



WICEPREZES
NAJWYŻSZEJ IZBY KONTROLI
WOJCIECH KUTYŁA

KGP.410.006.01.2018
P/18/018

WYSTĄPIENIE
POKONTROLNE

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
Kontrolerzy	1. Maciej Maciejewski, doradca techniczny, upoważnienie do kontroli nr KGP/65/2018 z 1 sierpnia 2018 r. 2. Monika Kowalska-Rozkosz, inspektor kontroli państwowej, upoważnienie do kontroli nr KGP/71/2018 z 16 sierpnia 2018 r. (dowód: akta kontroli str. 1 - 4)
Jednostka kontrolowana	Ministerstwo Energii ¹ , ul. Krucza 36/Wspólna 6, 00-522 Warszawa
Kierownik jednostki kontrolowanej	Krzysztof Tchórzewski, Minister Energii od 1 grudnia 2015 r. Poprzednio ² sprawy energii należały do działu <i>gospodarka</i> , za które odpowiadał Minister Gospodarki. (dowód: akta kontroli str. 10)

II. Ocena kontrolowanej działalności

Ocena ogólna

W ocenie Najwyższej Izby Kontroli³, minister właściwy do spraw gospodarki⁴, a następnie Minister Energii⁵, w latach 2012-2018 nie zapewnił spójnej strategii rozwoju mocy wytwórczych energii elektrycznej. Prowadzone przez przedsiębiorstwa energetyczne inwestycje zapewniały bezpieczeństwo dostaw energii w kolejnych latach. Ze względu na brak od 2013 r. zaktualizowanej polityki energetycznej powyższe przedsięwzięcia inwestycyjne nie miały oparcia w koordynowanym przez Ministra spójnym planie restrukturyzacji mocy wytwórczych.

Pozytywnie, pomimo stwierdzonej nieprawidłowości, NIK ocenia wykonywanie przez Ministra Energii zadań z obszaru polityki właścicielskiej wobec nadzorowanych spółek sektora energetycznego, w odniesieniu do polityki dywidendowej i jej powiązania z realizacją celów strategicznych tych spółek.

NIK ocenia pozytywnie działania legislacyjne ME, które doprowadziły do uchwalenia ustaw: *o rynku mocy* oraz *o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji*. Należy jednak zauważyć, że ze względu na krótki okres ich obowiązywania, ich skutki będzie można ocenić dopiero w przyszłości.

¹ Dalej: ME.

² Do wejścia w życie ustawy z dnia 19 listopada 2015 r. o zmianie ustawy o działach administracji rządowej oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1960) z dniem 27 listopada 2015 r.

³ Najwyższa Izba Kontroli stosuje 3-stopniową skalę ocen: pozytywna, pozytywna mimo stwierdzonych nieprawidłowości, negatywna. Jeżeli sformułowanie oceny ogólnej według proponowanej skali byłoby nadmiernie utrudnione, albo taka ocena nie dawałaby prawdziwego obrazu funkcjonowania kontrolowanej jednostki w zakresie objętym kontrolą, stosuje się ocenę opisową, bądź uzupełnia ocenę ogólną o dodatkowe objaśnienie

⁴ Dalej: Minister Gospodarki.

⁵ Dalej także: Minister.

Minister właściwy do spraw gospodarki, a następnie Minister Energii, przez pięć lat nie wykonał obowiązku wynikającego z art. 15 *ustawy z 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne*⁶ przedłożenia Radzie Ministrów projektu polityki energetycznej Polski. W związku z tym, w kontrolowanym okresie brak było strategii restrukturyzacji mocy wytwórczych energii elektrycznej. Należy zauważyć, że w latach 2013-2016 zostały opracowane analizy stanowiące merytoryczną podstawę do wypracowania takiej polityki, a mimo to projekt *Polityki Energetycznej Polski do roku 2040*⁷ przedstawiono do konsultacji społecznych dopiero w listopadzie 2018 r. Projekt ten, do zakończenia kontroli był w fazie konsultacji. Należy zauważyć, iż nie zawierał on oceny realizacji polityki energetycznej państwa za poprzedni okres, wymaganej przez art. 15 ust. 1 pkt 1 *Prawa energetycznego*.

W sytuacji braku rządowej strategii budowy i modernizacji mocy wytwórczych Minister Energii zainicjował bieżące działania w celu zapewnienia dostaw energii elektrycznej na pożądanym poziomie. Wprowadził też instrumenty wsparcia dla wytwórców energii, ułatwiające realizację inwestycji w modernizację i budowę nowych mocy. Nie były one jednak rzetelnie wykorzystane dla unowocześnienia i dostosowania mocy wytwórczych do wymogów środowiskowych (Krajowy Plan Inwestycyjny), albo funkcjonują na tyle krótko, że ocena ich skuteczności w odniesieniu do okresu objętego kontrolą nie jest możliwa (wprowadzenie rynku mocy i nowego mechanizmu wsparcia dla kogeneracji). Należy zauważyć, że kilkuletnia zwłoka w pracach nad nowym mechanizmem wsparcia produkcji energii w kogeneracji, który miał zastąpić regulacje obowiązujące do końca 2018 r., skutkowałą zaniechaniem wielu inwestycji w kogeneracyjne źródła wytwarzania energii.

Działania Ministra w ramach polityki właścicielskiej wobec spółek będących wytwórcami energii elektrycznej były ukierunkowane na zabezpieczenie w ich statutach realizacji zadań służących bezpieczeństwu energetycznemu państwa. Polityka dywidendowa uwzględniała cele strategiczne, w tym inwestycyjne, spółek (np. ograniczono wypłaty dywidend w 2017 r. oraz podjęto decyzję o jej zatrzymaniu w spółkach w 2018 r.). Zidentyfikowana w tym obszarze nieprawidłowość wynikała z braku działań Ministra Energii zapewniających rozliczenie przez rady nadzorcze celów zarządczych za rok 2017, w tym związanych z inwestycjami w moce wytwórcze. Zaniechanie to, pozbawiało Ministra Energii istotnych informacji o sytuacji w nadzorowanych spółkach.

III. Opis ustalonego stanu faktycznego

1. Kształtowanie polityki rozwoju mocy wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym

Zgodnie z art. 12 ust. 2 pkt 1 *ustawy Prawo energetyczne* do zadań ministra właściwego do spraw energii w zakresie polityki energetycznej należy przygotowanie projektu polityki energetycznej państwa i koordynowanie jej realizacji.

Regulamin organizacyjny Ministerstwa Energii⁸ powierzył wykonanie zadań związanych z przygotowaniem oraz koordynacją realizacji polityki energetycznej Polski Departamentowi Energetyki i Ciepłownictwa⁹.

(dowód: akta kontroli str. 25-26; 44-54)

⁶ Dz. U. z 2018 r. poz. 755 j.t. ze zm. Dalej: *Prawo energetyczne*.

⁷ Dalej: PEP2040.

⁸ Regulamin organizacyjny Ministerstwa Energii – załącznik do zarządzenia Ministra Energii z 7 maja 2018 r. w sprawie *ustalenia regulaminu organizacyjnego Ministerstwa Energii* (§17); dalej: Regulamin organizacyjny ME.

⁹ Dalej: DE.

Projekt Polityki Energetycznej ogłoszony został jeszcze przez Ministra Gospodarki w sierpniu 2015 r., jednakże prace nad nim nie były kontynuowane po przejęciu zadań przez Ministra Energii.

23 listopada 2018 r. Ministerstwo Energii skierowało do konsultacji projekt PEP2040 wraz z załącznikiem nr 1 *Wnioski z analiz prognostycznych dla sektora energetycznego*.

(dowód: akta kontroli str. 1066-1144)

W projekcie PEP2040 zawarte zostały wszystkie elementy określone w art. 14 ustawy *Prawo energetyczne*, w tym bilans paliwowo-energetyczny kraju i zdolności wytwórcze krajowych źródeł paliw i energii.

W projekcie PEP2040 jako jeden z ośmiu kierunków uwzględniono *Rozbudowę infrastruktury wytwórczej i sieciowej energii elektrycznej*. Uwzględniona została prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną i na moc maksymalną¹⁰, a także przedstawiony został model przyrostu mocy zainstalowanej (nowych źródeł mocy) w podziale na poszczególne technologie¹¹. Nie zaplanowano budowy żadnych nowych elektrowni węglowych (poza obecnie budowanymi lub planowanymi – Jaworzno, Opole i Ostrołęka), a w miejsce odstawianych jednostek zaplanowano budowanie nowych jednostek gazowo-parowych. Założono również budowę bloków jądrowych¹², a także rozwój elektrowni fotowoltaicznych i morskich elektrowni wiatrowych¹³.

(dowód: akta kontroli str. 57)

Za miarę realizacji celu PEP2040, oprócz wdrożenia energetyki jądrowej w 2033 r. oraz 60% udziału węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej w 2030 r., przyjęto następujące wskaźniki:

- 21% udział odnawialnych źródeł energii w finalnym zużyciu energii brutto w 2030 r.,
- ograniczenie emisji CO₂ o 30% do 2030 r. (w stosunku do 1990 r.),
- wzrost efektywności energetycznej o 23% do 2030 r. (w stosunku do prognoz energii pierwotnej z 2007 r.).

Do przygotowania projektu PEP2040 wykorzystano analizy i dokumenty opracowane przez Agencję Rynku Energii SA¹⁴, Krajową Agencję Poszanowania Energii SA¹⁵, Warszawski Instytut Studiów Ekonomicznych¹⁶, Stowarzyszenie Elektryków Polskich¹⁷, Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA¹⁸, Kancelarię Prezesa Rady Ministrów¹⁹ oraz Komisję Europejską²⁰.

(dowód: akta kontroli str.459- 460, 464-467)

¹⁰ Wnioski z analiz prognostycznych dla sektora energetycznego – załącznik nr 1 do PEP2040, Projekt – w .1.2 – 23.11.2018, Rysunek 1.1 *Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną i na moc maksymalną*, str. 5.

¹¹ Wnioski z analiz prognostycznych dla sektora energetycznego – załącznik nr 1 do PEP2040, Projekt – w .1.2 – 23.11.2018 Tabela 1.2 *Prognoza struktury mocy zainstalowanej netto wg technologii do 2040 r. [MW]* str. 5, Rysunek 1.2 *Prognoza struktury mocy zainstalowanej netto wg technologii do 2040 r.* str. 6 oraz Rysunek 1.3 *Prognoza przyrostów mocy zainstalowanej do 2040 r. wg technologii [MW]* str. 7.

¹² Projekt PEP2040 zakłada budowę pierwszego bloku jądrowego w 2033 r., a następnie budowę kolejnych bloków co 2 lata.

¹³ W PEP2040 zaplanowano, iż w 2040 r. moc zainstalowana w elektrowniach fotowoltaicznych może wynieść nawet 20 GW, a w morskich elektrowniach wiatrowych – 10 GW.

¹⁴ Analizy i prognozy oraz świadczenie usług eksperckich na potrzeby opracowania „Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030” (2017 r.), Aktualizacja analizy porównawczej kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, węglowych i gazowych oraz odnawialnych źródłach energii (2016 r.), Uaktualnienie prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030 (2013 r.).

¹⁵ Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2050 roku (2013 r.).

¹⁶ Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2050 roku (2015 r.).

¹⁷ Wyniki modelu eMiks (2015 r.), Ekspertyza dotycząca prognozy siedmiu wariantów rozwoju sytuacji w sektorze elektroenergetycznym w horyzoncie do 2050 roku, w tym scenariusz bazowy – business as usual (2014 r.).

¹⁸ Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016-2035 (2016 r.).

¹⁹ *Model optymalnego miks energetycznego dla Polski do roku 2060* (2013 r.).

²⁰ EU Reference Scenario 2016 Energy, transport and GHG emissions, Trends to 2050 (2016), European Energy And Transport, Trends to 2030 (2006, 2008, 2010).

Minister Energii na podstawie art. 15b ust. 3-8 ustawy *Prawo energetyczne* zobowiązany jest do opracowania co dwa lata sprawozdania z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

W 2017 r. przygotowano zostało *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2015 roku do dnia 31 grudnia 2016 r.*, w którym przedstawione zostały prognozy zapotrzebowania na moc szczytową i energię elektryczną, a także prognozy zmian mocy osiągalnej i ocena możliwości pokrycia krajowego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną. Podstawę jego przygotowania stanowiły *Informacje Spółki Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. do sprawozdania Ministra Energii z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres 2015-2016*²¹.

(dowód: akta kontroli str.59-60,66-153,534,554-650)

Sporządzone bilanse mocy obejmowały okres ponad 15 lat i przedstawiały prognozy w odniesieniu do dwóch scenariuszy wpływu konkluzji BAT²² na sektor wytwórczy - scenariusz modernizacyjny oraz wycofań. Analiza uwzględniała zmiany mocy osiągalnej jednostek wytwórczych w systemie, wynikające z planowanych wycofań oraz modernizacji w związku z konkluzjami BAT, a także wpływ konkluzji BAT na pracę KSE w odniesieniu do nadwyżki mocy dyspozycyjnej dostępnej dla OSP ponad prognozowane krajowe zapotrzebowanie na moc.

Z informacji przedstawionych Ministrowi Energii przez PSE S.A.²³ wynikało, iż w latach 2017-2035 wystąpi ryzyko poważnego niedoboru wymaganej nadwyżki mocy, a następnie także niedoboru mocy, dostępnej w ramach krajowych zasobów wytwórczych. Brak możliwości pokrycia planowanego zapotrzebowania odbiorców przez krajowe elektrownie prognozowano na 2030 r. w scenariuszu modernizacyjnym (narastająco od 901 MW w 2030 r. do 9258 MW w 2035 r.) albo na 2021 r. w scenariuszu wycofań BAT (narastająco od 412 MW w 2021 r. do 14686 MW w 2035 r.).

(dowód: akta kontroli str. 74-76)

W styczniu 2018 r. PSE S.A. przeprowadziły badania ankietowe sektora wytwórczego na temat modernizacji istniejących jednostek wytwórczych do wymagań określonych w ramach konkluzji BAT oraz planów wytwórców dotyczących trwałych odstawień jednostek wytwórczych. Na podstawie najbardziej prawdopodobnego scenariusza przygotowano zostały Plany Koordynacyjne Roczne na lata 2018-2020 oraz analizy wystarczalności generacji na lata 2025-2035, które opracowane zostały w oparciu o inną metodę prognozowania długoterminowego (metodę stosowaną przez ENTSO-E²⁴ na potrzeby prognoz wystarczalności generacji). Wyniki analizy oparte są na probabilistycznych wskaźnikach wystarczalności generacji, czyli LOLE²⁵ – oczekiwany sumaryczny czas trwania deficytów mocy w rozpatrywanym okresie oraz EENS²⁶ – oczekiwany wolumen energii niedostarczonej w wyniku deficytów mocy w rozpatrywanym okresie.

(dowód: akta kontroli str. 534-536, 1605-1606)

²¹ PSE S.A. pełniące funkcję Operatora Systemu Przesyłowego, zobowiązane jest, zgodnie z art. 9c ust 9a ustawy *prawo energetyczne*, w terminie do 31 marca danego roku, w którym sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej jest przygotowywane, do przekazania Ministrowi Energii informacji w zakresie objętym sprawozdaniem, o których mowa w art. 15 b ustawy *prawo energetyczne*.

²² Decyzja Wykonawcza Komisji (UE) 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 r. ustanawiająca konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE; Dz. Urz. UE. L.212 z 17.08.2017. Konkluzje BAT definiują poziomy standardów emisyjnych dla takich zanieczyszczeń, jak dwutlenek siarki, tlenki azotu oraz pyłu, a także obejmują dodatkowe substancje, takie jak rtęć, chlorowodór, fluorowodór i amoniak.

²³ Stan na 31 grudnia 2016 r.

²⁴ the European Network of Transmission System Operators for Electricity.

²⁵ LOLE – z ang. *Loss of Load Expectation*.

²⁶ EENS – z ang. *Expected Energy Not Supplied*.

Analizy wystarczalności generacji przygotowane przez PSE S.A. w styczniu 2019 r. uwzględniają dodatkowo wyniki aukcji dla odnawialnych źródeł energii przeprowadzonych przez Prezesa URE w listopadzie 2018 r. oraz obecnie budowane jednostki centralnie dysponowane. W wyniku powyższych założeń przyjęto, iż:

- w latach 2025-2028 nie nastąpi przekroczenie standardu bezpieczeństwa, tzn. wartości wskaźnika LOLE będą powyżej 3 godzin²⁷;
- w latach 2029-2030 wystąpią przekroczenia standardu zachowania bezpieczeństwa, czyli wartości LOLE powyżej 3 godzin, jednakże wolumen niedostarczonej energii EENS może zostać zniesiony poprzez uruchomienie dodatkowych mocy pracujących jako źródła szczytowe oraz pozyskanie odpowiednich wolumenów usługi redukcji zapotrzebowania na moc lub import energii z zagranicy²⁸;
- w latach 2031-2035 wystąpią przekroczenia standardu zachowania bezpieczeństwa, a powiązany oczekiwany wolumen niedostarczonej energii EENS może wymagać uruchomienia dodatkowych mocy pracujących w podstawie zapotrzebowania lub źródeł podszczytowych. Wzrost wartości wskaźników LOLE i EENS w tym okresie wynika z odstawień dużej ilości mocy wytwórczych w KSE²⁹.

Wartość oszacowanych nakładów niezbędnych do poniesienia do 2021 r. w celu dostosowania jednostek wytwórczych do wymogów BAT wynosi około 8 mld złotych. Kwota wynika z analiz zleconych przez Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie.

(dowód: akta kontroli str.546- 548, 1009)

Ustalone
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki, w przedstawionym wyżej zakresie, stwierdzono następującą nieprawidłowość:

Minister Energii, a wcześniej Minister Gospodarki nie opracował polityki energetycznej państwa w terminie określonym w art. 15 ust. 2 *Prawa energetycznego*, który stanowi, iż polityka energetyczna powinna być przygotowywana co 4 lata. Poprzednia polityka energetyczna została przyjęta przez Radę Ministrów w dniu 10 listopada 2009 r.³⁰, a zatem kolejna powinna zostać opracowana do listopada 2013 r. Do dnia zakończenia czynności kontrolnych NIK PEP2040 nie została przyjęta.

Z wyjaśnień dyrektora DE³¹ wynika, że w związku z projektem dyrektywy w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (RED II) oraz projektem dyrektywy zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej (EED) podwyższono cele Unii Europejskiej w zakresie udziału OZE (zwiększenie z 27% do 32%) oraz efektywności energetycznej (zwiększenie z 27% do 32,5%). Determinowało to dodatkowe analizy w zakresie obowiązków Polski w realizacji tych celów.

Biorąc pod uwagę 5-letnie opóźnienie w przyjęciu nowej polityki energetycznej Polski, NIK nie podziela powyższej argumentacji. Podobną argumentację przedstawiał Minister Gospodarki już w grudniu 2014 r., w związku z kontrolą NIK zapewnienia mocy wytwórczych w elektroenergetyce konwencjonalnej³². NIK

²⁷ Zgodnie z przyjętymi założeniami LOLE w okresie 2025-2028 wyniosą 01-2,1 h/rok; a EENS 132-2632 MWh/rok

²⁸ Zgodnie z przyjętymi założeniami LOLE w okresie 2029-2030 wyniosą 5,6 – 22,5 h/rok; a EENS 7160 -29162 MWh/rok

²⁹ Zgodnie z przyjętymi założeniami LOLE w okresie 2029-2030 wyniosą 2116,3-6631,6 h/rok; a EENS 3473273 - 28238624 MWh/rok.

³⁰ Polityka energetyczna Polski do 2030 roku przyjęta Uchwałą Nr 202/2009 Rady Ministrów z dnia 10 listopada 2009 r., będąca załącznikiem do obwieszczenia Ministra Gospodarki z dnia 21 grudnia 2009 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2030 r. (M.P.2010.2.11)

³¹ Pismo z 14 sierpnia 2018 r., znak:BDG.III.091.15.2018, IK:255844.

³² Wystąpienie pokontrolne z dnia 30 grudnia 2014 r., pismo znak KGP-4101-001-01/2014.

ponownie wskazuje, że formułowanie nowych celów polityki energetycznej UE jest długotrwałym procesem i nie może stanowić uzasadnienia dla 5-letniej zwłoki w przygotowaniu strategicznego dokumentu determinującego funkcjonowanie sektora energetycznego, kluczowego z punktu widzenia rozwoju polskiej gospodarki.

W sytuacji braku aktualnej polityki energetycznej Polski, Minister Energii nie opracował innych dokumentów, określających strategię rozwoju mocy wytwórczych. W efekcie wszelkie plany inwestycyjne w sektorze energii elektrycznej oraz realizowane projekty obciążone były wysokim ryzykiem ekonomicznym oraz regulacyjnym dla przedsiębiorców.

(dowód: akta kontroli str. 549)

Uwagi dotyczące badanej działalności

Przedłożony do konsultacji społecznych projekt PEP2040 nie zawiera, wymaganej zgodnie z art. 15 ust. 1 pkt 1 *Prawa energetycznego*, oceny realizacji polityki energetycznej państwa za poprzedni okres, określonej w dokumencie *Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku*. Zdaniem NIK, nie można uznać za taką ocenę jednozdaniowego stwierdzenia, że „dotychczasowa polityka energetyczna państwa zapewniała realizację ustawowego celu, ale ze względu na zmiany, jakie zaszły w gospodarce krajowej, a także nowe problemy i wyzwania, konieczna jest (jej-przyp. NIK) aktualizacja (...)”. Ocena realizacji polityki energetycznej za poprzedni okres powinna służyć weryfikacji przyjętych uprzednio celów oraz obejmować stan wykonania poszczególnych zadań. Tak sformułowana ocena winna stanowić podstawę do tworzenia zapisów nowej polityki, wynikających również z weryfikacji dotychczasowych celów, i w konsekwencji do ustalenia zadań na nowy okres.

Jednocześnie NIK podkreśla, iż przedmiotem kontroli nie była merytoryczna ocena przedłożonego projektu PEP2040, ani w zakresie przyjętych założeń, ani planowanych do osiągnięcia celów. W opisie powyżej wskazano jedynie oczywisty mankament projektu PEP2040.

Ocena cząstkowa

NIK ocenia negatywnie działalność kontrolowanego organu w badanym obszarze. Minister Energii nie przedłożył Radzie Ministrów projektu polityki energetycznej, a także nie opracował strategii rozwoju mocy wytwórczych. W efekcie, w okresie objętym kontrolą, sektorowi wytwarzania energii elektrycznej nie stawiano formalnych celów na szczeblu rządowym, wyznaczających kierunki jego rozwoju, w tym określających zmiany struktury zużycia rodzajów paliw stosowanych w energetyce.

2. Realizacja zadań dotyczących budowy i modernizacji mocy wytwórczych

Opis stanu faktycznego

W zakresie budowy i modernizacji mocy wytwórczych Minister Energii uczestniczył w realizacji działań związanych z Programem Operacyjnym Infrastruktura i Środowisko³³ oraz Krajowym Planem Inwestycyjnym³⁴.

Minister pełnił funkcję Instytucji Pośredniczącej POIiŚ 2007-2013 (działanie 9.1 *Wysokosprawne wytwarzanie energii*) oraz POIiŚ 2014-2020 (poddziałanie 1.6.1. *Źródła wysokosprawnej kogeneracji* oraz poddziałanie 1.7.3. *Promowanie wykorzystywania wysokosprawnej kogeneracji ciepła i energii elektrycznej*). W przypadku działania 9.1 POIiŚ 2007-2013 oraz poddziałania 1.6.1 POIiŚ 2014-2020 Minister sprawował nadzór nad wdrażaniem działania przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej³⁵, a w odniesieniu do

³³ Dalej: POIiŚ

³⁴ Dalej: KPI.

³⁵ Dalej: NFOŚiGW.

poddziałania 1.7.3 nad Wojewódzkim Funduszem Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Katowicach³⁶.

(dowód: akta kontroli str.525-526)

Minister Energii, z dniem 1 grudnia 2015 r.³⁷, przejął zadania i kompetencje Instytucji Pośredniczącej POLiŚ na lata 2014-2020, określone w *Porozumieniu w sprawie systemu realizacji Programu Operacyjnego „Infrastruktura i Środowisko” na lata 2014-2020 dla osi priorytetowych I Zmniejszenie emisyjności gospodarki oraz V Poprawa bezpieczeństwa energetycznego*³⁸. Z *Porozumienia* wynika, iż Minister Energii jako Instytucja Pośrednicząca był odpowiedzialny między innymi za organizowanie systemu wyboru projektów konkursowych i pozakonkursowych, dokonywanie oceny i wyboru projektów do dofinansowania, a następnie bieżące monitorowanie realizacji projektów oraz monitorowanie realizacji osi priorytetowych, w tym osiągnięcia wskaźników oceny postępu wdrażania osi priorytetowych.³⁹ *Porozumienie*⁴⁰ dopuszczało możliwość powierzenia realizacji części zadań Instytucjom Wdrażającym, ale nie wyłączało odpowiedzialności Instytucji Pośredniczącej za ich prawidłową realizację. Poddziałanie 1.7.3 zostało powierzone do realizacji WFOŚiGW w Katowicach jako Instytucji Wdrażającej odpowiedzialnej za organizację systemu wyborów projektów w ramach całego działania 1.7⁴¹, a następnie monitoring realizowanych projektów⁴². Instytucja Wdrażająca informowała Ministra Energii o postępach w realizacji Działania. Minister Energii miał prawo kontroli lub audytu Instytucji Wdrażającej oraz żądania udzielenia przez nią wszelkich wyjaśnień i udostępnienia wszelkich dokumentów, w zakresie prawidłowości wdrażania Działania.

(dowód: akta kontroli str. 773-1005)

Uwagę zwraca brak wykorzystania środków na promowanie wysokosprawnej kogeneracji ciepła i energii elektrycznej. W ramach poddziałania 1.7.3 w naborze pozakonkursowym w 2016 r.⁴³ został złożony jeden wniosek, który nie uzyskał dofinansowania, ponieważ nie spełnił wymogów naboru na etapie oceny merytorycznej II stopnia. W I konkursie⁴⁴ nie został złożony żaden wniosek. W II konkursie, zakończonym w lutym 2018 r. złożone zostały trzy wnioski, z których jeden otrzymał dofinansowanie na kwotę 31,7 mln zł. Do końca listopada 2018 r. umowa o dofinansowanie nie była jeszcze podpisana.

Według wyjaśnień Dyrektora Departamentu Funduszy Europejskich⁴⁵ niskie zapotrzebowanie potencjalnych beneficjentów na środki w ramach poddziałania 1.7.3 wynika z pierwotnej decyzji Instytucji Zarządzającej POLiŚ, co do wyodrębnienia projektów związanych z systemami ciepłowniczymi dedykowanymi wyłącznie nowym odbiorcom (nowe budynki i tereny rozwojowe miast). Projekty takie okazały się niszowe. Po rozstrzygnięciu naboru pozakonkursowego oraz I konkursu w przedmiotowym poddziałaniu, które nie wyłoniły do wsparcia żadnego projektu, Ministerstwo Energii podjęło działania zmierzające do rozszerzenia katalogu projektów, które mogą aplikować o wsparcie w poddziałaniu 1.7.3.

³⁶ Dalej: WFOŚiGW w Katowicach.

³⁷ Na mocy rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 9 grudnia 2015 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Energii; Dz.U.2015.2087.

³⁸ Porozumienie w sprawie systemu realizacji Programu Operacyjnego „Infrastruktura i Środowisko” na lata 2014-2020 dla osi priorytetowych I Zmniejszenie emisyjności gospodarki oraz V Poprawa bezpieczeństwa energetycznego zawarte w Warszawie 19 listopada 2014 r. pomiędzy Ministrem Infrastruktury i Rozwoju jako Instytucją Zarządzającą, a Ministrem Gospodarki jako Instytucją Pośredniczącą. Dalej: Porozumienie

³⁹ § 4 ust. 1 pkt 1,2 i 4 oraz § 8 ust.1 pkt 1 i 2 Porozumienia

⁴⁰ § 21 ust. 1 i 6 Porozumienia, również w brzmieniu określonym aneksem nr 1 z dnia 15 września 2015 r.

⁴¹ § 6 ust. 1 i 2 Umowy z WFOŚiGW.

⁴² § 9 ust. 2 Umowy z WFOŚiGW.

⁴³ Nabór pozakonkursowy poddziałania 1.7.3 przeprowadzono od 3 lipca 2016 r. do 31 grudnia 2016 r.

⁴⁴ I konkurs poddziałania 1.7.3 przeprowadzono od 31 marca 2017 r. do 29 maja 2017 r.

⁴⁵ Pismo z dnia 22 listopada 2018 r., znak: IK:290880.

W marcu 2019 r. planowane jest rozpoczęcie kolejnego naboru, od którego wyników będą zależały dalsze decyzje w zakresie działań związanych z zarządzaniem środkami dostępnej alokacji.

Poziom osiągnięcia wskaźników produktu i rezultatu był badany w ramach kwartalnego monitoringu, sprawozdań rocznych oraz badań ewaluacyjnych. W związku z zamknięciem programu POIiŚ 2007-2013 zostało sporządzone i wysłane do Komisji Europejskiej *Sprawozdanie końcowe*, w którym wykazano realizację wskaźnika *Dodatkowa moc zainstalowana w kogeneracji* na poziomie 193%, tj. 193 MW.

Dla trwającego programu POIiŚ 2014-2020 ostateczna wartość wskaźników będzie znana pod koniec 2023 r., w momencie zrealizowania wszystkich, dofinansowanych w ramach poddziałania 1.6.1 projektów. Przyjęty w ramach działania wskaźnik *Dodatkowa zdolność wytwarzania energii elektrycznej i cieplnej w warunkach wysokosprawnej kogeneracji* we wrześniu 2018 r. wyniósł 160,83 MW, czyli 73 % zakładanej do osiągnięcia wielkości.

Na realizację powyższych programów zaplanowano w ramach działania 9.1 POIiŚ 2007-2013 kwotę 46,66 mln euro, na realizację poddziałania 1.6.1 POIiŚ 2014-2020 kwotę 200,88 mln euro, natomiast budżet poddziałania 1.7.3. POIiŚ wyniósł 23,78 mln euro.

Alokacja w ramach IX Priorytetu (działanie 9.1) POIiŚ 2007-2013 została w pełni wykorzystana. Rezultatem działania miało być wsparcie realizacji zobowiązań wynikających z dyrektywy 2004/8/WE z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie promowania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na wewnętrznym rynku energii oraz zmieniającej dyrektywę 92/42/EWG⁴⁶.

W odniesieniu do perspektywy finansowej 2014-2020 poziom wykorzystania⁴⁷ środków w ramach poddziałania 1.6.1 wyniósł około 25%.

(dowód: akta kontroli str. 768-772, 1034-1036)

KPI, jako element pomocy publicznej w zakresie modernizacji mocy wytwórczych, umożliwia zgodnie z artykułem 10c dyrektywy 2003/87/WE⁴⁸ przydzielanie bezpłatnych uprawnień do emisji instalacjom wytwarzającym energię elektryczną pod warunkiem wskazania poniesionych nakładów finansowych na realizację zadań inwestycyjnych zgłoszonych w KPI w zakresie modernizacji i doposażania infrastruktury, stosowania czystych technologii, dywersyfikacji struktury energetycznej czy dywersyfikacji źródeł dostaw.

Zgodnie z art. 42 ust. 2 ustawy z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych⁴⁹ zatwierdzenie raportu z realizacji zadań inwestycyjnych zawartych w KPI przez ministra właściwego do spraw środowiska wymaga porozumienia z ministrem właściwym do spraw energii. Według wyjaśnień Dyrektora DE sprawozdania z KPI poddawane były wewnętrznej analizie Ministerstwa Energii w zależności od aktualnych potrzeb.

Administrowanie unijnym systemem handlu uprawnieniami do emisji jest przypisane Krajowemu Ośrodkowi Bilansowania i Zarządzania Emisjami⁵⁰.

(dowód: akta kontroli str. 58, 1012)

⁴⁶ Dz. Urz. UE L 52/50 z 21.02.2004 r., str. 3.

⁴⁷ Na dzień 28 września 2018 r.

⁴⁸ Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca program handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych na obszarze Wspólnoty i zmieniająca Dyrektywę Rady 96/61/WE. (Dz.U. L 275 z 25.10.2003).

⁴⁹ Dz.U.2018.1201 j.t.

⁵⁰ Dalej: KOBIZE.

Zgodnie z Obwieszczeniem Ministra Środowiska w sprawie krajowego planu inwestycyjnego⁵¹ w KPI ujęto 347 zadań inwestycyjnych. Według informacji przekazanych przez KOBIZE zakończono realizację 129 zadań, a 55 zadań zostało zawieszonych lub wstrzymanych. W odniesieniu do pozostałych zadań KOBIZE nie posiada jednoznacznych informacji odnośnie stanu realizacji.

Na podstawie przekazanych sprawozdań rzeczowo-finansowych za okres od 1 lipca 2017 r. do 30 czerwca 2018 r. oraz informacji o wykorzystaniu nadwyżki kosztów kwalifikowanych realizacji zadań z lat poprzednich, KOBIZE ma możliwość określenia liczby niewydanych instalacjom uprawnień z roku 2013, dla których upłynął możliwy czteroletni okres przenoszenia uprawnień na następne lata. Spośród możliwych do przydzielenia wszystkim instalacjom ujętym we wniosku derogacyjnym uprawnień z 2013 roku w liczbie 77 816 762 nie zostanie wydanych 6 234 507 uprawnień (8%). W odniesieniu do uprawnień z 2014 roku z 72 258 416 możliwych do przydzielenia uprawnień, nie zostanie wydanych 11 469 012 uprawnień (15,9%)⁵². Z uwagi na analizę dokumentów przekazanych przez podmioty realizujące zadania inwestycyjne oraz trwający proces wyjaśnień błędów i uchybień, ilość niewydanych uprawnień za 2014 r. może ulec niewielkiej zmianie.

(dowód: akta kontroli str. 1389-1390)

Minister Energii mając na uwadze ryzyko niepełnego wykorzystania bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂ dwukrotnie zgłaszał Ministrowi Środowiska propozycję utworzenia funduszu celowego dla sektora energetycznego, gromadzącego wpływy ze sprzedaży tych uprawnień (w pismach z 24 maja 2017 r. oraz z 15 marca 2018 r.). W pierwszym piśmie wskazał, iż sumaryczna liczba niewydanych uprawnień derogacyjnych za lata 2013-2016 wynosi 82,7 mln, a w drugim wskazał wielkość za lata 2013-2017 w liczbie 113,27 mln.

(dowód: akta kontroli str. 1012, 1015-1020)

Ustalone
nieprawidłowości

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

Uwagi dotyczące
badanej działalności

1. Stan realizacji KPI wskazuje na wysokie ryzyko niezrealizowania większości wskazanych tam zadań, objętych pomocą publiczną w postaci bezpłatnych uprawnień do emisji. Minister Energii podejmował inicjatywę zaradczą, jednak powinien poddawać sprawozdania z KPI systematycznym analizom również z punktu widzenia rozbudowywania mocy wytwórczych w KSE.

Według wyjaśnień Dyrektora Departamentu Elektroenergetyki i Ciepłownictwa⁵³, sprawozdania z KPI przygotowywane przez Ministerstwo Środowiska miały charakter informacyjny, zgłaszanie uwag do takich dokumentów było utrudnione, gdyż ME nie było gestorem danych. Uwagi były przekazywane wyłącznie na poziomie roboczym i dotyczyły wyłącznie kwestii redakcyjnych. Informacje były przyjmowane do wiadomości, a zdobyta w ten sposób wiedza była wykorzystywana jako tło dla monitorowania systemu elektroenergetycznego, a także prac analitycznych. Minister Energii⁵⁴, a wcześniej Minister Gospodarki nie posiadał określonych w ustawie uprawnień z zakresu kontroli wykonania KPI przez podmioty.

(dowód: akta kontroli str. 462, 550-551, 1012)

W ocenie NIK, z art. 42 ust.2 ustawy o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, stanowiącym o konieczności porozumienia Ministra Energii z Ministrem Środowiska, wynika konieczność dokonania również przez

⁵¹ Obwieszczenie Ministra Środowiska z dnia 15 lutego 2016 r. w sprawie krajowego planu inwestycyjnego (M.P.2016.167).

⁵² Stan na październik 2018 r.

⁵³ Pismo z dnia 6 września 2018 r, IK:262473.

⁵⁴ Pismo z dnia 25 września 2018 r., znak: BDG.III.091.15.2018.

Ministra Energii regularnej i rzetelnej analizy stopnia realizacji KPI pod kątem zaawansowania inwestycji przez jednostki wytwórcze.

2. Niewykorzystanie środków w poddziałaniu 1.7.3. POIiŚ 2014-2020 (na promowanie kogeneracji energii elektrycznej i ciepłej) oznacza, że nie jest wykorzystywana możliwość wsparcia nowoczesnych metod wytwarzania energii, powodujących m.in. zmniejszenie oddziaływania na środowisko.

Według wyjaśnień Zastępcy Dyrektora Departamentu Funduszy Europejskich⁵⁵ Minister nie prowadził dotychczas odrębnego badania ewaluacyjnego dotyczącego powodów braku składania wniosków w poddziałaniu 1.7.3. Przyczyny niskiego zainteresowania potencjalnych beneficjentów tego poddziałania są jednym z zagadnień weryfikowanych w ramach realizowanego obecnie, na zlecenie Ministra Energii, badania ewaluacyjnego pn. Ocena postępu rzeczowego I i VII osi priorytetowej Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014-2020 dla potrzeb przeglądu śródkresowego, w tym realizacji zapisów ram i rezerwy wykonania. Termin zakończenia badania planowany był na grudzień 2018.

(dowód: akta kontroli str. 1146-1148)

Z uwagi na wpływający okres aktualnej perspektywy finansowej UE, istnieje ryzyko niepełnego wykorzystania środków, przeznaczonych na poddziałanie 1.7.3 lub przeznaczenia ich na realizację projektów nie odpowiadających w pełni celom założonym w programie.

Ocena cząstkowa

Programy pomocy publicznej na budowę i modernizację mocy wytwórczych były nieskutecznie wykorzystywane. Minister Energii podejmował działania w celu zwiększenia efektywności tych programów, jednak były one niewystarczające. Krótki czas do zakończenia okresu obowiązywania tych programów wskazuje wysokie ryzyko niewykorzystania środków przeznaczonych na wsparcie wytwórców energii elektrycznej.

3. Działania w zakresie tworzenia warunków zapewniających realizację niezbędnych inwestycji w zakresie budowy i modernizacji mocy wytwórczych

Opis stanu faktycznego

Minister Energii nie prowadził systemowych analiz dotyczących barier i zagrożeń mających wpływ na realizację inwestycji w nowe moce wytwórcze oraz modernizację dotychczasowych źródeł wytwarzania energii.

(dowód: akta kontroli str. 58, 1010)

Źródłami informacji odnośnie decyzji inwestorów o zawieszeniu, wstrzymaniu albo opóźnieniu w realizacji inwestycji były głównie: strategie i perspektywy rozwoju Spółek oraz sprawozdania i raporty zarządów, a także informacje przekazywane przez PSE S.A. do sprawozdania Ministra Energii z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Identyfikacja barier i zagrożeń mających zasadniczy wpływ na skuteczność inwestycji obejmujących modernizację i inwestycje w moce wytwórcze

Według wyjaśnień Dyrektora Departamentu Nadzoru i Polityki Właścicielskiej⁵⁶ głównymi czynnikami, sygnalizowanymi przez spółki energetyczne, wpływającymi na strategię inwestycyjną były przede wszystkim:

- spowolnienie gospodarcze,
- niższy niż zakładano wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną,

⁵⁵ Pismo zastępcy dyrektora Departamentu Funduszy Europejskich p. Moniki Grażki z 4 grudnia 2018 r.; IK:295781.

⁵⁶ Pismo z dnia 22 listopada 2018 r., znak: IK:290882.

- niski poziom cen energii elektrycznej na rynku hurtowym,
- brak stabilności w regulacjach krajowych,
- duża niepewność w zakresie europejskiej polityki klimatycznej.

(dowód: akta kontroli str. 1056-1061)

Spotkania z przedstawicielami Zarządów spółek energetycznych w sprawie planów inwestycyjnych czy remontowych z związku z konkluzjami BAT odbywały się w Ministerstwie sporadycznie⁵⁷. W trakcie spotkań przedstawiciele spółek energetycznych przedstawiali harmonogramy planów inwestycyjnych dotyczące remontów w związku z konkluzjami BAT oraz informacje na temat programów inwestycyjnych realizowanych przez spółki z udziałem Skarbu Państwa, np. przedstawiciele PGE Polskiej Grupy Energetycznej SA⁵⁸ zaprezentowali harmonogram budowy nowych bloków w Elektrowni Opole.

(dowód: akta kontroli str.60-65)

Współpraca Ministra Energii z przedstawicielami sektora energetycznego (spółkami energetycznymi, towarzystwami oraz izbami gospodarczymi skupiającymi podmioty prowadzące działalność w sektorze energetycznym) w tematach związanych z rozwojem mocy wytwórczych, uwidoczniła się w związku z prowadzonymi w ME procesami legislacyjnymi dotyczącymi np. ustawy o rynku mocy oraz ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji⁵⁹. Według wyjaśnień Dyrektora Departamentu Elektroenergetyki i Ciepłownictwa⁶⁰ podejmowane przez Ministra Energii działania „nakierowane były na stworzenie sprzyjającego otoczenia regulacyjnego do realizacji ważnych i realnych projektów mających znaczenie dla zapewnienia długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Przykładem skuteczności tych działań może być np. reaktywacja inwestycji budowy bloku 1000 MW w Elektrowni Ostrołęka, zawieszona pod koniec 2012 r.” W ocenie Ministra Energii „nie jest wskazane projektowanie innych mechanizmów, ponieważ mogłoby to prowadzić do nadregulacji lub nadwsparcia”.⁶¹

(dowód: akta kontroli str.461, 468, 550)

Mechanizmy wsparcia dla inwestorów realizujących przedsięwzięcia w zakresie mocy wytwórczych

Z uzasadnienia do uchwalonej 8 grudnia 2017 r. ustawy o rynku mocy wynika, że jej przepisy mają wspierać decyzje inwestycyjne w zakresie dostosowania istniejących źródeł wytwórczych do konkluzji BAT oraz budowy nowych źródeł mocy, poprzez stworzenie stabilnego otoczenia inwestycyjnego i warunków rynkowych. W opinii Ministra Energii przyjęte rozwiązanie i zaproponowane parametry aukcji głównych dla pierwszych okresów dostaw przypadających na lata 2021-2023 pozwolą na zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego w zakresie dostaw energii elektrycznej w tym okresie. Natomiast zapewnienie odpowiedniej ilości mocy w kraju do czasu rozpoczęcia funkcjonowania rynku mocy wymagać będzie zastosowania przez OSP środków zaradczych, obecnie również stosowanych, tj. praca interwencyjna, operacyjna rezerwa mocy, rezerwa interwencyjna zimna czy usługa redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP. Celem ustawy jest określony na poziomie 3 godzin w ciągu roku, standard bezpieczeństwa, tzn. dopuszczona liczba godzin w roku, w których nie ma możliwości zrównoważenia sumarycznej mocy

⁵⁷ Z dokumentów przedstawionych w toku czynności kontrolnych wynika, iż w latach 2017-2018 odbyły się dwa spotkania z przedstawicielami Zarządów spółek energetycznych w sprawie realizacji planów remontowych w związku z konkluzjami BAT lub planów inwestycyjnych.

⁵⁸ Dalej: PGE S.A.

⁵⁹ Ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji – Ustawa przekazana Prezydentowi do podpisu w dniu 21 grudnia 2018 r.

⁶⁰ Pismo z dnia 25 września 2018 r., znak: BDG.III.091.15.2018

⁶¹ Pismo z dnia 5 listopada 2018 r., znak:BDG.III.091.15.2018

osiągalnej netto jednostek wytwórczych przyłączonych do systemu z zapotrzebowaniem sieci powiększonym o minimalną rezerwę zdolności wytwórczych.

Celami dodatkowymi ustawy są: rozwój technologii redukcji zapotrzebowania oraz usług związanych z zarządzaniem popytem, zapewnienie sygnałów cenowych do budowy nowych mocy wytwórczych oraz przyrost nowych mocy wytwórczych, uczestniczących w rynku mocy⁶².

Do każdego z powyższych celów zaproponowany został miernik. Miernikiem celu *Rozwoju technologii redukcji zapotrzebowania oraz usług związanych z zarządzaniem popytem* określono *Skalę/przyrost udziału zasobów strony popytowej w aukcjach głównych i dodatkowych [%, MW]*. Planowane jest monitorowanie wolumenu mocy jednostek rynku mocy redukcji zapotrzebowania (w MW) uczestniczących w aukcjach mocy oraz procentowy udział tej mocy w całkowitej podaży na poszczególnych aukcjach mocy. Dla celu *Zapewnienia sygnałów cenowych do budowy nowych mocy wytwórczych* miernik określono jako *Przyrost nowych mocy wytwórczych uczestniczących w rynku mocy*, a dla celu *Zapewnienie sygnałów cenowych do modernizacji mocy wytwórczych* miernik *Modernizacja majątku wytwórczego i przystosowanie go do zaostrzających się norm emisyjnych*. W odniesieniu do tego miernika, planowane jest analizowanie wielkości mocy, która w wyniku aukcji podlegać będzie modernizacji, tzn. wielkość mocy modernizowanych jednostek rynku mocy, które w wyniku aukcji objęte zostaną obowiązkiem mocowym i które finalnie zrealizują zakres modernizacji wskazany we wniosku w certyfikacji do aukcji.

(dowód: akta kontroli str. 706-764, 1064-1065, 1012-1013, 1368-1369)

Według wyjaśnień Wiceministra Tadeusza Skobla⁶³, Minister Energii planuje dokonać oceny mierników przy okazji sporządzania sprawozdania, o którym mowa w art. 40 ustawy o rynku mocy czyli corocznego sprawozdania z funkcjonowania rynku mocy w roku poprzednim, zawierającego w szczególności informacje o przebiegu certyfikacji ogólnej i certyfikacji do aukcji mocy, wynikach aukcji mocy, wykonaniu obowiązków mocowych oraz aktualną i przewidywaną sytuację w zakresie mocy wytwórczych.

Pierwsze sprawozdanie Minister Energii ma obowiązek przedstawić do 30 kwietnia 2019 r.

PSE S.A. realizując przepisy art. 3 ust. 1 pkt 1 oraz art. 94 ust. 1 *ustawy o rynku mocy*, przeprowadziły pierwszą certyfikację ogólną w okresie od 3 kwietnia 2018 r. do 29 maja 2018 r.

(dowód: akta kontroli str. 1600)

Spośród 1196 złożonych wniosków do rejestru rynku mocy wpisanych zostało 1167 jednostek, w tym 87 jednostek o mocy ponad 200 MW, 101 jednostek o mocy od 50 MW do 200 MW oraz 217 jednostek o mocy od 10 MW do 50 MW.

Moc netto jednostek fizycznych wpisanych do rejestru wyniosła 47,1 GW (w tym moc osiągalna netto jednostek fizycznych wytwórczych stanowiła 45,2 GW, a 1,89 GW mocy osiągalnej dotyczyło jednostek redukcji zapotrzebowania). Wielkość jednostek, które zadeklarowały moc na 2021 rok wyniosła 39,52 GW (z czego 31,88 GW dotyczyło jednostek istniejących, a 7,64 GW jednostek planowanych), na 2022 rok wyniosła 39 GW (z czego 31,25 GW dotyczyło jednostek istniejących, a 7,75 GW jednostek planowanych), a na 2023 rok wyniosła 40,89 GW (z czego 31 GW dotyczyło jednostek istniejących, a 9,89 GW jednostek planowanych).

⁶² Ocena skutków regulacji - Projekt ustawy o rynku mocy, 23 czerwca 2017 r.

⁶³ Pismo z dnia 4-5 grudnia 2018 r.; IK:296018.

Cena zamknięcia w aukcji głównej na rok dostaw 2021 wyniosła 240,32 zł/kW/rok, a sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wynikająca z zawartych umów mocowych dla roku dostaw 2021 wynosi 22 427,066 MW⁶⁴. Aukcja główna na rok dostaw 2022 zakończyła się z ceną zamknięcia równą 198,00 zł/kW/rok, sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wynikająca z zawartych umów mocowych wyniosła 23 038,875 MW⁶⁵. Cena zamknięcia aukcji głównej na rok dostaw 2023 wyniosła 202,99 zł/kW/rok, a sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wynikająca z wszystkich umów mocowych wyniosła 23 215,010 MW⁶⁶.

Oprócz wprowadzonej ustawy o rynku mocy Minister opracował projekt ustawy o promowaniu energii z wysokosprawnej kogeneracji. Prace koncepcyjne w tym zakresie trwały od kwietnia 2017 r., a 5 kwietnia 2018 r. projekt został opublikowany, a następnie przekazany do konsultacji publicznych. Przygotowanie projektu ukierunkowane było na stworzenie systemu wsparcia dla tego typu jednostek po zakończeniu funkcjonowania systemu opartego o świadectwa pochodzenia z kogeneracji, obowiązującego do 31 grudnia 2018 r., a także w celu umożliwienia budowy nowych jednostek wytwórczych w kogeneracji.

Ustawa została przyjęta przez Sejm w dniu 14 grudnia 2018 r.⁶⁷, ogłoszona 10 stycznia 2019 r. i obowiązuje po 14 dniach od ogłoszenia.

Zgodnie z przyjętym projektem z systemu wsparcia zostały wyłączone tzw. jednostki autoproducentkie. Jednakże Minister Energii zobowiązał się do ich włączenia, w przypadku, gdy w ramach prenotyfikacji mechanizmu przez Komisję Europejską zostanie wykazana niezbędność udzielenia im tego wsparcia.

(dowód: akta kontroli str. 1010-1011, 1152-1153)

Działania w zakresie nadzoru właścicielskiego wobec wytwórców energii elektrycznej

Kontrolą objęte zostały działania Ministra Energii w odniesieniu do następujących spółek, w których Minister wykonywał prawa z akcji⁶⁸: PGE S.A., Tauron Polska Energia S.A.⁶⁹, Enea S.A, Energa S.A., Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.⁷⁰ oraz Polski Koncern Naftowy Orlen S.A.⁷¹

Minister Energii realizując obowiązki określone ustawą z dnia 9 czerwca 2016 r. o zasadach kształtowania wynagrodzeń osób kierujących niektórymi spółkami⁷², uzależnił wypłatę części zmiennej - wynagrodzenia uzupełniającego członków organów zarządzających spółek - od realizacji celów zarządczych, corocznie określanych przez organ nadzorczy lub Walne Zgromadzenie.

(dowód: akta kontroli str. 155, 1050)

Cele zarządcze odnoszące się do budowy nowych źródeł wytwórczych energii elektrycznej zostały ustalone w poszczególnych spółkach na różnym poziomie szczegółowości. 15 grudnia 2016 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie⁷³ Energa S.A. przyjęło jako jeden z celów terminową (zgodną z przyjętym harmonogramem)

⁶⁴ Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 99/2018 z dnia 27 listopada 2018 r. w sprawie ogłoszenia ostatecznych wyników aukcji głównej na rok dostaw 2021.

⁶⁵ Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 103/2018 z dnia 14 grudnia 2018 r. w sprawie ogłoszenia ostatecznych wyników aukcji głównej na rok dostaw 2022.

⁶⁶ Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 14/2019 z dnia 14 stycznia 2019 r. w sprawie ogłoszenia ostatecznych wyników aukcji głównej na rok dostaw 2023.

⁶⁷ Dz.U. z 2019 r., poz. 42.

⁶⁸ Uprawnienia z tytułu posiadanych akcji przysługują Ministrowi Energii od 1 kwietnia 2016 r. w odniesieniu do spółek PGE S.A., Tauron Polska Energia S.A., Enea S.A, Energa S.A., od 1 lipca 2016 r. wobec spółki PGNiG S.A., a w PKN Orlen S.A. uprawnienia z tytułu posiadanych akcji przysługiwały w okresie od 1 lipca 2016 r. do 31 maja 2018 r.

⁶⁹ dalej: Tauron PE S.A.

⁷⁰ dalej: PGNiG S.A.

⁷¹ dalej: PKN Orlen S.A.

⁷² Dz.U.2017.2190 j.t., art. 4 ust.5 i 6.

⁷³ Dalej: NWZ.

realizację kluczowych etapów budowy bloku energetycznego o mocy 1000 MW w Ostrołęce⁷⁴. NWZ PGE S.A. 14 grudnia 2016 r. ustaliło realizację określonych kamieni milowych dla Megainwestycji PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. w Opolu i Turowie. W katalogu celów zarządczych określonych przez NWZ Tauron PE S.A. 15 grudnia 2016 r. ujęto budowę bloku 910 MW w Jaworznie zgodnie z optymalnym z punktu widzenia rentowności projektu i kondycji Grupy zatwierdzonym harmonogramem. W spółkach Enea S.A., PGNiG S.A. i PKN Orlen S.A. cele zarządcze określone zostały w bardziej ogólny sposób. Katalog celów zarządczych określonych przez NWZ Enea S.A. 15 grudnia 2016 r. uwzględniał terminową realizację inwestycji realizowanych przez Grupę Kapitałową Enea. Cele zarządcze określone przez NWZ PGNiG S.A. 24 listopada 2016 r. uwzględniały terminową realizację projektów inwestycyjnych, natomiast NWZ PKN Orlen S.A. 24 stycznia 2017 r. ustaliło ogólny katalog celów zarządczych w postaci m.in. zwiększenia nakładów inwestycyjnych, rozwojowych koncernu. Wszystkie podjęte przez Walne Zgromadzenia uchwały delegowały uprawnienie do uszczegółowienia celów zarządczych przez organ nadzorczy. W ogólnym katalogu celów nie uwzględniono projektów, których zakończenie planowane było w krótkim horyzoncie czasowym, ponieważ determinowałyby to konieczność corocznej modyfikacji uchwał w sprawie zasad wynagradzania członków organów spółek na poziomie Walnego Zgromadzenia.

(dowód: akta kontroli str. 156, 159-186; 207, 1157-1159)

Poza określeniem celów zarządczych, w uchwałach Walnych Zgromadzeń, Minister Energii w lipcu 2017 r. mając na względzie zaangażowanie spółek w kapitałochłonne inwestycje podjął decyzję o powiązaniu polityki dywidendowej z sytuacją ekonomiczną spółek, ich wynikami finansowymi, postępami w realizacji inwestycji, efektami prowadzonych planów restrukturyzacyjnych oraz realizacją celów strategicznych spółek, a także celów strategicznych państwa. Po przejęciu nadzoru właścicielskiego nad spółami sektora energetycznego oraz paliwowego, Ministerstwo Energii dokonało przeglądu ich sytuacji ekonomicznej, w tym poziomu zadłużenia. Wskaźniki zadłużenia większości nadzorowanych spółek przekraczały poziom uznane powszechnie za optymalne. Podjęto decyzję o pozostawieniu środków finansowych w spółkach aby umożliwić im szybsze i bardziej elastyczne dostosowanie się do zmieniających się okoliczności gospodarczych i regulacyjnych.

Polityka dywidendowa została określona w *Wytycznych Ministra Energii dotyczących rocznej sprawozdawczości oraz zasad podziału zysku netto spółek z udziałem Skarbu państwa, w których prawa z akcji lub udziałów wykonuje Minister Energii*.

(dowód: akta kontroli str. 1052-1056, 1155, 1162-1317)

Polityka dywidendowa Ministra Energii zakładała indywidualne podejście do sytuacji każdej spółki, jednakże dywidenda miała co do zasady, być nie wyższa niż 50% zysku netto spółki za rok obrotowy. Zgodnie z określonymi zasadami w procesie decyzyjnym były brane przede wszystkim pod uwagę:

- bezpieczny poziom kapitałów własnych, w tym konieczność dokonania odpisów na kapitały spółki zgodnie z Kodeksem Spółek Handlowych i statutem/umową spółki,
- konieczność pokrycia nierozliczonej straty z lat ubiegłych,
- realizacja programów inwestycyjnych zwłaszcza w obszarach szczególnie istotnych z punktu widzenia gospodarki państwa i bezpieczeństwa energetycznego, wynikających np. z długookresowej strategii spółki, programu restrukturyzacji, biznesplanu przedsięwzięcia itp.,

⁷⁴ Projekt: Ostrołęka C.

- sytuacja ekonomiczna spółki, w tym w szczególności poziom jej płynności oraz zadłużenia,
- sytuacja sektora, w którym działa spółka,
- zobowiązania, wynikające z zawartych umów, w tym w szczególności umów kredytowych,
- realizowane działania innowacyjne określone w planach strategicznych,
- inne czynniki, które mogły mieć znaczenie w przypadku poboru dywidendy w konkretnych spółkach, jak np. specyfika spółek, rodzaj branży, plany właścicielskie.

Ponadto walne zgromadzenie mogło odstąpić od poboru dywidendy w całości lub znacznie ograniczyć wysokość jej wypłaty⁷⁵ między innymi w przypadku realizacji przez spółkę określonej strategii inwestycyjnej, w szczególności, gdy organy spółki wnioskuje o przeznaczenie całości lub części zysku netto na kapitał zapasowy lub kapitał rezerwowy ze wskazaniem na konkretne projekty i wynikające z przyjętej strategii, wspomagającej realizację długookresowej polityki gospodarczej państwa.

W związku z wydaniem przez Kancelarię Prezesa Rady Ministrów we wrześniu 2017 r. *Wytycznych dla spółek z udziałem Skarbu Państwa sporządzających sprawozdanie finansowe za rok 2017* Ministerstwo Energii zaprzestało sporządzania *Wytycznych Ministra Energii dotyczących rocznej sprawozdawczości oraz zasad podziału zysku netto spółek z udziałem Skarbu Państwa, w których prawa z akcji lub udziałów wykonuje Minister Energii*.

(dowód: akta kontroli str. 1318-1366)

Decyzje Zwyczajnych Walnych Zgromadzeń⁷⁶ w zakresie podziału zysku netto za rok 2016 w całości pokrywały się z rekomendacjami zarządów spółek. Sposób głosowania przedstawicieli Skarbu Państwa określono w dokumentach wewnętrznych Ministerstwa Energii⁷⁷. W przypadku PGE S.A. cały zysk został przeznaczony na kapitał zapasowy. W czterech spółkach nastąpił podział zysku, tzn. nastąpiła wypłata dywidendy, która stanowiła od 10% w spółce Energa S.A. do prawie 45% w PGNiG S.A. osiągniętego zysku, a pozostała część zysku została przekazana na kapitał zapasowy albo zwiększenie kapitałów rezerwowych z przeznaczeniem na finansowanie inwestycji⁷⁸. Tauron PE S.A. zanotowała stratę za rok obrotowy 2016.

Decyzjami ZWZ w spółkach PGE S.A., Tauron PE S.A., Energa S.A. oraz Enea S.A. zysk za rok obrotowy 2017 został przekazany na kapitał zapasowy albo kapitał rezerwowy⁷⁹, co również pokrywało się z rekomendacjami zarządów spółek.

Jedynie w spółce PGNiG S.A. nastąpiła rozbieżność między stanowiskiem organów Spółki, a Ministrem Energii jako wykonującym prawa z akcji. Rekomendacją organów Spółki, zarówno Zarządu, jak i Rady Nadzorczej, był podział zysku

⁷⁵ Ponadto dopuszczono możliwość odstąpienia od poboru dywidendy, gdy suma strat z lat poprzednich, wykazana w bilansie jest wyższa od kwoty osiągniętego zysku netto za dany rok oraz w sytuacji, gdy Skarb Państwa przekazał w danym roku spółce pomoc publiczną, poręczył kredyt lub umorzył długi, a także dopuszczono możliwość odstąpienia albo ograniczenia dywidendy m.in. gdy w danym roku obrotowym zysk jest wynikiem aktualizacji wyceny wartości aktywów lub rozwiązania rezerw.

⁷⁶ Dalej: ZWZ

⁷⁷ Notatki służbowe Dyrektora Departamentu Nadzoru w Ministerstwie Energii z czerwca 2017 r.

⁷⁸ Dywidenda wypłacona akcjonariuszom spółki Energa S.A. wyniosła 78 672 751,66 zł (10% z osiągniętego zysku), pozostała część zysku w wysokości 704 869 892,30 zł przeznaczono na kapitał zapasowy. Dywidenda wypłacona akcjonariuszom spółki Enea S.A. wyniosła 110 360 644,50 zł (17,8% z osiągniętego zysku), pozostała część zysku w wysokości 509 882 355,50 zł przeznaczono na zwiększenie kapitałów rezerwowych z przeznaczeniem na finansowanie inwestycji. Dywidenda wypłacona akcjonariuszom spółki PKN Orlen S.A. wyniosła 1 283 127 183 zł (23,9% z osiągniętego zysku), pozostała część zysku w wysokości 4 081 328 369,64 zł przeznaczono na kapitał zapasowy. Dywidenda wypłacona akcjonariuszom spółki PGNiG S.A. wyniosła 1 155 662 971,40 zł (44,9% z osiągniętego zysku), pozostała część zysku w wysokości 1 420 228 370,08 zł przeznaczono na kapitał zapasowy.

⁷⁹ Decyzją ZWZ zysk za rok 2017 r. w spółce Enea S.A. został przekazany na kapitał rezerwowy, w pozostałych trzech spółkach (PGE S.A., Tauron PE S.A. oraz Energa S.A.) na kapitał zapasowy.

i przeznaczenie jego części na wypłatę dywidendy (42,6% osiągniętego zysku) oraz przekazanie pozostałej kwoty na kapitał zapasowy⁸⁰. Zarząd Spółki uzasadniając wnioski o podział zysku stwierdził, że Spółka posiadała wystarczające środki zarówno na planowane inwestycje, jak i na wypłatę akcjonariuszom dywidendy. Jednakże, zgodnie z decyzją ZWZ nie nastąpiła wypłata dywidendy, a planowaną na ten cel kwotę przekazano na kapitał rezerwowy z przeznaczeniem na rozbudowę i modernizację krajowej sieci dystrybucyjnej gazu.

(dowód: akta kontroli str. 156-158, 187-343, 346-352, 355-362, 364-372, 374-379)

Dodatkowo Minister Energii, podjął działania mające na celu wprowadzenie do statutów spółek PGE S.A., Energa S.A., Enea S.A. oraz Tauron S.A. postanowienia o realizacji zadań związanych z zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej. Proponowane przez Ministra Energii zmiany zostały przyjęte na NWZ PGE S.A., Energa S.A. oraz Enea S.A., natomiast na ZWZ w Tauron S.A. propozycja zmiany nie uzyskała wymaganej większości głosów akcjonariuszy.

(dowód: akta kontroli str. 344-345, 353-354, 363, 373, 380-455)

Monitorowaniem przebiegu realizacji kluczowych inwestycji dotyczących mocy wytwórczych w poszczególnych grupach kapitałowych zajmował się Departament Nadzoru i Polityki Właścicielskiej. Bezpośredni nadzór nad realizacją inwestycji sprawowali przedstawiciele Skarbu Państwa (Ministerstwa Energii) wchodzący w skład organów nadzorczych, których działania określone zostały między innymi w *Standardach nadzoru Właścicielskiego w spółkach z udziałem Skarbu Państwa, w których prawa z akcji lub udziałów wykonuje Minister Energii*⁸¹, a następnie w *Zasadach nadzoru właścicielskiego nad spółkami z udziałem Skarbu Państwa*, opracowanymi w KPRM. Działania pośrednie polegały na regularnym śledzeniu przez pracowników Departamentu Nadzoru i Polityki Właścicielskiej: komunikatów spółek publikowanych na stronach internetowych w formie raportów bieżących i okresowych, doniesień prasowych, w tym udzielonych podczas konferencji z analitykami w trakcie prezentacji wyników finansowych, czy też przekazywanych publicznie zamierzeń inwestycyjnych, restrukturyzacyjnych lub rozwojowych.

Statuty spółek energetycznych nie zawierały postanowień nakładających obowiązek uzyskania zgody Walnego Zgromadzenia na budowę jednostek wytwórczych. Jedynie Walne Zgromadzenia spółek zaangażowanych w projekt budowy bloku energetycznego w Ostrołęce (Enea S.A. i Energa S.A.) wyrażały kierunkową zgodę na przystąpienie do etapu budowy. Uzyskanie takiej zgody przewidywała Umowa Inwestycyjna zawarta pomiędzy Spółkami. Podjęte uchwały nie zawierały w swej treści nakazu składania sprawozdań z realizacji inwestycji.

(dowód: akta kontroli str. 1051)

Ustalone
nieprawidłowości

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

Minister Energii nie posiadał informacji i nie wystąpił do Rad Nadzorczych poszczególnych spółek z zapytaniem czy zostały rozliczone cele zarządcze za rok 2017.

Cele zarządcze obejmują finansowe i niefinansowe wskaźniki wykorzystywane jako mierniki stopnia realizacji celów spółek i z założenia powinny być dopasowane do rodzaju działalności prowadzonej przez spółkę, jej aktualnej sytuacji rynkowej czy czynników ekonomicznych, które mają wpływ na efektywne zarządzanie daną

⁸⁰ Rekomendacja organów Spółki PGNiG S.A. dotyczyła podziału zysku netto w następujący sposób: kwota 866 747 228,55 zł miała zostać przekazana na wypłatę dywidendy akcjonariuszom, a 1 167 356 130,75 zł na kapitał zapasowy.

⁸¹ II. Rada Nadzorcza, pkt. 4 Monitorowanie sytuacji w spółce.

spółką, a także zgodnie powszechnie przyjętą w zarządzaniu regułą S.M.A.R.T. powinny być skonkretyzowane, mierzalne, osiągalne, realne i określone w czasie.

Według wyjaśnień Dyrektora Departamentu Nadzoru i Polityki Właścicielskiej⁸² Minister Energii nie występował do spółek z zapytaniem o rozliczenie celów zarządczych ustalonych na 2017. Informacje na temat realizacji poszczególnych celów otrzymywał od przedstawicieli Skarbu Państwa w radach nadzorczych w ramach bieżących roboczych kontaktów. (...) Informacje tego rodzaju nie są publicznie dostępne i nie są przedmiotem raportów bieżących. Ich ujawnienie mogłoby mieć dla spółki określone konsekwencje na różnych płaszczyznach funkcjonowania. Upublicznione informacje stanowiłyby źródło danych dla firm konkurencyjnych czy kontrahentów, miałyby również znaczący wpływ na wycenę Spółki na rynku papierów wartościowych. Wystąpienie przez Ministra Energii z żądaniem przekazania informacji o rozliczeniu celów zarządczych na rok 2017 w spółkach publicznych, skutkowałoby koniecznością ich ujawnienia w formie raportu bieżącego.

(dowód: akta kontroli str. 1156)

Organem odpowiedzialnym za weryfikację wykonania celów zarządczych jest Rada Nadzorcza. Zarząd Spółki przedkłada Radzie Nadzorczej sprawozdanie z realizacji celów zarządczych, która w terminie określonym w umowie o świadczenie usług zarządzania zobowiązana jest do ich rozliczenia i podjęcia uchwały w powyższym zakresie⁸³.

Zdaniem NIK, Minister Energii, realizując uprawnienia właścicielskie, powinien posiadać informacje dotyczące rozliczenia celów zarządczych za rok obrotowy 2017, a w razie ich braku wystąpić z stosownym zapytaniem do rad nadzorczych poszczególnych spółek. Rozliczenie celów zarządczych ma bowiem służyć nie tylko rozliczeniu części zmiennej wynagrodzenia członków zarządu, a zatem zapewnieniu obiektywizmu i właściwej relacji tych wynagrodzeń w stosunku do osiągniętych efektów, ale również stanowić źródło informacji o efektywności działalności spółki, stopniu realizacji założonych celów, czy strategii, a nawet jej kondycji finansowej.

Uwagi dotyczące
badanej działalności

Uchwalenie ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji dopiero w grudniu 2018 r. powodowało kilkuletnie zaniechanie przez przedsiębiorców inwestycji w zakresie budowy jednostek wytwórczych w tej technologii. Dotychczasowy system wsparcia obowiązywał do końca 2018 r. Projekt ustawy określającej nowy mechanizm wsparcia został opublikowany dopiero w kwietniu 2018 r., a nowa ustawa uchwalona została dopiero w grudniu 2018 r. Kilkuletnia zwłoka w przygotowaniu nowych rozwiązań legislacyjnych spowodowała stan, w którym wytwórcy energii elektrycznej nie mieli możliwości dokonania racjonalnej analizy ekonomicznej projektowanych przedsięwzięć inwestycyjnych. Wstrzymało to inwestycje w kogeneracyjne źródła wytwarzania energii, w tym liczne zadania w ramach KPI oraz zadania, które mogłyby być współfinansowane ze środków POLiŚ.

Ocena cząstkowa

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie mimo stwierdzonych nieprawidłowości działalność w badanym obszarze. NIK pozytywnie ocenia podejmowane przez Ministra Energii działania ukierunkowane na wyznaczenie spółkom celów w zakresie inwestycji w moce wytwórcze oraz powiązanie polityki dywidendowej z realizacją celów strategicznych spółek oraz celów strategicznych państwa. NIK podziela opinię, iż pozostawienie środków finansowych w spółkach, może umożliwić szybsze i bardziej elastyczne dostosowanie się do kierunków unijnej polityki energetyczno-

⁸² Pismo z dnia 4 grudnia 2018 r., IK:295783.

⁸³ Zasady nadzoru właścicielskiego nad spółkami z udziałem Skarbu Państwa, Kancelaria Prezesa Rady Ministrów, Warszawa, wrzesień 2017 r., załącznik nr 1 Umowa o świadczenie usług w zakresie zarządzania, §8, pkt.8 i 9.

klimatycznej. Na obniżenie oceny wpływ miał brak podejmowania przez Ministra Energii działań mających na celu rozliczenie celów zarządczych przez rady nadzorcze spółek energetycznych. NIK zauważa również, iż brak analiz dotyczących barier i zagrożeń mających wpływ na inwestycje w moce wytwórcze lub ich modyfikację, może utrudniać podejmowanie skutecznych działań, które będą odzwierciedleniem założeń projektu PEP2040 w zakresie docelowego miksu energetycznego.

IV. Wnioski

Wnioski pokontrolne

Przedstawiając powyższe oceny i uwagi wynikające z ustaleń kontroli, Najwyższa Izba Kontroli, na podstawie art. 53 ust. 1 pkt 5 ustawy z dnia 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli⁸⁴, wnosi o:

1. Uzpełnienie przygotowanego projektu PEP2040 o ocenę realizacji polityki energetycznej państwa za poprzedni okres zgodnie z art. 15 ust. 1 pkt 1 i pkt 3 ustawy *Prawo energetyczne*.
2. Wystąpienie do rad nadzorczych spółek, w których Minister Energii wykonuje prawa z akcji, z zapytaniem o rozliczenie lub powody braku rozliczenia zarządów spółek z celów zarządczych za 2017 r.

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 Prezesa 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 4 lutego 2019 r.

Wiceprezes
Najwyższej Izby Kontroli
Wojciech Kutyla

/-/

.....
podpis

⁸⁴ Dz. U. z 2017 r., poz. 524 ze zm.