



Inwestycje w moce wytwórcze energii elektrycznej

Bezpieczeństwo energetyczne Polski

MACIEJ MACIEJEWSKI, EDYTA KOSIARZ

Polskie elektrownie są wyeksploatowane, a elektroenergetyka korzysta ze źródeł wysokoemisyjnych¹. Zastąpienia nowymi wymagają najbardziej przestarzałe i zanieczyszczające środowisko bloki. W kontroli podjętej przez NIK analizowano największe – o mocy co najmniej 200 MW – przedsięwzięcia planowane, podejmowane i realizowane w okresie objętym badaniem przez najważniejszych krajowych wytwórców energii elektrycznej². Z ustaleń wynika, że żadne nie zakończyły się w ustalonym pierwotnie terminie. Wpłynęło to zarówno na wzrost kosztów inwestycji, jak i zapewnienie w przyszłości bezpieczeństwa dostaw energii.

Wprowadzenie

Zastąpienie wyeksploatowanych źródeł mocy wytwórczych stanowi duże wyzwanie dla sektora elektroenergetycznego, jednocześnie jednak stwarza szansę na zdyswersyfikowanie źródeł wytwarzania pod względem stosowanego paliwa, unowocześnienie instalacji technologicznych oraz zmniejszenie uciążliwości dla zdrowia ludzi i dla środowiska. Skala niezbędnych modernizacji powoduje, że konieczne jest zapewnienie finansowania tak wielkiego zakresu inwestycji z wielu źródeł. Biorąc pod uwagę czas realizacji przedsięwzięć w elektroenergetyce, już teraz wymagana

jest intensyfikacja działań. Na te wyzwania nakłada się postulowana liberalizacja rynku, zmienność cen energii i jej nośników, dekarbonizacja wynikająca z polityki klimatycznej UE oraz dynamiczne zmiany technologiczne, które wpływają na proces transformacji sektora elektroenergetycznego na świecie. Połączenie bezpieczeństwa energetycznego, przystępności cen energii ze zrównoważonym rozwojem, uwzględniającym ochronę środowiska są wyzwaniem dla energetyki. Obszar bezpieczeństwa odzwierciedla zdolność państwa do niezawodnego zaspokajania bieżących i przyszłych potrzeb

¹ W 2015 r. węgiel kamienny i brunatny stanowiły ponad 50% pierwotnych nośników energii w Polsce, co oznacza drugi co do wielkości udział wśród krajów Organizacji Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (OECD). Łączny udział tych paliw w produkcji energii elektrycznej wynosi w naszym kraju około 80%.

² Inwestycje w moce wytwórcze energii elektrycznej w latach 2012–2018, nr ewid. 26/2019/P/18/018/KGP.

energetycznych, odporność na fluktuacje systemowe oraz powrót do normalnego stanu przy minimalnym zakłóceniu dostaw. Przystępność cen energii oznacza umożliwienie powszechnego dostępu do energii za godziwą cenę bez ograniczeń zarówno dla odbiorców prywatnych, jak i gospodarki. Zrównoważony rozwój natomiast polega na przemianie systemu energetycznego państwa służącej zapobieganiu i unikaniu potencjalnego negatywnego wpływu na środowisko oraz na zmianę klimatu.

Według indeksu Światowej Rady Energetycznej (*World Energy Council*) w 2019 r.³ kraje europejskie dominowały w światowym rankingu zrównoważonego postępu w transformacji energetycznej. Nie bez wpływu na możliwość skutecznego wdrażania przez poszczególne kraje polityki w tej dziedzinie pozostaje jednak ich sytuacja wynikająca z implikacji historycznych, politycznych i gospodarczych. Najbardziej wyważoną sytuację z punktu widzenia wspomnianych trzech elementów miały państwa północnoeuropejskie, takie jak: Dania, Szwecja i Wielka Brytania. W wypadku państw zachodnioeuropejskich (np. Austria, Francja czy Niemcy) dominującymi nad bezpieczeństwem elementami polityki energetycznej są ochrona środowiska i przystępność energii. Podobna, choć nie tak wyraźna przewaga tych dwóch elementów nad kwestiami bezpieczeństwa energetycznego jest charakterystyczna dla państw południowych, np. Hiszpanii,

Słowenii czy Włoch. Z kolei dla Europy wschodniej, w tym Polski, najważniejsza jest potrzeba kreowania takiej polityki, która gwarantuje przede wszystkim bezpieczeństwo energetyczne.

Polityka i miks energetyczny Polski na tle UE

W 2018 r. zużycie energii elektrycznej służyło nasz kraj na pozycji szóstego konsumenta w Unii Europejskiej. W 2018 r. Polska była po Niemczech drugim krajem w UE pod względem ilości wyprodukowanej energii elektrycznej wytwarzanej z węgla kamiennego (80 TWh) i brunatnego (49 TWh) i jedynym, w którym odnotowano wzrost produkcji wykorzystującej węgiel kamienny (o 2 TWh). Niemcy w tym samym czasie wyprodukowały o 11 TWh energii mniej z tego paliwa. Jednocześnie w Polsce odnotowano spadek produkcji energii z węgla brunatnego o 3 TWh, a z elektrowni wodnych o 1 TWh i wiatrowych o 2 TWh. Polska energetyka plasuje się też na drugim miejscu (za estońską) pod względem emisji dwutlenku węgla do atmosfery. W 2018 r. emisyjność polskiego sektora elektroenergetycznego kształtowała się na poziomie 682 g CO₂eq/kWh⁴ przy średniej dla UE wynoszącej 296 gCO₂eq/kWh⁵.

W latach 2017 i 2018 produkcja prądu w polskich elektrowniach przekraczała w skali roku 165 TWh. Oznacza to wzrost w latach 2012–2018 o 3,2%. Większość produkcji w 2018 r. (79,56%) dostarczyły

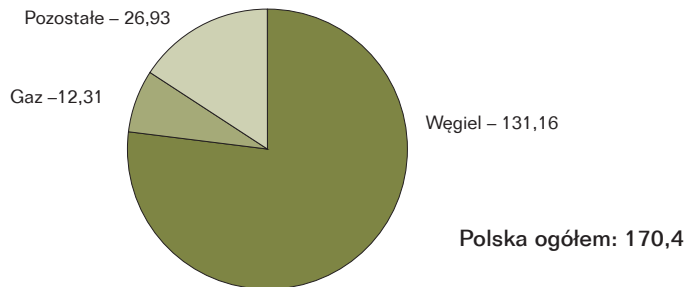
³ *World Energy Trilemma Index 2019*.

⁴ Gramów ekwiwalentu dwutlenku węgla powstałego przy wytworzeniu kilowatogodziny energii elektrycznej.

⁵ *The European Power Sector in 2018* – Agora Energiewende i Sandbag.



Rysunek 1. Produkcja energii elektrycznej brutto w Polsce (TWh)



Źródło: EU Commission Energy Statistics.

elektrownie opalane węglem kamiennym (49,86%) i brunatnym (29,7%). Udział elektrowni wiatrowych, wodnych i innych odnawialnych źródeł energii (oze) wyniósł łącznie 8,57%, a elektrowni gazowych 5,8%. Pozostałe 6,07% przypada na elektrownie przemysłowe. Łączny udział energii wyprodukowanej z węgla w polskim miksie⁶ energetycznym zmniejszył się od 2012 r. o 8,07 punktu procentowego. Przy czym większy spadek udziału w produkcji dotyczył w badanym okresie węgla brunatnego – o 5,07 pkt.

W projekcie Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku (PEP2040) z 23 listopada 2018 r. opracowanym przez Ministerstwo Energii nie założono budowy żadnych nowych elektrowni węglowych (poza już zaplanowanymi lub budowanymi – Jaworzno, Opole i Ostrołęka). W miejsce wyłączonych z użytkowania

jednostek wytwórczych węglowych zaplanowano budowanie nowych – gazowo-parowych. Założono również budowę bloków jądrowych⁷, a także rozwój elektrowni fotowoltaicznych i morskich elektrowni wiatrowych⁸. 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: udział odnawialnych źródeł energii w finalnym zużyciu energii brutto w 2030 r. – 21%; 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.).

Polityka energetyczna Polski do 2040 r., po konsultacjach społecznych nie została ostatecznie przyjęta przez rząd i nie ma

⁶ Struktura produkcji i/lub konsumpcji energii wg rodzaju paliwa i/lub technologii.

⁷ Projekt PEP2040 zakłada budowę pierwszego bloku jądrowego w 2033 r., a następnie budowę kolejnych bloków co 2 lata.

⁸ W projekcie PEP2040 zaplanowano, iż w 2040 r. moc zainstalowana w elektrowniach fotowoltaicznych może wynieść nawet 20 GW, a w morskich elektrowniach wiatrowych – 10 GW.

charakteru obowiązującego dokumentu. 30 grudnia 2019 r. przekazano do Komisji Europejskiej Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030, do opracowania którego wykorzystano m.in. ostatni projekt PEP2040.

Polityka energetyczna Polski do 2030 r. (PEP2030), przyjęta przez Radę Ministrów 10 listopada 2009 r.⁹, w zakresie bezpieczeństwa energetycznego odwoływała się wciąż do roli węgla jako źródła będącego ważnym stabilizatorem dla krajowej energetyki i gospodarki. Zwracano równocześnie uwagę, że prognozy pokrycia przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną wskazują na konieczność rozbudowy istniejących mocy wytwórczych.

Zasadnicza różnica w analizowanych dokumentach widoczna jest natomiast w prognozowanym udziale produkcji energii wytwarzanej z węgla kamiennego. I tak PEP2030 zakładała wzrost produkcji energii z tego surowca do 2030 r. o 14,5%. Natomiast w projekcie PEP2040 prognozuje się spadek udziału węgla kamiennego w produkcji energii elektrycznej w latach 2020–2030 o 10,5%, a w 2040 r. spadek o 18,4% w stosunku do 2020 r.

Obie polityki uwzględniały również udział energii wyprodukowanej z odnawialnych źródeł oraz energii jądrowej, który powinien uzupełnić pokrycie pełnego zapotrzebowania na energię. PEP2030 zakładała udział energii wyprodukowanej z oze na zbliżonym poziomie w latach 2020–2030 odpowiednio

19,3% i 18,8%. Natomiast projekt PEP2040 przy założeniu, że Polska zrealizuje cel 21% udziału odnawialnych źródeł energii w zużyciu finalnym brutto w 2030 r. zakłada udział oze w wytwarzaniu energii na poziomie 15% w 2020 r. i 27% w 2030 r. W perspektywie do 2040 r. założono nawet ponad 32% udział oze w produkcji energii.

Istotna zmiana wystąpiła przy prognozowaniu udziału w produkcji energii jądrowej. Choć oba dokumenty uwzględniały to źródło, czas w jakim zostanie zapewniony szacowany jego udział w produkcji energii ogółem znacząco się różni. Według projektu PEP2040 do 2030 roku nie przewiduje się udziału energetyki jądrowej w miksie energetycznym. Oddanie pierwszego bloku zaplanowano według tego dokumentu dopiero na 2033 r., a ilość wyprodukowanej energii w 2040 r. na 41,5 TWh. Natomiast polityka PEP2030 zakładała już począwszy od 2020 r. produkcję na poziomie 10,5 TWh, następnie 21,1 TWh w 2025 r. i 31,6 TWh w 2030 r.

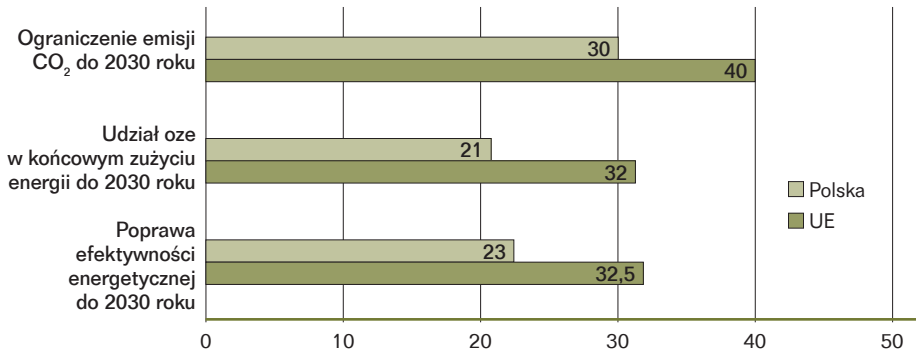
Założenia polityki Unii Europejskiej zmierzają do zasadniczej transformacji systemu energetycznego w Europie i są ukierunkowane na zmniejszenie negatywnego wpływu tej gałęzi przemysłu na środowisko. Wiąże się to z koniecznością odejścia od gospodarki opartej na paliwach kopalnych, w szczególności węgla. W listopadzie 2016 roku Komisja Europejska przedstawiła projekt tzw. pakietu zimowego¹⁰ – dokumentów wytyczających kierunki

⁹ Polityka energetyczna Polski do 2030 r. przyjęta Uchwałą nr 202/2009 Rady Ministrów z 10.11.2009, będąca załącznikiem do obwieszczenia Ministra Gospodarki z 21.12.2009 w sprawie polityki energetycznej państwa do 2030 r. (M.P. z 2010 r. nr 2 poz.11).

¹⁰ Ang. *Clean Energy for All Europeans Package*; dalej także: Pakiet.



Rysunek 2. Porównanie celów polityki energetycznej UE i Polski



Źródło: Opracowanie własne NIK.

polityki energetycznej i klimatycznej Unii Europejskiej na lata 2020–2030. Pakiet wprowadza nowe, zaostrome w stosunku do ustalonych na 2020 r., wymagania dotyczące celów klimatycznych UE do roku 2030. Wprowadza m.in. normę ograniczającą po 2025 r. możliwość wsparcia ze środków publicznych dla źródeł energii o emisyjności powyżej 550 gCO₂/kWh. Nie spełnia jej obecnie żadna polska elektrownia na węgiel kamienny lub brunatny.

Porównanie założeń pakietu zimowego UE oraz projektu PEP2040 wypada na niekorzyść dokumentu krajowego. Zawarte w nim wskaźniki są zdecydowanie niższe niż w dokumencie unijnym.

Bilans mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym

Zaawansowany wiek bloków energetycznych oraz wysoki poziom emisji zanieczyszczeń powoduje, że konieczne jest

wycofanie części bloków z eksploatacji lub ich modernizacja. Z prognoz PSE S.A. wynikało, że 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 albo na 2021 r. w scenariuszu wycofań najlepszych dostępnych technik (BAT)¹¹. Skumulowane wielkości wycofań mocy w istniejących JWCD ciepłych, w scenariuszu modernizacyjnym do roku 2020 są szacowane na 3,0 GW, a w scenariuszu wycofań nawet 6,6 GW. Zatem wymagany przyrost mocy sumarycznej do 2020 r. do zapewnienia wystarczających mocy w systemie zależnie od scenariusza jest szacowany odpowiednio na 5,8 lub 8,1 GW.

¹¹ Scenariusz ten zakłada wycofywanie jednostek wytwórczych niespełniających wymogów konkluzji BAT z eksploatacji.

Czterej najwięksi producenci energii w Polsce w perspektywie do 2032 r. planują i/lub rozpoczęli inwestycje w nowe moce wytwórcze zasilane paliwami stałymi lub gazem o łącznej mocy około 5 650 MW. Przy planowanych do wycofania z eksploatacji w tym okresie bloków o mocy 8 184 MW pozwoli to na utrzymanie mocy wytwórczych tych producentów na poziomie 20 093 MW w 2032 r. tj. o 2 534 MW niższym niż na koniec 2017 r. Biorąc pod uwagę prognozy wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną w tym okresie oznacza to, że niezbędne będzie podjęcie dalszych inwestycji w rozwój mocy wytwórczych, w tym należałoby też rozważyć inwestycje oparte na oze lub energii jądrowej.

Kluczowe czynniki opłacalności inwestycji

Decyzje o rozpoczęciu inwestycji w nowe moce wytwórcze były podejmowane po uprzednim przeprowadzeniu szczegółowych analiz ekonomiczno-finansowych. Ze względu na charakter przedsięwzięć, analizie wrażliwości poddawano te zmienne, które w największym stopniu wpływały na rentowność inwestycji, to jest zmianę cen paliwa, cenę sprzedaży energii elektrycznej na Towarowej Giełdzie Energii, cenę emisji dwutlenku węgla oraz zmianę kwoty nakładów inwestycyjnych. Jednakże dla przedsięwzięć polegających na budowie bloków energetycznych najważniejszym czynnikiem wpływającym na ich efekt ekonomiczny była cena sprzedaży wyprodukowanej energii elektrycznej. W studiach wykonalności dla projektów inwestycyjnych, każda analiza wskazywała, że projekty inwestycyjne były szczególnie

wrażliwe na wahania ceny energii elektrycznej.

W latach 2012–2018 istniały niesprzyjające warunki gospodarcze i wytwórcy energii elektrycznej rezygnowali z podejmowania części inwestycji. Było to zwłaszcza widoczne w wypadku jednostek kogeneracyjnych (umożliwiających jednoczesne wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła) oraz gazowych, w przypadku których utrzymywała się niekorzystna relacja cen energii elektrycznej w stosunku do kosztu jej wytworzenia ze źródła gazowego. Minister Energii z opóźnieniem opublikował założenia i przyjął ustawę o promowaniu energii z wysokosprawnej kogeneracji. Przedsiębiorcy przystępujący lub realizujący już w latach 2012–2018 wieloletnie i kapitałochłonne inwestycje budowy nowych jednostek wytwórczych zostali pozbawieni w długim okresie czasu informacji o formule i wielkości możliwego wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji po 31 grudnia 2018 r. Opublikowanie projektu ustawy dopiero na osiem miesięcy przed zakończeniem działania poprzedniego systemu wsparcia było spóźnione i prowadziło do dezinformacji na rynku energii. Z informacji zebranych przez NIK podczas kontroli od dziewięciu grup kapitałowych wynikało, że w tym okresie zrezygnowano łącznie z 13 inwestycji w bloki energetyczne o mocy przynajmniej 200 MWe, o łącznej mocy 7 145 MWe.

W 2008 r. wytwórcy stracili dofinansowanie w formie kontraktów długoterminowych, które gwarantowały długoletnią sprzedaż energii elektrycznej po cenie wyższej, niż uzyskiwane w segmencie umów dwustronnych czy na giełdzie energii. W zamian w 2008 r. otrzymali wsparcie



w postaci rekompensaty tzw. kosztów osieroconych, czyli podjętych inwestycji niemożliwych do odzyskania w drodze rynkowej sprzedaży energii elektrycznej, jednak liczba objętych tym mechanizmem wytwórców rokrocznie malała. Dodatkowo, spadkowy trend cen energii na rynku konkurencyjnym wpływał na obniżenie przychodów wytwórców energii elektrycznej. Według danych przedstawionych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energii, średnia cena sprzedaży 1 MWh energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w latach 2012–2018 spadła z 201,36 zł do 194,30 zł, osiągając najniższy poziom w 2014 r., czyli 163,58 zł. Natomiast sukcesywnie malejący poziom przydziału darmowych uprawnień do emisji CO₂, przy równoczesnym wzroście cen za emisję tony CO₂ od około 6 do 25 euro powodował zwiększenie kosztów produkcji energii elektrycznej. 11 kwietnia 2019 r. cena uprawnień do emisji CO₂ (kontrakt EUA/DEC19) osiągnęła rekordowy od 11 lat poziom 27,41 euro/t. Sukcesywnie malejący poziom przydziału darmowych uprawnień do emisji CO₂ znacząco wpływał na wzrost kosztów wytwarzania energii z węgla. Ponadto trend ten wzmacniał wzrost ceny samych uprawnień.

Dodatkowo instytucje finansowe sukcesywnie odstępowały od wspierania inwestycji energetycznych zakładających wykorzystanie węgla jako paliwa. Według analiz

*Institute for Energy, Economics and Financial Analysis*¹² na koniec lutego 2019 r. ponad 100 międzynarodowych instytucji finansowych podjęło decyzję o wycofaniu udziału w takich inwestycjach. Od 2013 r. średnio częściej niż raz na miesiąc któryś z międzynarodowych banków lub instytucji ubezpieczeniowych o aktywach powyżej 10 mld dolarów deklarował odejście od „gospodarki węglowej”. 28 marca 2019 r. mBank¹³ zadeklarował, że od 1 kwietnia 2019 r. ogranicza finansowanie energetyki węglowej i kopalni. Taka strategia inwestycyjna wynikała zarówno z udziału branży finansowej w promowaniu działań wspierających zrównoważony rozwój gospodarczy, jak również z malejącej rentowności inwestycji węglowych. Rosnąca presja na ograniczanie emisji CO₂ powoduje, że inwestycje w energetykę węglową tracą uzasadnienie biznesowe.

Do grudnia 2017 r. nie zostały w Polsce wprowadzone żadne mechanizmy mające na celu poprawę otoczenia biznesowego inwestycji w nowe moce wytwórcze, przy świadomości konieczności wycofywania jednostek wytwórczych istotnych dla funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE)¹⁴.

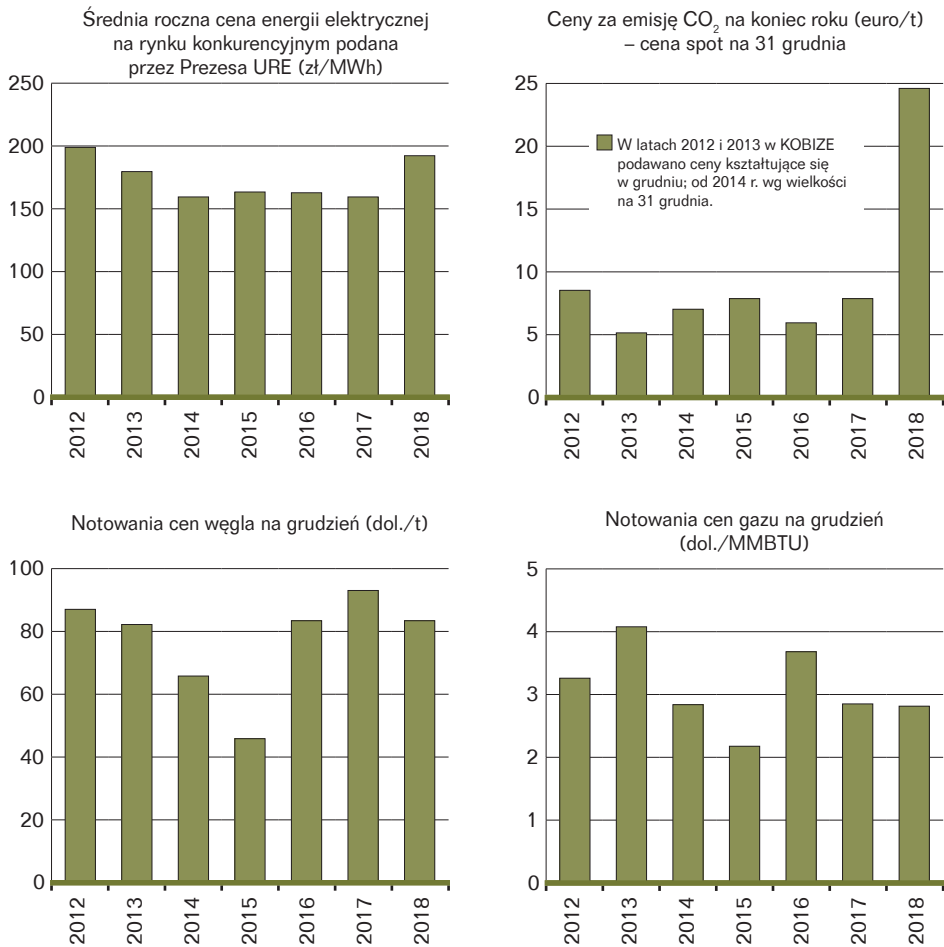
Wraz z odchodzeniem instytucji finansowych od energetyki węglowej, a w szczególności w związku z istotnym ryzykiem braku bezpiecznej nadwyżki mocy w KSE w perspektywie średnio- i długoterminowej,

¹² <http://ieefa.org/wp-content/uploads/2019/02/IEEFA-Report_100-and-counting_Coal-Exit_Feb-2019.pdf>, [2019.4.4].

¹³ <<https://pl.media.mbank.pl/55321-mbank-ogranicza-finansowanie-wegla-i-stawia-na-oze>>, [2019.4.4].

¹⁴ Krajowy System Elektroenergetyczny – rozbudowany układ urządzeń do wytwarzania, przesyłania i rozdzielania energii elektrycznej.

Rysunek 3. Kształtowanie się kluczowych czynników wpływających na opłacalność inwestycji



Źródło: URE, PEP2030, KOBIZE, notowania giełdowe.

należało wprowadzić mechanizmy stymulujące aktywność w sferze inwestycji. Jednym z możliwych instrumentów w ramach tych mechanizmów, zapewniającym i zwiększającym przychody producentów energii elektrycznej jest rynek mocy. Utworzenie dwutowarowego rynku, czyli rynku mocy i rynku energii, stwarza

możliwość uzyskiwania przychodów przez producentów nie tylko z tytułu sprzedaży energii elektrycznej, ale również z tytułu gotowości do jej wytworzenia. Prace nad ustawą o rynku mocy trwały od 2016 r., ostatecznie została uchwalona 8 grudnia 2017 r. Jej przepisy mają wspierać decyzje inwestycyjne związane z dostosowaniem



istniejących źródeł wytwórczych do konkluzji BAT oraz budowy nowych źródeł mocy, przez tworzenie stabilnego otoczenia inwestycyjnego i warunków rynkowych.

Polskie rozwiązania rynku mocy są podobne do rozwiązań istniejących w Wielkiej Brytanii. Pierwsza aukcja na brytyjskim rynku mocy odbyła się w 2014 r. Z założenia miał on zapewnić: finansowanie budowy nowych mocy wytwórczych oraz bezpieczeństwo dostaw energii przy minimalizacji kosztów dla odbiorcy końcowego, a także przyczynić się do redukcji emisji gazów cieplarnianych. W ciągu pięciu lat funkcjonowania brytyjskiego rynku mocy przeważnie finansowano istniejące jednostki mocy oparte na węglu, gazie lub atomie (75%). Nowo budowane stanowiły tylko 3,5% jednostek¹⁵. Może to wskazywać na niską skuteczność mechanizmu w zakresie pobudzania inwestycji w nowe moce wytwórcze.

Po trzech pierwszych aukcjach na polskim rynku mocy, przeprowadzonych pod koniec 2018 r., finansowanie budowy nowych jednostek wytwórczych objęło tylko 6,2% wszystkich, które wygrały aukcje a modernizacja – tylko 25%. Zrealizowanie przychodów z rynku mocy w większości przez istniejące jednostki wytwórcze (55,4%) może wskazywać, że polski system rynku mocy, podobnie jak brytyjski w jego początkowej fazie funkcjonowania, nie wpływa istotnie na zwiększenie inwestycji w nowe jednostki. Impulsem inwestycyjnym wynikającym

z rynku mocy może być utrzymująca się wysoka cena za gotowość do utrzymania mocy przez producentów energii. Korzystna cena uzyskana na pierwszych aukcjach, kształtująca się na poziomie od 198 zł/kW/rok do 240,32 zł/kW/rok prawdopodobnie przyczyniła się do zwiększenia o 64% udziału mocy jednostek wytwórczych planowanych w drugiej certyfikacji w stosunku do rynku mocy z 2019 r. Wysoka cena wypełnienia tego obowiązku będzie wpływała na zwiększenie rachunków za energię elektryczną odbiorców końcowych.

Zgodnie z art. 22 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej¹⁶ elektrownie, w których emisje przekraczają 550 g CO₂ na kWh i zaczną komercyjnie działać przed 4 lipca 2019 r. nie będą mogły korzystać ze wsparcia państwa w ramach rynku mocy po 1 lipca 2025 r. W praktyce z mechanizmu rynku mocy wyłączone zostaną wszystkie podmioty, których głównym źródłem energii jest węgiel. Niemniej uzgodniono, że kontrakty podpisywane w ramach rynku mocy do końca 2019 r. będą wyjęte z nałożonych ograniczeń, a zatem mają nadal obowiązywać.

Na dziewięć inwestycji poddanych szczegółowej kontroli przez NIK wszystkie osiągały dodatnie wartości IRR¹⁷ oraz satysfakcjonującą wartość NPV¹⁸. Sposób finansowania przedsięwzięć był zależny

¹⁵ <<https://energypost.eu/uk-capacity-market-review-reform-rethink/>>, [2019.4.8].

¹⁶ Dz.Urz. UE L 158 z 14.6.2019, s. 54.

¹⁷ Wewnętrzna stopa zwrotu (ang. *Internal Rate of Return*) – metoda oceny efektywności ekonomicznej inwestycji, także wskaźnik finansowy wyznaczony na podstawie tej metody.

¹⁸ Wartość bieżąca netto (ang. *Net Present Value*) – metoda oceny efektywności ekonomicznej inwestycji, także wskaźnik wyznaczony na podstawie tej metody.

od polityki grupy kapitałowej, jak również wielkości niezbędnych nakładów inwestycyjnych. Osiem inwestycji miało zapewnione finansowanie.

Inwestycja Ostrołęka C¹⁹ nie miała zapewnionego finansowania, a mimo to 28 grudnia 2018 r. wydano głównemu wykonawcy dyspozycję rozpoczęcia budowy elektrowni. Przy przyjętych warunkach, ukończenie inwestycji wymagało pozyskania inwestora zewnętrznego, który partycypowałby w kosztach w wysokości ok. 6,4 mld zł, zapewnienia przychodów z aukcji rynku mocy na okres 15 lat, uzyskania kredytowania inwestycji przez instytucje finansowe oraz zawarcia korzystnych kontraktów zakupu paliwa węglowego.

Wprowadzenie rynku mocy skutkowało zwiększeniem potencjalnej rentowności inwestycji przez uzyskanie dodatnich przyszłych wskaźników opłacalności dla Elektrowni Ostrołęka C. Niemniej, pomimo wygrania aukcji na rynku mocy w grudniu 2018 r., inwestorzy nie sfinalizowali działań związanych z przedsięwzięciem. Posiadane przez spółkę promesy warunkowe banków wygasły 28 grudnia 2018 r. i nie zawarto umów na kredytowanie inwestycji. 30 kwietnia 2019 r. udziałowcy podpisali kolejne porozumienie w sprawie finansowania budowy elektrowni Ostrołęka C. Uszczegółowiono w nim zasady finansowania inwestycji w celu jej kontynuacji bez opóźnień. Do 3 grudnia 2019 r.

inwestycja wciąż nie posiadała domkniętego budżetu. W przypadku zmaterializowania się ryzyka związanego z płynnością finansowania inwestycji i ewentualnymi opóźnieniami w realizacji, nastąpiłby jednocześnie spadek rentowności wynikający ze zmniejszenia finansowania z tytułu uczestnictwa w rynku mocy (kary z powodu niewykonania obowiązku mocowego oraz utrata przychodów). W ocenie NIK nawet zapewnienie pełnego finansowania inwestycji nie niwelowało istotnego ryzyka opóźnienia jej realizacji, bowiem dotychczasowe kontrole zawsze wykazywały zakończenie inwestycji tego typu co najmniej pięć miesięcy po zaplanowanym terminie.

Wprowadzenie rynku mocy oraz nowego systemu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji oznacza zwiększenie kosztów ponoszonych przez odbiorcę końcowego na zakup energii elektrycznej. Środki wypłacane za wykonywanie obowiązku mocowego będą ostatecznie obciążać odbiorcę końcowego energii elektrycznej. Również koszty systemu wsparcia kogeneracji będą alokowane na wszystkich odbiorców końcowych. Według wyliczeń Ministerstwa Energii z 2017 r. całkowity koszt rynku mocy powinien wynosić około 4 mld zł²⁰. Po pierwszej aukcji rynku mocy wiadomo, że jest on wart około 5,4 mld zł²¹. Według różnych szacunków wynik pierwszej aukcji rynku mocy wpłynie na zwiększenie kosztów dla odbiorcy końcowego od około 30 zł²²

¹⁹ Inwestorami są Energa SA i Enea SA.

²⁰ <<https://www.gov.pl/web/energia/o-ministerstwie-programy-i-projekty-rynek-mocy>>, [2019.4.9].

²¹ Przeliczone – cena 240 zł za kW razy 22,7 GW.

²² <<http://biznesalert.pl/rynek-mocy-cena-energii/>>, [2019.4.9], <<https://wysokienapiecie.pl/14644-rynek-mocy-pokazal-swoja-moc-ceny-pradu-raczej-z-gornej-polki/>>, [2019.4.9].



do około 40 zł miesięcznie²³ na 1 MWh. Ostateczną wysokość opłaty mocowej dla gospodarstw domowych ustali Prezes URE i będzie ona zapewne niższa niż dla odbiorców końcowych z taryfy A, B i C. Natomiast według szacunków Ministerstwa Energii maksymalne obciążenie z tytułu wsparcia kogeneracji wyniesie około 13,5 zł/MWh (2,81 zł/miesięcznie na gospodarstwo domowe). Ostateczna wysokość opłat będzie zależna od decyzji Prezesa URE.

Modernizacja mocy wytwórczych w związku z BAT

Konkluzje BAT zostały wprowadzone decyzją wykonawczą Komisji (UE) 2017/1442 z 31 lipca 2017 r. ustanawiającą konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE²⁴. Decyzja ta ustanowiła wymogi dotyczące najlepszych dostępnych technik w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania (LCP), w szczególności w zakresie dopuszczalnych wielkości emitowanych zanieczyszczeń. Zaostrome standardy emisyjne dla dużych obiektów, czyli o mocy powyżej 50 MW, zaczęły obowiązywać od 1 stycznia 2016 r. Regulacje te, wynikające z dyrektywy 2010/75/UE w sprawie emisji przemysłowych (IED), przewidują czasowe odstępstwa od dotrzymywania granicznych wielkości emisyjnych określonych na podstawie konkluzji BAT. Odstępstwo polega na wydłużeniu okresu na dostosowanie do ostrzejszych

granicznych wielkości emisji ponad ustalony limit czterech lat, czyli do 30 czerwca 2020 r.

Z analiz przeprowadzonych przez skontrolowane spółki wynikało, że istotna wielkość instalacji bloków energetycznych wymagała dostosowania do zaostromionych wymogów emisyjności. Czterech największych producentów energii (Enea, Energa, TAURON, PGE) zaplanowali szereg inwestycji ograniczających emisje obejmujące łącznie 85 bloków energetycznych. Również PGNiG zaplanowało takie zmiany w Elektrociepłowniach Siekierki oraz Żerań. Budżet planowanych inwestycji sięgał łącznie 2 625 mln zł. Podejmowane działania mają na celu redukcję emisji dwutlenku siarki, tlenków azotu, chlorowodoru, amoniaku i pyłu.

Jednocześnie część inwestycji obejmowała także działania służące monitorowaniu emisji substancji do powietrza oraz modernizacji oczyszczalni ścieków. Powinny one zakończyć się 30 czerwca 2020 r. Spółki mogły również skorzystać z mechanizmów derogacyjnych, które umożliwiały przesunięcie lub uniknięcie części inwestycji w instalacje środowiskowe dla istniejących jednostek wytwórczych. Po zakończonym okresie derogacji spółki planowały modernizację instalacji, bądź wyłączenie i zastąpienie ich nowymi. Przykładowo, systemem derogacji, czyli limitu 17 500 godzin pracy maksymalnie do 31 grudnia 2023 r. była objęta Elektrociepłownia Anwil, która po tym okresie zostanie wycofana z eksploatacji. Taki sam system

²³ <<https://www.forbes.pl/gospodarka/pierwsza-aukcja-na-rynku-mocy-o-ile-zdrozeje-prad/5rjxb69>>, [2019.4.9].

²⁴ Dz.Urz. UE. L 212 z 17.8.2017, s.1.

Tabela 1. Wolumen mocy wytwórczych czterech największych producentów energii oraz planowane zmiany w perspektywie do 2032 r. (w MW).

Grupa	Moc zainstalowana na koniec 2017	Do wycofania do 2032	W budowie i planowane do 2032*	Bilans
Enea	6 257	2 095	1 000**	5 162
Energa	1 313	0	1 050	2 363
PGE	10 766	2 704	2 290	10 352
TAURON	4 291	3 385	1 310	2 216
Razem	22 627	8 184	5 650	20 093

* Bloki węglowe i na gaz.

** Ostrołęka C budowana wspólnie ze spółką Energa SA.

Źródło: Dane NIK.

dotyczył bloku energetycznego nr 1 Elektrowni Połaniec, który pozostaje w eksploatacji do czasu wykorzystania limitu, nie dłużej jednak niż do 31 grudnia 2023 r.

Najwięksi producenci energii w Polsce (PGE, TAURON, Enea, Energa) w perspektywie do 2032 r. planowały i/lub rozpoczęły inwestycje w nowe moce wytwórcze zasilane paliwami stałymi lub gazem o łącznej mocy około 5650 MW. Jednocześnie zaplanowały, z uwagi na wyeksploatowanie lub niespełnianie norm środowiskowych, wycofanie z eksploatacji do 2032 r. bloków o łącznej mocy 8184 MW. Pozwoli to na utrzymanie ich mocy wytwórczych na poziomie 20 093 MW, czyli o 2534 MW niższym niż na koniec 2017 r.

Efektywność inwestycji w nowe moce wytwórcze

Szczegółowej kontroli NIK zostało poddanych dziewięć inwestycji realizowanych w latach 2012–2018 w moce wytwórcze (bloki o mocy równiej lub większej niż 200 MW) o łącznej mocy 7295 MW.

Poniesione lub planowane nakłady z tego tytułu wynosiły prawie 34 miliardy złotych. Większość (65%) nowych mocy była zasilana węglem kamiennym – łącznie jednostki o mocy 4785 MW. Cztery jednostki korzystały z gazu ziemnego – ich łączna moc to 2014 MW (27,6%), a jedna z węgla brunatnego – moc 496 MW (6,8%).

Efektywność inwestycji zależała głównie od stopnia realizacji zakładanych celów zaplanowanych w projekcie, wielkości wykorzystanego budżetu oraz czasu (zgodność z harmonogramem). Żadna z kontrolowanych inwestycji nie zakończyła się w zaplanowanym pierwotnie terminie. Na opóźnienia miały wpływ przedłużające się prace planistyczne przygotowujące realizację, a w tym długotrwałe postępowania przetargowe. Na ostateczny termin realizacji projektów budowlanych składały się również opóźnienia w wykorzystaniu przez zleceniobiorców kontraktów poszczególnych prac, przy czym miały miejsce także opóźnienia z przyczyn obiektywnych, takich jak modyfikacja projektu budowlanego



Tabela 2. Inwestycje w moce wytwórcze realizowane w latach 2012–2018 objęte kontrolą

Elektrownia	Moc (MW)	Koszt (mld zł)	Rodzaj paliwa	Inwestor
Elektrownia Kozienice	1075	5,1	Węgiel	Enea
Włocławek	462	1,3	Gaz	PKN Orlen
Elektrociepłownia Płock	606	1,7	Gaz	PKN Orlen
Elektrownia Opole	1800	9,4	Węgiel	PGE
Elektrownia Jaworzyno III	910	4,5	Węgiel	TAURON PE
Elektrociepłownia Stalowa Wola	449	1,8	Gaz	TAURON PE/PGNiG
Elektrownia Turów	496	3,5	Węgiel brunatny	PGE
Elektrociepłownia Żerań	497	1,5	Gaz	PGNiG Termika
Elektrownia Ostrołęka	1000	5	Węgiel	Energia

Źródło: Opracowanie własne NIK.

czy zaistnienie siły wyższej w związku z niekorzystnymi warunkami atmosferycznymi. Część opóźnień była spowodowana przez podmioty uczestniczące w procesie budowy.

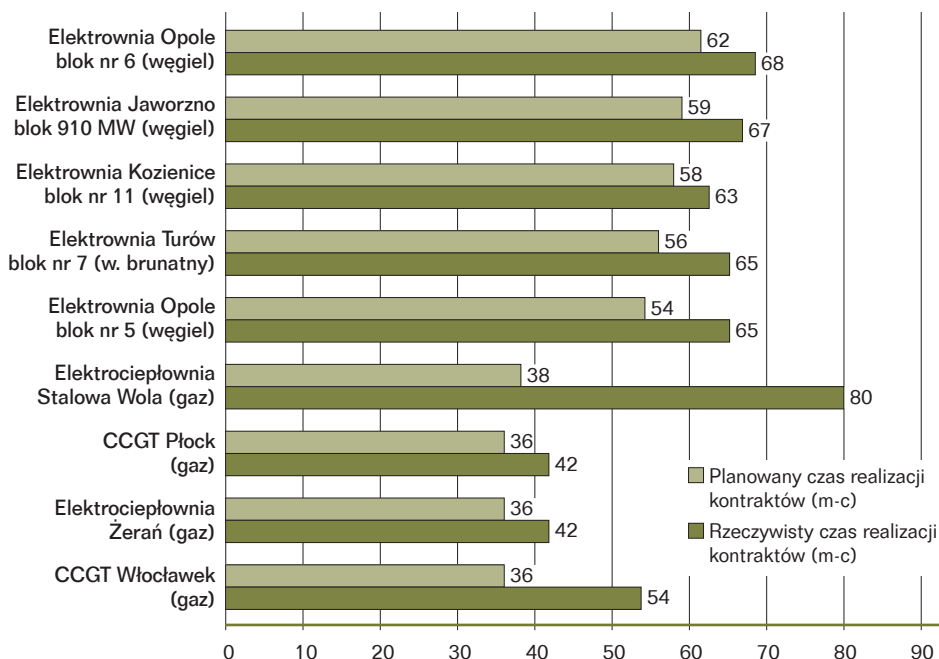
Nie bez znaczenia na terminowość realizacji inwestycji miały również okresy zawieszenia realizacji projektu, nawet po podjęciu decyzji o budowie. Przykładowo, projekt budowy bloku nr 11 w Kozienicach rozpoczęto w 2007 r. Rada nadzorcza spółki podjęła uchwałę w sprawie zaakceptowania założeń odnośnie do warunków realizacji budowy w czerwcu 2011 r., a umowę z wykonawcą zawarto we wrześniu 2012 r., to jest po upływie około 5 lat od przyjęcia projektu. W przypadku

inwestycji w Elektrowni Opole od momentu opracowania pierwszej analizy ekonomicznej przedsięwzięcia w grudniu 2008 r. do zawarcia umowy z wykonawcą upłynęły ponad 3 lata.

Żadne postępowanie przetargowe na wybór generalnego wykonawcy nie zakończyło się w pierwotnie zakładanym terminie. Opóźnienia wynosiły od kilku miesięcy do nawet trzech lat. Opóźnienie o około pięć miesięcy w trakcie wyboru wykonawcy CCGT²⁵ Płock wynikało z próśb oferentów o przesunięcie terminów na składanie ofert w trakcie procesu zakupów oraz koncepcji finansowania zewnętrznego. Natomiast w przypadku wyboru głównego wykonawcy do budowy

²⁵ Układ (blok energetyczny) gazowo-parowy (ang. *combined cycle gas turbine*).

Rysunek 4. Czas realizacji kontraktów



Źródło: Opracowanie własne NIK.

bloku 910 MW Elektrowni Jaworzno trzyletnie opóźnienie było skutkiem wniesienia przez oferentów do Krajowej Izby Odwoławczej odwołania od wyników przeprowadzonego postępowania przetargowego oraz długotrwałego pozyskiwania od wykonawcy zabezpieczenia należytego wykonania umowy. Również z powodu postępowań odwoławczych o trzy miesiące przedłużył się wybór wykonawcy dla inwestycji w Elektrociepłowni Stalowa Wola oraz o rok w przypadku bloku 7 w Elektrowni Turów, gdzie ponadto pierwsze postępowanie zostało unieważnione (z uwagi na otrzymanie ofert znacznie przewyższających szacowany budżet zamawiającego).

Żadna z inwestycji nie zakończyła się w pierwotnym terminie realizacji budowy określonym w kontrakcie z wykonawcą generalnym. Opóźnienia wynosiły od pięciu miesięcy do ponad czterech lat. Najmniejsze wystąpiło w przypadku bloku nr 11 Elektrowni Kozienice i wynosiło 5 miesięcy. Miało charakter obiektywny („siła wyższa”); wpłynęła na nie zmiana warunków wodnych podłoża, na którym posadowiono obiekt. Przyczyny obiektywne wystąpiły również w przypadku CCGT Włocławek i CCGT Płock, opóźniając prace odpowiednio o 1,5 roku i 6 miesięcy. Dodatkowo niespełnianie wymogów technicznych przez zainstalowane urządzenia



elektrowni i elementy konstrukcyjne wymusiło ich wymianę, powodując opóźnienie w realizacji kontraktu.

Nieprawidłowości w realizacji kontraktu, a następnie wybór nowego wykonawcy generalnego istotnie wpłynęły na nieterminową realizację budowy bloku energetycznego w Elektrociepłowni Stalowa Wola (ECSW). Przyjęte kryteria w procedurze wyboru wykonawcy nie zapewniły odpowiedniej jakości prac budowlanych. Spółka nie zapewniła sobie odpowiednich narzędzi egzekwowania od wykonawcy obowiązków, co uniemożliwiło zapewnienie odpowiedniej jakości prac przez podwykonawców. ECSW nie zadbała też o skuteczny system zarządzania projektem, co powodowało spory kompetencyjne między podmiotami zajmującymi się nadzorem nad wykonywaniem inwestycji.

Skutkiem opóźnień w realizacji projektów był wzrost kosztów inwestycji wynikający z konieczności poniesienia kosztów finansowych obsługi kredytów, ubezpieczeń i opłacenia inżyniera kontraktu w terminach dłuższych niż przewidywały pierwotnie umowy. Wzrost kosztów projektów budowlanych wynikał również z potrzeby wprowadzenia zmian technicznych i technologicznych spowodowanych nieprzewidzianymi na etapie projektowania elementami lub koniecznością uwzględnienia rozwiązań spełniających wymogi BAT. Spośród kontrolowanych inwestycji tylko jedna została zrealizowana po kosztach niższych niż przewidywano. Budowa bloku gazowo-parowego we Włocławku przez PKN Orlen SA miały kosztować 1,4 mld zł, ale ostatecznie zamknęła się w kwocie o około 10% niższej. Dla części kontrolowanych inwestycji koszty wzrosły

nieznacznie, od około 0,19% do 2,33%. Największy odnotowano przy budowie bloku gazowo-parowego Elektrociepłowni Stalowa Wola – z 1533 mln zł do 1752 mln zł (o 14,29%) oraz budowie bloku zasilanego węglem brunatnym w Elektrowni Turów – z 3250 mln zł do 3537 mln zł (o 8,83%).

Podsumowanie

Najwyższa Izba Kontroli oceniła, że skala inwestycji podejmowanych w okresie objętym omawianą kontrolą, dotyczących budowy i modernizacji źródeł wytwarzania energii elektrycznej odpowiadała potrzebom gospodarki z punktu widzenia zapewnienia dostaw odpowiedniej wielkości produkcji energii elektrycznej. Oznacza to jednak, że zapewnienie bezpieczeństwa dostaw uzależnione jest przede wszystkim od terminowego zakończenia budowy nowych mocy wytwórczych. Tymczasem brak stosownej strategii działań administracji rządowej, zaostrzające się wymogi polityki środowiskowej Unii Europejskiej, zmienność regulacji prawnych wpływających na decyzje inwestycyjne oraz trudności przy realizacji niektórych inwestycji wskazują na ryzyko niepełnego pokrycia potrzeb.

Od 2013 r. nie było aktualnej polityki energetycznej państwa, wbrew obowiązkowi wynikającemu z ustawy – Prawo energetyczne. Minister Gospodarki, a następnie Minister Energii nie przedłożył Radzie Ministrów projektu tego dokumentu. W tej sytuacji nie stworzono żadnego innego dokumentu rządowego określającego strategię rozwoju i modernizacji mocy wytwórczych. Ponadto brak, a następnie opóźnienia we wprowadzaniu mechanizmów wsparcia dla inwestycji (wsparcie

dla kogeneracji, rynek mocy) dodatkowo zwiększał niestabilność otoczenia regulacyjnego i gospodarczego, które sprzyjałyby podejmowaniu decyzji inwestycyjnych przez przedsiębiorstwa energetyczne.

Inwestycje prowadzone w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej zapewnią pokrycie krajowego zapotrzebowania na moc w średniookresowej perspektywie (do roku 2035), pod warunkiem że będą realizowane terminowo. Jednak żadna ze skontrolowanych przez NIK inwestycji nie zakończyła się zgodnie z planem, a opóźnienia wynosiły od pięciu miesięcy do czterech i pół roku. Analizy operatora systemu elektroenergetycznego z 2016 r. wskazywały, że dla pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną wymagane jest oddanie do użytku do końca 2020 r. budowanych obecnie bloków energetycznych o łącznej mocy co najmniej 5,8 GW, a do 2025 r. powinny powstać kolejne bloki o mocy 2,6-8,5 GW (w zależności od stopnia wypełnienia przez istniejące bloki wymogów środowiskowych)²⁶.

Wyniki kontroli potwierdziły, że zmaterializowały się wszystkie rodzaje ryzyka zidentyfikowane przez NIK przed jej podjęciem wynikające z: braku spójnej polityki

oraz planu realizacji modernizacji i rozwoju mocy wytwórczych, braku aktywnego i skutecznego monitorowania działań na rzecz dostosowania planowanych i rozpoczętych inwestycji do zmieniającej się sytuacji, niezapewnienia odpowiedniego finansowania przedsięwzięć, rezygnacji z części inwestycji oraz opóźnień w ich realizacji.

Urzeczywistniło się również ryzyko braku zasadności inwestowania w blok węglowy w dobie dekarbonizacji energetyki. 19 maja 2020 r. Enea i Energa poinformowały o dokonaniu odpisów aktualizujących wartość aktywów trwałych w łącznej wysokości 1 027 mln zł, w związku ze zmianą założeń biznesowych projektu Ostrołęka C. Ostatecznie 2 czerwca 2020 r. inwestorzy podjęli decyzję o zmianie surowca zasilającego blok energetyczny na gaz ziemny²⁷.

MACIEJ MACIEJEWSKI

p.o. dyrektor,

EDYTA KOSIARZ

p.o. wicedyrektor,

Departament Gospodarki,

Skarbu Państwa i Prywatyzacji NIK

²⁶ Moc osiągalna elektrowni krajowych wynosiła (stan na 24.5.2019) 45,845 GW, w tym JWCD 29,113 GW.

²⁷ <<https://ir.enea.pl/pr/523785/zakonczenie-analiz-dotyczacych-projektu-ostroleka-c> <https://biznesalert.pl/enea-energa-elektrownia-ostroleka-c-wegiel-gaz-energetyka/>>, [2020.7.3].

Słowa kluczowe: bezpieczeństwo energetyczne, energia elektryczna, moce wytwórcze, inwestycje, elektrownie, elektroenergetyka



ABSTRACT

Poland's Energy Safety – Investments in Electric Energy Capacity

It comes as a great challenge for the energy sector to replace the depleted sources of power. However, at the same time, it provides an opportunity for diversifying energy production sources, for modernising the power industry and for reducing its harmfulness to human health and the environment. Due to the huge scale of the expected modernisation, a real challenge is to safeguard funds for such a big investment. And when considering the deadline for such undertakings, the activities in this regard call for intensification. These challenges overlap with the proposed liberalization of the market, volatility of energy prices and its carriers, and decarbonisation resulting from the climate policy of the European Union, and dynamic technological changes that affect the transformation of the energy sector in the world. Therefore, the energy safety must accompany the affordability of energy prices and environmental protection – which is a big challenge for the power industry. Thus, the Supreme Audit Office has taken a decision to examine whether the scale of the investments undertaken by national electric energy producers in the years 2012–2018 met the needs of the economy as for providing sufficient energy supplies. In their article, the authors discuss the detailed results of the audit.

Maciej Maciejewski, Supreme Audit Office, acting director of the Department of Economy, Public Assets and Privatisation

Edyta Kosiarsz, Supreme Audit Office, acting vice-director of the Department of Economy, Public Assets and Privatisation

Key words: energy security, electricity, generation capacity, investments, power plants, electric power engineering