana wartość inwestycji – [...] zł, do dnia 31 października 2018 r. poniesiono nakłady w kwocie [...] zł),
- modernizacja bloków 500 MW wraz z zabudową instalacji katalitycznego odazotowania spalin oraz modernizacja elektrofiltrów dla kotłów AP-1650 bloków 9 i 10 celem zapewnienia utrzymania standardów emisyjnych⁴⁸ (planowana wartość inwestycji – [...] zł, do dnia 31 października 2018 r. poniesiono nakłady w kwocie [...] zł),

⁴⁴ [...]

⁴⁵ [...]

⁴⁶ Strategia z 2016 r. nie precyzowała wielkości zakładanych przyrostów mocy, w tym segmencie.

⁴⁷ Z uwagi na powyższe część inwestycji dotyczących mocy wytwórczych o wartości poniżej tego progu nie była imiennie wyszczególniona zarówno w planie inwestycyjnym, jak również w raportach z jego realizacji.

⁴⁸ Określonych w Dyrektywie nr 2010/75/UE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 24 listopada 2010 r.

- dostosowanie ENEA Wytwarzanie/segment elektrownie systemowe do konkluzji BAT w zakresie planowanych norm emisyjnych od 2021 r. Urządzenia produkcyjne zostaną dostosowane do konkluzji BAT w zakresie emisji pyłu, tlenków siarki, redukcji rtęci ze ścieków z IOS oraz zainstalowane zostaną urządzenia do pomiarów ciągłych na kominach (planowana wartość inwestycji – [...] zł, do dnia 31 października 2018 r. poniesiono nakłady w kwocie [...] zł),
- modernizacja bloku nr 6 w Elektrowni Kozienice w zakresie odtworzenia stanu technicznego podstawowych urządzeń wytwórczych (planowana wartość inwestycji – [...] zł, do dnia 31 października 2018 r. poniesiono nakłady w kwocie [...] zł),
- dostosowanie bloku nr 5 w Elektrowni Połaniec do konkluzji BAT w zakresie zmniejszenia jednostkowej emisji CO₂ bloku oraz zwiększenia dyspozycyjności bloku, podniesienia jego mocy (z 225 MW do 242 MW) wraz z wydłużeniem czasu życia bloku o kolejne 10 lat (planowana wartość inwestycji w latach 2018 – 2020 to [...] zł, do dnia 31 października 2018 r. poniesiono nakłady w kwocie [...] zł),
- dostosowanie ENEA Połaniec do konkluzji BAT w celu spełnienia wymagań środowiskowych określonych w konkluzjach BAT jako warunek konieczny do utrzymania mocy produkcyjnych (planowana wartość inwestycji w latach 2019-2021 to [...]. zł),
- modernizacja bloków nr 1, 2 i 7 w Elektrowni Kozienice w celu odtworzenia układów i podzespołów bloków dla utrzymania potencjału produkcyjnego na potrzeby Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (planowana wartość inwestycji w latach 2019 i 2020 to [...] zł).

(dowód: akta kontroli str., 358-443)

Ustalone
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości

Uwagi dotyczące
badanej działalności

Zwiększenie mocy wytwórczych GK ENEA w źródłach systemowych w wyniku realizacji inwestycji w Blok 11 w Elektrowni Kozienice (1075 MWe) oraz nabycia⁴⁹ Elektrowni Połaniec było zgodne z obowiązującą Strategią GK ENEA w obszarze wytwarzanie. Uzyskana wartość wskaźnika zainstalowanych konwencjonalnych mocy wytwórczych (5,8 GWe) planowana do osiągnięcia w 2025 roku, została zrealizowana już na koniec 2017 r. Jednakże spowolnienie inwestycji w nowe instalacje OZE, planowane w szczególności w farmy wiatrowe, oznaczało nieosiągnięcie zakładanej dywersyfikacji źródeł wytwarzania mającej na celu spełnienie ustawowego obowiązku wytwarzania energii z OZE, a zarazem zwiększenia mocy wytwórczych Grupy w tym segmencie. Z planowanych na lata 2015-2017 nakładów inwestycyjnych w OZE w łącznej wysokości 747 900 tys. zł zrealizowano tylko inwestycje o wartości 104 900 tys. zł, tj. 14% planów inwestycyjnych

Ocena cząstkowa

NIK pozytywnie ocenia fakt, że GK ENEA uzyskała wartość wskaźnika zainstalowanych konwencjonalnych mocy wytwórczych (5,8 GWe) planowanych do osiągnięcia w 2025 roku już na koniec 2017 r. Jednocześnie zauważa, że GK nie osiągnęła zakładanej dywersyfikacji źródeł wytwarzania mającej na celu spełnienie ustawowego obowiązku wytwarzania energii z OZE, a zarazem zwiększenia mocy wytwórczych Grupy w tym segmencie.

⁴⁹ Sam proces nabycia Elektrowni Połaniec nie był przedmiotem niniejszej kontroli.

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

Opis stanu faktycznego

Zgodnie z podziałem obowiązków w GK ENEA wynikającym z przyjętych zasad Ładu Organizacyjnego organizowanie finansowania projektów strategicznych było w kompetencjach ENEA S.A. Spółka zabezpieczała finansowanie projektów strategicznych, przekazując środki finansowe spółkom zależnym w różnych formach (podwyższanie kapitału, emisja obligacji, dopłaty do kapitału).

Walne Zgromadzenie ENEA S.A. i Rada Nadzorcza Spółki nie nakładały na Zarząd Spółki żadnych zobowiązań ani wytycznych kierunkowych w zakresie realizacji projektów inwestycyjnych w moce wytwórcze. Uchwałą nr 4 z 28 grudnia 2017 r. WZ ENEA S.A. dokonało zmiany statutu ENEA S.A. wprowadzając do jego treści postanowienie § 5 ust. 3, zgodnie z którym „Spółka realizuje zadania związane z zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej”. Tym samym realizacja zadań służących zapewnieniu tego bezpieczeństwa weszła w zakres przedmiotu działalności Spółki, w tym w obszarze inwestycji.

Na poziomie Rady Nadzorczej ENEA S.A. nadzór nad inwestycjami w moce wytwórcze obejmował w szczególności żądanie przedkładania przez Zarząd ENEA S.A. informacji i raportów oraz wyrażanie zgody na zawieranie konkretnych umów bądź realizację konkretnych inwestycji. Dotyczyło to przede wszystkim dużych inwestycji strategicznych takich jak: projekt *Ostrołęka C*, blok B11 w Kozienicach, akwizycji Elektrowni Połaniec bądź zaangażowania w spółkę PGE EJ1. Rada Nadzorcza⁵⁰ zobowiązała m.in. Zarząd do stałego monitorowania realizacji budowy bloku energetycznego nr 11 w Elektrowni Kozienice S.A. W wykonaniu powyższego zobowiązania w latach 2011 – 2017 Zarząd przedłożył RN ENEA S.A. 55 raportów z realizacji tej inwestycji. Podobnie w przypadku projektu *Ostrołęka C* RN ENEA S.A. postanowiła⁵¹ o prowadzeniu stałego monitoringu realizacji zobowiązań Zarządu Spółki w oparciu o cyklicznie przekazywane raporty. W związku z powyższym zobowiązaniem, do czasu zakończenia kontroli NIK, Zarząd przedstawił 5 takich raportów.

Zarząd Spółki, zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa, przedstawiał Walnemu Zgromadzeniu ENEA S.A. do zatwierdzenia sprawozdania z działalności (obejmujące również informacje o realizowanych inwestycjach) oraz sprawozdania finansowe.

W odniesieniu do organu sprawującego nadzór właścicielski (obecnie Minister Energii) Spółka przekazywała raporty kwartalne (po opublikowaniu informacji kwartalnej), według wzoru przekazanego przez Ministerstwo Energii, które obejmowały informacje zbiorcze o realizowanych inwestycjach.

(dowód: akta kontroli str. 8-37, 306-319, 323-335)

2.1. Realizacja projektu „Budowa bloku energetycznego opalanego węglem kamiennym na parametry nadkrytyczne o mocy elektrycznej 1075 MWe brutto” (Blok 11) w Elektrowni Kozienice.

Opis stanu faktycznego

Projekt budowy bloku 11 w Kozienicach rozpoczęto w 2008 r. Budowa bloku była zakładana, we wszystkich dokumentach strategicznych obowiązujących w GK ENEA w latach 2012-2018. Wartość inwestycji, którą początkowo szacowano

⁵⁰ Uchwała nr 73/VII/2011 z dnia 21 czerwca 2011 r. w sprawie zaakceptowania założeń odnośnie warunków realizacji budowy bloku energetycznego nr 11 w Elektrowni Kozienice S.A.

⁵¹ Uchwała nr 65/IX/2018 z dnia 5 lipca 2018 r. w sprawie wyrażenia zgody na określenie sposobu wykonywania prawa głosu na NZW Spółki Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o.

na kwotę 5 415 743 tys. zł⁵², ostatecznie zamknęła się w kwocie 5 744 574 tys. zł planowanych całkowitych nakładów netto⁵³. Do końca 2017 r. na projekt poniesiono nakłady w łącznej wartości 5 622 963 tys. zł.

Inwestycja została zrealizowana z niewielkim opóźnieniem w stosunku do pierwotnych założeń. Inwestorem była spółka ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o. Kontrakt z wykonawcą został podpisany 21 września 2012 r. Wartość kontraktu początkowo określona na kwotę 5 105 386,4 tys. zł, w wyniku podpisanych 25 aneksów ustalona została na kwotę 5 116 739 tys. zł. Wykonawcą kontraktu było konsorcjum firm: Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe GmbH (lider konsorcjum) i Polimex – Mostostal S.A. Kontrakt został zrealizowany w ciągu 63 miesięcy i zakończony 19 grudnia 2017 r. zgodnie z harmonogramem rzeczowo-finansowym a także aneksem z grudnia 2016 r. przesuującym pierwotny termin z dnia 21 lipca 2017 r. W tym dniu został też podpisany protokół przekazania bloku 11 do eksploatacji. 11 stycznia 2018 r. ENEA Wytwarzanie uzyskała koncesję od Urzędu Regulacji Energetyki na sprzedaż energii elektrycznej z Bloku 11. Pierwsza synchronizacja z siecią – załączenie generatora do pracy synchronicznej z KSE odbyła się 1 września 2017 r. Moc bloku wynosi 1075 MWe (brutto), a 1000 MWe (netto). Sprawność bloku wynosi: 48,9 % brutto i 45,6% netto (gwarantowana).

Ustalone
nieprawidłowości

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

Uwagi dotyczące
badanej działalności

W wyniku realizacji inwestycji w blok 11 w Elektrowni Kozienice Spółka osiągnęła zakładane przyrosty potencjału wytwórczego w segmencie elektrowni systemowych. Uruchomienie i włączenie do KSE Bloku 11 spowodowało natomiast przyrost źródeł produkcji opartych na węglu kamiennym do poziomu 92,6%, co oznacza pojawienie się szeregu ryzyk związanych z zachowaniem wskaźników rentowności obszaru wytwarzania, warunkowanych ceną węgla na rynku, kosztem zakupu uprawnień do emisji CO₂ itp.

(dowód: akta kontroli str. 317-319, 440-443)

2.2. Realizacja projektu polegającego na przygotowaniu, budowie i eksploatacji nowego bloku energetycznego o mocy około 1000 MW w lokalizacji Ostrołęka⁵⁴.

Opis stanu
faktycznego

19 września 2016 r. Spółka zawarła z ENERGA S.A. list intencyjny dotyczący przeanalizowania możliwości współpracy polegającej między innymi, na wspólnym zaangażowaniu finansowym w Spółkę celową Elektrownia Ostrołęka S.A.

Po przeprowadzeniu analiz prawnych i ekonomicznych⁵⁵ oraz dokonaniu oszacowania wartości akcji spółki Elektrownia Ostrołęka S.A.⁵⁶ 8 grudnia 2016 r. zawarto umowę inwestycyjną⁵⁷ pomiędzy ENERGA S.A., ENEA S.A. i Elektrownią Ostrołęka S.A.

ENEA S.A. w sposób określony w umowie inwestycyjnej nabyła 50% akcji/udziałów w Elektrowni Ostrołęka od ENERGA S.A. w trzech transzach tj. w dniach: 1 lutego

⁵² Nakłady inwestycyjne w cenach realnych z 2010 r.

⁵³ Wartość ta obejmuje planowane nakłady na: kontrakt, ubezpieczenie inwestycji, nadzór inżyniera kontraktu, nadzór przyrodniczy, koszty finansowe, media i surowce na rozruch, delegacje, płace.

⁵⁴ Dalej projekt Ostrołęka C.

⁵⁵ Raport: z badania prawnego due diligence z dnia 28 października 2016 r. i raport z finansowego i podatkowego due diligence z dnia 21 listopada 2016 r.

⁵⁶ Krytyczny przegląd raportu z oszacowaniem wartości spółki Elektrownia Ostrołęka S.A. Memorandum dla Zarządu ENEA S.A. z dnia 21 listopada 2016 r.

⁵⁷ Dalej umowa inwestycyjna.

i 27 czerwca 2017 r. oraz 23 marca 2018 r. Koszt nabycia akcji/udziałów wyniósł 100 925 tys. zł.

Zgodnie z Umową inwestycyjną ENEA S.A. i ENERGA S.A. zobowiązały się do podwyższenia kapitału zakładowego spółki Elektrownia Ostrołęka w terminie do 31 marca 2017 r. o kwotę [...], jednak nie wcześniej niż po dniu rejestracji przekształcenia spółki Elektrownia Ostrołęka S.A. w spółkę z ograniczoną odpowiedzialnością. W umowie inwestycyjnej zastrzeżono jednocześnie możliwość podniesienia kapitału zakładowego w innym terminie, jeżeli jej strony tak zgodnie postanowią. W związku z opóźnieniem procesu przekształcenia (rejestracja spółki w KRS nastąpiła 27 lutego 2018 r.), ENEA S.A. i ENERGA S.A. w dniu 13 kwietnia 2017 r. podwyższyły kapitał zakładowy o kwotę [...] w celu zapewnienia bezpiecznego funkcjonowania Spółki oraz zapobieżenia utracie jej płynności finansowej do czasu zakończenia procesu przekształcenia. Pozostała kwota dokapitalizowania, w łącznej wysokości [...], miała zostać wpłacona po rejestracji przekształcenia spółki Elektrownia Ostrołęka S.A. w spółkę z ograniczoną odpowiedzialnością.

Z uwagi przedłużający się proces przekształcenia Zarząd Spółki Elektrownia Ostrołęka S.A. w dniu 19 października 2017 r. [...] Powyższa kwota miała zapewnić spółce Elektrownia Ostrołęka dalsze funkcjonowanie, a także wywiązanie się ze zobowiązań finansowych.

W oparciu o zobowiązania wynikające z pkt 2.1.5 umowy inwestycyjnej, zgodnie z którymi ENEA S.A. i ENERGA S.A. [...].

W 2018 r. na wniosek Zarządu spółki Elektrownia Ostrołęka Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Wspólników Spółki podjęło dwie uchwały w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego:

- 29 marca 2018 r. podwyższono kapitał zakładowy o kwotę 35 500 tys. zł (z czego na ENEA S.A. przypadło 17 500 tys. zł),
- 27 lipca 2018 r. podwyższono kapitał zakładowy o kwotę 287 000 tys. zł (z czego na ENEA S.A. przypadło 143 500 tys. zł).

Na dzień 30 listopada 2018 r. na realizację projektu *Ostrołęka C* Spółka ENEA S.A. poniosła łączne nakłady w wysokości 273 580,1 tys. zł, w tym:

- [...] zł - podwyższenie kapitału zakładowego,
- [...] zł – nabycie akcji,
- [...] zł – podatek od czynności cywilno-prawnych,
- [...] zł – obsługa prawna,
- [...] zł – doradztwo w zakresie pozyskania finansowania,
- [...] zł – usługi notarialne.

Realizacja projektu *Ostrołęka C* podzielona została na trzy etapy tj.:

- Etap I – (Etap Rozwoju) – etap od nabycia akcji SPV, (czyli spółki Elektrownia Ostrołęka), pierwszej transzy przez ENEA S.A. do czasu wydania przez SPV polecenia rozpoczęcia prac dla Generalnego Wykonawcy,
- Etap II (Etap Budowy) – etap budowy Ostrołęki C od czasu wydania przez SPV polecenia rozpoczęcia prac dla Generalnego Wykonawcy do czasu oddania Ostrołęki C do komercyjnej eksploatacji,
- Etap III (Etap Eksploatacji) – etap komercyjnej eksploatacji Ostrołęki C.

Na dzień zakończenia czynności kontrolnych NIK projekt znajdował się na etapie Rozwoju. Przejście do etapu budowy wymagało zgody Zgromadzenia Wspólników spółki Elektrownia Ostrołęka na wydanie polecenia rozpoczęcia prac (NTP).

W dniu 12 lipca 2018 r. Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. podpisała kontrakt na budowę Elektrowni Ostrołęka C o mocy 1000 MWe z konsorcjum spółek: GE Power sp. z o.o. i Alstom Power Systems SAS. Wartość oferty konsorcjum to 5,049 mld zł netto, czyli 6,023 mld zł brutto. Umowę zawartą z wykonawcą wyłonionym w ramach postępowania o udzielenie sektorowego zamówienia publicznego w trybie dialogu konkurencyjnego *Budowa Elektrowni Ostrołęka C o mocy ok. 1000 MW*. Do dnia zakończenia kontroli NIK⁵⁸ Rada Nadzorcza ENEA S.A. nie podjęła uchwały określającej Szczegółowe Warunki Ramowe Inwestycji⁵⁹ wskazującej także akceptowalny przez ENEA S.A. poziom zwrotu z inwestycji. Według wyjaśnień Zarządu Spółki⁶⁰ na dzień 21 listopada 2018 r. prowadzone były prace związane z wypracowaniem ostatecznego modelu finansowego Projektu, jak również określeniem jego struktury finansowej, celem uzyskania optymalnych wskaźników finansowych (w tym rentowności) projektu. Spółka, wraz z drugim współnikiem ENERGA S.A., prowadziła rozmowy na temat zaangażowania kapitałowego innych podmiotów i w związku z tym model finansowy projektu był na bieżąco aktualizowany w celu uwzględnienia przewidywanych warunków finansowania oraz zaistniałych okoliczności zewnętrznych (między innymi cen energii, uprawnień do emisji CO₂). Analizowano także działania związane z zarządzaniem ryzykiem związanym z realizacją projektu, a później jego eksploatacją, a także uczestnictwem Spółki Elektrownia Ostrołęka w aukcji głównej rynku mocy.

W dniu 12 października 2018 r. Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. uzyskała certyfikat warunkowy uprawniający do udziału w aukcji głównej rynku mocy.

(dowód: akta kontroli str. 356, 357, 446-520)

Ustalone
nieprawidłowości

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

Uwagi dotyczące
badanej działalności

Na dzień 30 listopada 2018 r. nakłady inwestycyjne na realizację projektu *Ostrołęka C* zostały poniesione przez Spółkę w łącznej wysokości 273 580,1 tys. zł pomimo braku określenia źródeł finansowania całego projektu oraz akceptowalnego poziomu jego rentowności. Od dnia zawarcia umowy inwestycyjnej z 8 grudnia 2016 r. minęły ponad dwa lata, a Spółka ponosiła koszty tego projektu, nie mając wiedzy na temat jego opłacalności. Ponadto, w świetle obowiązującej *Strategii Rozwoju GK ENEA w perspektywie do 2030 roku* określono wysokość mocy zainstalowanej w ENEA w źródłach konwencjonalnych na poziomie 5,8 GWe dla 2025 roku. Tymczasem poziom ten, w wyniku akwizycji Elektrowni Połaniec, osiągnięto już w 2017 r. Budowa kolejnego bloku węglowego o mocy 1 000 MWe nie tylko więc nie została uzasadniona ekonomicznie, ale też nie jest zgodna z obowiązującymi w Spółce celami w zakresie przyrostów mocy wytwórczych w tym segmencie. Jednocześnie rozpoczynanie kolejnej inwestycji przy planowanych do poniesienia istotnych nakładów inwestycyjnych w moce wytwórcze w związku z dostosowaniem ich do wysokich wymagań środowiskowych, w ocenie NIK, podnosi ryzyko zapewnienia niezbędnych nakładów finansowych na inwestycje modernizacyjne.

Ocena cząstkowa

NIK pozytywnie ocenia działania Spółki w zakresie dążenia do zwiększenia posiadanych przez GK mocy wytwórczych. Jednakże, nadmierne inwestycje w węglowe moce wytwórcze nie przyczyniało się do ich dywersyfikacji. W ocenie NIK, zaangażowanie Spółki w Projekt *Ostrołęka C* nie miało uzasadnienia ekonomicznego i nie było zgodne za strategią Spółki.

⁵⁸ Do 7 grudnia 2018 r.

⁵⁹ Punkt 8.5.1 umowy inwestycyjnej z dnia 8 grudnia 2016r.

⁶⁰ Pismo z dnia 21 listopada 2018 r. (sygn.: Z/2018/43)

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 16 maja 2019 r.

Najwyższa Izba Kontroli
Departament Gospodarki,
Skarbu Państwa i Prywatyzacji
Dyrektor
z up. Dariusz Szalkowski
Wicedyrektor

/ - /

.....
podpis