



KGP.430.016.2018

Nr ewid. 26/2019/P/18/018/KGP

Informacja o wynikach kontroli

**INWESTYCJE
W MOCE WYTWÓRCZE ENERGII ELEKTRYCZNEJ
W LATACH 2012–2018**

DEPARTAMENT GOSPODARKI,
SKARBU PAŃSTWA I PRYWATYZACJI

MISJA

Najwyższej Izby Kontroli jest dbałość o gospodarność i skuteczność w służbie publicznej dla Rzeczypospolitej Polskiej

WIZJA

Najwyższej Izby Kontroli jest cieszący się powszechnym autorytetem najwyższy organ kontroli państwowej, którego raporty będą oczekiwanym i poszukiwanym źródłem informacji dla organów władzy i społeczeństwa

Informacja o wynikach kontroli

Inwestycje w moce wytwórcze energii elektrycznej w latach 2012–2018

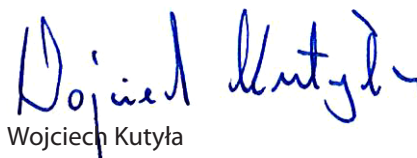
p.o. Dyrektor Departamentu Gospodarki,
Skarbu Państwa i Prywatyzacji



Sławomir Grzelak

Akceptuję:

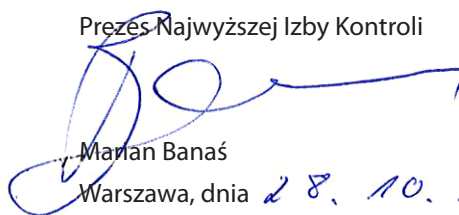
Wiceprezes Najwyższej Izby Kontroli



Wojciech Kutyla

Zatwierdzam:

Prezes Najwyższej Izby Kontroli



Marian Banaś

Warszawa, dnia 28. 10. 2019 r.

Najwyższa Izba Kontroli
ul. Filtrowa 57
02-056 Warszawa
T/F +48 22 444 50 00

www.nik.gov.pl

SPIS TREŚCI

WYKAZ STOSOWANYCH SKRÓTÓW, SKRÓTOWCÓW I POJĘĆ.....	4
1. WPROWADZENIE.....	6
2. OCENA OGÓLNA	7
3. SYNTEZA WYNIKÓW KONTROLI	8
4. WNIOSKI.....	12
5. WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI	13
5.1. Polityka państwa w zakresie zapewnienia mocy wytwórczych w krajowym systemie elektroenergetycznym	13
5.1.1. Miks energetyczny UE i uwarunkowania jego zmiany	13
5.1.2. Miks energetyczny w wybranych państwach UE	15
5.1.3. Polski mikс energetyczny	16
5.2. Działania dla zapewnienia pokrycia krajowego zapotrzebowania na moc oraz uzyskania zakładanego miksu energetycznego	20
5.2.1. Krajowe zdolności wytwórcze i bilans mocy	20
5.2.2. Budowa nowych mocy wytwórczych	23
5.3. Realizacja inwestycji w zakresie budowy i modernizacji mocy wytwórczych	32
5.3.1. Mechanizmy wsparcia dla rozwoju mocy wytwórczych	32
5.3.2. Zgodność decyzji o podjęciu inwestycji z obowiązującymi strategiami wytwórców	41
5.3.3. Przygotowanie projektów inwestycyjnych	41
5.3.4. Modernizacja mocy wytwórczych w związku z BAT	45
5.4. Efektywność inwestycji w nowe moce wytwórcze	46
5.4.1. Przebieg inwestycji w odniesieniu do przyjętych założeń	47
5.4.2. Efekty realizowanych inwestycji	54
6. ZAŁĄCZNIKI	58
6.1. Metodyka kontroli i informacje dodatkowe.....	58
6.2. Analiza stanu prawnego i uwarunkowań organizacyjno-ekonomicznych.....	63
6.3. Wykaz aktów prawnych dotyczących kontrolowanej działalności	71
6.4. Wykaz podmiotów, którym przekazano informację o wynikach kontroli.....	74
6.5. Stanowisko Ministra do informacji o wynikach kontroli	75
6.6. Opinia Prezesa NIK do stanowiska Ministra	80

Wykaz stosowanych skrótów, skrótowców i pojęć

BAT (konkluzje)	Najlepsze dostępne techniki – z angielskiego <i>best available techniques</i> . Konkluzje BAT zostały wprowadzone Decyzją Wykonawczą Komisji Europejskiej (UE) 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 r. dotyczącą najlepszych dostępnych technik oraz powiązanych z nimi emisji w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania.
Bezpieczeństwo energetyczne	Stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska.
Bezpieczeństwo dostaw energii	Zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.
Efektywność realizacji inwestycji	Rozumiana jako efektywność organizacyjna, która zależy głównie od: stopnia realizacji zakładanych celów inwestycji w moce wytwórcze, wielkości wykorzystanego budżetu zaplanowanego na realizację inwestycji oraz wykorzystanego czasu na jej realizację (zgodność z harmonogramem inwestycji).
Emisje przemysłowe	Emisje wynikające z działalności przemysłowej. Natomiast emisja oznacza bezpośrednie lub pośrednie uwolnienie substancji, wibracji, ciepła lub hałasu z punktowych lub rozproszonych źródeł w instalacji, do powietrza, wody lub ziemi.
GW	Gigawat – jednostka mocy równa miliardowi watów.
Jednostka wytwórcza	Wyodrębniony zespół urządzeń należący do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii i wyprowadzania mocy.
Jednostka wytwórcza konwencjonalna	Jednostka wytwórcza wykorzystująca do wytwarzania energii elektrycznej paliwa (stałe, gazowe lub ciekłe).
JWCD	Jednostki wytwórcze centralnie dysponowane.
nJWCD	Jednostki wytwórcze niebędące jednostkami wytwórczymi centralnie dysponowanymi.
KE	Komisja Europejska.
KOBiZE	Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami.
Kogeneracja	Jednoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w trakcie tego samego procesu technologicznego.
KPI	Krajowy Plan Inwestycyjny – instrument wsparcia przeznaczony dla wytwórców energii elektrycznej, którzy w zamian za inwestycje ograniczające emisje gazów mogli otrzymać bezpłatne uprawnienia do emisji. KPI został ogłoszony w drodze obwieszczenia Ministra Środowiska z dnia 15 lutego 2016 r. i opublikowany w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej Monitor Polski z dnia 18 lutego 2016 r. poz. 167.
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny – rozbudowany układ urządzeń do wytwarzania, przesyłania i rozdziału energii elektrycznej.
ME	Ministerstwo Energii
MG	Ministerstwo Gospodarki
Miks energetyczny	Struktura produkcji i/lub konsumpcji energii według rodzaju paliwa i/lub technologii wytwarzania.
Moc	Ilość energii dostarczana w jednostce czasu, mierzona w watach (W) lub jednostkach pochodnych.

Moc dyspozycyjna	Moc osiągalna pomniejszona o ubytki na remonty planowe, ubytki okresowe, eksploatacyjne i losowe.
Moc osiągalna	Największa moc trwała jednostki wytwórczej lub wytwórcy, utrzymywana przez wytwórcę ciepłego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 15 godzin oraz przez wytwórcę wodnego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 5 godzin, przy znamionowych warunkach pracy, potwierdzona testami.
Moc zainstalowana	Dla urządzeń wytwórczych prądu przemiennego pojęcie mocy zainstalowanej elektrycznej należy rozumieć jako określoną przez producenta moc znamionową czynną (rated power, nominal power), wyrażoną w [W] lub wielokrotnościach tej jednostki ([kW], [MW]), osiąganą przy znamionowym współczynniku mocy $\cos\Phi_n$.
MSP	Ministerstwo Skarbu Państwa
OSP	Operator Systemu Przesyłowego – w Polsce funkcję OSP dla systemu elektroenergetycznego pełni spółka Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA.
OZE	Odnawialne źródło energii – niekopalne źródła energii obejmujące energię wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię aerotermalną, energię geotermalną, energię hydrotermalną, hydroenergię, energię fal, prądów i pływów morskich, energię otrzymywaną z biomasy, biogazu, biogazu rolniczego oraz z biopłynów.
Pakiet zimowy	Pakiet wniosków ustawodawczych Komisji Europejskiej opublikowany 30 listopada 2016 r., na które składały się propozycje zmian regulacji rynku energii oraz mechanizmów rynku mocy, dyrektywy o efektywności energetycznej, dyrektywy o charakterystyce energetycznej budynków, dyrektywy o odnawialnych źródłach energii i dokumenty nadające uprawnienia do współpracy w zakresie Unii Energetycznej.
PEP 2030	<i>Polityka energetyczna Polski do 2030 roku</i> , przyjęta Uchwałą Nr 202/2009 Rady Ministrów z dnia 10 listopada 2009 r. (M.P. z 2010 r. Nr 2, poz.11).
PGE SA	PGE Polska Grupa Energetyczna SA – spółka notowana na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie będąca jednostką dominującą Grupy Kapitałowej PGE.
PGE GiEK	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA – spółka odpowiedzialna w PGE za działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w źródłach konwencjonalnych.
Porozumienie paryskie	<i>Porozumienie paryskie do Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu</i> , sporządzonej w Nowym Jorku dnia 9 maja 1992 r., przyjęte w Paryżu dnia 12 grudnia 2015 r. (Dz. U. z 2017 r. poz. 36).
Prawo energetyczne	<i>ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne</i> (Dz. U. z 2019 r. poz. 755 i 730).
PSE	Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA
Rynek mocy	Mechanizm wsparcia dla branży elektroenergetycznej obejmujący zasady dostarczania mocy elektrycznej oraz wynagradzania za gotowość do jej dostarczenia. Wprowadzony ustawą z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy.
URE	Urząd Regulacji Energetyki

1. WPROWADZENIE

Pytanie definiujące cel główny kontroli

Czy budowa i modernizacja źródeł wytwarzania energii elektrycznej zapewnia bezpieczeństwo jej dostaw w długookresowej perspektywie?

Pytania definiujące cele szczegółowe kontroli

1. Czy kształtowana jest spójna polityka energetyczna zapewniająca równowagę pomiędzy bezpieczeństwem energetycznym, ochroną środowiska a przystępnością cen energii?
2. Czy inwestycje prowadzone w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej zapewnią pokrycie krajowego zapotrzebowania na moc oraz pozwolą na uzyskanie tzw. miksu energetycznego, który będzie spełniał wymogi polityk UE?
3. Czy zapewniono finansowanie modernizacji podsektora wytwarzania energii elektrycznej?
4. Czy inwestycje budowy i modernizacji źródeł wytwarzania energii elektrycznej realizowane są efektywnie?

Jednostki kontrolowane

Ministerstwo Energii oraz dziewięć spółek z grup kapitałowych sektora elektroenergetycznego odpowiedzialnych za realizację strategii w obszarze wytwarzania energii i /lub będących inwestorami w kluczowych inwestycjach budowy mocy wytwórczych

Okres objęty kontrolą 2012–2018

Kontrola została podjęta z inicjatywy NIK na podstawie sugestii sejmowej Komisji do Spraw Energii i Skarbu Państwa. Za jej podjęciem przemawiała potrzeba ustalenia czy odbiorcy energii elektrycznej będą mieli zapewnione jej dostawy, w świetle ryzyka okresowego braku możliwości pokrycia zapotrzebowania spowodowanego koniecznością wyłączenia przestarzałych jednostek wytwórczych. Majątek wytwórczy polskich elektrowni jest wyeksploatowany, a polska elektroenergetyka oparta jest na źródłach wysokoemisyjnych. W 2015 r. węgiel kamienny i brunatny stanowił w Polsce ponad 50% pierwotnych nośników energii, tj. drugi co do wielkości udział wśród krajów OECD, oraz 81% w produkcji energii elektrycznej. Taki stan wymaga wyłączenia z eksploatacji najbardziej przestarzałych i zanieczyszczających środowisko bloków, a tym samym zastąpienie ich nowymi jednostkami wytwórczymi.

Na powyższe wyzwania nakłada się liberalizacja rynku, zmienność cen energii i jej nośników, dekarbonizacja oraz dynamiczne zmiany technologiczne, które wpływają na proces transformacji sektora elektroenergetycznego na świecie.

Zastąpienie wyeksploatowanych źródeł mocy wytwórczych stanowi duże wyzwanie dla sektora, jednocześnie jednak stwarza szansę na zdywersyfikowanie źródeł wytwarzania pod względem stosowanego paliwa, unowocześnienie mocy wytwórczych oraz zapewnienie zmniejszenia uciążliwości dla zdrowia ludzi i dla środowiska. Wyzwaniem jest, ze względu na skalę oczekiwanej modernizacji, zapewnienie środków na tak duży zakres inwestycji. Biorąc pod uwagę czas realizacji takich inwestycji, już teraz wymagana jest intensyfikacja działań w tym zakresie.

W latach 2020–2035 powinna nastąpić likwidacja bloków wytwórczych wybudowanych w latach siedemdziesiątych ubiegłego wieku. Wytwórcy energii deklarowali, że w latach 2014–2028 podejmą się budowy nowych źródeł o mocy 10,5 GW, za ok. 54 mld zł oraz modernizacji istniejących źródeł, która wymaga nakładów na poziomie ok. 12 mld zł. Na bezpieczeństwo energetyczne w dłuższym horyzoncie czasowym negatywnie wpływał brak instrumentów systemowych, za pomocą których organy państwa mogły oddziaływać na zachowania wytwórców energii. W latach 2010–2014 przedsiębiorcy zrezygnowali z budowy 10 nowych jednostek wytwarzających energię, planowanych do przyłączenia do krajowej sieci – z powodu zbyt dużego ryzyka regulacyjnego i cenowego.

NIK, dokonując licznych kontroli w obszarze elektroenergetyki, wskazywała na słuszność powyższych diagnoz, dostrzegając brak przedsięwzięć adekwatnych do skali problemu. W szczególności, NIK wykazywała brak od 2013 r. aktualnej polityki energetycznej państwa oraz brak rozwiązań legislacyjnych tworzących pozafinansowe instrumenty wsparcia inwestycji w odbudowę i rozwój mocy wytwórczych. Stan ten zwiększał ryzyko niepewnienia ciągłości i niezawodności dostaw energii elektrycznej.

2. OCENA OGÓLNA

Skala inwestycji podejmowanych w okresie objętym kontrolą, w zakresie budowy i modernizacji źródeł wytwarzania energii elektrycznej odpowiadała potrzebom gospodarki Polski, z punktu widzenia zapewnienia dostaw odpowiedniej wielkości produkcji energii elektrycznej. Oznacza to jednak, iż zapewnienie bezpieczeństwa dostaw uzależnione jest przede wszystkim od terminowej 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 występowanie ryzyka nieosiągnięcia pełnego pokrycia potrzeb.

Od 2013 r. nie było aktualnej polityki energetycznej państwa. 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 sprzyjałoby 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 aktualnie 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)¹.

Istotnym mechanizmem zapewniającym rentowność inwestycji może stać się rynek mocy, przy czym skontrolowane inwestycje zostały podjęte jeszcze przed jego wprowadzeniem². Dla realizowanych inwestycji w budowę mocy wytwórczych zapewniono finansowanie, poza jednym projektem (Elektrownia Ostrołęka C).

Poza budową nowych mocy wytwórczych, producenci energii elektrycznej podejmowali działania w celu dostosowania funkcjonujących jednostek do zaostrzonych wymogów środowiskowych. Skala wymaganych przedsięwzięć dostosowawczych i ich koszt (szacowana wartość niezbędnych inwestycji wynosi 8 mld zł) stanowi kolejne ryzyko w działalności przedsiębiorstw energetycznych.

Oprócz opóźnień w realizacji inwestycji w nowe moce wytwórcze, przekraczane były także zakładane koszty. Tylko jedna inwestycja zmieściła się w zakładanym pierwotnie budżecie.

Wszystkie zrealizowane inwestycje osiągnęły planowane parametry technologiczne, w tym moc zainstalowaną i wskaźniki sprawności. Jednocześnie, zgodnie z założeniami studiów wykonalności oraz parametrami określonymi w kontraktach na ich budowę – uzyskano pozytywny efekt ekologiczny w postaci obniżonych w porównaniu z już funkcjonującymi blokami wskaźników emisyjności.

Brak spójnej polityki energetycznej zapewniającej równowagę pomiędzy bezpieczeństwem energetycznym, ochroną środowiska a przystępnością cen energii

Opóźnione wprowadzenie instrumentów wsparcia inwestycji

Terminowa realizacja inwestycji warunkiem zapewnienia pokrycia krajowego zapotrzebowania na moc

Ostrołęka C bez zapewnionego finansowania

Wysokie koszty modernizacji istniejących instalacji

Osiągnięcie zakładanych efektów w zrealizowanych inwestycjach

¹ Moc osiągalna elektrowni krajowych wynosiła 45,845 GW, w tym JWCD 29,113 GW (stan na 24 maja 2019 r.).

² Wprowadzony ustawą o rynku mocy z dnia 8 grudnia 2017 r. (Dz. U. z 2018 r. poz. 9, ze zm.), pierwsza aukcja na rynku mocy odbyła się 15 listopada 2018 r.

3. SYNTEZA WYNIKÓW KONTROLI

Zapewnienie mocy wytwórczych w KSE

Moce wytwórcze osiągalne w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym od 2012 r. do 2018 r. wzrosły z 37,7 GW do 45,7 GW (o 21%), w tym JWCD z 25,9 GW do 29,5 MW (o 14%) i nJWCD z 11,8 GW do 16,2 GW (o 37%)³. W tym samym okresie krajowa produkcja energii elektrycznej ogółem wzrosła z 159,9 TWh do 165,2 TWh (o 3%), a zużycie z 157 TWh do 170,9 TWh (ponad 9%). Zaawansowany wiek bloków energetycznych oraz wysoki poziom emisji zanieczyszczeń wymaga wycofania części bloków z eksploatacji lub ich modernizacji. Z prognoz PSE SA 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 albo na 2021 r. w scenariuszu wycofań BAT⁴. 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. dla zapewnienia wystarczających mocy w systemie zależnie od scenariusza jest szacowany odpowiednio na 5,8 lub 8,1 GW. [str. 17, 20]

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 5650 MW. Przy planowanych do wycofania z eksploatacji w tym okresie bloków o mocy 8184 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 rozważyć inwestycje oparte na OZE lub energii jądrowej. [str. 31]

Brak strategii modernizacji i rozwoju mocy wytwórczych

Minister właściwy do spraw gospodarki, a następnie Minister Energii, przez pięć lat (od 2013 r.) nie wykonał obowiązku wynikającego z art. 15 ust. 2 ustawy *Prawo energetyczne* przedłożenia Radzie Ministrów projektu polityki energetycznej Polski. Projekt *Polityki Energetycznej Polski do 2040 r.* został zaprezentowany i przedłożony do konsultacji dopiero w listopadzie 2018 r. i nie został dotychczas przyjęty przez Radę Ministrów⁵. W ramach obowiązku nałożonego na państwa członkowskie UE opracowany został projekt *Krajowego planu na rzecz energii i klimatu*⁶. W sytuacji braku aktualnej polityki energetycznej Polski, właściwy minister nie opracował innych dokumentów, określających strategię rozwoju krajowych mocy wytwórczych. W efekcie wszelkie plany inwestycyjne w sektorze energii

³ Dane PSE SA.

⁴ Scenariusz ten zakłada wycofywanie z eksploatacji jednostek wytwórczych nie spełniających wymogów konkluzji BAT.

⁵ Konsultacje projektu PEP 2040 trwały od 28 listopada 2018 r. do 15 stycznia 2019 r. Na posiedzeniu sejmowej Komisji do Spraw Energii i Skarbu Państwa w dniu 2 kwietnia 2019 r. Minister Energii przedstawił informację dotyczącą efektów konsultacji projektu *Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku* oraz zapowiedział wprowadzenie zmian do projektu i jego przyjęcie przez Radę Ministrów „w okolicach wakacji”.

⁶ W dniu 15 stycznia 2019 r. Ministerstwo Energii przedstawiło do konsultacji projekt dokumentu *Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030*. Konsultacje trwały do 18 lutego 2019 r. Końcowa wersja *Planu* powinna zostać złożona do Komisji Europejskiej w terminie do 31 grudnia 2019 r.

elektrycznej oraz realizowane już projekty obciążone były zarówno ryzykiem braku rentowności, jak i regulacyjnym. Jednym z czynników tego ryzyka jest brak informacji, jaka będzie struktura miksu energetycznego w przyszłości oraz skoordynowanego z interesariuszami spójnego i podlegającego ewaluacji planu działań wskazującego na ścieżkę dojścia do projektowanego miksu. [str. 13]

Wprowadzone instrumenty wsparcia dla wytwórców energii ułatwiały 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. [str. 32, 38]

Opóźnione wprowadzenie mechanizmów wsparcia dla inwestycji

W efekcie zaniechań w kształtowaniu regulacji rynkowych w zakresie wytwarzania energii w latach 2012–2018, wytwórcy energii elektrycznej rezygnowali lub odraczali termin podjęcia części inwestycji. Łącznie wytwórcy zrezygnowali z 12 dużych inwestycji w bloki energetyczne (w tym pięć bloków planowanych przez trzy spółki kapitału prywatnego) o łącznej mocy 7145 MWe. Ponadto spadkowy trend cen energii na rynku konkurencyjnym wpływał na obniżenie przychodów wytwórców z tytułu sprzedaży energii elektrycznej. Natomiast wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ powodował zwiększenie kosztów produkcji energii elektrycznej. Dodatkowo instytucje finansowe sukcesywnie odstępowały od finansowania budowy bloków energetycznych opartych na węglu. [str. 32]

Niesprzyjające otoczenie gospodarcze

Stan realizacji Krajowego Planu Inwestycyjnego wskazywał na wysokie ryzyko niewykonania większości wskazanych tam zadań, objętych pomocą publiczną w postaci bezpłatnych uprawnień do emisji. Minister Gospodarki, a następnie Minister Energii nie dokonywał regularnej i rzetelnej analizy stopnia realizacji KPI pod kątem zaawansowania inwestycji w jednostki wytwórcze. W sytuacji wzrastającego ryzyka niepełnego wykorzystania bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂ Minister Energii podjął inicjatywę zagospodarowania niewykorzystanych przez przedsiębiorstwa uprawnień do emisji CO₂ w wyniku niezrealizowanych inwestycji. Zaproponował utworzenie funduszu celowego dla sektora energetycznego, gromadzącego wpływy ze sprzedaży tych uprawnień. [str. 40]

Wysokie ryzyko niezrealizowania większości zadań KPI

Decyzje o rozpoczęciu inwestycji w nowe moce wytwórcze były podejmowane po uprzednim przeprowadzeniu analiz ekonomiczno-finansowych. Na dziewięć poddanych kontroli inwestycji wszystkie wykazywały dodatnie wskaźniki efektywności ekonomicznej. Sposób finansowania tych przedsięwzięć był zróżnicowany, zależny od polityki inwestycyjnej danej grupy kapitałowej. Na dzień zakończenia kontroli NIK, tj. 15 lutego 2019 r., inwestycja Ostrołęka C nie posiadała zapewnionego pełnego finansowania, choć wydano już wykonawcy dyspozycję rozpoczęcia budowy elektrowni.

Zapewnienie rentowności inwestycji w moce wytwórcze

Istotnym czynnikiem pozytywnie wpływającym na rentowność był wprowadzony w 2018 r. rynek mocy, przy czym większość skontrolowanych inwestycji została podjęta jeszcze przed wprowadzeniem tego mechanizmu. Wprowadzenie rynku mocy spowodowało natomiast możliwość uzyskania dodatnich wskaźników opłacalności dla planowanej budowy Elektrowni Ostrołęka C. [str. 36]

**Opóźnienia
w realizacji inwestycji**

Wszystkie objęte kontrolą inwestycje w moce wytwórcze zostały podjęte lub zakończone z opóźnieniem w stosunku do pierwotnych założeń. Istotny wpływ na to miał długi okres od podjęcia decyzji o realizacji projektu (uchwały zarządu spółki lub opracowania pierwszej analizy ekonomicznej) do zawarcia kontraktu z wykonawcą, wynoszący od roku do ponad czterech lat, w tym postępowania w sprawie wyboru wykonawcy trwały od kilku miesięcy nawet do trzech lat. Kolejnym czynnikiem wydłużającym realizację inwestycji były opóźnienia na etapie realizacji zakontraktowanych robót (od kilku miesięcy do czterech i pół roku). Nieterminowa realizacja inwestycji wynikała zarówno z czynników obiektywnych (modyfikacja projektu, siła wyższa), jak i nieprawidłowego wywiązywania się z obowiązków przez poszczególnych uczestników procesu (niewłaściwy nadzór, błędy wykonawców robót). [str. 47]

Wzrost kosztów

We wszystkich objętych kontrolą realizowanych projektach budowy nowych mocy wytwórczych o łącznej wartości 33,8 mld złotych, poza jednym (blok gazowo-parowy w Elektrowni Włocławek), nastąpił nieznaczny wzrost kosztów ich realizacji. Wiązało się to głównie z koniecznością dokonywania zmian technicznych i technologicznych w stosunku do zaprojektowanych pierwotnie rozwiązań samych bloków lub infrastruktury towarzyszącej. Konieczne było też dostosowanie zaprojektowanych kilka lat wcześniej rozwiązań do nowych wymagań środowiskowych lub do nie dających się przewidzieć wcześniej uwarunkowań (np. geologicznych) ujawnionych w trakcie budowy. Zwiększone koszty powodowała również nieprawidłowa realizacja prac przez wykonawcę oraz niewłaściwy nadzór ze strony inwestora. Łącznie koszt kontrolowanych inwestycji wzrósł o około 643 mln zł. [str. 52]

**Ekologiczne
i technologiczne
efekty inwestycji**

Dla trzech zakończonych w okresie objętym kontrolą inwestycji (blok węglowy Elektrowni Kozienice oraz bloki gazowo-parowe Elektrowni Włocławek i Elektrociepłowni Płock) osiągnięto zakładaną moc (łącznie 2150 MW) oraz wskaźniki emisyjności gazów spalinowych. Nowy blok w Kozienicach charakteryzował się emisją CO₂ stanowiącą 86,4% emisji w porównaniu ze starszymi blokami, która jednak była wyższa od zaproponowanego przez KE limitu w tzw. Pakiecie zimowym⁷. Dla bloków gazowo-parowych we Włocławku i Płocku stężenie CO₂ w spalinach wynosiło poniżej 100 mg/Nm³. [str. 54]

**Potencjalny
wzrost kosztów
wytworzenia energii**

Nowe bloki energetyczne charakteryzują się wyższą sprawnością (nowy blok Elektrowni Kozienice – sprawność 45,6% – jedna z najwyższych na świecie), co zmniejsza koszt wytworzenia energii. Z drugiej strony

⁷ Komisja Europejska zaproponowała w tzw. Pakiecie zimowym, aby w rynku mocy mogły uczestniczyć tylko źródła, których poziom emisyjności CO₂ jest poniżej 550 kg/MWh.

konieczność zmniejszenia uciążliwości dla środowiska bloków energetycznych oraz zastosowane wobec sektora mechanizmy wsparcia dla nowych inwestycji w postaci rynku mocy, powodują wzrost kosztów produkcji energii. W końcowym efekcie oznacza to wzrost cen energii dla odbiorców końcowych.

[str. 32, 37, 57]

4. WNIOSKI

- | | |
|---|---|
| Minister Energii | <ol style="list-style-type: none">1) Podjęcie skutecznych działań celem przyjęcia <i>Polityki Energetycznej Polski do 2040</i> roku przez Radę Ministrów.2) Opracowanie, wraz z innymi istotnymi uczestnikami rynku energii planu zastępowania wyłączanych z eksploatacji jednostek wytwórczych nowymi jednostkami, zgodnie z przyjętym docelowym miksem energetycznym.3) Wprowadzenie instrumentów monitorowania i ewaluacji wsparcia regulacyjno-ekonomicznego – w odniesieniu do inwestycji modernizacyjnych i budowy mocy wytwórczych. Narzędzia te pozwolą na okresowe badanie ich skuteczności oraz zaprojektowanie i wdrożenie niezbędnych korekt w systemie. Dzięki temu interesariusze branży elektroenergetycznej nie będą zaskakiwani zmianami i wsparcie będzie adekwatne do aktualnej sytuacji na rynku. |
| Zarządy spółek sektora elektroenergetycznego | <ol style="list-style-type: none">4) Rzetelne planowanie inwestycji w modernizację i rozbudowę mocy wytwórczych uwzględniające wszystkie istotne czynniki ekonomiczne i technologiczne w długofalowej perspektywie oraz opracowywanie harmonogramu rzeczowo-czasowego inwestycji w realistyczny sposób ze szczególnym uwzględnieniem stopnia złożoności procesu oraz ryzyk. |

5. WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

5.1. Polityka państwa w zakresie zapewnienia mocy wytwórczych w krajowym systemie elektroenergetycznym

Działania administracji rządowej nie zapewniły w kontrolowanym okresie ustalenia polityki energetycznej. Nie było więc strategii ani narzędzi do zapewnienia równowagi pomiędzy bezpieczeństwem energetycznym, ochroną środowiska a przystępnością cen energii. 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 cztery lata. Poprzednia polityka energetyczna została przyjęta przez Radę Ministrów 10 listopada 2009 r., a zatem kolejna powinna zostać opracowana do listopada 2013 r. Do dnia zakończenia kontroli NIK PEP2040 nie została przyjęta. Jednocześnie 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.

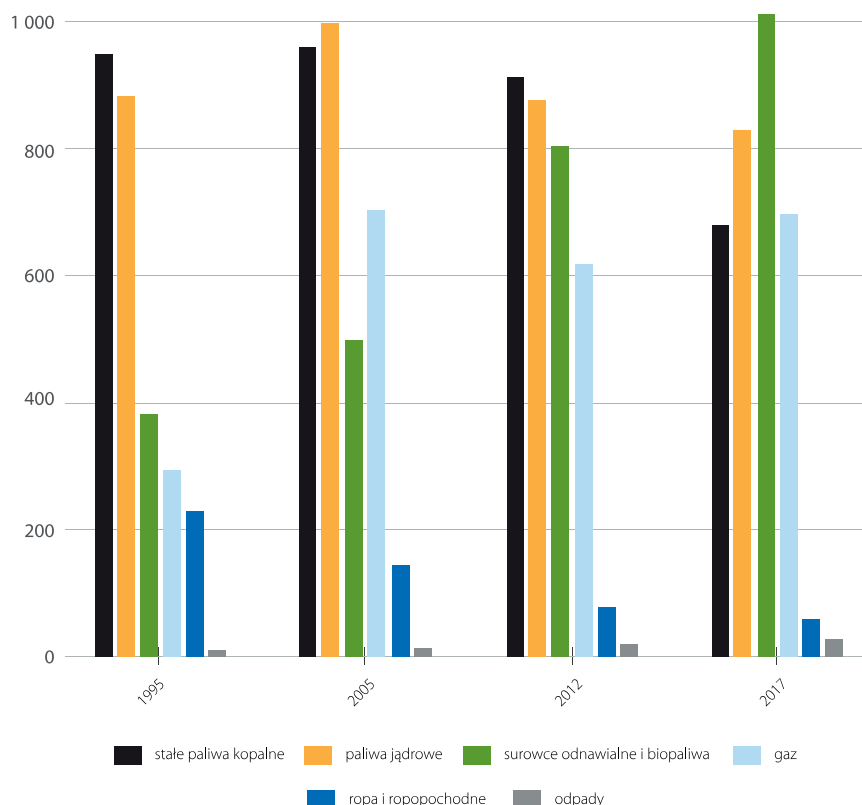
Brak docelowego miks energetycznego i zgodnej z nim strategii restrukturyzacji mocy wytwórczych

5.1.1. Miks energetyczny UE i uwarunkowania jego zmiany

Wykres nr 1

Produkcja energii elektrycznej brutto według paliwa UE (TWh)

Unia Energetyczna dla Europy



Źródło: EU Commission Energy Statistics 2018.

Polityka Unii Europejskiej zmierza do zasadniczej transformacji systemu energetycznego w Europie, ukierunkowanej na zmniejszenie negatywnego wpływu energetyki na środowisko. Wiąże się to z koniecznością odejścia od gospodarki opartej na paliwach kopalnych, w szczególności na węglu.

Zużycie energii elektrycznej w UE wzrosło w 2018 r. o 0,2% w porównaniu z 2017 r. i wyniosło 3276 TWh. Do najistotniejszych zmian w europejskim miksie energetycznym w 2018 r. należy zaliczyć wzrost produkcji energii z wiatru (o 22 TWh), przy czym 90% tego wzrostu osiągnięto z produkcji w trzech krajach (Niemczech, Wielkiej Brytanii i Francji). Produkcja energii elektrycznej w oparciu o węgiel kamienny spadła w skali UE o 9%, tj. o 34 TWh (do poziomu 324 TWh). W stosunku do poziomu z 2012 r. produkcja w oparciu o węgiel kamienny spadła o 40%. Przełożyło się to na spadek emisji CO₂ w sektorze energetycznym o 5%.

Według najnowszego *Czwartego raportu o Stanie Unii Energetycznej* opracowanego w kwietniu 2019 r. przez Komisję Europejską krzywe emisji gazów cieplarnianych i zużycia energii coraz bardziej się odchylają od krzywej wzrostu gospodarczego. Jest to efektem przechodzenia w skali europejskiej na niskowęglową i efektywną energetycznie gospodarkę. Gospodarka europejska jest więc na dobrej drodze do zrealizowania założeń *Porozumienia paryskiego* w zakresie zmniejszenia o 20% emisji gazów cieplarnianych w stosunku do poziomu z 1990 r. W 2017 r. 11 krajów członkowskich osiągnęło już udział energii odnawialnej powyżej celu na 2020 r. Ponadto 21 krajów osiągnęło lub przekroczyło orientacyjny kurs na lata 2017–2018 określony w *Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniającej i w następstwie uchylającej dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE*⁸. W przypadku pozostałych siedmiu krajów (w tym Polski) konieczne jest wzmożenie wysiłków, aby zapewnić osiągnięcie przyjętych założeń. Według raportu Polska jest także w grupie 11 krajów, których aktualne lub planowane do wdrożenia polityki promujące odnawialne źródła energii wydają się być niewystarczające. Wzmocniony został Europejski System Handlu Emisjami. Uruchomiona od stycznia 2019 r. rezerwa stabilności rynkowej (poprzez korektę liczby rocznych uprawnień sprzedawanych na aukcji, jeśli całkowita liczba uprawnień w obiegu przekroczy określony poziom) wpłynęła na wzrost cen emisji. Według analityków rynku rezerwa utrzyma swój wzrostowy i stabilizujący wpływ na ceny emisji przez kolejną dekadę. Eksperci cytowani przez agencję Reuter oszacowali, że w 2019 r. unijne uprawnienia do emisji CO₂ będą kosztować 27 euro za tonę, natomiast w 2020 r. 32,83 euro/t. Na koniec grudnia 2018 r. koszt ten wynosił 24,64 euro za prawo do emisji tony dwutlenku węgla. Dla porównania w grudniu 2012 r. dzienne ceny zamknięcia uprawnień EUA na rynku spot wahały się w przedziale od 5,76 do 7,10 euro (dane KOBIZE).

W listopadzie 2016 roku Komisja Europejska przedstawiła projekt tzw. Pakietu zimowego⁹ – dokumentów wytyczających kierunki polityki energetycznej i klimatycznej Unii Europejskiej na lata 2020–2030. KE przewiduje formalne przyjęcie Pakietu w 2019 r. Pakiet wprowadza nowe, zaostrzone w stosunku do ustalonych na 2020 r., wymagania w zakresie celów klimatycznych UE do roku 2030, w tym:

⁸ Dz. Urz. UE L 140 z 5.06.2009, s. 16, ze zm.

⁹ Ang. *Clean Energy for All Europeans package*; dalej także: Pakiet.

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

- ograniczenie o co najmniej 40% wewnętrznych emisji gazów cieplarnianych w gospodarce w porównaniu z 1990 r.,
- osiągnięcie co najmniej 32% udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto,
- poprawienie efektywności energetycznej do poziomu 32,5%.

Pakiet wprowadza także normę ograniczającą w praktyce możliwość wsparcia po 2025 r. dla źródeł energii o emisyjności powyżej 550 gCO₂/kWh. Normy takiej nie spełnia obecnie żadna polska elektrownia na węgiel kamienny lub brunatny.

Dla realizacji ustalonych w UE celów każde z państw członkowskich zobowiązane jest do opracowania i przedstawienia ścieżki dojścia do celów na poziomie krajowym z uwzględnieniem własnej specyfiki. Według art. 3 *rozporządzenia 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 roku w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu*¹⁰ do 31 grudnia 2019 r., a następnie na kolejne okresy dziesięcioletnie, państwa członkowskie są zobowiązane zgłosić KE zintegrowany krajowy plan w dziedzinie energii i klimatu.

5.1.2. Miks energetyczny w wybranych państwach UE¹¹

W porównaniu ze średnią miksu energetycznego UE, miks energetyczny Niemiec¹² charakteryzuje się udziałem energii odnawialnej na podobnym poziomie 12% (UE 13%). Udział gazu ziemnego stanowi 20,5% (UE 22,0%), ropy naftowej 33,7% (UE 34,4%). Wyższy niż średnia UE jest udział paliw stałych 25,0% (UE 16,2%), na co składa się m.in. wykorzystanie krajowych zasobów węgla brunatnego. Udział energii jądrowej w miksie jest niższy od średniej europejskiej i wynosi 7,4% (UE 13,6%) oraz odzwierciedla planowe odchodzenie od energii jądrowej.

Niemcy

Miks energetyczny Wielkiej Brytanii jest w znacznym stopniu oparty o gaz ziemny – 32,4%. Charakteryzuje się on również względnie niskim udziałem energii odnawialnej – 7,8%. Wielka Brytania ma również duży udział energii jądrowej w miksie 9,6 % oraz planuje dalszy rozwój tego źródła energii. Udział paliw stałych wynosił natomiast 12,6%. W 2015 r. odnotowano największe zmniejszenie emisji spośród wszystkich krajów UE. Spowodowane ono było silną redukcją udziału węgla w produkcji energii i jednoczesnym wzrostem źródeł odnawialnych oraz energii jądrowej.

Wielka Brytania

Francuski miks energetyczny charakteryzuje się o wiele wyższym od średniej UE udziałem energii jądrowej w miksie energetycznym 43,7%. Paliwa kopalne stanowią znacznie niższy odsetek niż średnia UE (gaz 13,6%, ropa 30,3%, paliwa stałe 3,4%). Udział energii odnawialnej jest również niższy i wynosi 8,5%. Różnica ta od 2001 r. systematycznie się powiększała, gdyż przyrost odnawialnych źródeł był we Francji wolniejszy niż średnio w UE. Jak podał portal *planete-energies.com* udział poszczególnych źródeł energii w produkcji energii elektrycznej we Francji w 2017 roku kształtował się następująco: energia jądrowa 71,6%, wodna 10,1%, gaz 7,7%, wiatr 4,5%, węgiel natomiast odpowiadał za produkcję tylko 1,8% energii elektrycznej.

Francja

¹⁰ Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, s. 1.

¹¹ Trzeci Raport Komisji Europejskiej o Stanie Unii Energetycznej z 23 listopada 2017 r. – dane wg stanu na 2015 r.

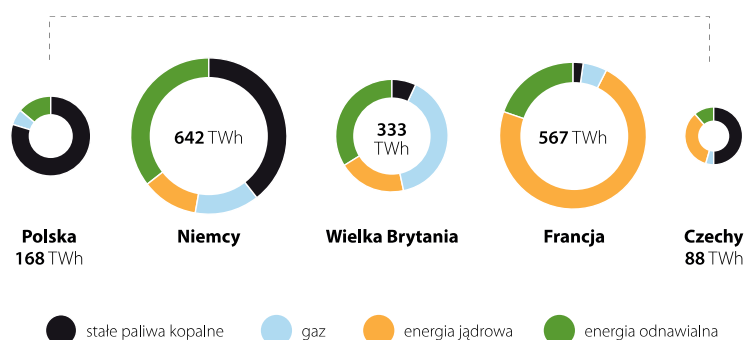
¹² Rozumiany jako wewnętrzne zużycie energii brutto (z ang. *gross inland consumption* – GIC), jest całkowitym zapotrzebowaniem na energię w danym kraju.

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

Czechy Miks energetyczny Czech w porównaniu ze średnią UE miał w 2015 r. niższy udział energii ze źródeł odnawialnych 9,8% i wyższy udział energii jądrowej 16%. Mniejsze znaczenie w miksie miał również gaz ziemny 14,9% i ropa naftowa 20,6% wobec średniej w UE. Republika Czeska wykorzystywała też ponad dwa razy więcej paliw stałych niż średnia unijna (38,1 %). W marcu 2017 r. Czechy przyjęły strategię mającą zapobiegać zmianom klimatycznym. Strategia uwzględnia przejście na gospodarkę niskowęglową oraz wzrost udziału odnawialnych źródeł energii.

Wykres nr 2

Produkcja energii brutto według paliwa w wybranych krajach UE (TWh)

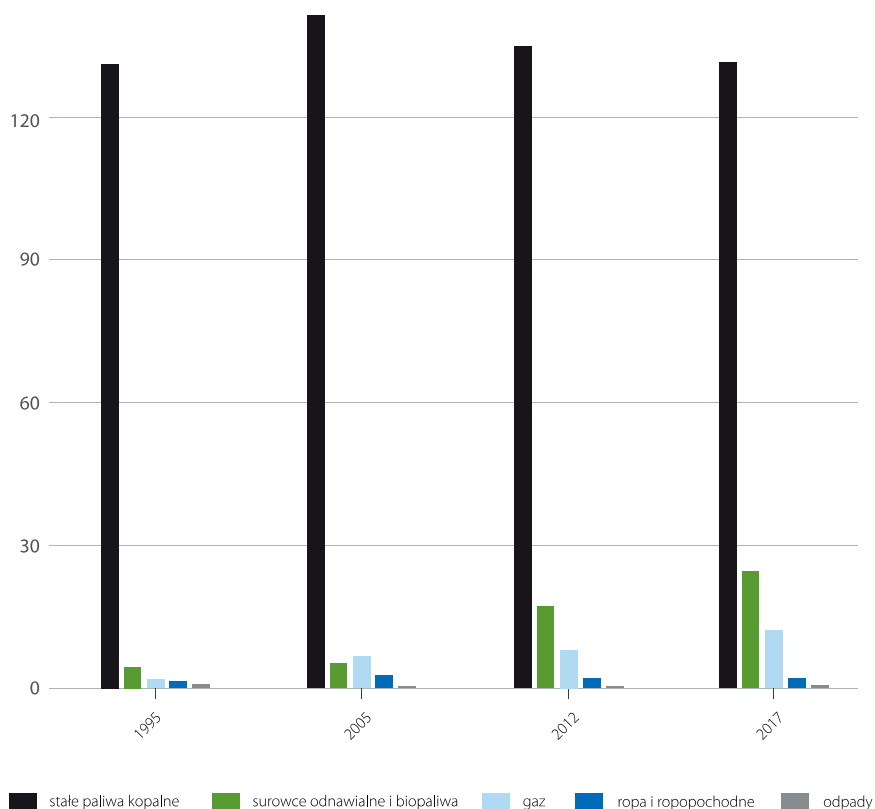


Źródło: EU Commission Energy Statistics.

5.1.3. Polski miks energetyczny

Wykres nr 3

Produkcja energii elektrycznej brutto według paliwa Polska (TWh)



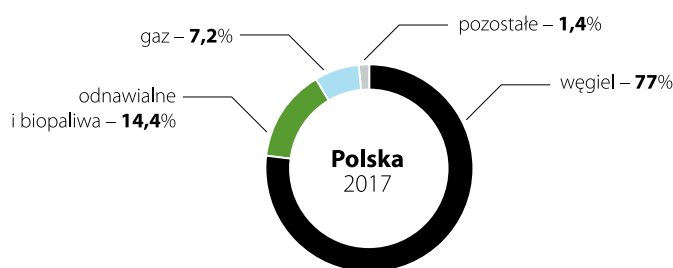
Źródło: EU Commission Energy Statistics.

Polska w 2018 r. była szóstym największym konsumentem energii elektrycznej w UE. W 2018 r. Polska była po Niemczech drugim krajem w UE co do ilości wyprodukowanej energii elektrycznej opartej na węglu kamiennym (80 TWh) i brunatnym (49 TWh). Przy czym była jedynym w UE krajem, w którym odnotowano wzrost produkcji w oparciu o węgiel kamienny (o 2 TWh). Niemcy w tym samym czasie wyprodukowały o 11 TWh mniej energii z tego paliwa. Jednocześnie w Polsce odnotowano spadek produkcji energii z węgla brunatnego o 3 TWh, elektrowni wodnych o 1 TWh i wiatrowych o 2 TWh. Polska gospodarka plasuje się na drugim miejscu (za estońską) pod względem emisyjności. W 2018 r. emisyjność była na poziomie 682 gCO₂eq/kWh (wzrost o 1% w porównaniu z 2017 r.) przy średniej dla UE wynoszącej 296 gCO₂eq/kWh (spadek o 5% w porównaniu z 2017 r.)¹³.

W latach 2017 i 2018 produkcja prądu w polskich elektrowniach przekroczyła w skali roku 165 TWh. Oznacza to wzrost na przestrzeni od 2012 r. (159,9 TWh) do 2018 r. (165,2 TWh) o 3,2%. Większość produkcji w 2018 r., to jest 79,56%, dostarczyły elektrownie opalane węglem kamiennym (49,86%) i brunatnym (29,7%). Udział elektrowni wiatrowych, wodnych i innych odnawialnych źródeł energii wyniósł łącznie 8,57%, a elektrowni gazowych 5,8%. Pozostałe 6,07% przypada na elektrownie przemysłowe. To oznacza, że łączny udział energii wyprodukowanej z węgla w polskim miksie zmniejszył się na przestrzeni od 2012 r. z 87,63% do 79,56%, to jest o 8,07 punktu procentowego. Przy czym większy spadek udziału w produkcji dotyczył w badanym okresie węgla brunatnego – spadek o 5,07 punktu procentowego.

Wykres nr 4

Produkcja energii elektrycznej w Polsce w 2017 r. (%)



Źródło: EU Commission Energy Statistics.

W projekcie *Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku*¹⁴ z 23 listopada 2018 r. opracowanym przez Ministerstwo Energii nie zaplanowano budowy żadnych nowych elektrowni węglowych (poza już zaplanowanymi lub budowanymi – Jaworzno, Opole i Ostrołęka). W miejsce odstawianych jednostek zaplanowano budowanie gazowo-parowych. Założono również budowę bloków jądrowych¹⁵, a także rozwój elektrowni fotowoltaicznych i morskich elektrowni wiatrowych¹⁶. Za miarę realizacji celu PEP2040,

¹³ The European Power Sector in 2018 – Agora Energiewende i Sandbag.

¹⁴ Dalej: PEP2040.

¹⁵ Projekt PEP2040 zakłada budowę pierwszego bloku jądrowego w 2033 r., a następnie budowę kolejnych bloków co 2 lata.

¹⁶ W PEP2040 zaplanowano, iż w 2040 r. moc zainstalowana w elektrowniach fotowoltaicznych może wynieść nawet 20 GW, a w morskich elektrowniach wiatrowych – 10 GW.

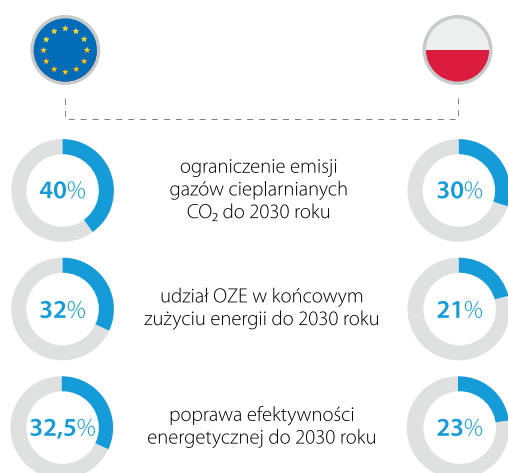
WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

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.).

Wykres nr 5

Porównanie celów polityki energetycznej UE i Polski



Źródło: Dane NIK.

Polityka energetyczna Polski do 2030 roku (PEP2030), która została przyjęta przez Radę Ministrów w dniu 10 listopada 2009 r.¹⁷, w zakresie bezpieczeństwa energetycznego odwoływała się wciąż do roli węgla jako źródła będącego ważnym stabilizatorem dla krajowej energetyki i gospodarki. Zwracano równocześnie uwagę na fakt, iż prognozy pokrycia przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną wskazują na konieczność rozbudowy istniejących mocy wytwórczych.

W PEP2030 zakładano krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną netto w 2020, 2025 i 2030 roku odpowiednio w wysokości 156,1 TWh, 180,4 TWh i 201,7 TWh. Natomiast według analiz prognostycznych do projektu PEP2040 zapotrzebowanie to oszacowano na 165,0 TWh w 2020 r. (tj. o 5,7% więcej) oraz na zbliżonym poziomie dla lat 2025 – 181,2 TWh i 2030 – 198,8 TWh. Na rok 2040 zapotrzebowanie na energię oszacowano na 230,1 TWh. W analizach prognostycznych do obu dokumentów tak oszacowane zapotrzebowanie znalazło swoje pokrycie w przewidywanej produkcji, która według PEP2030 miała osiągnąć w 2020 i 2030 roku wartości netto odpowiednio 156,1 TWh i 201,8 TWh oraz według PEP2040 – odpowiednio 165 TWh i 199,8 TWh oraz 231,8 TWh w 2040 r.

¹⁷ 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. z 2010r. Nr 2, poz. 11).

W perspektywie do roku 2030 obie polityki zakładały umiarkowany wzrost produkcji energii wytwarzanej z węgla brunatnego (według PEP 2030 z 40 TWh w 2020 r. do 42,3 TWh w 2030, tj. o 5,7%), a według PEP 2040 z 54,3 TWh do 56,9 TWh, tj. o 4,7%). Jednak projekt nowej polityki przewiduje w ostatniej dekadzie (do roku 2040) już znaczny spadek udziału tego surowca w produkcji energii do 11,7 TWh, tj. do poziomu 21,5% w stosunku do roku 2020.

Zasadnicza różnica w analizowanych dokumentach widoczna jest natomiast w prognozowanym udziale produkcji energii w oparciu o węgiel kamienny. I tak PEP2030 zakładała wzrost produkcji energii z tego surowca z 62,7 TWh w 2020 do 71,8 TWh w 2030 (tj. o 14,5%). Natomiast w PEP2040 prognozuje się wyprodukowanie w 2020 r. 74,5 TWh, w 2030 r. 67,4 TWh, a w 2040 r. 62,9 TWh przy udziale węgla kamiennego, co oznacza w latach 2020–2030 spadek o 10,5%, a w 2040 roku 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. Produkcja energii z tych źródeł może również zapewnić spełnienie aktualnych i stale rosnących wymagań polityk Unii Europejskiej w tym zakresie. 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., uwzględnił 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. Mimo iż oba dokumenty uwzględniały to źródło, to horyzont czasowy, w jakim zapewniony zostanie szacowany jego udział w produkcji energii ogółem, znacząco się różni. Według projektu PEP2040 w okresie do 2030 roku nie przewiduje się udziału energetyki jądrowej w miksie energetycznym. Oddanie pierwszego bloku zaplanowano według tego dokumentu dopiero na 2033 rok, a ilość wyprodukowanej energii w 2040 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.

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* przedstawiono do konsultacji społecznych dopiero w listopadzie 2018 r. Projekt ten, do zakończenia kontroli NIK był w fazie konsultacji. Nie zawierał on oceny realizacji polityki energetycznej państwa za poprzedni okres, wymaganej przez art. 15 ust. 1 pkt 1 *Prawa energetycznego*.

5.2. Działania dla zapewnienia pokrycia krajowego zapotrzebowania na moc oraz uzyskania zakładanego miks energetycznego

Inwestycje w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej prowadzone były z uwzględnieniem aktualnych wymagań środowiskowych i polityk UE. Na etapie ich planowania lub w trakcie realizacji uwzględniono i odpowiednio modyfikowano ich założenia technologiczne tak, aby uwzględnić wymogi BAT. Wolumen nowo budowanych bloków zapewni pokrycie krajowego zapotrzebowania na moc w perspektywie najbliższych lat pod warunkiem, że zostaną zrealizowane terminowo. Analizy wystarczalności generacji opracowane przez PSE w styczniu 2019 r., uwzględniające wyniki aukcji dla odnawialnych źródeł energii oraz budowane jednostki centralnie dysponowane, wskazują na ryzyko, że w latach 2029–2030 wystąpią przekroczenia standardu zachowania bezpieczeństwa.

5.2.1. Krajowe zdolności wytwórcze i bilans mocy

Wymagane działania
w zakresie rozwoju
mocy wytwórczych

Moce wytwórcze osiągalne w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym od 2012 r. do 2018 r. wzrosły z 37 720 MW do 45 650 MW (o 21%), w tym JWCD z 25 876 MW do 29 461 MW (o 14%) i nJWCD z 11 844 MW do 16 189 MW (o 37%). W tym samym okresie krajowa produkcja energii elektrycznej ogółem wzrosła z 159,9 TWh do 165,2 TWh (o 3%), a zużycie z 157 TWh do 170,9 TWh (ponad 9%). Prognozy PSE wskazują na wzrostowy trend zużycia energii elektrycznej, które szacowane jest na 178 TWh w 2020 r., 215 TWh w 2030 r. i 231 TWh w 2035 r.

W *Sprawozdaniu z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2015 r. do dnia 31 grudnia 2016 r.*¹⁸ przedstawiono bilanse mocy obejmujące okres ponad 15 lat i prognozy w odniesieniu do dwóch scenariuszy wpływu konkluzji BAT¹⁹ 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. W scenariuszu modernizacyjnym prognozowane jest wycofanie do roku 2035 spośród istniejących JWCD ciepłych 14 675 MW, w tym 2985 MW już do roku 2020. Dla scenariusza wycofań BAT planowane wyłączenia JWCD ciepłych są jeszcze wyższe i sięgają 20 262 MW w 2035 r., z czego 4960 MW do roku 2020. Uwzględniając planowane wycofania oraz przyrosty mocy w scenariuszu modernizacyjnym, osiągalna moc JWCD ciepłych spadnie z 20 459 MW w 2020 r. do 8774 MW w 2035 r., tj. o 57%, a w scenariuszu wycofań z 18 462 MW w 2020 r. do 3163 MW w 2035 r.,

¹⁸ Opracowanym przez Ministra Energii na podstawie art. 15b ust. 3–8 Prawa energetycznego.

¹⁹ 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, s. 1). 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.

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

co oznacza spadek o 82%. Należy podkreślić, że prognozy uwzględniały JWCD będące w budowie (źródła o łącznej mocy 5,3 GW), przy założeniu, że będą one oddawane w zakładanych terminach oraz że do 2031 r. powstanie elektrownia jądrowa o mocy 1,65 GW.

Z prognoz PSE SA²⁰ 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 14 686 MW w 2035 r.). Skumulowane wielkości wycofań mocy w istniejących JWCD ciepłych w scenariuszu modernizacyjnym do roku 2020 sięgną 2985 MW, a w scenariuszu wycofań nawet 6617 MW. Wymagany przyrost mocy sumarycznej do 2020 r. dla scenariusza modernizacyjnego wynosi według długoterminowych analiz pokrycia zapotrzebowania 5800 MW, a w scenariuszu wycofań 8100 MW. Przy łącznej mocy 7295 MW już zakończonych i planowanych do zakończenia w perspektywie 2020 r. (w tym 1000 MW Ostrołęka C – planowane oddanie w 2023 r.) inwestycji oznacza to, iż zapewnienie bezpieczeństwa dostaw uzależnione jest od terminowej budowy nowych mocy wytwórczych niezależnie od scenariusza.

W styczniu 2018 r. PSE SA 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 przygotowane 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-E²¹ na potrzeby prognoz wystarczalności generacji).

Wykres nr 6

Prognoza wystarczalności generacji

	LOLE oczekiwany sumaryczny czas trwania deficytów mocy w rozpatrywanym okresie	EENS oczekiwany wolumen energii niedostarczonej w wyniku deficytów mocy w rozpatrywanym okresie
2025–2028	0,1 – 2,1 h/rok	132 – 2 632 MWh/rok
2029–2030	5,6 – 22,5 h/rok	7 160 – 29 162 MWh/rok
2031–2035	2 116,3 – 6 631,6 h/rok	3 473 273 – 28 238 624 MWh/rok

Źródło: Dane PSE SA.

²⁰ Informacje spółki PSE SA do sprawozdania Ministra Energii z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres 2015–2016–marzec 2017 r.

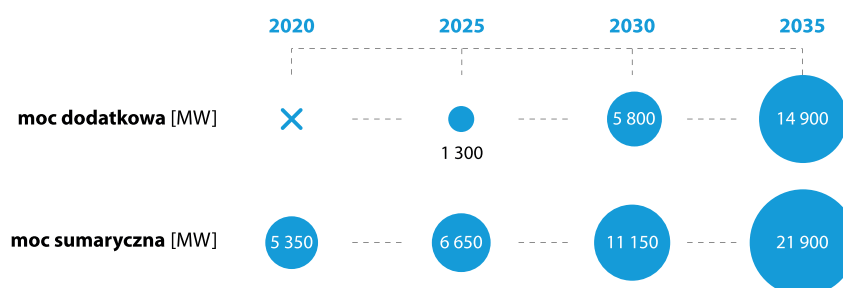
²¹ European Network of Transmission System Operators for Electricity.

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

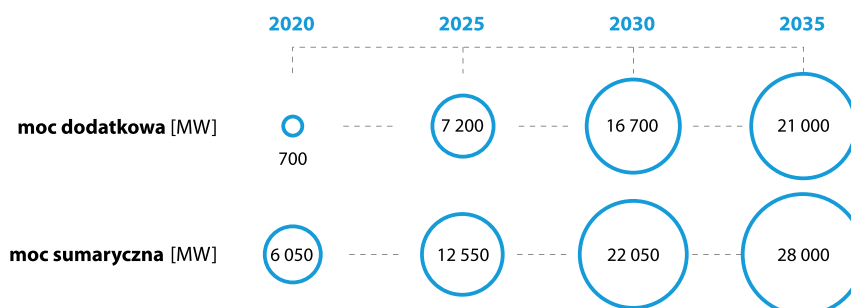
Z podsumowania prognoz PSE dotyczących pokrycia zapotrzebowania na moc wynikało, że warunkiem zapewnienia w perspektywie najbliższych lat bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej jest terminowe włączanie do eksploatacji realizowanych i planowanych nowych źródeł wytwórczych JWCD. Według prognozy PSE na lata 2017–2035 przy scenariuszu modernizacyjnym całkowite zapotrzebowanie na nowe zdolności wytwórcze w perspektywie do 2035 r. wyniesie około 22 GW, a w scenariuszu wycofań nawet około 28 GW. W najbliższej perspektywie konieczne jest oddanie do użytkowania JWCD o sumarycznej mocy około 5300 MW przy utrzymaniu w eksploatacji możliwie największej części zdolności wytwórczych obecnie funkcjonujących.

Wykres nr 7 i 8

Wymagany przyrost mocy dla scenariusza modernizacyjnego BAT oraz scenariusza wycofań BAT wyrażony w wartościach narastających



scenariusz modernizacyjny BAT – zakładający podjęcie działań inwestycyjnych w celu dostosowania jednostek wytwórczych do zastrzonych norm emisyjnych wynikających z konkluzji BAT i w konsekwencji wydłużenie okresu eksploatacji tych jednostek (scenariusz oparty na założeniu, że warunki rynkowe będą sprzyjać podejmowaniu decyzji inwestycyjnych)



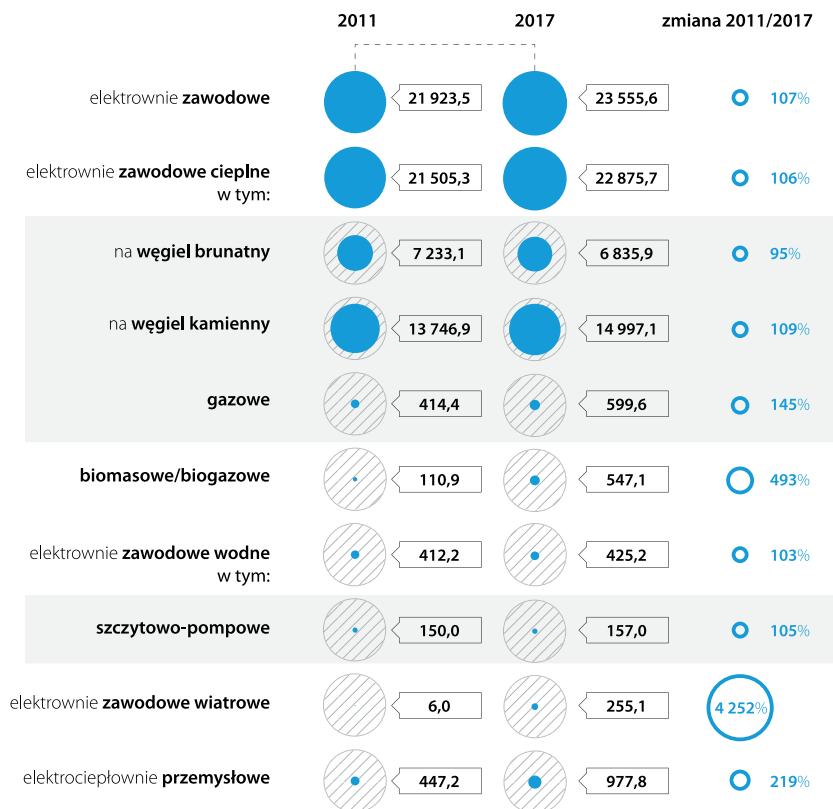
scenariusz wycofań BAT – zakładający przyspieszenie wycofań jednostek wytwórczych z eksploatacji w celu uniknięcia ponoszenia nakładów inwestycyjnych na dostosowanie ich do zastrzonych norm emisyjnych (scenariusz oparty na założeniu, że warunki rynkowe nie będą sprzyjać podejmowaniu decyzji inwestycyjnych)

Źródło: Dane PSE SA.

5.2.2. Budowa nowych mocy wytwórczych

Wykres nr 9

Charakterystyka mocy wytwórczych w kontrolowanych podmiotach



Źródło: Dane NIK.

Zainstalowana moc elektryczna ogółem łącznie dla wszystkich kontrolowanych Spółek²² w latach 2012–2017 wzrosła o 10% (z 22 370,7 MW do 24 638,3 MW). W tym udział mocy zainstalowanej elektrowni zawodowych ciepłych opartych na węglu kamiennym nie zmienił się znacząco (z 61,45% do 60,87%). Obniżyła się moc zainstalowana elektrowni zawodowych ciepłych opartych o węgiel brunatny (z 32,33% do 27,74% mocy zainstalowanej ogółem).

Stan mocy wytwórczych
w kontrolowanych
podmiotach

²² Dane dotyczą mocy zainstalowanej grup kapitałowych, w skład których wchodzi kontrolowane podmioty.

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

Tabela nr 1

Zainstalowana moc elektryczna kontrolowanych spółek

Wyszczególnienie	Moc zainstalowana elektryczna				zmiana 2017/2011
	2011 r.		2017 r.		
	MW _e	%	MW _e	%	%
OGÓŁEM	22 370,7	100,00	24 638,3	100,00	110,14
Elektrownie zawodowe	21 923,5	98,00	23 555,6	95,61	107,44
Elektrownie zawodowe ciepłe, w tym:	21 505,3	96,13	22 875,7	92,85	106,37
– na węglu brunatnym	7 233,1	32,33	6 835,9	27,74	94,51
– na węglu kamiennym	13 746,9	61,45	14 997,1	60,87	109,09
– gazowe	414,4	1,85	599,6	2,43	144,70
– biomasowe/biogazowe	110,9	0,50	547,1	2,22	493,20
Elektrownie zawodowe wodne	412,2	1,84	425,2	1,73	103,15
– w tym: szczytowo-pompowe	150,0	0,67	157,0	0,64	104,63
Elektrownie zawodowe wiatrowe	6,0	0,03	255,1	1,04	4 251,67
Elektrociepłownie przemysłowe	447,2	2,00	977,8	3,97	218,65
Elektrownie niezależne OZE	0,0	0,00	0,0	0,00	0,00

Źródło: Dane NIK.

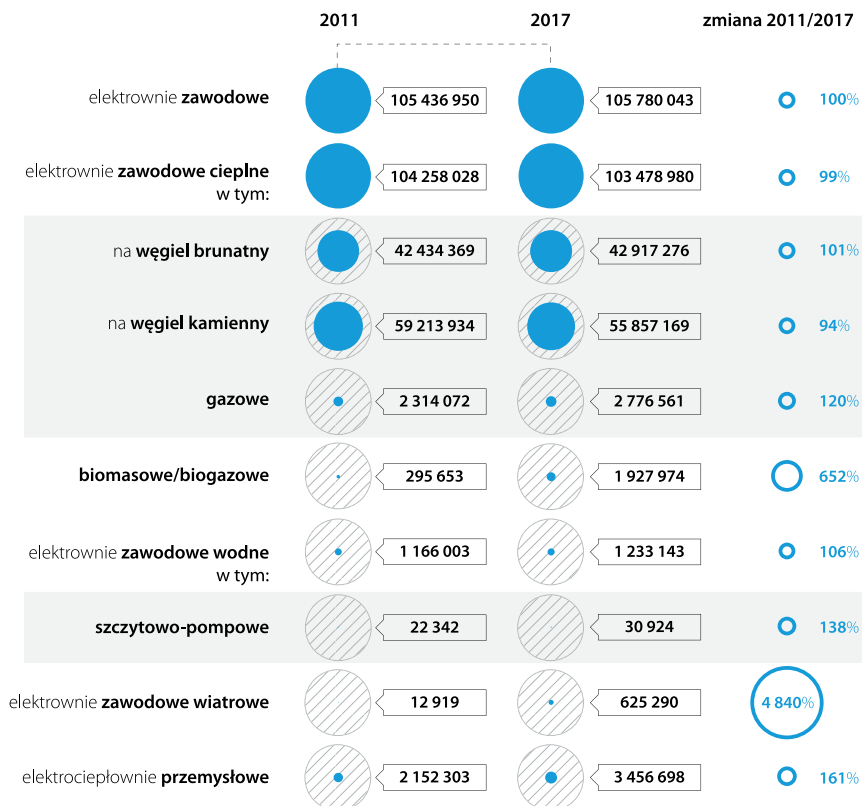
Produkcja energii elektrycznej

W okresie 2011–2017 produkcja energii elektrycznej brutto wzrosła ogółem w kontrolowanych podmiotach o 1,53%, tj. z 107 589 253 MWh do 109 236 741 MWh i w większości (94,5% w 2011 r. i 90,5% w 2017 r.) została wyprodukowana w oparciu o paliwa stałe (węgiel kamienny i brunatny). Największy wolumen energii był produkowany z węgla kamiennego (59 213 934 MWh w 2011 r. i 55 857 169 MWh w 2017 r.), przy czym jego udział w produkcji ogółem obniżył się o 4% (z 55% do 51%). Nieznacznie wzrósł wolumen energii wyprodukowanej z węgla brunatnego (42 434 369 MWh w 2011 r. i 42 917 276 MWh w 2017 r.), jednocześnie jego udział w produkcji ogółem pozostał na poziomie 39 % w porównywalnych latach.

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

Wykres nr 10

Produkcja energii elektrycznej w kontrolowanych podmiotach



Źródło: Dane NIK.

Tabela nr 2

Produkcja energii elektrycznej w kontrolowanych podmiotach

Wyszczególnienie	2011	2017	Zmiana
	MWh		%
Produkcja ogółem	107 589 253	109 236 741	101,53
Elektrownie zawodowe	105 436 950	105 780 043	100,33
Elektrownie zawodowe ciepłe, w tym:	104 258 028	103 478 980	99,25
– na węglu brunatnym	42 434 369	42 917 276	101,14
– na węglu kamiennym	59 213 934	55 857 169	94,33
– gazowe	2 314 072	2 776 561	119,99
– biomasowe/biogazowe	295 653	1 927 974	652,11
Elektrownie zawodowe wodne	1 166 003	1 233 143	105,76
– w tym: szczytowo-pompowe	22 342	30 924	138,41
Elektrownie zawodowe wiatrowe	12 919	625 290	4840,08
Elektrociepłownie przemysłowe	2 152 303	3 456 698	160,60
Elektrownie niezależne OZE	0	0	0,00

Źródło: Dane NIK.

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

Strategie wytwórców energii w zakresie rozwoju mocy wytwórczych

W okresie objętym kontrolą prowadzone były lub zostały ukończone inwestycje 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.

Mapa nr 1

Mapa kontrolowanych inwestycji



Źródło: Dane NIK.

Tabela nr 3

Zestawienie inwestycji objętych kontrolą

Lokalizacja bloku	Inwestor	Moc MW	Paliwo	Koszt (mld zł)	Termin oddania
Elektrownia Kozienice	Enea	1075	Węgiel kamienny	5,1	2017
Elektrownia Włocławek	PKN Orlen	462	Gaz ziemny	1,3	2017
Elektrociepłownia Płock	PKN Orlen	606	Gaz ziemny	1,7	2018
Elektrownia Opole	PGE	1800	Węgiel kamienny	9,4	2019
Elektrownia Jaworzno III	Tauron PE	910	Węgiel kamienny	4,5	2019
Elektrociepłownia Stalowa Wola	Tauron PE/ PGNiG	449	Gaz ziemny	1,8	2019
Elektrownia Turów	PGE	496	Węgiel brunatny	3,5	2020
Elektrociepłownia Żerań	PGNiG Termika	497	Gaz ziemny	1,5	2020
Elektrownia Ostrołęka C	Energa/Enea	1000	Węgiel kamienny	5,0	2023
Razem moc		7295	Razem koszt	33,8	

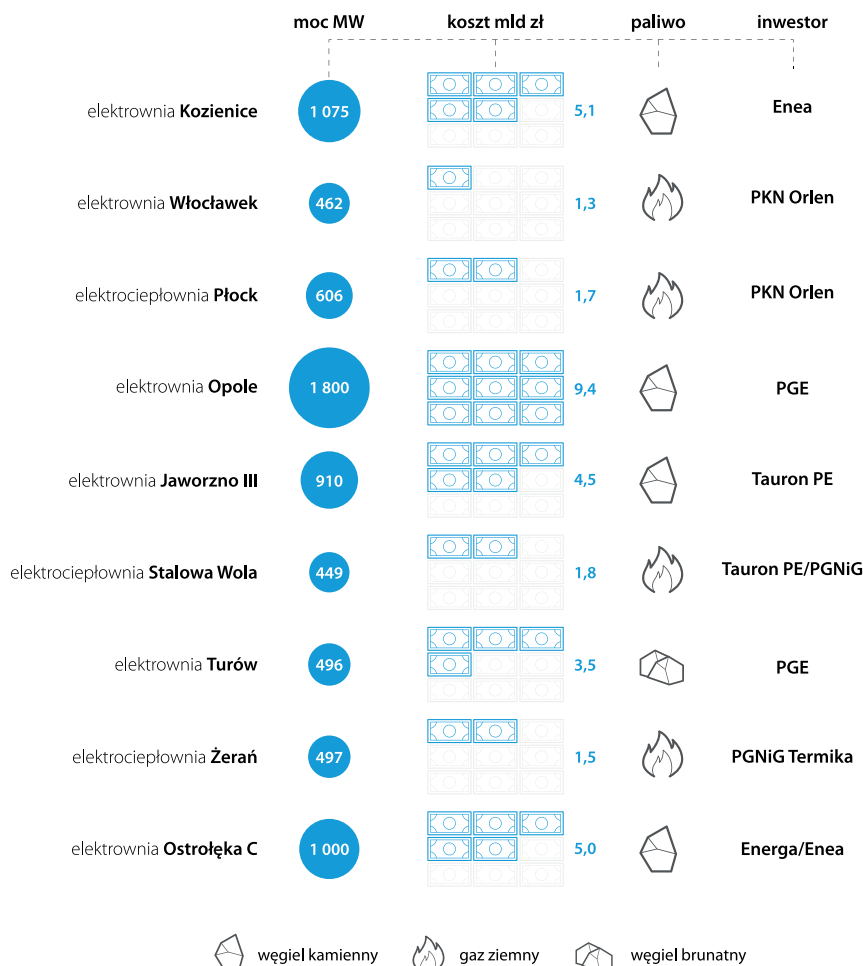
Źródło: Dane NIK.

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

Większość (65%) nowych mocy wytwórczych zasilana była węglem kamiennym – łącznie jednostki o mocy 4785 MW. Cztery jednostki zasilane gazem ziemnym o łącznej mocy 2014 MW (27,6%) oraz jedna na węgiel brunatny o mocy 496 MW (6,8%).

Infografika nr 1

Inwestycje w moce wytwórcze objęte kontrolą



Źródło: Dane NIK.

W 2018 r. w skład Spółki wchodził zespół pięciu elektrowni o łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej 4291 MW, z czego 3986 MW stanowiła moc jednostek wytwórczych centralnego dysponowania. W latach 2011–2017 moc urządzeń wytwórczych zmniejszyła się o ok. 18,8% z 5282,7 MW do 4291 MW. Powyższy spadek mocy spowodowany był zarówno ubytkiem wynikającym z przekazania – w ramach restrukturyzacji Grupy Tauron – aktywów wytwórczych do innych spółek (łącznie moc zmniejszyła się o 436,7 MW), w których udziały posiada TPE SA, jak i wycofaniem z ruchu części jednostek wytwórczych z powodu ich technicznego zużycia oraz na skutek przyrostu mocy powstałego w wyniku budowy i modernizacji innych jednostek wytwórczych (łącznie moc zmniejszyła się o 555 MW).

Do końca 2019 r. Spółka planuje wycofanie z eksploatacji dziewięciu bloków energetycznych o łącznej mocy 1030 MW, ze względu na ich wiek (konstruowane były w latach 60 i 70-tych XX wieku), niską sprawność i niespełnianie aktualnych wymagań środowiskowych – konkluzje BAT.

Tauron Wytwarzanie SA

Największy spadek mocy wytwórczej Spółki planowany jest na lata 2027–2030, kiedy to – głównie z powodu zużycia technicznego – zostanie wycofanych z eksploatacji 12 bloków energetycznych o łącznej mocy 2355 MW.

Budowany w oddziale Elektrownia Jaworzno III, i przewidziany do włączenia do eksploatacji w 2019 r. blok o mocy 910 MW będzie zasilany węglem kamiennym (2 215 754 ton/rok). Założono 6621 godzin pracy z pełną mocą na rok i produkcję energii elektrycznej brutto w ilości 6 024 928 MWh/rok. Blok będzie pracował ze sprawnością 45,9%, podczas gdy sprawność dotychczasowych jednostek wytwórczych razem w latach 2011–2017 osiągała poziom odpowiednio 35,3% i 36,3%.

ENEA SA Na koniec 2017 r. moc zainstalowana w jednostkach wytwórczych należących do Grupy Kapitałowej ENEA wynosiła 6257 MW i w stosunku do 2011 r. (3117 MW) wzrosła o 101%. Największe moce wytwórcze były zainstalowane w elektrowniach zawodowych ciepłych (6257 MW), w tym: opartych na węglu kamiennym – 5827 MW, gazowych – 10 MW, biomasowych – 289 MW, w elektrowniach zawodowych wodnych – 60 MW oraz wiatrowych – o 70 MW. Największy przyrost mocy w ujęciu liczbowym nastąpił w przypadku elektrowni zawodowych ciepłych opartych na węglu kamiennym – o 2778 MW (3049 MW w 2011 r.) i biomasie/biogazie o 287 MW (2 MW w 2011 r.). W latach 2012–2017 nie zmieniła się moc zainstalowana w elektrowniach zawodowych wodnych (60 MW), a przyrost mocy w elektrowniach zawodowych wiatrowych wyniósł 64 MW (6 MW w 2011 r.)

W 2017 r. jednostki wytwórcze wyprodukowały łącznie 22 877,2 GWh brutto, o około 81% więcej niż w 2011 r. (12 628,1 GWh). Najistotniejszymi źródłami energii w strukturze produkcji były węgiel kamienny (92,6%) oraz odnawialne źródła energii (7,1%), w tym biomasa/biogaz (5,4%), woda (0,8%) i wiatr (0,9%). Udział OZE w produkcji energii elektrycznej był niższy w porównaniu do krajowego, który wynosił 10% (woda 1,67%, wiatr i inne 8,44%).

Jednostki wytwórcze o mocy co najmniej 200 MW, które były w 2017 r. w posiadaniu GK ENEA SA, to Elektrownia Kozienice – 4071,8 MW należąca do ENEA Wytwarzanie sp. z o.o. i Elektrownia Połaniec – 1837 MW należąca do ENEA Elektrownia Połaniec SA.

W porównaniu z 2011 r. wzrosła moc zainstalowana w Elektrowni Kozienice o 1226,8 MW. Przyrost mocy zainstalowanej wynikał przede wszystkim z oddania w grudniu 2017 r. do użytkowania bloku B11 (1111,8 MW zainstalowanej mocy, sprawności 45,6% netto) oraz z przeprowadzonych modernizacji bloków energetycznych 1–8 w zakresie odtworzenia i zwiększenia mocy wytwórczych (zmniejszenie jednostkowego zużycia ciepła oraz budowa instalacji Katalitycznego Odazotowania Spalin). Uruchomione w latach 1972–1979 bloki energetyczne 1–10, z planowanym terminem eksploatacji do lat 2020–2033, osiągały w 2011 r. wskaźnik sprawności wytwarzania brutto na poziomie średniej krajowej czyli około 38%–40%. Przeważającym nośnikiem energii wykorzystywanym we wszystkich blokach był węgiel kamienny. W latach 2011–2016 spalano również biomasę (bloki 1–8). Produkcja energii elektrycznej brutto w 2017 r. wyniosła 12 921,0 tys. MWh wobec 11 888,8 tys. MWh w 2011 r.

Spółka prowadziła działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w trzech elektrociepłowniach: EC Żerań, EC Siekierki, EC Pruszków. Około 90% ciepła w Spółce wytwarzanych było w skojarzeniu (kogeneracji) z produkcją elektryczną. Łączna moc zainstalowana elektryczna w jednostkach wytwórczych w Spółce w kontrolowanym okresie pozostawała na podobnym poziomie (963,1 MW w 2011 r. oraz 1033,2 MW w 2017 r.). Podstawowym paliwem wykorzystywanym do wytworzenia energii elektrycznej był węgiel kamienny, odpowiednio w 2011 r. 95,8% oraz w 2017 r. 95,6%. W pozostałym zakresie spalano biomasę. W analizowanych latach wystąpił spadek produkcji energii elektrycznej o 1,5% z 4348 665 MWh do 4282 601 MWh (spadek o 1,6% produkcji z węgla z jednoczesnym wzrostem produkcji z biomasy o 0,2%).

PGNiG Termika SA

W EC Żerań funkcjonowało osiem jednostek wytwórczych o mocy zainstalowanej elektrycznej od 30 do 97 MW – łącznie 394 MW, przy czym pięć turbozespołów uruchomiono w latach 1954–1956, jeden turbozespoł – w 1969 r., a dwa pozostałe – w 2005 r. oraz 2009 r. Poszczególne zespoły pracowały w 2017 r. ze sprawnością od 70% do 87%.

W EC Siekierki działało dziewięć turbozespołów o mocy zainstalowanej elektrycznej od 30 do 120 MWe (łącznie 650 MWe). Pięć turbozespołów zostało uruchomionych w latach 60-tych XX wieku, kolejne cztery – w latach 70-tych. Poszczególne zespoły pracowały w 2017 r. ze sprawnością od 49% do 88%.

EC Pruszków posiadała dwa turbozespoły o małych mocach (8 i 1 MWe) i nie miały one dużego wpływu na produkcję energii elektrycznej w Spółce.

W latach 2011–2017 Grupa Kapitałowa ORLEN posiadała pięć jednostek wytwórczych energii elektrycznej: EC Płock, EC Anwil, CCGT Włocławek, EC Trzebinia i EC Jedlicze, a od 2018 r. jako szóstą jednostkę CCGT Płock (rozpoczęła produkcję energii elektrycznej w połowie 2018 r. – zainstalowana moc wyniosła 606,1 MW). Na koniec 2017 r. moc zainstalowana w jednostkach wytwórczych wynosiła 977,78 MW i w stosunku do 2011 r. wzrosła o 530,6 MW, czyli o 118,7%. Wszystkie moce wytwórcze zainstalowane były w elektrowniach zawodowych ciepłych. Kluczowymi zmianami w strukturze wytwórczej było oddanie w 2017 r. CCGT Włocławek o mocy zainstalowanej 461,6 MW, która rozpoczęła produkcję energii elektrycznej w połowie 2017 r. Wskaźnik sprawności wytwarzania energii elektrycznej wyniósł dla tego zespołu 64,2%. Dla pozostałych jednostek (oprócz CCGT Płock) wskaźnik sprawności wahał się w przedziale od 21,6% do 95%. W 2011 r. wszystkie elektrociepłownie przemysłowe wyprodukowały łącznie 2152 303 MWh energii elektrycznej brutto, a w 2017 r. dwie elektrownie – CCGT Włocławek i EC Płock produkowały 3456 698 MWh energii elektrycznej brutto (wzrost o 61%).

PKN Orlen SA

Na grudzień 2023 r. planowanymi do wycofania jednostkami wytwórczymi były EC Anwil (92 MWe mocy zainstalowanej) z powodu niespełniania norm emisyjnych w przypadku nieprzeprowadzenia modernizacji (zakończenie okresu derogacji z końcem 2023 r.) oraz EC Trzebinia (turbina 6 MWe) z powodu zużycia technicznego. Natomiast na 2025 r. zaplanowano wycofanie EC Jedlicze (2,68 MW mocy zainstalowanej) z powodu zużycia technicznego.

PGE GiEK SA Moc zainstalowana w jednostkach wytwórczych PGE GiEK w roku 2017 była niższa niż w 2011 r. o 5,7% i wynosiła, odpowiednio 10 766,3 MW i 11 419,0 MW. W analizowanych latach nastąpiło zmniejszenie mocy w elektrowniach na węglu brunatnym (o 5,5%) i węglu kamiennym (o 12%), natomiast wzrost mocy zainstalowanej elektrycznej odnotowano w elektrowniach gazowych (o 42,4%) oraz biomasowych/biogazowych (o 20,7%). Podstawowym paliwem wykorzystywanym do wytworzenia energii elektrycznej był węgiel brunatny i węgiel kamienny. W pozostałym zakresie wykorzystywano gaz (w 2011 r. 4%, w 2017 r. 5%) oraz biomasę/biogaz (około 1%).

W 2017 r. w stosunku do roku 2011 wystąpił spadek produkcji ogółem energii elektrycznej brutto o 4,6% i energii elektrycznej netto o 4,9%. Nieznacznie zwiększył się poziom produkcji energii elektrycznej netto z węgla brunatnego (o około 1%), wynosił odpowiednio 38 701 737 MWh i 39 043 320 MWh. O około 30% w 2017 r. w stosunku do 2011 r. uległa zmniejszeniu wielkość produkcji energii elektrycznej netto z elektrowni na węglu kamiennym. Natomiast nastąpił wzrost produkcji z elektrowni na paliwo biomasowe/biogazowe o 47% oraz na paliwo gazowe o około 14,5%. Moc zainstalowana elektryczna w JWCD na koniec 2011 r. i 2017 r. wynosiła odpowiednio 10 460,8 MW i 9 650,8 MW.

Na koniec 2017 r. w Elektrowni Bełchatów (ELB) funkcjonowało 13 bloków o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej 5298 MW (węgiel brunatny); w Elektrowni Turów (ELT) pracowało sześć bloków o łącznej mocy 1498,8 MW (węgiel brunatny); w Elektrowni Opole (ELO) cztery bloki o łącznej mocy 1492 MW (węgiel kamienny); w Elektrowni Dolna Odra (ELD) pracowało sześć bloków o łącznej mocy 1362 MW (węgiel kamienny). Sprawność poszczególnych bloków w 2017 r. wynosiła od 27% do 38,1% w ELB, od 34,6% do 35,8% w ELO, od 34,1% do 36,6% w ELT, od 33,3% do 34,8 % w ELD.

Spółka realizowała dwie inwestycje w nowe moce wytwórcze: budowa bloku 5 i 6 w Opolu z planowanym terminem oddania do eksploatacji odpowiednio na czerwiec i wrzesień 2019 r. Paliwem podstawowym będzie węgiel kamienny. Moc zainstalowana elektryczna (brutto) każdej jednostki wytwórczej to 900 MW zakładana sprawność 45,5%; budowa bloku 11 w Turowie z planowanym terminem oddania do eksploatacji na kwiecień 2020 r. Paliwem podstawowym będzie węgiel brunatny. Moc zainstalowana elektryczna (brutto) jednostki wytwórczej to 496 MW, zakładana sprawność 43,4%. W wymienionych wyżej inwestycjach trwały prace budowlane i montażowe, a w odniesieniu do bloków nr 5 i 6 Elektrowni Opole rozpoczęto prace rozruchowe.

W latach 2012–2032 Spółka wycofała lub planuje wycofać z eksploatacji jedenaście jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej 3114 MW, mocy osiągalnej elektrycznej brutto 3160 MW. Główną przyczyną wycofania jednostek wytwórczych z eksploatacji było zużycie techniczne.

Energa Wytwarzanie SA Na koniec 2017 r. moc zainstalowana w jednostkach wytwórczych należących do ENERGA Wytwarzanie i jej spółek zależnych wynosiła 1313,1 MW i w stosunku do 2011 r. wzrosła o 15%. Największe moce wytwórcze

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

były zainstalowane w elektrowniach zawodowych ciepłych 763,26 MW, a następnie w elektrowniach zawodowych wodnych 364,84 MW oraz wiatrowych 185 MW. Kluczowymi zmianami w strukturze wytwórczej było wycofanie w grudniu 2015 r. jednostek wytwórczych Elektrociepłowni Ostrołęka A na węgiel kamienny i biomasę o mocy zainstalowanej 93,5 MW (osiągalnej brutto 75 MW). Przyczynami wycofania były zużycie techniczne i niespełnianie norm emisyjnych. W latach 2013–2015 ENERGA Wytwarzanie przejęła cztery farmy wiatrowe o łącznej mocy 185 MW. Przyrost mocy zainstalowanej w elektrociepłowniach należących do ENERGA Kogeneracja sp. z o.o. o 33,26 MW wynikał przede wszystkim z oddania do eksploatacji nowo wybudowanego bloku biomasowego w EC Elbląg (25 MW).

W 2017 r. jednostki wytwórcze wyprodukowały łącznie 4 222 GWh brutto, czyli o około 9% mniej niż w 2011 r. (4665 GWh brutto). Najistotniejszymi źródłami energii w strukturze produkcji były węgiel kamienny około 64% i odnawialne źródła energii 35% (w tym woda 25% i wiatr 10%), co wskazywało na wyższy udział OZE w produkcji energii elektrycznej w porównaniu do krajowego, który wynosił 10% (woda 1,67% i wiatr 8,44%).

Jednostki wytwórcze o mocy co najmniej 200 MWe były w 2017 r. w posiadaniu ENERGA Elektrownie Ostrołęka SA – Elektrownia Ostrołęka B – blok nr 1 (221 MW), nr 2 (230 MW), nr 3 (230 MW). W porównaniu z 2011 r. wzrosła moc zainstalowana w blokach nr 2 i 3 odpowiednio o 30 MW i 4 MW. Przyrost mocy zainstalowanej wynikał z przeprowadzonych modernizacji bloków energetycznych. Uruchomione w 1972 r. bloki energetyczne z planowanym terminem życia do 2035 r. w latach 2011–2017 posiadały sprawność wytwarzania na poziomie 36,2%–40,9%.

Tabela nr 4

Aktualny wolumen mocy wytwórczych czterech największych producentów energii oraz planowane zmiany w perspektywie do 2032 r. [w MW]

Grupa	Moc zainstalowana na koniec 2017	Planowane do wycofania do roku 2032	W budowie i planowane do roku 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
	22 627	8 184	5 650	20 093

* bloki węglowe i na gaz

** Ostrołęka C budowana wspólnie ze spółką ENERGA SA.

Źródło: Dane NIK.

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 5650 MW. Przy planowanych do wycofania z eksploatacji w tym okresie bloków o mocy 8184 MW pozwoli to na utrzymanie mocy wytwórczych tych producentów na poziomie 20 093 MW w 2032 r. tj. o 2534 MW niższym niż na koniec 2017 r. Biorąc pod uwagę prognozy wzrostu zapotrzebowania na energię elek-

tryczną w tym okresie oznacza to, że niezbędne będzie podjęcie dalszych inwestycji w rozwój mocy wytwórczych. Ze względu na odchodzenie od energetyki bazującej na paliwach stałych muszą to być moce oparte na OZE lub energii jądrowej.

5.3. Realizacja inwestycji w zakresie budowy i modernizacji mocy wytwórczych

Decyzje o rozpoczęciu inwestycji w nowe moce wytwórcze były poprzedzane przeprowadzeniem analiz ekonomiczno-finansowych i opracowaniem studiów wykonalności. Wszystkie dziewięć objętych kontrolą inwestycji charakteryzowało się dodatnimi wskaźnikami efektywności ekonomicznej. Sposób finansowania inwestycji był zróżnicowany, w zależności od polityki inwestycyjnej danej grupy kapitałowej. Do znaczących czynników pozytywnie wpływających na rentowność inwestycji należy zaliczyć uruchomiony w 2018 r. rynek mocy, przy czym realizacja większości kontrolowanych inwestycji została podjęta jeszcze przed wprowadzeniem tego mechanizmu. Tylko jedna rozpoczęta już inwestycja – budowa elektrowni Ostrołęka C – nie posiadała zapewnionego pełnego finansowania. W tym przypadku rynek mocy był kluczowym czynnikiem, który pozwolił projektowi budowy tej elektrowni uzyskać dodatnie wskaźniki opłacalności ekonomicznej.

5.3.1. Mechanizmy wsparcia dla rozwoju mocy wytwórczych

Niesprzyjające
otoczenie
gospodarcze

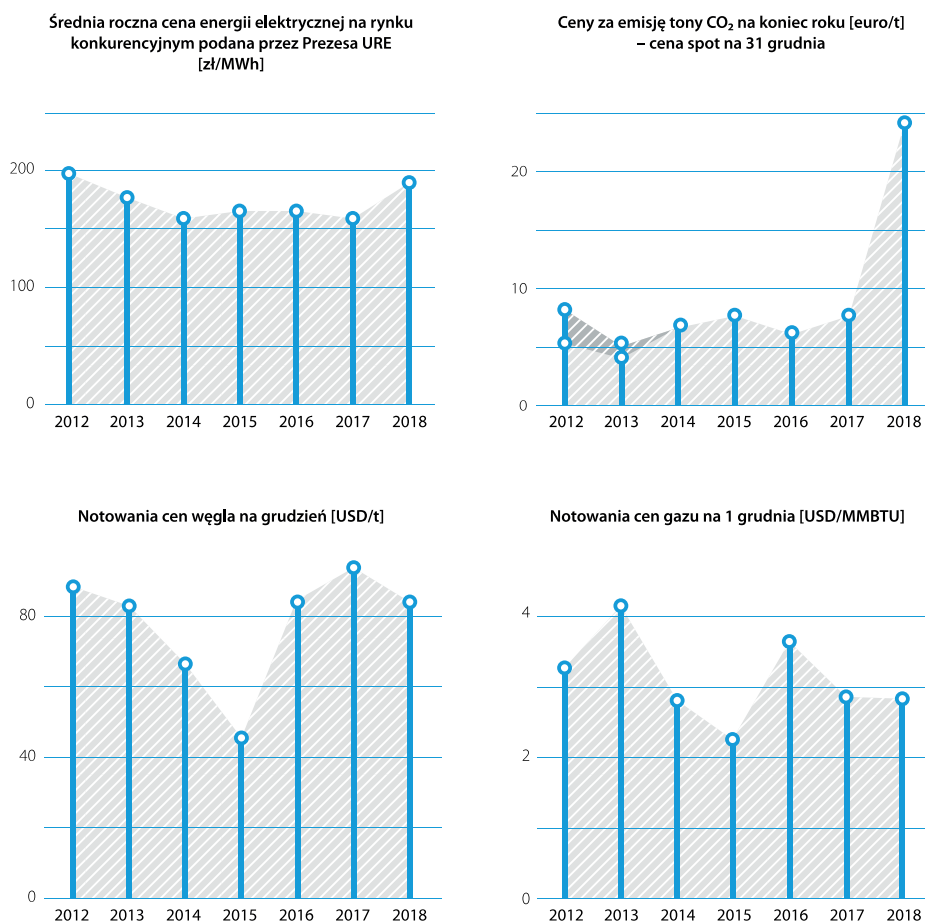
W związku ze spadkowym trendem cen energii elektrycznej spółki wytwarzania osiągały zdecydowanie niższe przychody ze sprzedaży wyprodukowanej energii elektrycznej. W latach 2012–2018 nastąpił spadek hurtowej ceny energii elektrycznej. Według danych podanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki średnia 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. Porównując to do ścieżek cenowych PEP2030 wystąpiły rozbieżności pomiędzy trendami rzeczywistymi a tymi prognozowanymi. Przykładowo w 2015 r. według danych URE średnia cena energii wynosiła 169,99 zł/MWh, a według PEP2030 aż 364,4 zł/MWh, zatem realna cena energii elektrycznej wynosiła odpowiednio 56,34% prognozowanej w PEP2030. W tym czasie średnia cena za emisję tony CO₂ wynosiła od około 6 do 25 euro/t. Jednocześnie według danych pochodzących z transakcji terminowych (future 19–25) zawartych w dniach 31 stycznia–28 lutego 2019 r.²³ ceny uprawnień emisji CO₂ rosły do nawet 25,84 euro/t na styczeń 2025 r. W dniu 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 poziom kosztów, który potęgował także rosnący poziom cen uprawnień EUA.

²³ http://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy_do_pobrania/raport_co2/2019/KOBiZE_Analiza_rynk_u_CO2_luty_2019.pdf [2019.04.11].

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

Wykres nr 12

Kształtowanie się kluczowych czynników wpływających na opłacalność inwestycji



Źródło: URE, PEP 2030, KOBiZE, notowania giełdowe.

Banki, w tym krajowe, oraz międzynarodowe instytucje finansowe coraz częściej podejmowały decyzje o zaprzestaniu finansowania inwestycji i technologii opartych na węglu. Deklaracje o odstąpieniu od finansowania takich projektów były składane począwszy od 2013 r. Łącznie do lutego 2019 r. już ponad 100 instytucji finansowych odstąpiło od wspierania takich przedsięwzięć. Strategia ta wynika zarówno ze współudziału branży finansowej w promowaniu działań na rzecz zrównoważonego rozwoju gospodarczego jak i z malejącej rentowności inwestycji węglowych²⁴.

W Polsce brakowało rządowej strategii budowy i modernizacji mocy wytwórczych, która określałaby docelowy mikś energetyczny. Minister Energii wprowadził 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 (wprowadze-

Brak instrumentów wsparcia

²⁴ http://ieefa.org/wp-content/uploads/2019/02/IEEFA-Report_100-and-counting_Coal-Exit_Feb-2019.pdf [2019.04.04].

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

nie rynku mocy i nowego mechanizmu wsparcia dla kogeneracji). Takie otoczenie gospodarcze i kilkuletnia zwłoka w pracach nad nowym mechanizmem wsparcia produkcji energii w kogeneracji, powodowało, że przedsiębiorstwa wycofywały się z planowanych inwestycji w nowe jednostki mocy lub je zawieszały, oczekując na sprzyjające warunki.

Tabela nr 6

Inwestycje wstrzymane i deklarowane przez wytwórców energii przyczyny ich wstrzymania – dotyczy inwestycji w moce wytwórcze powyżej 200 MW

Spółka	Projekt inwestycyjny	Rok wstrzymania/rezygnacji z inwestycji	Istotne przyczyny wstrzymania inwestycji
Grupa Azoty Zakłady Azotowe „Puławy” PGE GiEK	Blok gazowo-parowy 400MW Elektrownia Puławy	2014 r.	Brak informacji o istnieniu mechanizmu długoterminowego wsparcia wysokosprawnej kogeneracji po 31 grudnia 2018 r. Ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym przy cenach gazu i ścieżkach cenowych CO ₂ nie zapewniały efektywności ekonomicznej projektu przy jednoczesnym braku mechanizmu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji.
Grupa Azoty Zakłady Azotowe „Puławy”		2017 r. (marzec)	Konieczność poniesienia dodatkowych kosztów, które nie były uwzględniane we wcześniejszych analizach. Niedopasowanie projektu do potrzeb produkcyjnych i rozwojowych Spółki. Wysoka wrażliwość projektu na cenę gazu. Brak zapewnienia paliwa gazowego dla inwestycji. Wyjście z inwestycji drugiego udziałowca.
Polenergia Elektrownia Północ sp. z o.o.	Systemowa elektrownia węglowa o mocy 2×800 MW w miejscowości Rajkowy, gmina Pielplin	b.d.	Długotrwałość prowadzonych spraw administracyjnych. Przeciąganie się postępowań sądowo-administracyjnych. Długotrwałość pozyskiwania prawa do nieruchomości na cele inwestycyjne. Błędy w postępowaniach prowadzonych przez wydziały architektoniczno-budowlane wydłużające uzyskiwanie wymaganych zgód administracyjnych.
Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin	Blok kogeneracyjny parowo-gazowy w Elektrowni Konin 120 MWe i 90 MWt	b.d.	Brak efektywności ekonomicznej inwestycji. Nierekompensujące nakładów inwestycyjnych zapotrzebowanie na moc w okresie szczytowego zapotrzebowania. Brak mechanizmu wsparcia jednostek pracujących w okresach szczytowego zapotrzebowania. Brak możliwości zakupu dużych ilości gazu bez podania planu jego konsumpcji w postaci grafiku – podejście Operatora Systemu Przesyłowego gazu do kwestii nieplanowanych odbiorów gazu. Wysokie ceny gazu.
Fortum Power and Heat Polska sp. z o.o.	Blok gazowo-parowy we Wrocławiu o mocy 425 MWe i 290 MWt	2015 r.	Brak opłacalności projektu w związku z istotnym wzrostem cen paliwa gazowego i spadkowym trendem cen energii elektrycznej. Brak informacji o stabilnym i długookresowym systemie wsparcia wysokosprawnej kogeneracji przy perspektywie zakończenia dotychczasowego mechanizmu wsparcia z dniem 31 grudnia 2018 r.

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

Spółka	Projekt inwestycyjny	Rok wstrzymania/ rezygnacji z inwestycji	Istotne przyczyny wstrzymania inwestycji
CEZ Skawina SA	Blok gazowo parowy CCGT 420 MWe i 250 MWt	2013 r.	Brak opłacalności ekonomicznej projektu z uwagi na niskie ceny energii elektrycznej, wysokie koszty paliwa gazowego oraz niepewność regulacyjną w branży energetycznej (np. brak długoterminowego systemu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji)
	Blok gazowy w cyklu otwartym (OCGT) o mocy 200 MWe	2018 r.	Niższy poziom jednostkowych nakładów inwestycyjnych aniżeli 3 mln zł/MW mocy zainstalowanej, co uniemożliwiło przystąpienie jednostki wytwórczej do systemu z długoterminowym 15-letnim zobowiązaniem na dostawy mocy. Brak opłacalności ekonomicznej projektu ze względu na wysokie koszty paliwa gazowego i przewidywane nie za wysokie wsparcie z rynku mocy.
TAURON Wytwarzanie SA	Blok gazowo-parowy 650MW w Elektrowni Łagisza	2016 r.	Brak opłacalności inwestycji w związku z malejącymi cenami energii elektrycznej na rynku hurtowym, spadkiem prognozowanych cen certyfikatów CO ₂ . Brak wdrożonego systemu wsparcia dla kogeneracji po 2019 r.
	Blok energetyczny o mocy 1000 MW w Elektrowni Łagisza	2012 r.	Brak możliwości sfinansowania dwóch kapitałochłonnych inwestycji przez GK. Rozpoczęcie prac nad inwestycją w blok gazowo-parowy o mocy 413 MW w oddziale Elektrowni Łagisza w Będzinie.
TAURON Polska Energia SA i KGHM Polska Miedź SA	Blok gazowo-parowy o mocy 850 MW w Elektrowni Blachownia	2016 r.	Mało korzystna relacja cen gazu i energii elektrycznej. Niskie ceny uprawnień do emisji CO ₂ . Nadpodaż węgla kamiennego. Silna konkurencja ze strony OZE. Duża siła przetargowa dostawców gazu.
PGE GiEK	Blok gazowo-parowy o mocy 240 MW w Zespole Elektrowni Dolna Odra SA Elektrownia Pomorzany	2014 r.	Brak opłacalności inwestycji w związku z pogorszeniem się prognoz relacji cen energii elektrycznej w stosunku do kosztu wytworzenia na gazie. Brak długoterminowego wsparcia wysokosprawnej kogeneracji gazowej.
	Blok gazowo-parowy o mocy 240 MW w Elektrociepłowni w Bydgoszczy	2016 r.	Pogorszenie prognoz makroekonomicznych na rynku energii poprzez znaczące wypływanie ścieżki wzrostu CO ₂ (łagodny wzrost do 64 euro/t w 2035 r. w stosunku do prognozowanego w 2012 r. dynamicznego wzrostu do około 74 euro/t w 2035 r.) i obniżenie znaczące średniej ceny na rynku energii. Upadek potencjalnego odbiorcy pary technologicznej.
ENERGA SA	Ostrołęka C Blok na węgiel kamienny o mocy 1000 MW	2012 r.	Nierentowność inwestycji w związku ze zmniejszeniem średniej prognozowanej ceny energii elektrycznej, spadkiem prognozowanej ceny zielonych świadectw pochodzenia, wzrostem prognozowanej ceny uprawnień do emisji CO ₂ , spadkiem prognozowanej ceny węgla, a także ograniczenia wsparcia dla współspalania biomasy.

Źródło: Dane NIK.

Rynek mocy Rynek mocy poprawiał wskaźniki opłacalności ekonomicznej realizowanych oraz planowanych inwestycji, a ceny z pierwszych aukcji były wyższe od oczekiwanych przez rynek. Ponieważ mechanizm ten dotyczy sprzedaży energii od 2021 r., obecnie nie można ocenić jego skuteczności.

Prace nad ustawą o rynku mocy trwały od 2016 r. Przepisy uchwalone 8 grudnia 2017 r. ustawy *o rynku mocy* miały 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. Zdaniem 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 dotychczas stosowanych, tj. praca interwencyjna, operacyjna rezerwa mocy, rezerwa interwencyjna zimna czy usługa redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP.

PSE przeprowadziły pierwszą certyfikację ogólną w okresie od 3 kwietnia 2018 r. do 29 maja 2018 r. Następną certyfikację przeprowadziło w okresie 3 stycznia–8 marca 2019 r. Porównując certyfikację z 2018 r. i 2019 r., istotnie wzrosła moc jednostek wytwórczych planowanych wpisanych do rejestru – z 8,9 GW do 14,6 GW, jednocześnie zmalała ilość jednostek z 115 do 85.

W okresie 15 listopada–21 grudnia 2018 r. przeprowadzono trzy pierwsze aukcje rynku mocy. W sumie aukcję rynku mocy wygrały 374 jednostki rynku mocy. Cena zamknięcia w aukcji głównej na rok dostaw 2021 wyniosła 240,32 zł/kW/rok, a sumaryczna wielkość obowiązków mocyowych wynikająca z zawartych umów mocyowych dla roku dostaw 2021 wynosiła 22,43 GW²⁵. Aukcja główna na rok dostaw 2022 zakończyła się z ceną zamknięcia równą 198,00 zł/kW/rok, sumaryczna wielkość obowiązków mocyowych wynikająca z zawartych umów mocyowych wyniosła 23,04 GW²⁶. Cena zamknięcia aukcji głównej na rok dostaw 2023 wyniosła 202,99 zł/kW/rok, a sumaryczna wielkość obowiązków mocyowych wynikająca z wszystkich umów mocyowych wyniosła 23,21 GW²⁷.

²⁵ 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.

²⁶ 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.

²⁷ 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.

Tabela nr 7

Wykaz jednostek mocy, które wygrały aukcje główne na poszczególne lata 2021–2023

Wyszczególnienie	Ilość jednostek w aukcji na 2021 r.	Ilość jednostek w aukcji na 2022 r.	Ilość jednostek w aukcji na 2023 r.
Istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	84 (52,5%)	98 (81,7%)	71 (75,5%)
Nowa jednostka rynku mocy wytwórcza	11 (6,9%)	0 (0%)	1 (1,1%)
Modernizowana jednostka rynku mocy wytwórcza	47 (29,4%)	1 (0,8%)	0 (0%)
Niepotwierdzona jednostka rynku mocy redukcji zapotrzebowania	18 (11,2%)	21 (17,5%)	22 (23,4%)
Razem	160 (100%)	120 (100%)	94 (100%)

Źródło: URE.

W sumie nowe jednostki wytwórcze stanowiły 6,2% wszystkich jednostek, które wygrały w trzech pierwszych aukcjach. Natomiast jednostki wytwórcze modernizowane stanowiły około 25%. Zatem większość przychodów z rynku mocy trafi do jednostek wytwórczych już istniejących, których udział w wygranych aukcjach mocy wynosił około 55,4%.

Zgodnie z porozumieniem państw członkowskich Unii Europejskiej z Parlamentem Europejskim zawartym 19 grudnia 2018 r. w sprawie nowych regulacji dotyczących rynku energii elektrycznej i rynku mocy, elektrownie w których emisje przekraczają 550 g CO₂ na kWh i które zaczną komercyjnie działać po wejściu w życie rozporządzenia w 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 elektrownie, których głównym źródłem energii jest węgiel. Niemniej jednak uzgodniono, że wszelkie kontrakty, które będą podpisywane w ramach rynku mocy do końca 2019 r. będą wyjęte z nałożonych ograniczeń. Przyjęte projekty dyrektywy i rozporządzenia miały zostać oficjalnie przyjęte przez Parlament Europejski. Po zatwierdzeniu rozporządzenie będzie obowiązywać po jego opublikowaniu, a dyrektywa będzie musiała być transponowana do polskiego prawa w przeciągu 18 miesięcy od opublikowania²⁸.

Środki finansowe wypłacane za wykonywanie obowiązku mocowego będą obciążać ostatecznie odbiorców końcowych energii elektrycznej. Koszty rynku mocy będą przenoszone na odbiorcę końcowego poprzez opłatę mocową, która będzie częścią taryfy za dystrybucję i przesył energii elektrycznej. Stawka mocowa będzie wyznaczana przez Prezesa URE. Wysokość kosztów przypadających na jedno gospodarstwo domowe będzie zależne od wielkości zużytej energii elektrycznej i czasu poboru energii elektrycznej.

²⁸ http://europa.eu/rapid/press-release_IP-18-6870_en.htm [2019.04.09].

Opóźnione wprowadzenie nowego mechanizmu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji

Opłata ta zacznie obowiązywać od października 2020 r. Według wyliczeń Ministerstwa Energii z 2017 r. całkowity koszt rynku mocy powinien wynosić około 4 mld zł²⁹. Po pierwszej aukcji rynku mocy wynika, że całkowity koszt rynku mocy wynosi około 5,4 mld zł³⁰. Niemniej jednak ostateczną wysokość opłaty mocowej dla gospodarstw domowych ustali Prezes URE.

Minister Energii 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.³¹, ogłoszona 10 stycznia 2019 r. i obowiązuje po 14 dniach od ogłoszenia.

Zgodnie z przyjętą ustawą z systemu wsparcia zostały wyłączone tzw. jednostki autoproducentkie (m.in. KGHM Polska Miedź SA, PKN ORLEN SA czy podmioty z Grupy AZOTY). Minister Energii zobowiązał się do ich włączenia, w przypadku gdy w ramach prenotyfikacji mechanizmu przez Komisję Europejską zostanie wykazana niezbędność udzielenia im tego wsparcia.

Dotychczasowy system wsparcia obowiązywał do końca 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 POIiŚ.

Przykładowo inwestycja w budowę bloku gazowo-parowego we Wrocławiu o mocy około 425 MWe oraz 290 MWt, realizowana od 2010 r. przez Fortum Power and Heat Polska sp. z o.o., została wstrzymana w 2015 r. na etapie uzyskania niezbędnych decyzji i zezwoleń, m.in. w związku z brakiem gwarancji wsparcia kogeneracji po zakończeniu mechanizmu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji z dniem 31 grudnia 2018 r. Opłacalność inwestycji zmalała również w związku ze wzrostem cen paliwa gazowego oraz spadkowym trendem cen energii elektrycznej.

Kolejną inwestycją, która została wstrzymana w związku z brakiem informacji o systemie wsparcia kogeneracji, była inwestycja budowy nowego bloku kogeneracyjnego o mocy 413 MW w Elektrowni Łagisza realizowana przez TAURON Wytwarzanie. Analizy zasadności budowy tego bloku rozpoczęto na przełomie lat 2012–2013. Wykazały one opłacalność budowy bloku

²⁹ <https://www.gov.pl/web/energia/o-ministerstwie-programy-i-projekty-rynek-mocy> [2019.04.09].

³⁰ Przeliczone – cena 240 zł za 1 kW razy 22,7 GW.

³¹ Ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2019 r. poz. 42, ze zm.) – weszła w życie w dniu 25 stycznia 2019 r.

gazowo-parowego o mocy elektrycznej około 400 MW i mocy cieplnej około 250 MW. Pozytywne wyniki analiz finansowo-ekonomicznych w scenariuszu podstawowym zdecydowały, że w listopadzie 2014 r. ogłoszono postępowanie przetargowe na budowę bloku gazowo-parowego, a w lipcu 2015 r. podpisano umowę inwestycyjną, w oparciu o którą projekt miał zostać sfinansowany. W 2015 r. powołano spółkę celową Łagisza Grupa TAURON sp. z o.o., która miała prowadzić budowę i późniejszą eksploatację bloku. Zmieniające się realia rynkowe, szczególnie niższa niż prognozowano cena energii elektrycznej na rynku hurtowym, spadek prognozowanych cen certyfikatów CO₂, brak wdrożonego systemu wsparcia dla kogeneracji po roku 2019 spowodowały, że we wrześniu 2016 r. Zarząd Spółki podjął decyzję o wstrzymaniu realizacji projektu. Po ponownej analizie, w maju 2018 r. Zarząd Spółki podjął uchwałę wyrażającą zgodę na wznowienie etapu planowania projektu. Do dnia zakończenia kontroli jednostkowej Spółka była w trakcie opracowywania analiz, mających na celu weryfikację m.in. uzasadnienia biznesowego projektu. W ramach tych prac Spółka analizowała również różne mechanizmy wsparcia, tj. rynek mocy czy też, będące dopiero na etapie projektu³² – zastępujące system certyfikatów – wsparcie dla kogeneracji.

Również CEZ Skawina SA wstrzymał inwestycję w kogeneracyjną jednostkę mocy w związku z brakiem jednoznacznych informacji o systemie wsparcia kogeneracji w długim okresie. W 2010 r. rozpoczęto prace nad projektem bloku gazowo-parowego (CCGT) o mocy 420 MWe/250 MWt, a w 2013 r. prace zostały wstrzymane. Główną przesłanką do wstrzymania tych prac był brak opłacalności ekonomicznej projektów, z uwagi na niskie ceny energii elektrycznej, wysokie koszty paliwa gazowego oraz niepewność regulacyjną w branży energetycznej (np. brak długoterminowego systemu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji).

Według analiz Oceny Skutków Regulacji³³ maksymalny roczny koszt wsparcia dla nowych i znacznie zmodernizowanych jednostek kogeneracji wyniesie około 2,33 mld zł przy łącznej wartości w latach 2019–2047 na poziomie około 35 mld zł. Maksymalne obciążenie wyniesie około 13,5 zł/MWh (2,81 zł/miesiąc na gospodarstwo domowe).

Krajowy Plan Inwestycyjny, jako element pomocy publicznej w zakresie modernizacji mocy wytwórczych, umożliwia zgodnie z artykułem 10c dyrektywy 2003/87/WE³⁴ 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.

Brak rzetelnej analizy stanu realizacji KPI przez Ministra Energii

³² Projekt ustawy o wsparciu kogeneracji został przekazany do konsultacji w dniu 5 kwietnia 2018 r.
<https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12310101/katalog/12499840#12499840> [2019.03.13].

³³ <https://legislacja.rcl.gov.pl/docs//2/12310101/12499878/12499879/dokument369179.pdf> [2019.04.15].

³⁴ 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. Urz. UE L 275 z 25.10.2003, s. 32, ze zm.).

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, Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami 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 r. z 72 258 416 możliwych do przydzielenia uprawnień nie zostanie wydanych 11 469 012 uprawnień (15,9%)³⁵. Z uwagi na analizę dokumentów przekazanych przez podmioty realizujące zadania inwestycyjne oraz trwający proces wyjaśnień, błędów i uchybień, liczba niewydanych uprawnień za 2014 r. może ulec niewielkiej zmianie. 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.

Stan realizacji KPI wskazywał na wysokie ryzyko niezrealizowania większości wskazanych tam zadań, objętych pomocą publiczną w postaci bezpłatnych uprawnień do emisji. Zgodnie z Obwieszczeniem Ministra Środowiska w sprawie krajowego planu inwestycyjnego³⁶ w KPI ujęto 347 zadań inwestycyjnych. Zakończono realizację 129 zadań, a 55 zadań zostało zawieszonych lub wstrzymanych. W odniesieniu do pozostałych zadań brak było jednoznacznych informacji odnośnie do stanu realizacji. Minister Energii podejmował inicjatywę zaradcą, jednak powinien poddawać sprawozdania z KPI systematycznym analizom również z punktu widzenia rozbudowywania mocy wytwórczych w KSE. Zgodnie z art. 42 ust. 2 *ustawy z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych*³⁷ zatwierdzenie raportu z realizacji zadań inwestycyjnych zawartych w KPI przez ministra właściwego do spraw środowiska wymaga porozumienia z ministrem właściwym do spraw energii. Sprawozdania z KPI poddawane były wewnętrznej analizie Ministerstwa Energii w zależności od aktualnych potrzeb. Ewentualne uwagi do sprawozdań były przekazywane wyłącznie na poziomie roboczym i dotyczyły wyłącznie kwestii redakcyjnych. 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 Ministra Energii regularnej i rzetelnej analizy stopnia realizacji KPI pod kątem zaawansowania inwestycji przez jednostki wytwórcze.

³⁵ Stan na październik 2018 r.

³⁶ Obwieszczenie Ministra Środowiska z dnia 15 lutego 2016 r. w sprawie krajowego planu inwestycyjnego (M.P. poz. 167).

³⁷ Dz. U. z 2018 r. poz. 1201, ze zm.

5.3.2. Zgodność decyzji o podjęciu inwestycji z obowiązującymi strategiami wytwórców

Większość projektów inwestycyjnych była realizowana przez kontrolowane podmioty zgodnie z obowiązującymi w nich strategiami. Zauważalna była natomiast duża częstotliwość zmian strategii poszczególnych grup energetycznych i wytwórców energii elektrycznej, wynikająca ze zmieniających się warunków otoczenia rynkowego. Przy dużej czasochłonności procesów inwestycyjnych w podsektorze wytwarzania energii utrudniało to niezbędne długookresowe planowanie oraz skuteczne realizowanie zamierzeń inwestycyjnych.

Wznowienie projektu budowy Elektrowni Ostrołęka C nastąpiło w sytuacji, gdy strategię spółek podmiotów angażujących się w powołanie spółki celowej do realizacji tego projektu nie uwzględniały go.

ENEA SA zaangażowała się w inicjatywę budowy elektrowni Ostrołęka C bez uzasadnienia, zarówno z punktu widzenia zapisów w dokumentach strategicznych, jak i z faktu, że udział w projekcie nie został poprzedzony stosownymi analizami opłacalności inwestycji. Na koniec 2017 r. Grupa ENEA osiągnęła już w pełni wielkość zainstalowanych konwencjonalnych mocy wytwórczych (5,8 GWe), a zaangażowanie w budowę bloków konwencjonalnych w Ostrołęce nie było uwzględnione w obowiązującej wówczas strategii Grupy.

Podobnie drugi udziałowiec spółki Elektrownia Ostrołęka, Energa Wytwarzanie SA zaangażował się w projekt Ostrołęka C na podstawie decyzji ENERGA SA (właściciela ENERGA Wytwarzanie SA). Wznowienie to nastąpiło w okresie obowiązywania Strategii Grupy Kapitałowej na lata 2013–2020, która nie przewidywała realizacji inwestycji Ostrołęka C, a plany finansowe przewidywały jedynie nakłady niezbędne do podtrzymywania inwestycji w gotowości.

5.3.3. Przygotowanie projektów inwestycyjnych

Decyzje o rozpoczęciu inwestycji w nowe moce wytwórcze były podejmowane po uprzednim przeprowadzeniu szczegółowych analiz ekonomiczno-finansowych. Dla każdego wariantu inwestycji obliczano wartość bieżącą netto NPV oraz wewnętrzną stopę zwrotu. Ze względu na charakter inwestycji 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 inwestycji polegających na budowie bloków energetycznych najważniejszym czynnikiem wpływającym na efekt ekonomiczny inwestycji była cena sprzedaży wyprodukowanej energii elektrycznej. W studiach wykonalności dla projektów inwestycyjnych każda analiza wrażliwości wskazywała, że projekty inwestycyjne były wrażliwe na wahania ceny energii elektrycznej. Wskazywano, że odejście ceny energii elektrycznej od bazowej ścieżki nawet w pojedynczych przypadkach o 2% powoduje, że dochody z tytułu sprzedaży energii elektrycznej nie pokrywają kosztów eksploatacji i nakładów poniesionych na realizację projektu. Na dziewięć poddanych kontroli inwestycji wszystkie osiągały dodatnie wartości IRR oraz satysfakcjonującą wartość NPV.

Podjęcie decyzji o rozpoczęciu inwestycji w nowe moce wytwórcze po przeprowadzeniu analiz wykonalności inwestycji

Na dziewięć poddanych kontroli inwestycji, które były realizowane w latach 2012–2019, dwie inwestycje (Ostrołęka C, ECSW) były realizowane przez powołane do tego celu spółki celowe, pięć inwestycji (Kozienice, Elektrociepłownia Żerań, dwa bloki w Opolu, nowy blok w Turowie i blok w Jaworznie) realizowane były przez spółki wytwórcze należące do grup kapitałowych z sektora wytwarzania, a dwie inwestycje (CCGT Płock i CCGT Włocławek) były realizowane przez spółkę matkę. Sposób finansowania inwestycji był zależny od polityki inwestycyjnej grupy kapitałowej jak również od wielkości niezbędnych nakładów inwestycyjnych.

Budżet na realizację całego zadania inwestycyjnego CCGT Płock wynosił 722,9 mln zł oraz 246,05 mln euro. Natomiast w przypadku inwestycji CCGT Włocławek kwotę budżetu inwestycji ustalono na 1610,9 mln zł. W przypadku inwestycji CCGT Płock i CCGT Włocławek inwestycje były finansowane ze środków własnych PKN ORLEN ze wsparciem kredytu inwestycyjnego.

Inwestycje realizowane przez spółki zależne należące do grup kapitałowych w większości przypadków były realizowane przy wsparciu finansowym właścicieli. Inwestycja ECSW o całkowitym budżecie inwestycji 1814,8 mln zł³⁸ była finansowana ze źródeł zewnętrznych (kredyt inwestycyjny) oraz wewnętrznych (pożyczka od właścicieli Spółki).

Na dzień 30 września 2018 r. budżet inwestycji budowa bloku w Elektrowni Jaworzno III (bez kosztów finansowych) wynosił 6157,6 mln zł. TAURON Wytwarzanie SA finansował inwestycję ze środków pochodzących z dokapitalizowania od właściciela TAURON Polska Energia SA³⁹ oraz korzystał z możliwości finansowania na bazie umowy o zarządzanie bieżącą płynnością finansową zawartą z TPE SA. W dniu 28 marca 2018 r. TPE SA podpisał z funduszami inwestycyjnymi zarządzanymi przez Polski Fundusz Rozwoju (PFR) umowę inwestycyjną i umowę współników określającą warunki zaangażowania w realizację budowy bloku energetycznego.

Formy finansowania inwestycji

Źródłami finansowania inwestycji w Elektrociepłowni Żerań były bieżące przepływy operacyjne, program emisji obligacji do kwoty 1,5 mld zł, dokapitalizowanie PGNiG Termika SA przez PGNiG SA w kwocie 610 mln zł, pożyczka podporządkowana z PGNiG SA w kwocie 1,5 mld zł. Dodatkowym zabezpieczeniem było wpisanie w Program Emisji Obligacji możliwości zawieszenia spłaty odsetek od pożyczki podporządkowanej, w wysokości około 90 mln zł rocznie. Inwestycja EC Żerań była elementem Krajowego Planu Inwestycyjnego (KPI). W ramach KPI Spółka otrzymała⁴⁰ 793 339 darmowych uprawnień do emisji CO₂ z tytułu produkcji energii elektrycznej.

Inwestycja PGE GiEK w bloki 5 i 6 Elektrowni Opole finansowana była głównie ze środków generowanych z podstawowej działalności Grupy, środków uzyskanych z emisji papierów wartościowych i innych form finansowania zewnętrznego oraz incydentalnie ze sprzedaży aktywów finansowych.

³⁸ Według budżetu przyjętego w 2016 r.

³⁹ Dalej: TPE S.A.

⁴⁰ Za okres 25 czerwca 2009 r.–30 czerwca 2018 r.

PGE GiEK w ramach centralnego modelu finansowania Grupy Kapitałowej PGE, posiadała programy emisji obligacji kierowanych w całości do PGE SA oraz uczestniczyła w usłudze cash poolingu rzeczywistego GK PGE, z możliwością zaciągnięcia zobowiązań finansowych. W dniu 20 października 2010 r. PGE SA udzieliło PGE GiEK promesy do zapewnienia finansowania inwestycji *Budowa nowego bloku w Elektrowni Turów*. PGE GiEK SA posiadała możliwość pozyskania finansowania wewnątrzgrupowego, w ramach centralnego modelu finansowania GK PGE, które w całości zapewniało finansowanie inwestycji.

Podmiotem odpowiedzialnym za pozyskanie finansowania projektu budowy nowego bloku w Kozienicach ustanowiona została ENEA SA, a na Elektrownię „Kozienice” SA nałożono obowiązek ponoszenia kosztów bieżących związanych z realizacją inwestycji. Na dzień 19 grudnia 2017 r., czyli oddania bloku energetycznego do eksploatacji, na projekt poniesiono nakłady w wysokości 5711,7 mln zł. Dostępne w ramach wkładu własnego środki ENEA Wytwarzanie SA pozwoliły na sfinansowanie robót przygotowawczych związanych z budową bloku 11. W związku z przeprowadzonym przez ENEA Wytwarzanie SA postępowaniem o udzielenie zamówienia publicznego na budowę nowego bloku energetycznego oraz wiążącym się z tym zapewnieniem finansowania, Zarząd ENEA SA (jako jedyny akcjonariusz) poinformował Spółkę o możliwości pokrycia nakładów inwestycyjnych ze środków pozyskanych w ramach emisji obligacji wewnątrzgrupowych na warunkach rynkowych, w terminach określonych w harmonogramie, po uzyskaniu odpowiednich zgód korporacyjnych. Łącznie emisje przeprowadzone w latach 2014–2017 przyniosły kwotę 4 mld zł.

Inwestycja Ostrołęka C została rozpoczęta bez zapewnienia jej pełnego finansowania oraz bez analizy pod kątem aktualności założeń dotyczących parametrów technicznych oraz zastosowania paliwa węglowego, przyjętych w 2010 r. w momencie inicjowania projektu.

Nierzetelne przygotowanie inwestycji Ostrołęka C

Kluczowymi elementami dla zapewnienia finansowania inwestycji były: pozyskanie inwestora zewnętrznego dla partycypacji w kosztach inwestycji 6,4 mld zł, zapewnienie przychodów z aukcji rynku mocy na okres 15 lat, uzyskanie w pozostałym zakresie kredytowania inwestycji przez instytucje finansowe, korzystny zakup paliwa węglowego. W dniu 8 grudnia 2016 r. została podpisana Umowa Inwestycyjna, która zakładała, że ENERGA SA i ENEA SA są udziałowcami spółki Elektrownia Ostrołęka przy zachowaniu współkontroli nad projektem⁴¹. Zgodnie z zapisami Umowy Inwestycyjnej finansowanie dla realizacji projektu powinno być zapewnione przez udziałowców w równych proporcjach z uwzględnieniem możliwych do pozyskania środków od inwestorów finansowych. Zgodnie z umową główny ciężar związany z zapewnieniem finansowania na realizację projektu był po stronie dwóch udziałowców, tj. ENERGA SA i ENEA SA. Ponadto obaj udziałowcy wspólnie mieli wybrać podmiot, który zaangażuje się kapitałowo w Spółkę

⁴¹ Projekt w Umowie Inwestycyjnej określono jako blok opalany węglem kamiennym o mocy ok. 1000 MWe na parametry nadkrytyczne pary (w technologii dostosowanej do wymagań KSE oraz PSE), dopuszczalny przedział mocy Ostrołęki C w zakresie 850–1050 MWe brutto, sprawność elektryczna netto bloku nie mniejsza niż 44,0%.

(Inwestor Finansowy). Zgodnie z Aneksem Nr 1/2018 z 26 marca 2018 r. udziałowcy zobowiązali się do sfinansowania nakładów inwestycyjnych Spółki poprzez podwyższenie kapitału Spółki łącznie w latach 2017–2021, w wysokości 453 mln zł. Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o. wspólnie z udziałowcami w 2018 r. prowadziła rozmowy z bankami oraz TFI Energia w celu pozyskania promes i porozumień pozwalających na potwierdzenie możliwości zapewnienia pełnego finansowania projektu, m.in. na potrzeby certyfikacji do rynku mocy. Efektem tych działań było uzyskanie we wrześniu 2018 r. porozumienia z TFI Energia SA ważnego do 30 listopada 2018 r. na współfinansowanie inwestycji. W porozumieniu określono strukturę finansowania, w tym łącznie 2 mld zł wnoszone przez ENERGA i ENEA (po 1 mld zł) oraz maksymalnie 1 mld zł kapitału z Funduszu. Natomiast pozostała kwota miała pochodzić z innych źródeł. W dniu 6 września 2018 r. Elektrownia Ostrołęka uzyskała promesę bankową na realizację inwestycji ważną do 28 grudnia 2018 r. na pozostałą kwotę niezbędną na realizację inwestycji. Te działania umożliwiły uzyskanie certyfikatu dla Jednostki Rynku Mocy na okres 15 lat od 2023 r. dopuszczającego do udziału w aukcji.

Powyższe promesy wygasły 28 grudnia 2018 r. W tym dniu rozwiązano również Umowę Inwestycyjną oraz podpisano nowe ramowe porozumienie pomiędzy ENERGA SA i ENEA SA, które zdefiniowało poziom zaangażowania finansowego ENEA w kwocie 1 mld zł oraz w kwocie przynajmniej 1 mld zł ze strony ENERGA. Kwota zaangażowania ENERGA była uzależniona od finalnych środków na projekt, jakie zostaną pozyskane od banków oraz inwestorów finansowych. Do 28 stycznia 2019 r. uzgodnione miały zostać zasady zaangażowania Inwestora Finansowego, zasady udzielenia Spółce kredytów niezbędnych na dokończenie projektu oraz miała zostać podpisana nowa Umowa Inwestycyjna z udziałem inwestorów oraz w miarę możliwości Inwestora Finansowego. Zasady finansowania inwestycji wskazane w porozumieniu z 28 grudnia 2018 r. nie zostały sfinalizowane. Nie podpisano również umów z bankami na kredytowanie inwestycji oraz nie została zawarta nowa Umowa Inwestycyjna pomiędzy wspólnikami. Na dzień 28 stycznia 2019 r. na fazę bezpośredniej realizacji projektu Spółka posiadała więc zapewnienie finansowania w wysokości około 45% budżetu inwestycji. Spółka nie zapewniła zatem pełnego finansowania inwestycji.

30 kwietnia 2019 r. ENERGA i ENEA podpisały porozumienie w sprawie finansowania budowy elektrowni Ostrołęka C. W porozumieniu uszczegółowiono zasady finansowania inwestycji w celu jej kontynuacji bez opóźnień. Spółki zobowiązały się zapewnić nakłady finansowe na realizację projektu w kwocie nie mniej niż 819 mln złotych każda. Kwoty te odpowiadały zaangażowaniu finansowemu zadeklarowanemu w porozumieniu z dnia 28 grudnia 2018 r., tj. nie mniej niż 1 mld zł w przypadku ENERGA, uwzględniając środki finansowe już przekazane na projekt przez ENERGA na potrzeby wypłaty zaliczki dla generalnego wykonawcy bloku w kwocie około 181 mln zł. ENERGA będzie wykonywać swoje zobowiązanie od dnia zawarcia porozumienia, w latach 2019 i 2020 i w kolejnych latach, natomiast ENEA będzie wykonywać swoje zobowiązanie od stycznia 2021 r.

Jednocześnie spółki zobowiązały się do negocjowania w dobrej wierze docelowych zasad współpracy, mającej kompleksowo określać strukturę i formę finansowania projektu⁴².

5.3.4. Modernizacja mocy wytwórczych w związku z BAT

Konkluzje BAT zostały wprowadzone *Decyzją Wykonawczą Komisji (UE) 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 r. ustanawiającą konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE*⁴³. Decyzja ta ustanowiła wymogi dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania (LCP), w szczególności w zakresie dopuszczalnych wielkości emitowanych zanieczyszczeń. Zaostrzone standardy emisyjne dla dużych obiektów energetycznego spalania, 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 się do ostrzejszych granicznych wielkości emisji ponad ustawowy limit czterech lat, czyli do 30 czerwca 2020 r. Późniejszy termin dostosowania instalacji do nowych wymagań będzie określany przez organ w decyzji o zmianie pozwolenia zintegrowanego. We wniosku o zmianę pozwolenia zintegrowanego trzeba będzie wykazać spełnienie przesłanki nieproporcjonalnie wysokich kosztów dostosowania instalacji do granicznych wielkości emisji wynikających z *konkluzji BAT*, wskazując na odpowiednie kryteria. Kluczowe w tym zakresie okaże się porównanie wysokości kosztów niezbędnych do poniesienia, aby instalacja mogła osiągnąć graniczne wielkości emisyjne, z korzyściami dla środowiska, które to porównanie powinno zostać przedstawione organowi przez operatora instalacji.

Wysokie koszty dostosowania instalacji bloków energetycznych do wymogów BAT

Zgodnie z art. 215 ust. 4 pkt 2 *ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska*⁴⁴ Urzędy Marszałkowskie właściwe dla lokalizacji wszystkich, będących w posiadaniu spółek objętych kontrolą dużych obiektów energetycznych spalania LCP, przesłały informacje o wynikach analizy pozwoleń zintegrowanych dla tych obiektów, wraz z wezwaniami do zmiany tych pozwoleń w terminie 12 miesięcy, w celu dostosowania instalacji LCP do wymagań określonych w *decyzji wykonawczej Komisji Unii Europejskiej 2017/1442 z 31 lipca 2017 r. ustanawiającej konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik*⁴⁵.

Z analiz przeprowadzonych przez spółki wynika, że istotna większość instalacji bloków energetycznych wymaga dostosowania do zaostrzonych wymogów emisyjności. Wszystkie inwestycje modernizacyjne powinny zakończyć

⁴² <https://ir.energa.pl/pr/436334/porozumienie-w-sprawie-finansowania-budowy-elektrowni-ostroleka-c> [2019.05.07].

⁴³ Dz. Urz. UE L 212 z 17.08.2017, s. 1.

⁴⁴ Dz. U. z 2018 r. poz. 799, ze zm.

⁴⁵ Zwane dalej „konkluzjami BAT”.

się do końca Krajowego Planu Przejściowego, czyli do 30 czerwca 2020 r. Czterej najwięksi producenci energii (Enea, Energa, Tauron, PGE) zaplanowali w tym okresie szereg inwestycji ograniczających emisje obejmujące łącznie 85 bloków energetycznych. Również PGNiG zaplanował inwestycje w tym zakresie w Elektrociepłowni Siekierki oraz Żerań. PKN ORLEN nie przewidywał inwestycji modernizacyjnych związanych z dostosowaniem swoich jednostek wytwórczych do wymogów BAT. Budżet planowanych inwestycji sięga łącznie 2625 mln zł. Podejmowane działania mają na celu redukcję emisji dwutlenku siarki, tlenków azotu, chlorowodoru, amoniaku i pyłu. Dodatkowo część z nich obejmuje także monitorowanie emisji substancji do powietrza oraz modernizację oczyszczalni ścieków.

Derogacje 17 500 godzin i planowane odstawienia jednostek mocy w związku z nie spełnianiem norm środowiskowych

W zakresie wytwarzania energii elektrycznej Spółki korzystały w zakresie wymogów dyrektywy IED z mechanizmów derogacyjnych umożliwiających przesunięcie na okres późniejszy lub uniknięcie w całości części inwestycji w instalacje środowiskowe dla istniejących jednostek wytwórczych. Po zakończonym okresie derogacji Spółki planują modernizację instalacji, bądź wyłączenie i zastąpienie ich nowymi.

W PKN ORLEN derogacją 17 500 godzin została objęta Elektrociepłownia Anwil, która po okresie upływu derogacji 31 grudnia 2023 r. będzie wycofana z eksploatacji. W PGE GiEK 1 blok Elektrowni Bełchatów funkcjonuje jako „źródło szczytowo-rezerwowe”, pracujące 1500 godzin w roku⁴⁶, blok nr 1-2 w Elektrowni Dolna Odra – derogacje 17 500 godzin⁴⁷, w Elektrowni Pomorzany bloki A, B (1-2) oraz WP⁴⁸ – 120 – derogacje 17 500 godzin. Natomiast Elektrownia Turów (bloki nr 1-6) skorzystała z Przejściowego Planu Krajowego (dalej PPK) w zakresie emisji SO₂ oraz pyłu. Po zakończonym okresie derogacji Spółka planuje modernizację instalacji bądź wyłączenie i zastąpienie nowymi. ENERGA Elektrownie Ostrołęka SA skorzystała z Przejściowego Planu Krajowego dla dwóch Bloków Elektrowni Ostrołęka B. TAURON Wytwarzanie zgłosił do derogacji 17 500 godzin 12 bloków energetycznych z czterech elektrowni. Od 1 stycznia 2016 r. blok energetyczny nr 1 Elektrowni Połaniec jest objęty derogacją i pozostaje w eksploatacji do czasu wykorzystania limitu 17 500 godzin, nie dłużej jednak niż do 31 grudnia 2023 r. Natomiast PGNiG korzystała z derogacji z ograniczonym czasem użytkowania 17500h oraz Przejściowego Planu Krajowego (dalej PPK). Derogacją 17500h objęte były dwa bloki EC Żerań. Z mechanizmu PPK, obowiązującego w okresie od 1 stycznia 2016 r. do 30 czerwca 2020 r., korzystały dwa emitery EC Siekierki oraz jeden w EC Żerań.

5.4. Efektywność inwestycji w nowe moce wytwórcze

Modernizacja mocy wytwórczych i budowa nowych bloków energetycznych w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego

Spółki podjęły skuteczne działania modernizacyjne posiadanych mocy wytwórczych oraz budowy nowych bloków energetycznych. Inwestycje w nowe moce wytwórcze realizowane przez kontrolowane podmioty

⁴⁶ W związku z potrzebą zapewnienia przez Operatora Sieci Przesyłowej bezpieczeństwa energetycznego kraju (dalej: OSP) – rolę OSP pełni spółka Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA.

⁴⁷ Możliwa do przepracowania liczba godzin w latach 2016–2019.

⁴⁸ Kocioł wodno-parowy.

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

zapewniają potencjał wytwórczy energii oraz poprawiają parametry technologiczne, co wpływa pozytywnie na ekonomikę produkcji i umożliwia spełnienie ostrzejszych norm w zakresie emisyjności.

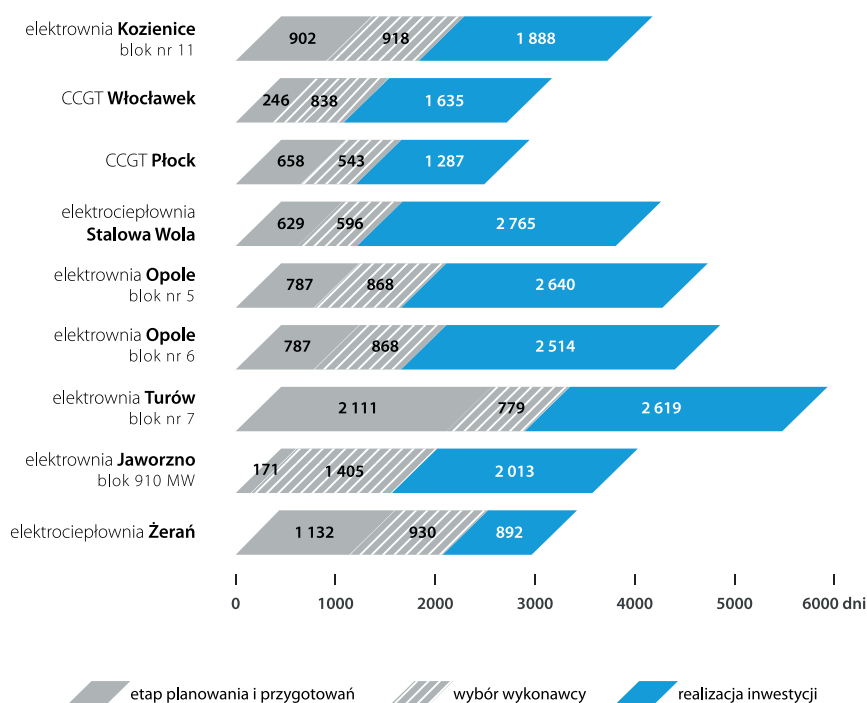
5.4.1. Przebieg inwestycji w odniesieniu do przyjętych założeń

Wszystkie objęte kontrolą inwestycje w moce wytwórcze zostały podjęte lub zakończone z opóźnieniem w stosunku do pierwotnych założeń. Istotny wpływ na to miał długi okres od podjęcia decyzji o realizacji projektu (uchwały zarządu lub opracowania pierwszej analizy ekonomicznej) do zawarcia kontraktu z wykonawcą, który wynosił od roku do ponad czterech lat.

Długotrwałość
procesów
inwestycyjnych

Wykres nr 12

Długość procesów inwestycyjnych w konwencjonalne nowe moce wytwórcze (w dniach)



Źródło: Dane NIK.

Następnie do znacznego wydłużenia procesu inwestycyjnego przyczyniły się długotrwałe postępowania na wyłonienie głównego wykonawcy, trwające od kilku miesięcy do nawet trzech lat oraz problemy i opóźnienia w samej realizacji zakontraktowanych robót – od kilku miesięcy do czterech i pół roku. Opóźnienia lub przesunięcia terminów spowodowane były zarówno czynnikami obiektywnymi (modyfikacja projektu), działaniem siły wyższej (warunki atmosferyczne), jak i nieterminowym oraz nieprawidłowym wywiązywaniem się ze swoich obowiązków poszczególnych uczestników procesu (zły nadzór, błędy wykonawców robót).

Okres realizacji części inwestycji w nowe moce wytwórcze wydłużał się także ze względu na ich czasowe wstrzymanie już po podjęciu decyzji o budowie lub na czas, który upłynął od uwzględnienia ich w strategiach i planach inwestycyjnych do momentu uzyskania wymaganych zgód kor-

poracyjnych w przedsiębiorstwach energetycznych. Ponieważ są to inwestycje kapitałochłonne, przed podjęciem ostatecznej decyzji o budowie nowego bloku Spółki musiały przeprowadzić często wielowariantowe analizy. Wybór konkretnego wariantu do realizacji był uzależniony od możliwości finansowych zarówno w zakresie wygenerowania, jak i pozyskania niezbędnego kapitału do sfinansowania planowanych inwestycji oraz przeprowadzonych analiz technicznych i ekonomicznych dla każdego projektu, wskazujących na możliwość uzyskania oczekiwanej stopy zwrotu z projektu. Przykładowo projekt budowy bloku 11 w Kozienicach rozpoczęto w 2007 r. Rada Nadzorcza Spółki podjęła uchwałę w sprawie zaakceptowania założeń odnośnie do warunków realizacji budowy bloku energetycznego nr 11 w Elektrowni Kozienice SA w czerwcu 2011 r., a umowę z wykonawcą zawarto we wrześniu 2012 r., to jest po upływie około 5 lat od podjęcia projektu. Projekt budowy CCTG Płock rozpoczął się w sierpniu 2011 r. od decyzji Komitetu Inwestycyjnego PKN ORLEN SA w sprawie zatwierdzenia Karty Projektu CCGT w Płocku oraz Dokumentu Wymagań Projektu (DWP). Po dokonaniu wariantowych analiz ekonomicznych i technologicznych Zarząd Spółki 1 kwietnia 2014 r., po uzyskaniu pozytywnej rekomendacji Komitetu Inwestycyjnego, zatwierdził aktualizację DWP oraz przydzielił środki na jego realizację, co umożliwiło rozpoczęcie etapu wyboru wykonawcy. Od pierwszej decyzji w 2011 r. do momentu zawarcia umowy na budowę bloku w grudniu 2014 r. upłynęły zatem ponad 3 lata. W przypadku inwestycji w Elektrowni Opole od momentu opracowania pierwszej analizy ekonomicznej przedsięwzięcia w grudniu 2008 r. do zawarcia umowy z wykonawcą upłynęły również ponad 3 lata.

Z powodu braku sprzyjających mechanizmów wsparcia i stabilnego otoczenia ekonomiczno-prawnego dla realizacji niezbędnych inwestycji w moce wytwórcze przerwano realizację budowy bloku w Elektrowni Opole. W dniu 4 kwietnia 2013 roku PGE GiEK SA, działając w oparciu o przeprowadzone analizy zmian na rynku energetycznym oraz w otoczeniu makroekonomicznym i rekomendację Komitetu Inwestycyjnego Grupy Kapitałowej, podjął uchwałę o zamknięciu zadania inwestycyjnego w Oddziale Elektrownia Opole. Po uzyskaniu informacji ze strony administracji rządowej o możliwym wsparciu Projektu, w dniu 18 czerwca 2013 roku Zarząd PGE GiEK SA podjął uchwałę w sprawie wyrażenia zgody na podjęcie prac analitycznych w zakresie dodatkowych rozwiązań poprawiających rentowność projektu i umożliwiających jego ewentualną realizację. Na podstawie wykonanych prac analitycznych dotyczących formuły realizacji i poszukiwania korzystniejszych uwarunkowań biznesowych dla realizacji projektu Zarząd Spółki podjął uchwałę, która umożliwiła wznowienie realizacji zadania (stosowny aneks do umowy z wykonawcą zawarto w sierpniu 2013 r.). Również realizacja projektu Ostrołęka C została wstrzymana 14 września 2012 r. uchwałą Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Akcjonariuszy Spółki (NWZA), ponieważ przeprowadzone analizy wykazały nierentowność tego przedsięwzięcia.

Szczegóły dotyczące finansowania kontrolowanych inwestycji w nowe moce wytwórcze przedstawiono w punkcie 5.3.3 niniejszej Informacji.

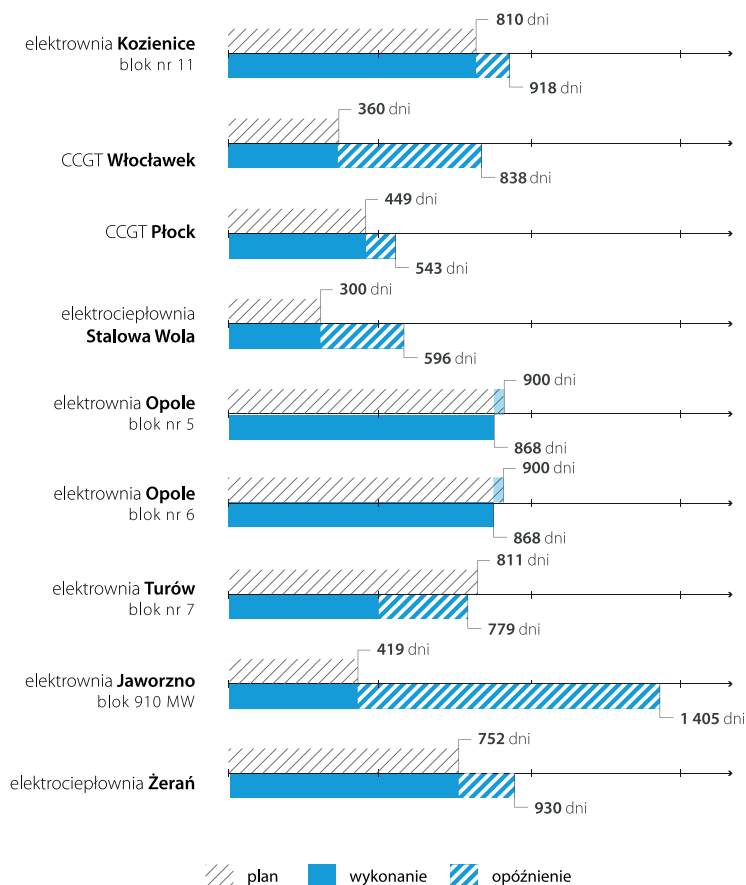
WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

W objętych kontrolą inwestycjach praktycznie na każdym etapie (od przygotowania, poprzez wybór wykonawcy i realizację przez niego prac) występowały opóźnienia i przesunięcia terminów skutkujące odpowiednim przesunięciem terminu oddania budowanych bloków do eksploatacji.

Przyczyny opóźnień
w realizacji inwestycji

Wykres nr 13

Opóźnienie w wyborze głównego wykonawcy



Źródło: Dane NIK.

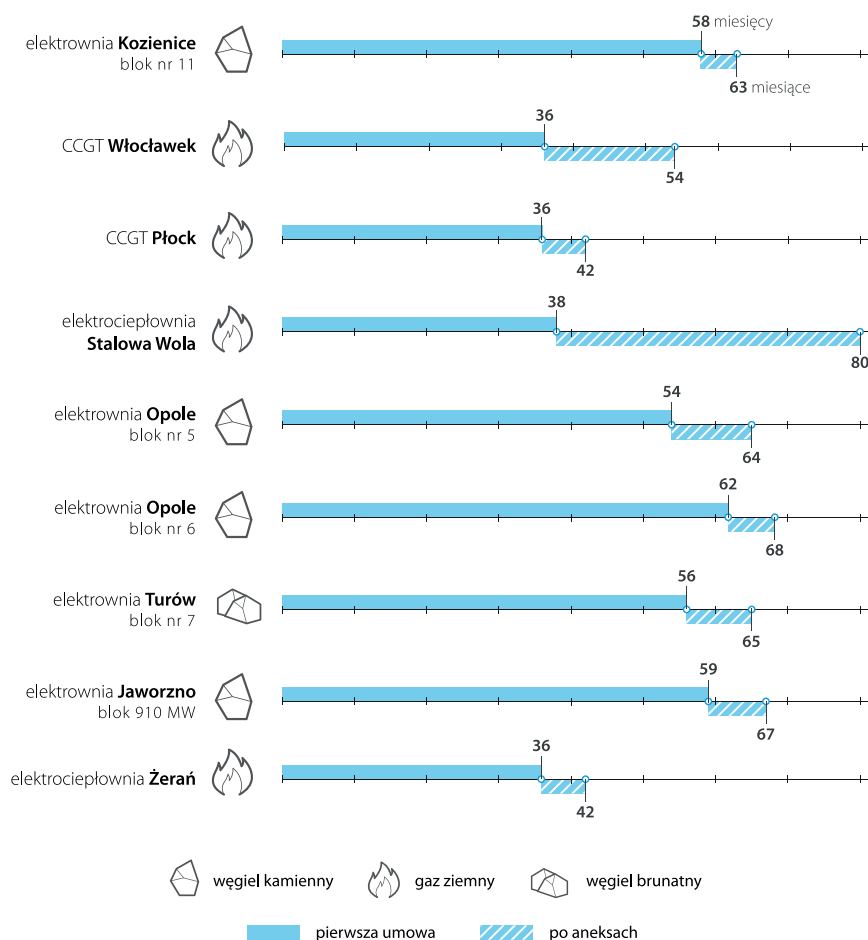
Istotnym czynnikiem opóźniającym rozpoczęcie inwestycji były kwestie związane z długotrwałymi lub przedłużającymi się postępowaniami przetargowymi na wybór wykonawców. W kontrolowanych podmiotach wyłonienie wykonawcy opóźniło się od 5 miesięcy (Elektrociepłownia Płock) do nawet 3 lat (Elektrownia Jaworzno III). Opóźnienie w pierwszym przypadku wynikało z próśb oferentów o przesunięcie terminów na składanie ofert w trakcie procesu zakupowego oraz koncepcji finansowania zewnętrznego. W drugiej inwestycji spowodowane było wniesionym przez oferentów do Krajowej Izby Odwoławczej odwołaniem od wyników przeprowadzonego postępowania przetargowego oraz opóźnieniem w pozyskaniu od wykonawcy zabezpieczenia należytego wykonania umowy. Również z powodu postępowań odwoławczych o trzy miesiące przedłużyło się postępowanie na 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).

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

Wyłonienie wykonawcy inwestycji Elektrociepłowni Włocławek trwało 2 lata i wynikało z przyjętego czteroetapowego trybu wyboru rozpoczętego rozesłaniem zapytań ofertowych w sierpniu 2010 r. i zakończonego aukcją elektroniczną 21 września 2012 r.

Wszystkie kontrolowane inwestycje zakończyły się lub zakończą się z opóźnieniem w stosunku do pierwotnych założeń. I tak budowa bloku 11 w Elektrowni Kozienice zakończyła się z pięciomiesięcznym opóźnieniem, dwa projekty PKN Orlen we Włocławku i Płocku zrealizowano z opóźnieniem odpowiednio 1,5 roku i 6 miesięcy, umowny termin zakończenia budowy bloków 5 i 6 Elektrowni Opolo przedłużono o 10 i 6 miesięcy, planowane zakończenie inwestycji Jaworzno III jest przesunięte o 8 miesięcy w stosunku do pierwotnego terminu ukończenia, opóźnienie inwestycji Elektrownia Stalowa Wola wynosiło 4,5 roku, Elektrowni Turów 9 miesięcy, opóźnienie budowy bloku gazowo-parowego Elektrociepłowni Żerań wynosiło 3 lata w stosunku do pierwotnych założeń i 4 miesiące w stosunku do terminu zawartego w aktualnej umowie z wykonawcą, a rozpoczęcie robót w inwestycji Ostrołęka C miało miejsce 4 miesiące po planowanym terminie.

Infografika nr 2
Opóźnienia w realizacji kontraktu



Źródło: Dane NIK.

Powodem opóźnienia w realizacji budowy bloku 11 Elektrowni Kozienice było wystąpienie nieoczekiwanego osiadania turbozespołu i pionowego przemieszczania się fundamentu turbozespołu w wyniku wpływu wysokich poziomów wody w Wiśle na zmiany warunków wodnych podłoża. Zjawisko to stanowiło zdarzenie zewnętrzne, poza kontrolą stron i przez nich niezawinione, któremu nie można było zapobiec ani uniknąć, powstało po zawarciu umowy i uniemożliwiło terminową realizację zobowiązań kontraktowych.

Opóźnienia w realizacji projektów energetycznych CCGT Włocławek i CCGT Płock wynikały z przyczyn niezależnych od PKN ORLEN SA. Istotną ich przyczyną było niespełnianie wymogów technicznych zainstalowanych urządzeń elektrowni i elementów konstrukcyjnych, co wymuszało ich wymianę, powodując opóźnienie w realizacji kontraktu. Wystąpiły również przypadki siły wyższej związane z niskim poziomem rzeki, uniemożliwiającym transport elementów elektrowni, a silny wiatr w okresie letnim opóźnił montaż wysokich konstrukcji.

Na budowie bloków nr 5 i Nr 6 w Elektrowni Opole i bloku nr 7 w Elektrowni Turów wystąpiły przesunięcia terminów realizacji inwestycji, których głównymi przyczynami było działanie siły wyższej (niekorzystne warunki pogodowe i awaria dźwigu) oraz konieczność wymiany rurociągów wody chłodzącej wykonanych z tworzywa sztucznego na stalowe. Dla bloku nr 7 w Elektrowni Turów przyczyną opóźnienia była konieczność zmiany podstawowych parametrów tego bloku, tak by spełniał wymogi konkluzji BAT.

Przesunięcie terminu realizacji budowy bloku Elektrowni Jaworzno III było spowodowane uzgodnionymi przez inwestora z wykonawcą zmianami zakresu kontraktu. Stwierdzono potrzebę m.in.: wykonania palowania pod obiektami bloku oraz innych prac, będących konsekwencją pośredniego sposobu posadowienia obiektów bloku oraz wykonania wstępnych prac przygotowujących przedmiot kontraktu do spełnienia konkluzji BAT.

Realizacja umowy z głównym wykonawcą bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Żerań przebiegała początkowo z nieznacznymi opóźnieniami, które dotyczyły prac projektowych oraz zakupów materiałowych. Jednak we wrześniu 2018 r., wskutek wystąpienia tajfunu w Japonii, gdzie znajdują się fabryki Mitsubishi Hitachi, doszło do uszkodzenia elementów bloku. W konsekwencji opóźniła się ich dostawa i nastąpiło wydłużenie terminu realizacji całego projektu.

Opóźnienia odnotowano również w najpóźniej rozpoczętej spośród kontrolowanych inwestycji budowy Elektrowni Ostrołęka C. Już po wyłonieniu wykonawcy do czasu wydania polecenia rozpoczęcia robót, nastąpiło czteromiesięczne opóźnienie w stosunku do harmonogramu inwestycji. Brak rezerwy czasowej na ewentualne opóźnienia w realizacji projektu istotnie zwiększa ryzyko niezakończenia inwestycji w planowanym terminie i naraża projekt na zmniejszenie jego rentowności. Zawarta umowa mocowa zobowiązuje Spółkę do udostępniania mocy od stycznia 2023 r. Harmonogram inwestycji zakłada oddanie budowanego bloku do eksploatacji we wrześniu 2023 r., zatem nawet przy terminowej realizacji Spółka

będzie zobowiązana zapłacić karę z tytułu niewypełniania obowiązku mocowego przez dziewięć miesięcy 2023 r. Opóźnienie inwestycji skutkować będzie powiększaniem tej kary za każdy kolejny miesiąc.

Nieprawidłowości i zagrożenia w realizacji projektów inwestycyjnych

Budowa elektrociepłowni z blokiem gazowo-parowym w Stalowej Woli była realizowana nieskutecznie, a stwierdzone nieprawidłowości przyczyniły się do opóźnień i zwiększenia kosztów inwestycji. Kryteria w procedurze wyboru Głównego Wykonawcy nie zapewniły odpowiedniej jakości prac budowlanych. Ryzyko odnoszące się do jakości prac zmaterializowało się. Spółka nie zapewniła sobie odpowiednich narzędzi egzekwowania od wykonawcy jego obowiązków, co uniemożliwiło zapewnienie odpowiedniej jakości prac budowlanych wykonywanych przez podwykonawców. ECSW nie zapewniła też skutecznego systemu zarządzania Projektem, co powodowało spory kompetencyjne między podmiotami zajmującymi się nadzorem nad wykonywaniem inwestycji.

Wskutek opóźnienia dostawy turbiny nastąpiło wydłużenie terminu realizacji projektu budowy bloku Elektrociepłowni Żerań o blisko 5 miesięcy. Nowy termin przekazania bloku do eksploatacji w świetle regulacji umowy mocowej, z terminem obowiązywania od 1 stycznia 2021 r., w sytuacji gdyby w realizacji projektu wystąpiły kolejne opóźnienia, stwarza ryzyko naliczania kar z tytułu niewykonania obowiązku mocowego. Ponadto wynikające z umowy z wykonawcą zakończenie budowy gazociągu zasilającego blok (luty 2020 r.) z uwagi na krótki termin realizacji jego budowy stwarza dodatkowe ryzyko dla terminowej realizacji całości projektu.

Wzrost kosztów inwestycji

Poza przesunięciem w czasie uruchomienia nowych mocy wytwórczych i udostępnienia ich do KSE jednym ze skutków opóźnień w ich realizacji był wzrost kosztów inwestycji wynikający z konieczności poniesienia kosztów finansowych obsługi kredytów, ubezpieczeń i opłacenia inżyniera kontraktu w dłuższym niż przewidywały pierwotnie umowy terminach. Powodem wzrostu kosztów była również konieczność wprowadzania zmian technicznych i technologicznych spowodowanych nieprzewidywanymi na etapie projektowania elementami lub koniecznością uwzględnienia rozwiązań spełniających wymogi BAT. Spośród kontrolowanych inwestycji tylko jedna została zrealizowana po kosztach niższych niż przewidywano. Koszty inwestycji budowy bloku gazowo-parowego we Włocławku realizowanej przez PKN Orlen SA miały wynieść 1,4 mld zł, ale ostatecznie zamknęły się w kwocie o około 10% niższej. Dla części kontrolowanych inwestycji koszty wzrosły nieznacznie, od około 0,19% dwa bloki Elektrowni Opole, 0,22% Elektrownia Kozienice, 0,46% Elektrociepłownia Płock, 1,62% Elektrownia Jaworzno III do 2,33% Elektrociepłownia Żerań.

Największy wzrost kosztów inwestycji odnotowano dla budowy bloku gazowo-parowego Elektrociepłowni Stalowa Wola – z 1533 mln zł do 1752 mln zł (wzrost o 14,29%) oraz budowy bloku zasilanego węglem brunatnym w Elektrowni Turów – z 3250 mln zł do 3537 mln zł (wzrost o 8,83%). Wzrost kosztów budowy bloku w Stalowej Woli spowodowany był zarówno nieprawidłową realizacją przez Generalnego Wykonawcę prac budowlanych, jak również niewłaściwym zarządzaniem projektem przez ECSW. Ostatecznie rozwiązano umowę z wykonawcą i konieczne było kon-

tynuowanie inwestycji w nowej formule. Według raportu z audytu przeprowadzonego w lutym 2016 r. na zlecenie TAURON Polska Energia SA, w skali wszystkich branż faktyczny stopień zaawansowania robót wykonanych w odniesieniu do całego przewidzianego kontraktem zakresu wynosił ok. 85–88%. Po decyzji o dokończeniu projektu, uwzględniając wydatkowane już wielkości i konieczne dla dokończenia budowy oraz rozszerzenie zakresu projektu o rezerwowe źródło ciepła, konieczne było odpowiednie zwiększenie budżetu, w tym na bezpośrednie wydatki inwestycyjne i bieżącą działalność operacyjną oraz na koszty finansowe (koszty odsetek od kredytu, koszty pozyskania kredytu oraz koszty pożyczek od sponzorów). Natomiast wzrost kosztów inwestycji budowy bloku w Elektrowni Turów spowodowany był głównie koniecznością uwzględnienia zmian podstawowych parametrów bloku, tak by spełniał wymogi konkluzji BAT. Aneks uwzględniający te zmiany wydłużył termin realizacji kontraktu i zwiększył jego cenę.

Wzrost kosztów budowy bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Żerań wynikał z tego, iż umowa z wykonawcą nie uwzględniała pierwotnie po stronie montażu instalacji SCR⁴⁹ dla bloku, która stała się konieczna w związku z wprowadzeniem konkluzji BAT. Spółka nałożyła na wykonawcę obowiązek zrealizowania kompletu projektów, dostaw, usług i prac budowlano-montażowych oraz przeprowadzenie rozruchu instalacji SCR, co wydłużyło termin realizacji umowy oraz zwiększyło jej cenę.

Na wzrost kosztów inwestycji w Elektrowni Jaworzno III wpłynęły zmiany zakresu przedmiotu kontraktu, między innymi: wykonanie dodatkowych prac palowania pod obiektami bloku oraz wykonanie wstępnych prac przygotowujących do spełnienia konkluzji BAT, wprowadzenie zmian związanych z konstrukcją chłodni kominowej, przeróbką stężeń elektrofiltru oraz projektem i dostawą dodatkowych podestów i podpór dla instalacji odpielania.

Wzrost kosztów budowy bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Płock wynikał z wprowadzenia korzystnych z punktu widzenia użytkownika elektrowni rozwiązań związanych z dodatkowym wyposażeniem oraz usługami wprowadzonymi w celu poprawy parametrów, funkcjonalności i mocy bloku.

Nieznaczny wzrost kosztów realizacji inwestycji budowy nowego bloku w Elektrowni Kozienice spowodowany był wprowadzeniem dodatkowego zakresu prac, dotyczących między innymi systemu monitorowania rurociągów parowych, włączenia do systemu monitorowania drgań maszyn wirnikowych napędów wentylatorów, zmian w układzie wody surowej, zmian w układzie pomieszczeń, oznakowania, zmiany materiału elewacji, zmiany w instalacji i przyłączeniach, połączenia kolektorów sprężonego powietrza oraz rurociągu pary pomocniczej i technologicznej bloku 11 z blokami 1–10, wykonania dodatkowych połączeń do pomiaru emisji gazów i pyłów generowanych przez blok oraz związanych z odprowadzaniem i opomiarowaniem ścieków.

⁴⁹ Technologia SCR polega na przekształcaniu (redukowaniu) tlenków azotu w nietoksyczny azot i parę wodną w katalizatorze wykorzystującym amoniak jako reduktor.

Na wzrost kosztów budowy dwóch bloków w Elektrowni Opole wpłynęło wydłużenie okresu jej realizacji, które spowodowało zwiększenie wydatków wynikające z przedłużenia umowy z Menedżerem Projektu, przedłużenia okresu ubezpieczenia inwestycji i gwarancji bankowej.

5.4.2. Efekty realizowanych inwestycji

Inwestycje w nowe moce wytwórcze realizowane przez kontrolowane podmioty nie tylko miały na celu zapewnienie odpowiedniego potencjału produkcyjnego energii, ale także poprawienie parametrów technologicznych, które z jednej strony wpływają korzystnie na ekonomikę produkcji energii, z drugiej pozwalają na spełnienie ostrzejszych norm w zakresie emisyjności. Dla trzech objętych kontrolą inwestycji, które zostały zakończone (blok 11 Elektrowni Kozienice, blok gazowo-parowy Elektrowni Włocławek oraz Elektrociepłowni Płock), w okresie od podpisania protokołu przyjęcia do eksploatacji osiągnięto zakładane wskaźniki emisyjności.

Elektrownia Kozienice

Inwestycje zakończone

W trakcie funkcjonowania przez ponad rok (od 19 grudnia 2017 r.) nowego bloku energetycznego osiągnięte zostały założone parametry w zakresie osiągniętej sprawności bloku i spełniania warunków środowiskowych w zakresie wielkości maksymalnych emisji tlenków siarki i azotu, CO₂ oraz pyłów.

Średnioroczna sprawność nowego bloku 11 za 2018 r. wyniosła ponad 45% brutto i była wyższa od sprawności funkcjonujących bloków 1–10, dla których parametr ten wahał się w przedziale od 38% do 40% brutto.

Zawarte zarówno w SIWZ, jak i w Kontrakcie wartość emisji zanieczyszczeń w spalinach określały między innymi stężenie SO₂ i NO_x na poziomie ≤100 mg/Nm³, stężenie pyłu w spalinach ≤10 mg/Nm³ i stężenie amoniaku – NH₃ w spalinach za instalacją SCR (Instalacja katalitycznego odazotowania spalin) ≤2 ppm.

Zgodnie z zapisami pozwolenia zintegrowanego dla bloku 11, dopuszczalna emisja substancji dla instalacji spalania paliw określona została na poziomie: 150 mg/m³ dla SO₂ i NO_x, 10 mg/m³ dla pyłów i 5 mg/m³ dla NH₃. Wynikające z konkluzji BAT średnioroczne standardy dla bloku 11 określone zostały na poziomie: NO_x ≤150 mg/Nm³, SO₂ ≤130 mg/Nm³, pył ≤8 mg/Nm³.

Wstępne średnie stężenia emitowanych zanieczyszczeń (według stanu na koniec IV kwartału 2018 r.) w ramach instalacji spalania paliw (blok 11) wynosiły: dla NO_x 125 mg/Nm³, dla SO₂ 98 mg/Nm³, dla pyłu 6 mg/Nm³ i dla NH₃ 0,2 ppm.

Wskaźniki emisji dla bloku 11 (w nawiasie: dla bloków 1–10) w 2018 r. wyniosły dla NO_x 342,48 g/MWh (677,06), dla SO₂ 228,68 g/MWh (659,11), dla pyłu 18,07 g/MWh (21,85) i dla CO₂ 745,00 kg/MWh (862,00), co stanowiło odpowiednio 82,7%, 34,7%, 50,6% i 86,4% wartości wskaźników emisji dla bloków 1–10.

Elektrociepłownia Płock – blok gazowo-parowy

Zakładane parametry techniczne projektu elektrociepłowni przedstawiały się następująco: 608 MWe brutto (moc zainstalowana); gaz ziemny jako paliwo; 480 000 t/rok spalanego paliwa; ok. 3300 000 MWh/rok produkowanej energii elektrycznej; ok. 9 000 TJ/rok ciepła wyprodukowanego w kogeneracji; 50mg/Nm³ stężenie tlenków azotu (NO_x) w spalinach; 12 mg/Nm³ stężenie tlenków siarki (SO₂) w spalinach; 5 mg/Nm³ stężenie pyłu w spalinach.

CCGT Płock, w okresie od 29 czerwca 2018 r. do 23 września 2018 r. (tj. od podpisania protokołu przyjęcia do eksploatacji PAC), osiągnęła następujące parametry techniczne: 126 707 ton spalanego paliwa; 1 002 227 MWh produkowanej energii elektrycznej; 239 TJ ciepła wyprodukowanego w kogeneracji. Osiągnięte wartości wskaźników emisyjności mieściły się w zakładanych przedziałach i wyniosły 25–35 mg/Nm³ stężenie tlenków azotu (NO_x) w spalinach; około 1 mg/Nm³ stężenie tlenków siarki (SO₂) w spalinach, około 0,1 mg/Nm³ stężenie pyłu w spalinach.

Elektrownia Włocławek – blok gazowo-parowy

Dla budowy bloku gazowo-parowego osiągnięto zakładane parametry inwestycji. Moc zainstalowana wyniosła 470 MW brutto przy zakładanej 461,6 MW, a ilość wyprodukowanej energii elektrycznej (za okres jednego roku tj. 19.06.2017–18.06.2018) 2 921 052 MWh przy założonej 2 800 000 MWh/rok). Inwestycja spełniła także założenia w zakresie emisji zanieczyszczeń stężenie tlenków azotu w spalinach NO_x 50 mg/m³, (założenie ≤ 50 mg/m³), stężenie tlenków siarki 12 mg/m³, (≤12 mg/m³) oraz stężenie pyłu w spalinach 5 mg/m³ (≤ 5 mg/m³).

Dla pozostałych objętych kontrolą nowych bloków energetycznych zaplanowano do osiągnięcia parametry i efekty w postaci redukcji emisji zanieczyszczeń do środowiska spełniające wymogi dyrektywy IED.

Inwestycje w toku

Elektrownia Opole – dwa bloki na węgiel kamienny

Sprawność netto nowych bloków nr 5 i 6 Elektrowni Opole w porównaniu z blokami 1–4 ma być wyższa i wynieść 45,5% netto (bloki 1–4 36,6%). Emisja CO₂ ma zmniejszyć się o około 20%. Pozostałe przewidywane parametry emisyjności mają wynieść (w nawiasie dla bloków 1–4 w 2017 r.): stężenie tlenków azotu (NO_x) w spalinach ≤ 80 mg/Nm³ (191), stężenie tlenków siarki (SO₂) <100 mg/Nm³ bez kwasu mrówkowego, <30 mg/Nm³ z kwasem mrówkowym i 4 poziomami zraszania (99 mg/Nm³ dla bloków 1–4 w 2017 r.), stężenie pyłu w spalinach <10 mg/Nm³ (7).

Zużycie węgla kamiennego w nowych blokach nr 5 i 6 o mocy 900 MWe każdy będzie wynosić po około 2,05 mln ton rocznie. Zużycie węgla w starych blokach 1–4 (o mocy od 370 MWe do 376 MWe) wynosi od około 635 tys. ton do 853 tys. ton każdy. Moc zainstalowana elektryczna wszystkich pracujących czterech bloków w Elektrowni Opole w 2011 r. i w 2017 r. wynosiła 1492 MWe. Przewidywana moc Elektrowni Opole po uruchomieniu dwóch nowych bloków Nr 5 i 6 o mocy 900 MWe każdy na koniec 2020 r. ma wynieść 3292 MWe.

Elektrownia Turów – blok na węgiel brunatny

Sprawność netto nowego bloku nr 7 w porównaniu ze zlikwidowanymi blokami 8–10 wzrasta z około 37% do 43,1% netto. Emisja CO₂ zmniejszy się o około 17%. Pozostałe przewidywane parametry emisyjności mają wynieść (w nawiasie dla pozostałych bloków w 2017 r.): stężenie tlenków azotu NO_x w spalinach ≤ 85 mg/Nm³ (183), stężenie tlenków siarki SO₂ <75 mg/Nm³ (243), stężenie pyłu w spalinach <5 mg/Nm³ (24).

Dla bloku nr 7 Elektrowni Turów o mocy 496,1 MWe roczne zużycie węgla brunatnego będzie wynosiło 2,5 mln ton. Zużycie węgla w starych blokach 1–6 o mocy od 238 MWe do 261,6 MWe każdy wynosi od 1,1 mln ton do 1,4 mln ton rocznie. Moc zainstalowana elektryczna wszystkich pracujących ośmiu bloków w Elektrowni Turów w 2011 r. wynosiła 1898,8 MWe, a w 2017 r. sześciu bloków 1498,8 MWe. Przewidywana moc zainstalowana Elektrowni Turów po uruchomieniu nowego bloku Nr 7 o mocy 496,1 MWe na koniec 2020 r. wyniesie 1994,9 MW.

Elektrownia Jaworzno III – blok na węgiel kamienny

Założenia przyjęte w studium wykonalności dla tej inwestycji określały zużycie paliwa w skali roku na 2215 tys. ton, przy produkcji energii elektrycznej brutto 6 024 928 MWh/rok. Zakładana sprawność bloku wynosiła 45,5%, tj. prawie o 10% więcej niż średnia dla wszystkich jednostek wytwórczych Spółki w 2017 r., która wynosiła 36,3%. Przewidywane wskaźniki stężenia w spalinach tlenków azotu NO_x <150 mg/m³, stężenia tlenków siarki SO_x <150 mg/m³ oraz stężenia pyłu w spalinach <10 mg/m³, spełniały wszystkie kryteria dyrektywy IED.

Elektrociepłownia Stalowa Wola – blok gazowo-parowy

Projektowany BGP o mocy 400 MWe (łącznej mocy turbiny gazowej i turbiny parowej) o sprawności 57,44% w pracy kondensacyjnej, miał rocznie produkować 3 160 720 MWh energii elektrycznej i 1 813 000 GJ ciepła, w tym 1 010 880 MWh energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji, zużywając 588 271 735 Nm³ gazu ziemnego jako podstawowego paliwa, przy rocznych wielkościach emisji: SO₂ (<12mg/Nm³), NO_x (<75mg/Nm³), pyłu(<5mg/Nm³) i emisji CO₂ 1 097 757 Mg.

Obecnie funkcjonujące bloki energetyczne w Tauron Wytwarzanie Oddział Stalowa Wola, w ujęciu rocznym (2017 r.), wyprodukowały 426 957 MWh energii oraz 1 291 506 GJ ciepła. Dla wyprodukowania tych wielkości zużyto 40 209 Mg biomasy agro, 84 716 Mg biomasy leśnej, 2 066 578 Nm³ gazu ziemnego i 208 847 Mg miału węglowego.

W 2017 r. w związku z produkcją wyemitowano 1503 Mg SO₂; 961 Mg NO_x; 70 Mg pyłu oraz 448 069 Mg CO₂. Wytworzono również 643 Mg popiołów lotnych z węgla, 1343 Mg popiołów lotnych z drewna, 43 505 Mg mieszanki popiołowo-żużlowej oraz 70 Mg mikrosfery⁵⁰ z popiołów lotnych.

Z założeń projektu wynika, że efektem realizacji inwestycji będzie zmniejszenie emisji CO₂ z poziomu 1049 kg/MWh wyprodukowanej energii elektrycznej w 2017 r. do poziomu 347 kg/MWh po oddaniu BGP do eksploatacji.

⁵⁰ Mikrosfery – drobna frakcja popiołów lotnych – powstają w procesie konwencjonalnego spalania.

Elektrociepłownia Żerań – blok gazowo-parowy

Założono, że w związku z budową bloku gazowo-parowego w EC Żerań redukcja emisji związków w całej PGNiG Termika zmniejszy się: SO₂ redukcja o 18% (604 ton), pył 15% (37 ton), dla odpadów typu popiół 25% (69 374 ton) i żużel 17% (9267 ton). Emisje funkcjonujących w 2017 r. turbozespołów EC Żerań wahały się dla NO_x od 377,5 do 474,4 g/MWh, SO₂ od 853 do 1072 g/MWh oraz pyłu od 42,8 do 53,8 g/MWh.

Parametry w zakresie emisyjności nowego bloku określały emisję zanieczyszczeń w spalinach na poziomie poniżej 50 mg/m³ dla NO_x, poniżej 30 mg/m³ dla SO₂ oraz poniżej 5 mg/m³ dla pyłu. Przewidywana średnia sprawność elektryczna nowego bloku ma osiągnąć 56,66%.

Ponadto zrealizowane w latach 2011–2017 prace modernizacyjne pozwoliły na ograniczenie emisji zanieczyszczeń. Jednostki wytwórcze EC Siekierki zmniejszyły emisyjność CO₂ o 12%, SO₂ o 69% oraz emisje pyłu o 54%, natomiast EC Żerań CO₂ o 9%, SO₂ o 30%, emisje pyłu o 41%.

Wszystkie inwestycje poprzedzone zostały opracowaniami analitycznymi – studiami wykonalności, które zakładały uzyskanie korzystnych z punktu widzenia oddziaływania na środowisko parametrów dla nowych bloków. Kluczową z tego, ale i ekonomicznego punktu widzenia decyzją, był wybór paliwa, którym zasilane będą nowe bloki. Przykładowo, analizy prowadzone na potrzeby budowy nowego bloku w Elektrociepłowni Stalowa Wola uwzględniały zarówno bloki zasilane węglem jak i gazem. Wnioski z analizy warunków brzegowych wskazywały, że dla wszystkich analizowanych wariantów spełnione były kryteria techniczne i technologiczne oraz zapewniono dotrzymanie warunków ochrony środowiska. Studium zakończono ostatecznie rekomendacją dla budowy bloku gazowo-parowego, uzasadniając wybór wysoką sprawnością (na poziomie 57,4% przy około 46% dla bloków węglowych) oraz efektami ekologicznymi (brak pyłów, popiołów, związków siarki), niższą emisją dwutlenku węgla. Jednocześnie jednak poziom cen sprzedaży energii elektrycznej zapewniających osiągnięcie progu opłacalności dla bloku gazowego był wyższy o około 30% niż dla bloków węglowych. Do słabych stron tego rozwiązania obok drogiego paliwa zaliczono też konieczność skojarzenia poprzez produkcję energii cieplnej w celu uzyskania korzystnej ceny sprzedaży energii elektrycznej przy ryzyku znacznego zmniejszenia zapotrzebowania na energię ciepłą. Poza kalkulacją ekonomiczną rentowności rozpatrywanych wariantów, istotnym było, że budowa bloku gazowo-parowego wymaga znacznie niższego poziomu nakładów inwestycyjnych⁵¹ i krótszego okresu realizacji.

Gaz versus węgiel
– czyli dylemat
przy wyborze paliwa
dla nowych mocy
wytwórczych

⁵¹ Szacowane nakłady na blok węglowy o mocy 450 MW to około 2,6 mld zł, a na blok gazowo-parowy o mocy 400 MW około 1,3 mld zł.

6. ZAŁĄCZNIKI

6.1. Metodyka kontroli i informacje dodatkowe

Cel główny kontroli	Celem głównym kontroli było udzielenie odpowiedzi na pytanie: Czy budowa i modernizacja źródeł wytwarzania energii elektrycznej zapewnia bezpieczeństwo jej dostaw w długookresowej perspektywie?
Cele szczegółowe	Założono, że badania kontrolne umożliwią udzielenie odpowiedzi na następujące pytania szczegółowe: 1. Czy kształtowana jest spójna polityka energetyczna zapewniająca równowagę pomiędzy bezpieczeństwem energetycznym, ochroną środowiska a przystępnością cen energii? 2. Czy inwestycje prowadzone w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej zapewnią pokrycie krajowego zapotrzebowania na moc oraz pozwolą na uzyskanie tzw. miksu energetycznego, który będzie spełniał wymogi polityk UE? 3. Czy zapewniono finansowanie modernizacji podsektora wytwarzania energii elektrycznej? 4. Czy inwestycje budowy i modernizacji źródeł wytwarzania energii elektrycznej realizowane są efektywnie?
Zakres podmiotowy	Kontrolą objęto 10 jednostek, w tym Ministerstwo Energii oraz dziewięć spółek. Skontrolowano dwie spółki będące spółką matką grupy kapitałowej, pięć spółek będących spółką dominującą w sektorze wytwarzania grupy kapitałowej oraz dwie spółki celowe powołane do realizacji inwestycji w nowe moce wytwórcze.
Kryteria kontroli	Kontrolę przeprowadzono w: – Ministerstwie Energii, na podstawie art. 2 ust. 1 oraz art. 5 ust. 1 ustawy z dnia 23 grudnia 1994 r. <i>o Najwyższej Izbie Kontroli</i>⁵², z uwzględnieniem kryteriów: legalności, rzetelności, celowości i gospodarności; – Spółkach prawa handlowego, na podstawie art. 2 ust. 3 oraz art. 5 ust. 3 ustawy <i>o NIK</i>, z uwzględnieniem kryteriów: legalności i gospodarności.
Okres objęty kontrolą	Kontrolą objęto lata 2012–2018 (do czasu zakończenia czynności kontrolnych w poszczególnych jednostkach). Czynności kontrolne przeprowadzono od dnia 2 sierpnia 2018 r. do dnia 15 lutego 2019 r.
Działania na podstawie art. 29 ustawy o NIK	W toku kontroli w trybie art. 29 ust. 1 pkt 2 lit. f ustawy <i>o NIK</i> zasięgnięto informacji w 17 podmiotach.
Pozostałe informacje	Kontrola <i>Inwestycje w moce wytwórcze energii elektrycznej w latach 2012–2018</i> P/18/018 została podjęta z inicjatywy własnej na skutek sugestii organu Sejmu. Podmioty do kontroli zostały wybrane w sposób celowy. Minister Energii jest odpowiedzialny za kreowanie polityki energetycznej państwa oraz realizację dyrektyw UE i prawa krajowego. Kontrolą zostały objęte inwestycje o szczególnym znaczeniu dla Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, czyli inwestycje w jednostki wytwórcze o mocy co najmniej 200 MWe. Do kontroli zostały wytypowane spółki odpowiedzialne za realizację w danej grupie kapitałowej strategii w obszarze wytwarzania energii elektrycznej oraz spółki wykonujące rolę inwestora w kluczowych inwestycjach obejmujących budowę nowych mocy wytwórczych.

⁵² Dz. U. z 2019 r. poz. 489. Dalej: ustawa *o NIK*.

Wyniki kontroli przedstawiono w 10 wystąpieniach pokontrolnych, w których sformułowano łącznie cztery wnioski pokontrolne. Z informacji o sposobie wykorzystania uwag i wykonania wniosków pokontrolnych wynika, że zrealizowano dwa wnioski oraz podjęto działania w celu realizacji dwóch wniosków. Kierownicy czterech jednostek kontrolowanych skorzystali z prawa złożenia zastrzeżeń do zapisów w wystąpieniach pokontrolnych. W jednym przypadku (Ministerstwo Energii) zastrzeżenia (sześć) zostały oddalone w całości. Spośród zastrzeżeń (18) wniesionych przez pozostałe trzy jednostki pięć uwzględniono w całości, siedem uznano w części, a sześć oddalono w całości.

Stan realizacji
wniosków pokontrolnych

Kontrolę w dziewięciu podmiotach przeprowadził Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji. W jednej z jednostek kontrolę przeprowadziła Delegatura NIK w Katowicach.

Wykaz jednostek
kontrolowanych

Jednostka organizacyjna NIK przeprowadzająca kontrolę	Nazwa jednostki kontrolowanej	Imię i nazwisko kierownika jednostki kontrolowanej
Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji	Ministerstwo Energii	Krzysztof Tchórzewski
	ENEA SA	Mirosław Kowalik
	ENEA Wytwarzanie sp. z o.o.	Antoni Józwowicz
	ENERGA Wytwarzanie SA	Piotr Meler
	Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o.	Edward Siurnicki
	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA	Norbert Grudzień
	Elektrociepłownia Stalowa Wola SA	Jacek Janas
	PGNiG Termika SA	Jarosław Głowacki
	Polski Koncern Naftowy ORLEN SA	Daniel Obajtek
Delegatura NIK w Katowicach	TAURON Wytwarzanie SA	Kazimierz Szynol

Wykaz ocen kontrolowanych jednostek

Nazwa jednostki kontrolowanej	Ocena kontrolowanej działalności*	Stany mające wpływ na wydaną ocenę:	
		prawidłowe	nieprawidłowe
Ministerstwo Energii	W formie opisowej	Wprowadzenie instrumentów wsparcia dla wytwórców energii w postaci Rynku Mocy i wsparcia kogeneracji. Działania w zakresie polityki właścicielskiej, a w szczególności odnośnie do dywidendy. Sporządzenie projektu PEP2040.	Brak opracowania polityki energetycznej państwa w terminie określonym w art. 15 ust. 2 uPe. Brak strategii restrukturyzacji mocy wytwórczych energii elektrycznej. Projekt PEP2040 nie zawierał oceny realizacji polityki energetycznej państwa za okres poprzedni. Wysokie ryzyko niezrealizowania większości zadań KPI odnośnie rozbudowy mocy wytwórczych. Opóźnienia we wprowadzaniu instrumentu wsparcia dla kogeneracji. Niepodjęcie działań w celu rozliczenia Zarządów Spółek z realizacji celów zarządczych za 2017 r.
ENEA SA	W formie opisowej	Zwiększenie mocy wytwórczych grupy kapitałowej. Prawidłowy nadzór nad spółkami zależnymi realizującymi kluczowe inwestycje w moce wytwórcze.	Nieosiągnięcie poziomu dywersyfikacji źródeł wytwarzania w kierunku zwiększenia udziału OZE. Decyzja inwestycyjna. odnośnie do współrealizowania projektu Ostrołęka nieoparta wynikami analiz. Realizacja inwestycji nieuwzględnionych w strategii.
ENEA Wytwarzanie sp. z o.o.	Pozytywna	Realizacja projektu budowy nowego bloku energetycznego o mocy 1000 MWe netto w Elektrowni „Kozienice” przebiegała bez istotnych odchyleń od harmonogramu oraz budżetu projektu. Oddano do eksploatacji blok energetyczny spełniający zakładane parametry techniczne i środowiskowe.	Nie stwierdzono istotnych nieprawidłowości mających wpływ na ocenę.

Nazwa jednostki kontrolowanej	Ocena kontrolowanej działalności*	Stany mające wpływ na wydaną ocenę:	
		prawidłowe	nieprawidłowe
Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o.	W formie opisowej	Budowa bloku energetycznego Ostrołęka C przebiegała zgodnie z zapisami umowy z wykonawcą.	Brak rezerw czasowych na ewentualne opóźnienia w realizacji projektu. Istotne ryzyko braku zapewnienia pełnego sfinansowania inwestycji. Istotne ryzyko zmniejszenia rentowności inwestycji w przypadku wystąpienia opóźnień w realizacji inwestycji.
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA	Pozytywna	Spółka inwestowała w budowę nowych jednostek wytwórczych oraz modernizowała istniejące moce wytwórcze. Spółka realizowała inwestycje w nowe moce wytwórcze zgodnie z zawartymi umowami i aneksami do nich. Realizowane inwestycje wypełniały cele strategiczne.	Nie stwierdzono istotnych nieprawidłowości mających wpływ na ocenę.
Elektrociepłownia Stalowa Wola SA	W formie opisowej	Rozwiązano umowę z Głównym Wykonawcą w styczniu 2016 r. oraz podjęto kontynuowanie inwestycji w nowej formule. Znaczące zaawansowanie w realizację inwestycji. Szybkie podjęcie działań naprawczych po rezygnacji z Głównego Wykonawcy.	Dobór kryteriów w procedurze wyboru Głównego Wykonawcy nie zapewniły wyłonienia niezawodnego wykonawcy. Spółka nie zapewniła sobie odpowiednich narzędzi egzekwowania od Głównego Wykonawcy jego obowiązków, co uniemożliwiło zapewnienie odpowiedniej jakości prac budowlanych. Niezapewnienie skutecznego systemu zarządzania projektem inwestycyjnym. Istotne opóźnienie projektu w stosunku do pierwotnego harmonogramu. Brak rezerw czasowych w harmonogramie na ewentualne opóźnienia w inwestycji.

ZAŁĄCZNIKI

Nazwa jednostki kontrolowanej	Ocena kontrolowanej działalności*	Stany mające wpływ na wydaną ocenę:	
		prawidłowe	nieprawidłowe
Polski Koncern Naftowy ORLEN SA	Pozytywna	Realizacja zamierzeń produktowych projektu. Zwiększenie możliwości produkcyjnych spółki. Realizacja inwestycji strategicznych.	Nie stwierdzono istotnych nieprawidłowości mających wpływ na ocenę.
TAURON Wytwarzanie SA	Pozytywna	Podjęmowanie przez Spółkę działań w zakresie zapewnienia mocy wytwórczych, opartych na wynikach odpowiednich analiz wskazujących na trafność podejmowanych decyzji. Realizowane przez Spółkę inwestycje były właściwie planowane, prowadzone i nadzorowane, zgodnie z zatwierdzonymi dokumentami strategicznymi i jej możliwościami finansowymi.	Nie stwierdzono istotnych nieprawidłowości mających wpływ na ocenę.

* pozytywna/negatywna/w formie opisowej

6.2. Analiza stanu prawnego i uwarunkowań organizacyjno- -ekonomicznych

Regulacje Unii Europejskiej

Wśród podstawowych aktów prawnych Unii Europejskiej dotyczących organizacji sektora elektroenergetycznego jest *Traktat Karty Energetycznej* oraz *Protokół Karty Energetycznej dotyczący efektywności energetycznej i odnośnych aspektów ochrony środowiska*, sporządzone w Lizbonie dnia 17 grudnia 1994 r.⁵³ Traktat ustanowił ramy prawne dla rozwijania długofalowej współpracy w dziedzinie energii.

Wspólne zasady rynku wewnętrznego energii elektrycznej zostały ustanowione w *Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE*⁵⁴ z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 2003/54/WE. Dotyczą one wytwarzania, przesyłu, dystrybucji i dostaw energii elektrycznej.

*Dyrektywa 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r. dotycząca działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych*⁵⁵ określa działania mające na celu zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w celu zapewnienia właściwego funkcjonowania rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zagwarantowanie m.in. odpowiedniego poziomu mocy wytwórczych oraz odpowiedniej równowagi między dostawami a zapotrzebowaniem.

30 listopada 2016 r. KE opublikowała projekty dokumentów, zwanych „Pakiem zimowym”, które nakreślają nowe oczekiwania w zakresie realizacji poszczególnych celów. Wśród najważniejszych projektów należy wskazać: regulacje rynku energii oraz mechanizmów rynku mocy, rewizję dyrektywy o efektywności energetycznej, rewizję dyrektywy o charakterystyce energetycznej budynków, rewizję dyrektywy o odnawialnych źródłach energii, a także postanowienia mające na celu doprowadzenie do wdrożenia Unii Energetycznej. W Pakiecie zawarto propozycje nowych narzędzi mających umożliwić podwyższenie w horyzoncie roku 2030 celów klimatycznych ustalonych na rok 2020, a mianowicie:

- ograniczenie o co najmniej 40% wewnętrznych emisji gazów cieplarnianych w całej gospodarce w porównaniu z 1990 r., z jednoczesnym wskazaniem przełożenia tego celu na redukcje emisji o 43% w sektorach objętych ETS i 30% w sektorach z obszaru non-ETS w porównaniu z rokiem 2005;
- podniesienie co najmniej do 27% udziału energii ze źródeł odnawialnych w finalnym zużyciu energii brutto;
- poprawienie efektywności energetycznej o co najmniej 27%, z rekomendacją rozważenia podniesienia go do poziomu 30% do roku 2030.

Według szacunków KE wdrożenie celów dotyczących energii i klimatu będzie wymagało nakładów w wysokości około 379 mld euro rocznie w latach 2020 do 2030. Dodatkowo wg wstępnych ocen konieczne będzie

⁵³ Dz. U. z 2003 r. Nr 105, poz. 985.

⁵⁴ Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009, s. 55, ze zm.

⁵⁵ Dz. Urz. UE L 33 z 4.02.2006, s. 22.

przeznaczanie co roku ok. 27 mld euro rocznie na publiczne i prywatne badania, jak również na rozwój i innowacje w dziedzinach związanych z unią energetyczną.

Dotychczas w ramach „Pakietu zimowego” zostały wydane m.in. następujące akty prawne UE: *dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (wersja przekształcona)*⁵⁶; *dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2002 z dnia 11 grudnia 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej*⁵⁷; *rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 663/2009 i (WE) nr 715/2009, dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE, 98/70/WE, 2009/31/WE, 2009/73/WE, 2010/31/UE, 2012/27/UE i 2013/30/UE, dyrektyw Rady 2009/119/WE i (EU) 2015/652 oraz uchylenia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013*⁵⁸. 17 sierpnia 2017 r. w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej opublikowano *Decyzję Wykonawczą Komisji (UE) 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 r.*⁵⁹ *ustanawiającą konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania (dalej Konkluzje BAT dla LCP), zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE w sprawie emisji przemysłowych (dalej Dyrektywa IED).*

W związku z przedmiotowymi Konkluzjami BAT dla LCP, niezwykle istotną kwestią jest definicja nowego obiektu energetycznego spalania, zgodnie z którą nowy obiekt to taki obiekt energetycznego spalania, który po raz pierwszy uzyskał pozwolenie po opublikowaniu Konkluzji BAT dla LCP, lub całkowicie zastąpiony na istniejących fundamentach po opublikowaniu niniejszych Konkluzji BAT (tj. po 17 sierpnia 2017 r.).

Regulacje krajowe

W ustawie z dnia 27 kwietnia 2001 r. – *Prawo ochrony środowiska*⁶⁰, do której zostały transponowane regulacje *dyrektywy IED*, pojęciu „obiekt energetycznego spalania” odpowiadają pojęcia: „instalacja spalania paliw” lub „źródło spalania paliw”. Obiekt energetycznego spalania zatem jest „instalacją”⁶¹ w rozumieniu art. 3 pkt 6 *ustawy Poś*.

Konkluzje BAT są publikowane w formie decyzji wykonawczych do *dyrektywy IED*, stąd też zawarte w nich pojęcia nie mogą być rozpatrywane w oderwaniu od przedmiotowej dyrektywy i należy je interpretować zgodnie z celem w niej wskazanym. Definicja pojęcia „pozwolenie” zawarta

⁵⁶ Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, s. 82) – wejście w życie 24 grudnia 2018 r.

⁵⁷ Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, s. 210) – wejście w życie 24 grudnia 2018 r.

⁵⁸ Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, s. 1) – weszło w życie 10 stycznia 2019 r.

⁵⁹ Dz. Urz. UE L 212 z 17.08.2017, s. 1.

⁶⁰ Dz. U. z 2018 r. poz. 799, ze zm. Dalej „ustawa Poś”.

⁶¹ Instalacja – rozumie się przez to: a) stacjonarne urządzenie techniczne; b) zespół stacjonarnych urządzeń technicznych powiązanych technologicznie, do których tytułem prawnym dysponuje ten sam podmiot i położonych na terenie jednego zakładu; c) budowle niebędące urządzeniami technicznymi ani ich zespołami, których eksploatacja może spowodować emisję.

w art. 3 pkt 7 *dyrektywy IED* stanowi, iż jest to pisemne zezwolenie na eksploatację całości lub części instalacji. Ponadto art. 4 pkt 1 ww. dyrektywy, który nakłada na kraje członkowskie obowiązek zapewnienia, iż żadna instalacja nie będzie eksploatowana bez pozwolenia, został transponowany do prawa krajowego poprzez art. 180 *ustawy Poś* (*Eksploracja instalacji powodująca 1) wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza, 2) wprowadzania ścieków do wód lub do ziemi, 3) wytwarzania odpadów – jest dozwolona po uzyskaniu pozwolenia, jeżeli jest ono wymagane*), a zgodnie z art. 201 ust. 1 *ustawy Poś*, pozwolenia zintegrowanego wymagają instalacje, których funkcjonowanie, ze względu na rodzaj i skalę prowadzonej w nich działalności, może powodować znaczne zanieczyszczenia poszczególnych elementów przyrodniczych albo środowiska jako całości. Oznacza to, że pozwolenie zdefiniowane w Konkluzjach BAT dla LCP należy utożsamiać z pozwoleniem zintegrowanym, które jest jednym z rodzajów pozwoleń na wprowadzanie substancji lub energii do środowiska, bez których – jeżeli są wymagane – eksploatacja instalacji stanowi naruszenie prawa.

Konkluzje BAT dla LCP zawierają zapis stanowiący, iż przedmiotowe Konkluzje nie obejmują instalacji korzystających z ograniczonego odstępstwa obowiązującego w całym okresie eksploatacji lub odstępstwa dla zakładów zasilających sieci ciepłownicze zgodnie z art. 33 i 35 *Dyrektywy IED*, do czasu wygaśnięcia odstępstw określonych w ich pozwoleniach zintegrowanych, które dotyczą poziomów emisji powiązanych z najlepszymi dostępnymi technikami dla zanieczyszczeń objętych odstępstwem jak również dla innych zanieczyszczeń, których emisje zostałyby ograniczone przez środki techniczne nie zastosowane dzięki odstępstwu. Oznacza to, że Konkluzje BAT dla LCP nie obowiązują instalacji korzystającej z derogacji zgodnie z art. 33 i 35 *Dyrektywy IED* w okresie jej trwania, natomiast po okresie derogacji co do zasady powinna być ona wyłączona z eksploatacji lub – jeżeli ma być dalej eksploatowana – powinna być dostosowana do wymagań wynikających z Konkluzji BAT.

Minister Energii, zgodnie z przepisami *ustawy z dnia 4 września 1997 r. o działach administracji rządowej*⁶², jest ministrem właściwym m.in. do spraw:

- polityki energetycznej państwa oraz udziału w kształtowaniu polityki energetycznej Unii Europejskiej;
- bezpieczeństwa energetycznego kraju, w tym bezpieczeństwa dostaw energii, surowców energetycznych i paliw;
- infrastruktury energetycznej, w tym funkcjonowania systemów energetycznych, z uwzględnieniem zasad racjonalnej gospodarki i potrzeb bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Podstawowym aktem prawnym w dziedzinie energetyki w Polsce jest *ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne*, która określa zasady kształtowania polityki energetycznej państwa, zasady i warunki zaopatrzenia i użytkowania paliw i energii, w tym ciepła, oraz działalności przed-

⁶² Dz. U. z 2019 r. poz. 945.

siębiorstw energetycznych, a także określa organy właściwe w sprawach gospodarki paliwami i energią. Celem ustawy jest tworzenie warunków do zrównoważonego rozwoju kraju, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw i energii, rozwoju konkurencji, przeciwdziałania negatywnym skutkom naturalnych monopolii, uwzględniania wymogów ochrony środowiska, zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych oraz równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii.

Na podstawie art. 12 *Prawa energetycznego*, zadania ministra właściwego do spraw energii⁶³ w zakresie polityki energetycznej obejmują przygotowanie projektu polityki energetycznej państwa i koordynowanie jej realizacji, a w odniesieniu do sektora elektroenergetycznego także m.in.:

- określanie szczegółowych warunków planowania i funkcjonowania systemów zaopatrzenia w energię, w trybie i zakresie ustalonych w ustawie;
- nadzór nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w energię elektryczną oraz nadzór nad funkcjonowaniem krajowego systemu elektroenergetycznego w zakresie określonym ustawą.

Potrzeba zapobieżenia sytuacji niedoboru energii elektrycznej w przyszłości była jednym z powodów przygotowania rozwiązań legislacyjnych, których głównym celem jest stworzenie zachęt inwestycyjnych do budowy nowych i modernizacji istniejących jednostek wytwórczych. Rozwiązania te mają również na celu aktywizację zarządzania zużyciem energii i uelastycznienie popytu na energię elektryczną. Dla realizacji tych celów powstało nowe rozwiązanie regulacyjne – rynek mocy. Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. *o rynku mocy*⁶⁴ wprowadziła nową usługę – obowiązek mocy. Polega on na pozostawianiu przez jednostkę rynku mocy w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do systemu oraz zobowiązaniu do dostawy określonej mocy do systemu w okresie zagrożenia, czyli w godzinie określonej przez operatora systemu przesyłowego (OSP) jako godzina, w której nadwyżka mocy dostępnej dla OSP w okresie $n+1$ jest niższa niż wielkość określona na podstawie art. 9g ust. 4 pkt 9 *Prawa energetycznego*. Ustawa *o rynku mocy* określa organizację rynku mocy oraz zasady świadczenia usługi pozostawiania w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do systemu elektroenergetycznego i dostarczania tej mocy do systemu w okresach zagrożenia. Celem ustawy jest zapewnienie średnioterminowego i długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, w sposób efektywny kosztowo, niedyskryminacyjny i zgodny z zasadami zrównoważonego rozwoju. Wybór jednostek rynku mocy, które za odpowiednim wynagrodzeniem będą oferować nową usługę, zostanie dokonany w wyniku aukcji typu holenderskiego tj. aukcji składających się z wielu rund z ceną malejącą. Jednostki rynku mocy, które zostaną dopuszczone do udziału w aukcji, po pozytywnym zakończeniu procesu certyfikacji ogólnej a następnie procesu certyfikacji do aukcji głównej, będą opuszczać aukcję, kiedy cena kolejnej rundy nie

⁶³ Od dnia 27 listopada 2015 r. – wcześniej przedmiotowe zadania wykonywał Minister Gospodarki.

⁶⁴ Dz. U. z 2018 r. poz. 9, ze zm.

będzie już zapewniać ich oczekiwanego wynagrodzenia za moc. W efekcie, aukcje będą wygrywać najtańsze oferty przy zachowaniu neutralności technologicznej. Parametry aukcji zostały określone przez ministra właściwego ds. energii, po zasięgnięciu opinii Prezesa URE, w rozporządzeniu wydanym na podstawie art. 34 ustawy *o rynku mocy rozporządzenie Ministra Energii z dnia 22 sierpnia 2018 r. w sprawie parametrów aukcji głównych dla okresów dostaw przypadających na lata 2021–2023*⁶⁵. W 2018 r. zaplanowano trzy aukcje na okresy dostaw 2021, 2022 oraz 2023. W latach 2019–2025 organizowana będzie co roku jedna aukcja główna na okresy dostaw przypadające odpowiednio na lata 2024–2030 (art. 29 ust. 3 ustawy *o rynku mocy*). Obowiązki mocowe ukształtowane w wyniku aukcji będą mogły podlegać dalszemu obrotowi na rynku wtórnym. Ze względu na fakt, iż płatności za spełnienie ww. obowiązku mocowego stanowią pomoc publiczną, ustawa była przedmiotem procesu notyfikacyjnego, zakończonego w dniu 7 lutego 2018 r. wydaniem przez Komisję Europejską decyzji zatwierdzającej program pomocowy.

Zarówno ze względu na rodzaj działalności (art. 9) jak i kwoty progowe określone w art. 15 *dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/25/UE z dnia 26 lutego 2014 r. w sprawie udzielania zamówień przez podmioty działające w sektorach gospodarki wodnej, energetyki, transportu i usług pocztowych, uchylająca dyrektywę 2004/17/WE*⁶⁶, jej przepisy będą miały zastosowanie do inwestycji w moce wytwórcze energii elektrycznej.

*Ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji*⁶⁷ – określa zasady udzielania wsparcia dla energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w jednostkach kogeneracji oraz wydawania gwarancji pochodzenia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji. Opracowano nowy system wsparcia dla jednostek kogeneracji, który zastąpi dotychczas istniejący mechanizm bazujący na formule świadectw pochodzenia. Celem zaproponowanych rozwiązań jest ograniczenie niekorzystnych zjawisk środowiskowych przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw ciepła i energii elektrycznej, a także poprawa efektywności wykorzystania nośników energii poprzez rozwój wysokosprawnej kogeneracji.

*Ustawa z dnia 18 marca 2010 r. o szczególnych uprawnieniach ministra właściwego do spraw energii*⁶⁸ oraz ich wykonywaniu w niektórych spółkach kapitałowych lub grupach kapitałowych prowadzących działalność w sektorach energii elektrycznej, ropy naftowej oraz paliw gazowych⁶⁹ określa szczególne uprawnienia przysługujące ministrowi właściwemu do spraw energii w spółkach kapitałowych lub grupach kapitałowych, w rozumieniu art. 3 ust. 1 pkt 44 ustawy z dnia 29 września 1994 r. *o rachunkowo-*

⁶⁵ Dz. U. poz. 1632 – weszło w życie w dniu 25 sierpnia 2018 r.

⁶⁶ Dz. Urz. UE L 94 z 28.3.2014, s. 243, ze zm.

⁶⁷ (Dz. U. z 2019 r. poz. 42, ze zm.) – weszła w życie w dniu 25 stycznia 2019 r.

⁶⁸ Zmiana od dnia 1 października 2016 r. (Dz. U. z 2016 r. poz. 1592) – wcześniej uprawnienia wykonywał minister właściwy do spraw Skarbu Państwa.

⁶⁹ Dz. U. z 2016 r. poz. 2012 dalej: *ustawa o szczególnych uprawnieniach*.

ści⁷⁰ prowadzących działalność w sektorach energii elektrycznej, ropy naftowej oraz paliw gazowych, których mienie zostało ujawnione w jednolitym wykazie obiektów, instalacji, urządzeń i usług wchodzących w skład infrastruktury krytycznej, o którym mowa w art. 5b ust. 7 pkt 1 ustawy z dnia 26 kwietnia 2007 r. *o zarządzaniu kryzysowym*⁷¹.

Mienie, o którym mowa w ustawie obejmuje m.in. w sektorze energii elektrycznej infrastrukturę służącą do wytwarzania energii elektrycznej (art. 1 ust. 2 pkt 1 *ustawy o szczególnych uprawnieniach*).

Nadzór właścicielski

Minister właściwy do spraw Skarbu Państwa na podstawie ustawy z 4 września 1997 r. *o działach administracji rządowej* odpowiadał do dnia 31 grudnia 2016 r. za gospodarowanie mieniem Skarbu Państwa, w tym wykonywanie praw z należących do Skarbu Państwa udziałów i akcji spółek. Poza Ministrem Skarbu Państwa prawa z udziałów i akcji wykonywały inne organy w tym Minister Gospodarki. Po likwidacji MSP, od dnia 3 stycznia 2017 r. nadzór nad 432 spółkami z udziałem SP sprawują wskazani ministrowie, w tym nad spółkami energetycznymi – Minister Energii⁷².

*Ustawa z dnia 16 grudnia 2016 r. o zasadach zarządzania mieniem państwowym*⁷³ określa m.in. zasady zarządzania mieniem państwowym, w zakresie nieuregulowanym w przepisach szczególnych. Obowiązująca od dnia 1 stycznia 2017 r. *u.z.m.p.* wprowadza nowy model nadzoru właścicielskiego, ukierunkowany na efektywne gospodarowanie posiadanymi przez państwo aktywami oraz podnoszenie jakości zarządzania spółkami z udziałem Skarbu Państwa.

Kompetencje właścicielskie w odniesieniu do spółek z udziałem Skarbu Państwa wykonuje Prezes Rady Ministrów, który ma możliwość delegowania uprawnień do wykonywania praw z akcji na innego członka Rady Ministrów, pełnomocnika rządu lub inny podmiot.

W art. 8 ust. 1 *u.z.m.p.* określono, że Prezes Rady Ministrów może przekazać innemu członkowi Rady Ministrów, pełnomocnikowi rządu lub państwowej osobie prawnej wykonywanie uprawnień, o których mowa w ww. art. 7 ust. 1 pkt 2, pkt 3 lub pkt 4 – w zakresie składania w imieniu Skarbu Państwa oświadczenia woli o objęciu akcji.

Art. 8 ust. 2 *u.z.m.p.* stanowi, że w przypadku, o którym mowa w ust. 1, Rada Ministrów określa, w drodze rozporządzenia, wykaz spółek, w których uprawnienia, o których mowa w ust. 1, wykonują inni członkowie Rady

⁷⁰ Dz. U. z 2019 r. poz. 351.

⁷¹ Dz. U. z 2018 r. poz. 1401, ze zm.

⁷² Na mocy rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 3 stycznia 2017 r. w sprawie wykazu spółek, w których prawa z akcji Skarbu Państwa wykonują inni niż Prezes Rady Ministrów członkowie Rady Ministrów, pełnomocnicy Rządu lub państwowe osoby prawne (Dz. U. poz. 10, ze zm.) – uchylone z dniem 29 marca 2019 r. zastąpione przez rozporządzenie Prezesa Rady Ministrów z dnia 27 marca 2019 r. w sprawie wykazu spółek, w których prawa z akcji Skarbu Państwa wykonują inni niż Prezes Rady Ministrów członkowie Rady Ministrów, pełnomocnicy Rządu lub państwowe osoby prawne, w tym jednoosobowe spółki Skarbu Państwa (Dz. U. poz. 584).

⁷³ Dz. U. z 2018 r. poz. 1182, ze zm. Dalej także: *u.z.m.p.* – weszła w życie z dniem 1 stycznia 2017 r. w terminie określonym w art. 1 ustawy z dnia 16 grudnia 2016 r. *Przepisy wprowadzające ustawę o zasadach zarządzania mieniem państwowym* (Dz. U. z 2016 r. poz. 2260, ze zm.).

Ministrów, pełnomocnicy Rządu lub państwowe osoby prawne, wskazując odrębnie dla każdej spółki, członka Rady Ministrów, pełnomocnika Rządu lub państwową osobę prawną, właściwych do wykonywania w stosunku do tej spółki uprawnień, o których mowa w ust. 1, uwzględniając przedmiot działalności spółki, a także, właściwość członka Rady Ministrów wynikającą z ustawy z dnia 4 września 1997 r. *o działach administracji rządowej*, zakres zadań pełnomocnika Rządu lub przedmiot działalności państwowej osoby prawnej.

Wykonywanie praw z akcji należących do Skarbu Państwa lub państwowej osoby prawnej odbywa się na zasadach prawidłowej gospodarki, w celu osiągnięcia trwałego wzrostu wartości tych akcji, z uwzględnieniem polityki gospodarczej państwa (art. 9 ust. 1 *u.z.m.p.*).

W spółce realizującej misję publiczną wykonywanie praw z akcji należących do Skarbu Państwa lub państwowej osoby prawnej odbywa się na zasadach prawidłowej gospodarki, w szczególności w celu efektywnej realizacji misji publicznej realizowanej przez tę spółkę (art. 9 ust. 2 *u.z.m.p.*).

Na podstawie art. 17 ust. 1 *u.z.m.p.* podmiot uprawniony do wykonywania praw z akcji należących do Skarbu Państwa lub państwowa osoba prawna, w zakresie wykonywania praw z akcji w spółce, są obowiązane podejmować działania mające na celu określenie, w drodze uchwały walnego zgromadzenia lub w statucie tej spółki, że zgody walnego zgromadzenia wymaga m.in.:

- rozporządzenie składnikami aktywów trwałych w rozumieniu ustawy z dnia 29 września 1994 r. *o rachunkowości* zaliczonymi do wartości niematerialnych i prawnych, rzeczowych aktywów trwałych lub inwestycji długoterminowych, w tym wniesienie jako wkładu do spółki lub spółdzielni, jeżeli wartość rynkowa tych składników przekracza wartość 5% sumy aktywów w rozumieniu ustawy *o rachunkowości*, ustalonych na podstawie ostatniego zatwierdzonego sprawozdania finansowego, a także oddanie tych składników do korzystania innemu podmiotowi, na okres dłuższy niż 180 dni w roku kalendarzowym, na podstawie czynności prawnej, jeżeli wartość rynkowa przedmiotu czynności prawnej przekracza 5% sumy aktywów;
- nabycie składników aktywów trwałych w rozumieniu ustawy *o rachunkowości*, o wartości przekraczającej 100 000 000 zł lub wartość 5% sumy aktywów w rozumieniu ustawy *o rachunkowości*, ustalonych na podstawie ostatniego zatwierdzonego sprawozdania finansowego;
- objęcie albo nabycie akcji innej spółki o wartości przekraczającej 100 000 000 zł lub wartość 10% sumy aktywów w rozumieniu ustawy *o rachunkowości*, ustalonych na podstawie ostatniego zatwierdzonego sprawozdania finansowego;
- zbycie akcji innej spółki o wartości przekraczającej 100 000 000 zł lub 10% sumy aktywów w rozumieniu ustawy *o rachunkowości*, ustalonych na podstawie ostatniego zatwierdzonego sprawozdania finansowego.

ZAŁĄCZNIKI

W dalszych przepisach art. 17 ust. 2–7 *u.z.m.p* zostały określone kolejne wymagania, jakie są obowiązane podejmować wskazane podmioty w zakresie wykonywania praw z akcji w spółce.

Na podstawie art. 44 *u.z.m.p* zostało wydane *rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 20 września 2017 r. w sprawie sposobu ewidencjonowania mienia Skarbu Państwa*⁷⁴.

⁷⁴ Dz. U. poz. 1804 – weszło w życie 30 września 2017 r.

6.3. Wykaz aktów prawnych dotyczących kontrolowanej działalności

1. Traktat Karty Energetycznej oraz Protokół Karty Energetycznej dotyczący efektywności energetycznej i odnośnych aspektów ochrony środowiska, sporządzone w Lizbonie dnia 17 grudnia 1994 r. (Dz. U. z 2003 r. Nr 105, poz. 985).
2. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) (Dz. Urz. UE L 334 z 17.12.2010, s. 17, ze zm.).
3. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009, s. 55, ze zm.).
4. Dyrektywa 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r. dotycząca działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych (Dz. Urz. UE L 33 z 4.02.2006, s. 22).
5. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (wersja przekształcona) (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, s. 82) – weszła w życie 24 grudnia 2018 r.
6. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2002 z dnia 11 grudnia 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, s. 210) – weszła w życie 24 grudnia 2018 r.
7. Rozporządzenie Rady UE Nr 617/2010 z dnia 24 czerwca 2010 r. w sprawie zgłaszania Komisji projektów inwestycyjnych dotyczących infrastruktury energetycznej w Unii Europejskiej oraz uchylające rozporządzenie (WE) nr 736/96 (Dz. Urz. UE L 180 z 15.07.2010, s. 7) – uchylone z dniem 4 sierpnia 2010 r.
8. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) Nr 256/2014 z dnia 26 lutego 2014 w sprawie zgłaszania Komisji projektów inwestycyjnych dotyczących infrastruktury energetycznej w Unii Europejskiej, zastępujące rozporządzenie Rady (UE, Euratom) nr 617/2010 oraz uchylające rozporządzenie Rady (WE) nr 736/96 (Dz. Urz. UE L 84 z 20.03.2014, s. 61) – uchylone z dniem 4 listopada 2018 r.
9. Rozporządzenie Komisji (UE, Euratom) Nr 833/2010 z dnia 21 września 2010 r. w sprawie wykonania rozporządzenia Rady (UE, Euratom) nr 617/2010 w sprawie zgłaszania Komisji projektów inwestycyjnych dotyczących infrastruktury energetycznej w Unii Europejskiej (Dz. Urz. UE L 248 z 22.09.2010, str. 36) – uchylone z dniem 11 listopada 2014 r.

10. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/25/UE z dnia 26 lutego 2014 r. w sprawie udzielania zamówień przez podmioty działające w sektorach gospodarki wodnej, energetyki, transportu i usług pocztowych, uchylająca dyrektywę 2004/17/WE (Dz. Urz. UE L 94 z 28.3.2014, s. 243, ze zm.).
11. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 663/2009 i (WE) nr 715/2009, dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE, 98/70/WE, 2009/31/WE, 2009/73/WE, 2010/31/UE, 2012/27/UE i 2013/30/UE, dyrektyw Rady 2009/119/WE i (EU) 2015/652 oraz uchylecia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013 (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, s. 1) – weszło w życie 10 stycznia 2019 r.
12. 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, s. 1).
13. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2019 r. poz. 755, ze zm.).
14. Ustawa z dnia 23 kwietnia 1964 r. Kodeks cywilny (Dz. U. z 2018 r. poz. 1025, ze zm.).
15. Ustawa z dnia 15 września 2000 r. Kodeks spółek handlowych (Dz. U. z 2019 r. poz. 505, ze zm.).
16. Ustawa z dnia 29 stycznia 2004 r. Prawo zamówień publicznych (Dz. U. z 2018 r. poz. 1986, ze zm.).
17. Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz. U. z 2018 r. poz. 1202, ze zm.).
18. Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2018 r. poz. 9, ze zm.).
19. Ustawa z dnia 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami (Dz. U. z 2018 r. poz. 2204, ze zm.).
20. Ustawa z dnia 8 sierpnia 1996 r. o zasadach wykonywania uprawnień przysługujących Skarbowi Państwa – Dz. U. z 2016 r. poz. 154, ze zm. – utraciła moc z dniem 1 stycznia 2017 r.
21. Ustawa z dnia 18 marca 2010 r. o szczególnych uprawnieniach ministra właściwego do spraw energii oraz ich wykonywaniu w niektórych spółkach kapitałowych lub grupach kapitałowych prowadzących działalność w sektorach energii elektrycznej, ropy naftowej oraz paliw gazowych (Dz. U. z 2016 r. poz. 1012).
22. Ustawa z dnia 16 grudnia 2016 r. o zasadach zarządzania mieniem państwowym (Dz. U. z 2018 r. poz. 1182, ze zm.) – weszła w życie z dniem 1 stycznia 2017 r.

23. Ustawa z dnia 16 grudnia 2016 r. Przepisy wprowadzające ustawę o zasadach zarządzania mieniem państwowym (Dz. U. poz. 2260, ze zm.).
24. Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2018 r. poz. 799, ze zm.).
25. Ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2019 r. poz. 42, ze zm.) – weszła w życie w dniu 25 stycznia 2019 r.
26. Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 30 kwietnia 2010 r. w sprawie Narodowego Programu Ochrony Infrastruktury Krytycznej (Dz. U. Nr 83, poz. 541).
27. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. Nr 93, poz. 623, ze zm.).
28. Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 22 sierpnia 2018 r. w sprawie parametrów aukcji głównych dla okresów dostaw przypadających na lata 2021–2023 (Dz. U. poz. 1632) – weszło w życie w dniu 25 sierpnia 2018 r.
29. Obwieszczenie Ministra Gospodarki z dnia 21 grudnia 2009 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2030 r. (M.P. z 2010 r. Nr 2, poz. 11), którego załącznikiem jest Polityka energetyczna Polski do 2030 roku., przyjęta Uchwałą Nr 202/2009 Rady Ministrów z dnia 10 listopada 2009 r.

6.4. Wykaz podmiotów, którym przekazano informację o wynikach kontroli

1. Prezydent Rzeczypospolitej Polskiej
2. Marszałek Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej
3. Marszałek Senatu Rzeczypospolitej Polskiej
4. Prezes Rady Ministrów
5. Prezes Trybunału Konstytucyjnego
6. Rzecznik Praw Obywatelskich
7. Minister Aktywów Państwowych
8. Minister Rozwoju
9. Sejmowa Komisja do Spraw Kontroli Państwowej
10. Sejmowa Komisja Energii i Skarbu Państwa
11. Senacka Komisja Gospodarki Narodowej i Innowacyjności
12. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki

6.5. Stanowisko Ministra do informacji o wynikach kontroli



MINISTER ENERGII

PREZES
Najwyższej Izby Kontroli

Marian Banaś

Warszawa, 12 listopada 2019

BDG.III.091.15.2018

IK: 415829

Pan
Marian Banaś
Prezes Najwyższej Izby Kontroli

Szanowny Panie Prezesie,

w odpowiedzi na pismo z dnia 29 października br. znak: KGP.430.016.2018, przekazujące Informację o wynikach kontroli *Inwestycje w moce wytwórcze energii elektrycznej w latach 2012-2018*, przedstawiam następujące stanowisko.

W odniesieniu do wniosku Najwyższej Izby Kontroli dotyczącego podjęcia skutecznych działań celem przyjęcia Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku (PEP2040) przez Radę Ministrów, uprzejmie informuję, że dnia 23 listopada 2018 r. Ministerstwo Energii opublikowało projekt „Polityki energetycznej Polski do 2040 r.” oraz przeprowadziło konsultacje publiczne.

Działania prowadzone przez Ministerstwo Energii w 2019 r. doprowadziły do istotnych postępów w opracowaniu projektu PEP2040. W 2019 r. zakończono prace nad implementacją wniosków z konsultacji publicznych i uzgodnień międzyresortowych. Projekt PEP2040 został uzupełniony o rozszerzone prognozy energetyczne, a także szczegółową ocenę realizacji poprzedniej polityki energetycznej i strategiczną ocenę oddziaływania na środowisko. Ponadto zweryfikowano cele, wprowadzono nowe zadania, określono projekty strategiczne oraz wskazano źródła finansowania.

Nowa wersja projektu PEP2040 została dnia 8 listopada 2019 r. skierowana do konsultacji publicznych w ramach procedury strategicznej oceny oddziaływania na środowisko. W dalszej kolejności planowane jest skierowanie dokumentu pod obrady poszczególnych komitetów Rady Ministrów, a następnie przedłożenie do przyjęcia Radzie Ministrów.

Uwzględniając kolejny wniosek dotyczący opracowania przez Ministra Energii planu zastępowania wyłączanych z eksploatacji jednostek wytwórczych nowymi jednostkami, trzeba zaznaczyć, że sektor wytwarzania energii elektrycznej od dawna działa na rynku konkurencyjnym, czego dowodem jest Stanowisko Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w sprawie zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem i obrotem energią elektryczną z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia z dnia 28 czerwca 2001 r.

Minister Energii może natomiast określać kierunki działań nie tylko poprzez politykę energetyczną państwa, ale przede wszystkim poprzez kreowanie otoczenia rynkowego, co wykorzystuje, czego przykładem są regulacje dotyczące wsparcia odnawialnych źródeł energii, wytwarzania energii elektrycznej w kogeneracji, czy też wprowadzające i wdrażające rynek mocy wytwórczych.

Wytwórcy energii elektrycznej nie mają natomiast ustawowego obowiązku informowania Ministra Energii o realizowanych inwestycjach, a w szczególności ich zawieszeniu. Taki obowiązek ciąży na wytwórcach wobec Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, który wynika wprost z art. 16 ust. 20 i 21 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2019 r. poz. 755 z późn. zm.).

Należy również dodać, że Operator Systemu Przesyłowego (OSP) realizuje planowanie koordynacyjne w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) poprzez opracowywanie i udostępnianie planów koordynacyjnych. OSP opracowuje roczny plan koordynacyjny oraz miesięczny plan koordynacyjny (PKM), stanowiące prognozy wystarczalności mocy w KSE.

Należy również podkreślić, że Ministerstwo Energii stale współpracuje z przedstawicielami sektora energetycznego w postaci spółek energetycznych, towarzystw oraz izb gospodarczych skupiających podmioty prowadzące swoją działalność w sektorze energetycznym w tematach związanych z rozwojem mocy wytwórczych w Polsce mając jednocześnie na względzie bezpieczeństwo energetyczne kraju, w tym pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną. W związku powyższym Minister Energii musi mieć pewność, że moce wytwórcze oraz bilans mocy w KSE są i będą na wystarczającym poziomie. W tym celu wykorzystuje dostępne narzędzia w postaci zbierania i analizowania informacji oraz opracowywania (na podstawie art. 15b ust. 3-6 ustawy - Prawo energetyczne), co dwa lata, sprawozdania z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Analizując trzeci wniosek NIK zawarty w Informacji odnoszący się do wprowadzenia instrumentów monitorowania i ewaluacji wsparcia regulacyjno-ekonomicznego - w odniesieniu do inwestycji modernizacyjnych i budowy mocy wytwórczych, należy podkreślić, że w przypadku projektowanego na 10 lat wsparcia dla inwestycji w moce wytwórcze w postaci rynku mocy, zgodnie z Regulaminem Rynku Mocy opracowanym na podstawie art. 82 i 83 w zw. z art. 93 ust. 1 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2018 r. poz. 9 oraz z 2019 r. poz. 42), takiemu właśnie okresowemu monitorowaniu podlega stan zaawansowania inwestycji. Samo monitorowanie działania mechanizmu mocowego uregulowane zostało wprost w ustawie. Zgodnie z art. 40 ustawy o rynku mocy minister właściwy do spraw energii corocznie opracowuje sprawozdanie z funkcjonowania rynku mocy w roku poprzednim, które przekazywane jest następnie Komisji Europejskiej. Ponadto w oparciu o art. 103 ustawy o rynku mocy *„Rada Ministrów, nie później niż w 2024 r., na podstawie analiz bilansowych krajowego systemu elektroenergetycznego i oceny stopnia rozwoju rynku energii, dokona oceny funkcjonowania rynku mocy i przedłoży Sejmowi Rzeczypospolitej Polskiej informację o skutkach jej obowiązywania wraz z propozycjami zmian rynku mocy albo zniesienia rynku mocy.”*

Ustosunkowując się do stwierdzonej przez NIK w Informacji nieprawidłowości *„wysokiego ryzyka niezrealizowania większości zadań KPI odnośnie rozbudowy mocy wytwórczych”* należy podkreślić, że organem właściwym w sprawie opracowania, zgłoszenia wniosku derogacyjnego, ogłoszenia zatwierdzonego KPI oraz nadzoru nad prawidłowością rozliczeń wydanych uprawnień, w tym zgodności spełnienia wskaźników zgodności inwestycji jest Minister Środowiska oraz Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE). Minister Energii, a wcześniej Minister Gospodarki, nie posiada określonych w ustawie uprawnień w zakresie kontroli wykonania KPI przez podmioty. Jeśli chodzi o sprawozdania z realizacji KPI, stanowią one faktyczny stan realizacji inwestycji i rozliczeń w ujęciu ex-post, Minister Energi nie posiada uprawnień do zgłaszania uwag do realizacji zadań z KPI, a jedynie do opracowanego przez KOBiZE sprawozdania (w przypadku wystąpienia ewentualnych niejasności czy niezgodności).

Nie mogę również, zgodzić się z zawartą w Informacji o wynikach kontroli NIK konkluzją, iż *„Zgodnie z przyjętą ustawą z systemu wsparcia zostały wyłączone tzw. jednostki autoproducentkie (m.in. KGHM Polska Miedź S.A., PKN ORLEN S.A. czy podmioty z Grupy AZOTY)”*. Beneficjentami mechanizmu mogą być wytwórcy energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, niezależnie od wielkości czy przedmiotu działalności (elektrociepłownie zawodowe, komunalne oraz przemysłowe), jednak wsparcie udzielane jest

proporcjonalnie do udziału ciepła dostarczanego do publicznej sieci ciepłowniczej w stosunku do ciepła wytworzonego w danej jednostce kogeneracji, na energię elektryczną wytworzoną, wprowadzoną do sieci i sprzedaną.

Odnosząc się natomiast do informacji, że „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 POIiŚ.”, należy wskazać, że:

- w pracach nad nowym mechanizmem wsparcia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji od samego początku brały udział organizacje branżowe zrzeszające wytwórców energii elektrycznej i ciepła w kogeneracji. Kolejne koncepcje były szeroko konsultowane, wytwórcy wiedzieli, że zostanie wprowadzony nowy system wsparcia obowiązujący od dnia 1 stycznia 2019 r.,
- w opinii Ministerstwa Energii trudno jest mówić o opóźnieniu we wdrożeniu mechanizmu wsparcia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, gdyż w przypadku istniejących jednostek kogeneracji wsparcie w ramach ww. systemu można było uzyskać za energię elektryczną z wysokosprawnej kogeneracji wytworzoną od dnia 1 stycznia 2019 r., tj. od dnia następującego po dniu zakończeniu poprzedniego systemu wsparcia opartego o świadectwa pochodzenia z kogeneracji,
- rozpoczęcie prac nad nowym mechanizmem wsparcia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji nie było możliwe przed 2017 rokiem ze względu na intensywne prace nad mechanizmem rynku mocy, który również obejmuje wspieranie jednostek kogeneracji, w tym na szczególnych warunkach (tj. tzw. green bonus), aby możliwe było wypracowanie spójnych ze sobą rozwiązań funkcjonalnych obu mechanizmów,
- jako potwierdzenie tezy dotyczącej rezygnacji z podjęcia inwestycji w budowę jednostek kogeneracji z powodu opóźnienia prac nad nowym systemem wsparcia, wskazano wyłącznie wybiórcze informacje o inwestycjach niezrealizowanych. Z danych Urzędu Regulacji Energetyki na temat jednostek kogeneracji uczestniczących w systemie świadectw pochodzenia z kogeneracji wynika jednak, że od 2010 r. oddano do użytkowania 243 jednostki kogeneracji (w tym 77 jednostek od roku 2015), co nie potwierdza tezy przedstawionej przez Najwyższą Izbę Kontroli.

Ponadto, nie znajduje uzasadnienia teza zawarta w pkt 5.4.1. *Przebieg inwestycji w odniesieniu do przyjętych założeń* w akapicie drugim na str. 39 sformułowana, iż „wynikające z umowy z wykonawcą zakończenie budowy gazociągu zasilającego blok (luty 2020 r.) z uwagi na krótki termin realizacji jego budowy stwarza dodatkowe ryzyko dla terminowej realizacji całości projektu.”.

Budowa gazociągu przyłączeniowego w Elektrociepłowni Żerań zakończona została przed terminem wynikającym z umowy - we wrześniu 2019 r. nastąpił odbiór eksploatacyjny gazociągu, a odbiór końcowy planowany jest na początek grudnia 2019 r. W związku z powyższym budowa gazociągu nie może w żadnym wypadku stanowić zagrożenia dla terminowej realizacji inwestycji w nowe moce wytwórcze w Elektrociepłowni Żerań.

Z poważaniem

Krzysztof Tchórzewski
minister

dokument podpisany elektronicznie
415829.1159164.931545

6.6. Opinia Prezesa NIK do stanowiska Ministra

Warszawa, 19 listopada 2019 r.

OPINIA
PREZESA NAJWYŻSZEJ IZBY KONTROLI
do stanowiska Ministra Energii z dnia 12 listopada 2019 r. zgłoszonego do Informacji o wynikach
kontroli inwestycji w moce wytwórcze energii elektrycznej w latach 2012-2018

Minister Energii przedstawił szczegółowe informacje związane z objętymi kontrolą NIK obszarami jego działalności, odnosząc się do wniosków i ustaleń przedstawionych w informacji o wynikach powyższej kontroli.

Z zadowoleniem przyjmuję do wiadomości informacje Ministra Energii: o podjęciu i kontynuowaniu działań zmierzających do przyjęcia Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku oraz o zakończeniu budowy gazociągu przyłączeniowego do Elektrociepłowni Żerań, w wyniku czego przestało być aktualne jedno z ryzyk, zidentyfikowanych przez NIK w trakcie kontroli. Podzielam również pogląd Ministra Energii, iż może on oddziaływać na sektor energetyczny nie tylko poprzez politykę energetyczną, ale także poprzez kreowanie otoczenia rynkowego tego sektora. W tym zakresie nie dostrzegam sprzeczności pomiędzy stanowiskiem Ministra Energii, a treścią wniosków pokontrolnych sformułowanych przez NIK.

W odniesieniu do kwestionowanych przez Ministra Energii sformułowań zawartych w Informacji pragnę podkreślić, iż przytoczona argumentacja była już przedmiotem analizy w Najwyższej Izbie Kontroli. Kwestie te były bowiem przedstawione w wystąpieniu pokontrolnym do Ministra Energii, a częściowo także przedmiotem rozstrzygnięcia dokonanego przez Kolegium NIK, które w dniu 24 kwietnia 2019 r. podjęło uchwałę oddalającą zastrzeżenia zgłoszone przez Ministra Energii do wystąpienia pokontrolnego.

PREZES
Najwyższej Izby Kontroli
Marian Banaś