



KGP.430.1.2024

Nr ewid. 12/2024/P/22/016/KGP

Informacja o wynikach kontroli

FUNKCJONOWANIE RYNKU MOCY W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM

DEPARTAMENT GOSPODARKI,
SKARBU PAŃSTWA
I PRYWATYZACJI

MISJA

Najwyższej Izby Kontroli jest niezależna, profesjonalna kontrola zadań publicznych w interesie obywateli i państwa

Informacja o wynikach kontroli

Funkcjonowanie rynku mocy w systemie elektroenergetycznym

p.o. Dyrektor Departamentu Gospodarki,
Skarbu Państwa i Prywatyzacji
z upoważnienia
p.o. Wicedyrektor Departamentu Gospodarki,
Skarbu Państwa i Prywatyzacji

Michał Wilkowicz

/podpisano elektronicznie/

Prezes Najwyższej Izby Kontroli

Marian Banaś

/podpisano elektronicznie/

Warszawa, lipiec 2024 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	8
2. OCENA OGÓLNA	10
3. SYNTEZA WYNIKÓW KONTROLI	12
4. WNIOSKI	16
5. WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI	17
5.1. Wprowadzenie i organizacja mechanizmu rynku mocy	17
5.1.1. Zapewnienie realizacji zobowiązań wynikających z wprowadzenia rynku mocy	17
5.1.2. Organizacja rynku mocy	18
5.2. Realizacja zadań związanych z przeprowadzeniem aukcji mocy	20
5.2.1. Przygotowanie aukcji	21
5.2.2. Opracowanie parametrów aukcji.....	21
5.3. Monitorowanie rynku mocy	28
5.3.1. Bieżąca ocena funkcjonowania rynku mocy.....	28
5.3.2. Realizacja zadań związanych z wykonywaniem zobowiązań zawartych w umowach mocowych	30
5.4. Efekty wsparcia w ramach rynku mocy	36
5.4.1. Koszty rynku mocy	36
5.4.2. Realizacja celów <i>ustawy o rynku mocy</i>	39
6. ZAŁĄCZNIKI	46
6.1. Metodyka kontroli i informacje dodatkowe	46
6.2. Analiza stanu prawnego i uwarunkowań organizacyjno-ekonomicznych	53
6.3. Wykaz aktów prawnych dotyczących kontrolowanej działalności	59
6.4. Wykaz podmiotów, którym przekazano informację o wynikach kontroli.....	60

Zdjęcie na okładce:

© urbans78 – stock.adobe.com

WYKAZ STOSOWANYCH SKRÓTÓW, SKRÓTOWCÓW I POJĘĆ

aukcja dodatkowa	aukcja mocy, w której okresem dostaw jest kwartał roku kalendarzowego (art. 2 ust. 1 pkt 1 <i>ustawy o rynku mocy</i>)
aukcja główna	aukcja mocy, w której okresem dostaw jest rok kalendarzowy (art. 2 ust. 1 pkt 2 <i>ustawy o rynku mocy</i>)
aukcja mocy	aukcja, w której dostawca mocy oferuje Operatorowi obowiązek mocy na okres dostaw (art. 2 ust. 1 pkt 3 <i>ustawy o rynku mocy</i>)
aukcja wstępna	aukcja praw do oferowania obowiązku mocowego w aukcjach mocy w odniesieniu do jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych zagranicznych (art. 4 ust. 1 <i>ustawy o rynku mocy</i>)
certyfikacja ogólna	proces przeprowadzany w celu pozyskania informacji o jednostkach fizycznych (o mocy powyżej 2 MW) i wpisania ich do rejestru rynku mocy (właściciel jednostki fizycznej lub jednostki redukcji zapotrzebowania planowanej albo podmiot przez niego upoważniony składa Operatorowi wnioski o wpis tej jednostki do rejestru – art. 12 ust.1 <i>ustawy o rynku mocy</i>)
certyfikacja do aukcji głównej/aukcji dodatkowej	proces mający na celu utworzenie jednostek rynku mocy i dopuszczenie ich do aukcji głównej/jednej lub większej ilości aukcji dodatkowych, właściciel jednostki fizycznej, jednostki fizycznej zagranicznej albo jednostki redukcji zapotrzebowania planowanej lub podmiot przez niego upoważniony do dysponowania tą jednostką składa Operatorowi wnioski o: <ol style="list-style-type: none">1. utworzenie jednostki rynku mocy i dopuszczenie jej do aukcji głównej lub do aukcji dodatkowych lub dopuszczenie do udziału w rynku wtórnym lub2. dopuszczenie do aukcji dodatkowych jednostki rynku mocy utworzonej w certyfikacji do aukcji głównej na ten sam rok dostaw art. 15 ust. 1 <i>ustawy o rynku mocy</i> Na podstawie wniosku o certyfikację, Operator wydaje certyfikat potwierdzający utworzenie jednostki rynku mocy oraz dopuszczający tę jednostkę rynku mocy do udziału w: <ol style="list-style-type: none">1. aukcji głównej lub jednej, lub większej liczbie aukcji dodatkowych następujących bezpośrednio po tej certyfikacji;2. rynku wtórnym w odniesieniu do okresu dostaw, którego dotyczyła dana certyfikacja art. 23 <i>ustawy o rynku mocy</i>
certyfikat warunkowy	certyfikat wydawany w odniesieniu do nowej jednostki rynku mocy wytwórczej oraz niepotwierdzonej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, który upoważnia dostawcę mocy do udziału w aukcji po ustanowieniu na rzecz Operatora zabezpieczenia finansowego (art. 26 ust. 1–2 <i>ustawy o rynku mocy</i>)
Decyzja Komisji Europejskiej	decyzja Komisji Europejskiej z dnia 7 lutego 2018 r. zatwierdzająca mechanizm zdolności wytwórczych mających na celu zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej (rynek mocy) State aid No. SA.46100 (2017/N) – Poland (Komunikat Komisji Europejskiej – Dz. Urz. UE C 462 z 21.12.2018, str. 1)
dostawca mocy	właściciel jednostki rynku mocy, będący właścicielem jednostek fizycznych tworzących jednostkę rynku mocy lub podmiotem upoważnionym przez właścicieli tych jednostek fizycznych do dysponowania nimi na rynku mocy (art. 2 ust. 1 pkt 4 <i>ustawy o rynku mocy</i>)
DSR	<i>Demand Side Response</i> – rodzaj działalności prowadzonej na rynku energii elektrycznej polegającej na zmianie zapotrzebowania na energię elektryczną przez odbiorcę końcowego w zależności od wysłanego sygnału (np. cenowego); może mieć formę usługi systemowej dostarczanej przez podmiot rynkowy na rzecz OSP i pozwalającej OSP na bilansowanie systemu elektroenergetycznego poprzez redukcję zapotrzebowania na moc przez odbiorców końcowych, w ramach zawartych umów dwustronnych

dyrektywa IED	dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) (wersja przekształcona) – Dz. Urz. UE L 334 z 17.12.2010, s. 17
FKM	Finansowy Kamień Milowy – stan osiągnięcia wymagań, na potwierdzenie których dostawca mocy przedstawia Operatorowi dokumenty określone w art. 52 ust. 1 <i>ustawy o rynku mocy</i>
Jednostka fizyczna wytwórcza	jednostka fizyczna – jednostka fizyczna będąca jednostką wytwórczą, o której mowa w art. 3 pkt 43 <i>Prawa energetycznego</i> , lub magazynem energii (art. 2 ust. 1 pkt 8 <i>ustawy o rynku mocy</i>)
jednostka fizyczna wytwórcza istniejąca	jednostka fizyczna wytwórcza przyłączona do systemu i oddana do eksploatacji przed rozpoczęciem certyfikacji ogólnej, do udziału w której zostanie zgłoszona ta jednostka (art. 2 ust. 1 pkt 9 <i>ustawy o rynku mocy</i>)
jednostka fizyczna wytwórcza planowana	jednostka fizyczna wytwórcza, dla której przyłączenie do systemu i oddanie do eksploatacji jest planowane przed rozpoczęciem okresu dostaw, którego dotyczyć będzie aukcja główna, do udziału w której zostanie zgłoszona ta jednostka (art. 2 ust. 1 pkt 10 <i>ustawy o rynku mocy</i>)
jednostka wytwórcza	wyodrębniony zespół urządzeń należący do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii i wyprowadzania mocy (art. 3 pkt. 43 <i>Prawa energetycznego</i>)
JRM	jednostka rynku mocy – jednostka rynku mocy wytwórcza i jednostka rynku mocy redukcji zapotrzebowania (art. 1 ust. 1 pkt 12 <i>ustawy o rynku mocy</i>)
JRMW	jednostka rynku mocy wytwórcza – jednostka fizyczna wytwórcza lub grupa takich jednostek albo jednostka fizyczna zagraniczna lub grupa takich jednostek, które uzyskały certyfikat do aukcji mocy (art. 2 ust. 1 pkt 13 <i>ustawy o rynku mocy</i>)
konkluzje BAT	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 (notyfikowana jako dokument nr C(2017) 5225) – Dz. Urz. UE L 212 z 17.08.2017 r., s. 1. Konkluzje BAT wprowadziły, dla instalacji energetycznego spalania paliw, o całkowitej mocy dostarczonej w paliwie co najmniej 50 MW, restrykcyjne wielkości emisji w odniesieniu do m.in. pyłów, SO _x , NO _x , HC, HF i Hg. Duże obiekty energetycznego spalania, o ile nie skorzystały z możliwości uzyskania odstępstwa, powinny w terminie do czterech lat od publikacji konkluzji BAT (tj. 17 sierpnia 2021 r.) zostać dostosowane do wymogów z nich wynikających
KSE, system	Krajowy System Energetyczny – funkcjonujący w Polsce zbiór urządzeń przeznaczonych do wytwarzania, przesyłu, rozdziału, magazynowania i użytkowania energii elektrycznej, połączonych ze sobą funkcjonalnie w system umożliwiający realizację dostaw energii elektrycznej na terenie kraju w sposób ciągły i nieprzerwany
LOLE	standard bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, określony jako liczba godzin w roku, w których dopuszcza się wystąpienie braku możliwości zrównoważenia sumarycznej mocy osiągalnej netto jednostek wytwórczych przyłączonych do systemu z zapotrzebowaniem sieci powiększonym o minimalną rezerwę zdolności wytwórczych. Zgodnie § 3 <i>rozporządzenia w sprawie wykonania obowiązku mocowego</i> wskaźnik ten wynosi 3 godziny
Minister	minister odpowiedzialny za sprawy związane z elektroenergetyką. W latach 2018–2020 był to minister właściwy do spraw energii, a od 29 lutego 2020 r. minister właściwy do spraw klimatu (na podstawie ustawy z dnia 23 stycznia 2020 r. <i>o zmianie ustawy o działach administracji rządowej oraz niektórych innych ustaw</i> – Dz. U. z 2020 r. poz. 284)

	Ministrem właściwym do spraw energii był od 1 grudnia 2015 r. do 14 listopada 2019 r. Minister Energii, a od 15 listopada 2019 r. do 20 marca 2020 r. Minister Aktywów Państwowych
	Od dnia 21 marca 2020 r. działem administracji państwowej energia kierował Minister Klimatu, a od 6 października 2020 r. Minister Klimatu i Środowiska
Ministerstwo	ministerstwo obsługujące w latach 2018–2022 (I półrocze) sprawy działu energia: od 1 stycznia 2018 r. do 14 listopada 2019 r. było to Ministerstwo Energii, od 15 listopada 2019 r. do 20 marca 2020 r. Ministerstwo Aktywów Państwowych, a od 21 marca 2020 r. do 5 października 2020 r. Ministerstwo Klimatu i od 6 października 2020 r. Ministerstwo Klimatu i Środowiska
nowa jednostka rynku mocy wytwórcza, nowa jednostka	jednostka rynku mocy wytwórcza składająca się wyłącznie z jednostki fizycznej wytwórczej planowanej
obowiązek mocowy	zobowiązanie dostawcy mocy do pozostawania w okresie dostaw w gotowości do dostarczania określonej mocy elektrycznej do systemu przez jednostkę rynku mocy oraz do dostawy określonej mocy elektrycznej do systemu w okresach zagrożenia
okres dostaw	rok kalendarzowy albo kwartał, dla którego jest przeprowadzana aukcja dodatkowa (art. 2 ust. 1 pkt 25 <i>ustawy o rynku mocy</i>)
okres zagrożenia, okres przywołania	pełna godzina, w której nadwyżka mocy dostępnej dla Operatora w procesach planowania dobowego pracy systemu jest niższa od wartości wymaganej, określonej zgodnie z art. 9g ust. 4 pkt 9 <i>Prawa energetycznego</i> (art. 2 ust. 1 pkt 26 <i>ustawy o rynku mocy</i>). Na podstawie art. 33 <i>ustawy z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku</i> (Dz. U. poz. 2243, ze zm.) – w <i>ustawie o rynku mocy</i> wyrazy „okres zagrożenia” zastąpione zostały wyrazami „okres przywołania na rynku mocy”
OKM	Operacyjny Kamień Milowy – stan osiągnięcia wymagań, na potwierdzenie których dostawca mocy przedstawia Operatorowi dokumenty określone w art. 52 ust. 1 <i>ustawy o rynku mocy</i>
Operator, OSP, PSE, PSE SA	Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, pełniąca jako jedyny podmiot w Polsce funkcję Operator Systemu Przesyłowego
OSR	Ocena Skutków Regulacji
PEP 40	<i>Polityka energetyczna Polski do 2040</i> – ogłoszona obwieszczeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 2 marca 2021 r. w <i>sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r.</i> (M. P. poz. 264). Zatwierdzona przez Radę Ministrów w dniu 2 lutego 2021 r.
RRM, Regulamin	<i>Regulamin Rynku Mocy</i> , dokument zatwierdzony przez Prezesa URE w dniu 30 marca 2018 r., zmiany <i>Regulaminu Rynku Mocy</i> zatwierdzone zostały przez Prezesa URE w dniach: 4 września 2020 r., 30 grudnia 2020 r., 10 listopada 2021 r., 29 grudnia 2022 r. oraz 3 lutego 2023 r.
Prawo energetyczne	<i>ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne</i> – Dz. U. z 2024 r. poz. 266
rejestr, rejestr rynku mocy	elektroniczna platforma prowadzenia rynku mocy, gromadzenia, przetwarzania i wymiany danych handlowych, rozliczeniowych i technicznych na tym rynku oraz składania określonych w <i>ustawie o rynku mocy</i> oświadczeń uczestników rynku mocy, w tym zawierania transakcji na rynku wtórnym (art. 55 ust. 2 <i>ustawy o rynku mocy</i>)
Rozporządzenie w sprawie wykonywania obowiązku mocowego	<i>rozporządzenie Ministra Energii z dnia 18 lipca 2018 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym</i> – Dz. U. poz. 1455

- rozporządzenie
rynkowe UE** rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej – Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, s. 54, ze zm.
- TOP** testowy okres przywołania
- URE** Urząd Regulacji Energetyki
- ustawa o rynku mocy** ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy – Dz. U. z 2023 r. poz. 2131
- ustawa o zmianie
ustawy o rynku mocy** ustawa z dnia 23 lipca 2021 r. o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw – Dz. U. poz. 1505

1. WPROWADZENIE

Pytanie definiujące cel główny kontroli

Czy interwencja państwa w ramach tzw. rynku mocy jest skutecznym narzędziem poprawy bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej?

Pytania definiujące cele szczegółowe kontroli

1. Czy zapewniono skuteczne narzędzia realizacji wsparcia w ramach rynku mocy?
2. Czy dostawcy mocy prawidłowo wykonywali obowiązki wynikające z udziału w mechanizmie rynku mocy?
3. Czy dotychczasowe efekty wsparcia zapewniają realizację celów wyznaczonych dla rynku mocy?

Jednostki kontrolowane

Ministerstwo Klimatu i Środowiska,
Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA,
9 spółek energetycznych

Okres objęty kontrolą

2018–2022 (I połowa), z uwzględnieniem dowodów i faktów wykraczających poza ten okres, mających wpływ na kontrolowany obszar

Rynek mocy jest mechanizmem służącym poprawie dostępności mocy w systemie, który jednocześnie zapewnia dodatkowe finansowanie wytwórcom energii. Wsparcie to z założenia ma pomóc w realizacji inwestycji w nowe jednostki wytwórcze, potrzebne do utrzymania bezpiecznego funkcjonowania systemu energetycznego i zapewnienia dostaw energii elektrycznej.

W dokumencie z 20 maja 2016 r. *Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016–2035*¹ Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA oszacowały, że w przypadku braku motywacji do podejmowania inwestycji modernizacyjnych oraz nowych uruchomień w zakresie konwencjonalnych źródeł energii, w ciągu 10 lat w Polsce wycofanych mogło zostać od 10 % do nawet 30 % istniejących mocy konwencjonalnych, co w konsekwencji mogłoby doprowadzić do sytuacji, w której już w 2020 r. w Krajowej Sieci Energetycznej nie byłoby wymaganego poziomu nadwyżki mocy. Następstwem takiego stanu rzeczy mogłoby być powtórzenie się sytuacji z lata 2015 r., kiedy to wystąpiły braki w dostawie energii, a Polskie Sieci Energetyczne SA musiały wprowadzić 20 stopień zasilania, oznaczający największy z możliwych spadek napięcia prądu dostarczanego do odbiorców przemysłowych². Odpowiedzią polskiego rządu na realne zagrożenie bezpieczeństwa energetycznego kraju było opracowanie oraz wdrożenie ustawy zmieniającej regulację rynku energii w Polsce – *ustawy o rynku mocy*. Wprowadzenie rynku mocy było więc związane z koniecznością stabilizacji działania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego poprzez zapewnienie ciągłości dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Realizowane jest to poprzez zobowiązanie jego uczestników do dostarczenia mocy (w przypadku jednostek wytwórczych) bądź obniżenia zużycia (w przypadku jednostek redukcji zapotrzebowania), każdorazowo na wezwanie Operatora Sieci Przesyłowej – PSE SA. Rozwiązanie wprowadzone w Polsce zostało stworzone na wzór funkcjonujących już rynków mocy w niektórych krajach Unii Europejskiej.

W zamian za gotowość do dostarczenia mocy przez jednostki wytwórcze bądź redukcji poboru przez jednostki DSR, wykonawcy usługi otrzymują wynagrodzenie. Pieniądze te przeznaczone są na modernizację istniejących jednostek wytwórczych, budowę nowych oraz jako rekompensatę za straty – np. w postaci niewyprodukowanych towarów, niedostarczonych materiałów w przypadku jednostek DSR.

Polski rynek mocy został zaakceptowany przez Komisję Europejską w lutym 2018 r. Miał on funkcjonować przez 10 lat, przy czym kontrakty już zawarte miały obowiązywać najpóźniej do końca 2037 r. *Ustawa o rynku mocy* weszła w życie 18 stycznia 2018 r. Wprowadziła ona w Polsce mechanizm (wsparcie dla przedsiębiorstw energetycznych), który zaczął działać z początkiem 2021 r. Jego celem było stworzenie systemu zachęt do: budowy nowych mocy wytwórczych; modernizowania oraz niewycofywania istniejących mocy wytwórczych, a także promowanie rozwoju usług redukcji zapotrzebowania – DSR. Głównym celem wprowadzonego mechanizmu było zapewnienie średnio- i długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, w sposób efektywny kosztowo, niedyskryminacyjny i zgodny z zasadami zrównoważonego rozwoju. Dostawcę mocy wybiera się w wyniku rozstrzygnięcia aukcji, których przedmiotem nie są dostawy energii, a obowiązków mocowy. Obowiązek mocowy realizuje się w zamian za wynagrodzenie, proporcjonalne do zakontraktowanej mocy (wypląca je państwowa spółka – Zarządca Rozliczeń SA), a pochodzi ono z płaconej przez wszystkich odbiorców prądu tzw. opłaty mocowej. Ustawodawca zastosował też system kar, który ma gwarantować wysoką dyspozycyjność jednostek rynku mocy objętych umową mocową. Moc

¹ <https://www.pse.pl/-/prognoza-pokrycia-zapotrzebowania-szczytowego-na-moc-w-latach-2016-2035>

² Przegląd górniczy Nr 28 z 2018 r. D. Kozieł, St. Pawłowski Rola rynku mocy w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego kraju.

zapewniająca pokrycie prognozowanego zapotrzebowania odbiorców w danym roku jest kontraktowana z kilkuletnim (5-letnim w przypadku aukcji głównych) wyprzedzeniem. Zakup mocy następuje za pomocą aukcji, co w założeniu ma służyć zminimalizowaniu kosztów rynku mocy. Jednostki rynku mocy, które wygrały aukcję, są zobowiązane do pozostawania w gotowości oraz dostarczania mocy w godzinach, w których będzie występowało największe zapotrzebowanie na energię elektryczną wśród krajowych odbiorców.

W kontroli założono, że w odniesieniu do Ministra zostanie dokonana ocena wykonania zadań związanych z wprowadzeniem rynku mocy, monitorowaniem funkcjonowania tego instrumentu wsparcia, a także działań związanych z bieżącą oceną wpływu zastosowanego środka pomocowego na rozwój i modernizację jednostek wytwórczych oraz na środowisko. W odniesieniu do Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA założono ocenę realizacji zadań Operatora w zakresie przygotowania rynku mocy, a także ocenę zadań związanych z przeprowadzaniem aukcji i nadzorem nad wywiązywaniem się dostawców mocy z zobowiązań zawartych w umowach mocowych. Natomiast w odniesieniu do przedsiębiorstw energetycznych założono, że zostanie dokonana ocena realizacji obowiązków związanych z udziałem tych podmiotów w aukcjach mocy, realizacji zadań związanych z wykonywaniem zobowiązań zawartych w umowach mocowych, a także ocena efektów uczestnictwa w rynku mocy.

2. OCENA OGÓLNA

W średnioterminowej perspektywie skuteczne zabezpieczenie dostaw energii elektrycznej

Interwencja państwa w ramach rynku mocy skutecznie zapewniła średnioterminowe bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej oraz poprawę niezawodności pracy Krajowego Systemu Energetycznego. Stworzyła również warunki do długoletniego bezpieczeństwa dostaw. Dotychczasowe efekty wskazują jednak na ryzyko nieosiągnięcia tego celu w długoterminowej perspektywie, ze względu na mały udział nowych i modernizowanych jednostek wytwórczych w aukcjach mocy. Ponadto określona w *ustawie o rynku mocy* konstrukcja wynagrodzenia za wykonywanie obowiązku mocowego nie zapewniała pełnej efektywności kosztowej tego mechanizmu.

Minister właściwy ds. energii oraz Operator wykonali wszystkie zadania określone w *Decyzji Komisji Europejskiej* i w *ustawie o rynku mocy* w zakresie organizacji rynku mocy w sposób zapewniający sprawne jego przygotowanie. Wyniki dotychczas przeprowadzonych aukcji oraz realizacja obowiązków mocowych przez dostawców mocy zapewniły w latach 2021–2022 bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej. Osiągnięty został wskaźnik standardu bezpieczeństwa dostaw³. W okresie tym tylko przez dwie godziny wystąpiła sytuacja, gdy nadwyżka mocy dostępnej dla Operatora w procesach planowania dobowego pracy systemu była niższa od wartości wymaganej i wówczas skutecznie zadziałał mechanizm wykonania obowiązków mocowych przez wytwórców energii. Wyniki dotychczasowych aukcji wskazują natomiast, że mechanizm rynku mocy nie stanowi wystarczającej zachęty do budowy nowych i modernizacji istniejących jednostek wytwórczych oraz zarządzania energią. Jednostki nowe miały jedynie 14,3 % udziału w zakontraktowanej mocy, a ich zbudowanie miało zapewnić nowe źródła wytwarzania energii o łącznej mocy 9,58 GW do 2027 r. W latach 2020–2034 planuje się wycofanie mocy wytwórczych o łącznej mocy ok. 18,8 GW, przy planowanych do oddania do eksploatacji mocy na poziomie 14,2 GW. W 2034 r. może nastąpić więc zmniejszenie potencjału wytwórczego o 4,6 GW⁴. Według szacunków⁵ Ministra wymagana dodatkowa moc dyspozycyjna w KSE w 2034 r. wyniesie 7,2–9,4 GW.

Większość (sześć z dziewięciu, tj. 66,7 %) skontrolowanych podmiotów wywiązywała się ze wszystkich obowiązków wynikających z zawartych w latach 2018–2022 umów mocowych. Z siedmiu nowych jednostek rynku mocy, których realizacja miała zostać zakończona przed pierwszym okresem dostaw (od 2021 r.) z opóźnieniem oddano do użytkowania trzy jednostki. Z dziewięciu aktualnie prowadzonych procesów inwestycyjnych nowych jednostek budowa trzech była opóźniona.

Konstrukcja wynagradzania za wykonywanie obowiązku mocowego nie zapewniała pełnej efektywności kosztowej rynku mocy, ponieważ wynagrodzenie było wypłacane również za okresy przestoju technicznego, w tym w trakcie remontów i awarii. W latach 2021–2022 PSE SA wypłaciła łącznie 632,9 mln zł brutto wynagrodzenia przedsiębiorcom, których jednostki wytwórcze rynku mocy pozostawały w przestojach technicznych powyżej ośmiu godzin⁶. Operator nie zapewnił również właściwej efektywności kosztowej tego mechanizmu, stosując nieadekwatny dobór jednostek do testowego okresu przywołania. Faktyczny wybór nie opierał się

³ Powiększony o minimalną rezerwę zdolności wytwórczych – wskaźnik LOLE.

⁴ Według opracowanej w czerwcu 2021 r. przez Prezesa URE Informacji na temat planów inwestycyjnych w nowe moce wytwórcze w latach 2020–2034. Dalej: *Informacja na temat planów inwestycyjnych*.

⁵ Zamieszczonych w Sprawozdaniu z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od 1 stycznia 2021 r. do dnia 31 grudnia 2022 r. z lipca 2023 r. Dalej: *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw*.

⁶ Wymagany czas w jakim dostawca mocy musi rozpocząć dostarczanie energii w ramach obowiązku mocowego po ogłoszeniu przez Operatora okresu przywołania na rynku mocy.

na analizie ryzyka pozwalającej oszacować, w których JRM występuje największe prawdopodobieństwo braku gotowości do świadczenia obowiązku mocowego, a więc negatywnego wyniku TOP.

Minister nie zapewnił bieżącej oceny skuteczności mechanizmu rynku mocy, co utrudniało zidentyfikowanie słabych stron zastosowanego środka pomocowego oraz podejmowanie adekwatnych do tego działań naprawczych. Nierzetelnie wykonywał zadania związane z opracowaniem *Sprawozdań*, gdyż opracowywane corocznie przez Ministra *Sprawozdania z funkcjonowania rynku mocy* nie zawierały wszystkich elementów wymaganych na podstawie art. 40 ust. 1 *ustawy o rynku mocy*.

3. SYNTEZA WYNIKÓW KONTROLI

Rzetelne wypełnianie obowiązków związanych z organizacją i udziałem w aukcjach rynku mocy

Minister wywiązał się z obowiązków nałożonych *Decyzją Komisji Europejskiej* i do końca 2020 r.⁷ zlikwidował dotychczasowe mechanizmy służące poprawie dostępności mocy w systemie, a także wprowadził, w terminie zaakceptowanym przez KE, *rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego*⁸ administracyjny mechanizm wyceny mocy. W związku ze zmianami prawa UE, Minister przygotował nowelizację *ustawy o rynku mocy* dostosowując jej przepisy do *rozporządzenia rynkowego UE*. Operator natomiast wypełnił wszystkie zadania określone w *ustawie o rynku mocy* w zakresie organizacji rynku mocy w sposób zapewniający sprawne jego przygotowanie, a procedury określone w *Regulaminie Rynku Mocy* były zgodne z art. 83 *ustawy o rynku mocy* i określały szczegółowe warunki współpracy uczestników rynku mocy. Oferowane warunki uczestnictwa zapewniały równe traktowanie wszystkim uczestnikom. Również terminowo i zgodnie z obowiązującymi przepisami spółka wykonała obowiązki związane z przygotowaniem aukcji głównych. Wyegzekwowała zabezpieczenia finansowe od dostawców mocy, którzy otrzymali certyfikat warunkowy do udziału w tych aukcjach. Kontrolowane przedsiębiorstwa energetyczne prawidłowo wykonały obowiązek zgłoszenia posiadanych jednostek wytwórczych do certyfikacji ogólnej, a następnie obowiązki związane z udziałem jednostek rynku mocy w aukcjach mocy. [str. 17–20 *Informacji*]

Prawidłowe opracowanie parametrów aukcji

Propozycje parametrów Operator wyznaczał zgodnie z zasadami określonymi w *ustawie o rynku mocy* i *Regulaminie Rynku Mocy*, a także z uwzględnieniem potrzeb polskiego rynku mocy. Opracowane propozycje były następnie opiniowane przez *Zespół do spraw opiniowania parametrów aukcji*⁹, który przy ocenie merytorycznej brał pod uwagę zarówno zasady wyznaczania parametrów określone w art. 34 ust. 1 *ustawy o rynku mocy*, których wartość corocznie zamieszczano w rozporządzeniu wydawanym na podstawie powyższego przepisu, jak również potencjalne koszty dla odbiorców energii wynikające z opłaty mocowej oraz bezpieczeństwo pracy KSE. Ostateczne propozycje parametrów aukcji uwzględniały spostrzeżenia Prezesa URE i uwagi zgłaszane przez podmioty uczestniczące w rynku mocy. [str. 21–24 *Informacji*]

Wyniki przeprowadzonych w latach 2018–2022 aukcji mocy

Na aukcjach zorganizowanych w latach 2018–2022¹⁰, zakontraktowano łącznie 80 852,148 MW mocy elektrycznej (w tym na aukcjach głównych 67 244,511 MW i na aukcjach dodatkowych 13 607,637 MW), co stanowiło 82,7 % oferowanej mocy (97 710,363 MW). W strukturze mocy zakontraktowanej na aukcjach głównych w zależności od typu jednostki dominowały jednostki istniejące – 54,5 % zakontraktowanej mocy i jednostki modernizowane – 19,2 % zakontraktowanej mocy. Udział jednostek nowych stanowił 14,3 % (ich zbudowanie miało zapewnić do 2027 r. nowe źródła wytwarzania energii o łącznej mocy 9,58 GW). [str. 25–28 *Informacji*]

Prawidłowy nadzór Operatora nad przebiegiem realizacji umów mocowych

PSE SA prawidłowo wykonywała obowiązki monitorowania realizacji umów mocowych. Konsekwentnie egzekwowała terminowe złożenie przez dostawców mocy, którzy zawarli umowy mocowe na więcej niż jeden okres dostaw, dokumentów określonych w art. 52 ust. 1 i 2 *ustawy o rynku mocy* potwierdzających wykonanie Finansowego i Operacyjnego Kamienia Milowego. Również wymagała i weryfikowała wykonanie przez dostawców mocy kwartalnych demonstracji, potwierdzających ich zdolność do wykonania obowiązku mocowego. Spółka w latach 2021–2022 korzystała także z uprawnień wynikających z art. 67 ust. 5

⁷ Tj. przed pierwszym okresem dostaw.

⁸ Dz. U. poz. 819, ze zm.

⁹ Powołany zarządzeniem Ministra Energii z dnia 6 lipca 2018 r. w sprawie powołania Zespołu do spraw opiniowania parametrów aukcji mocy – Dz. Urz. ME poz. 15 oraz zarządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 23 lipca 2021 r. w sprawie Zespołu do spraw opiniowania parametrów aukcji mocy – Dz. Urz. MKiŚ poz. 59.

¹⁰ Uwzględniono również wyniki aukcji dodatkowej na poszczególne kwartały roku dostaw 2024, przeprowadzonej w dniu 16 marca 2023 r.

ustawy o rynku mocy i w odniesieniu do wybranych jednostek ogłaszała testowy okres przywołania. W sytuacji niewywiązania się dostawców mocy z zapisów umów mocowych, lub stwierdzenia opóźnienia w wykonywaniu obowiązków mocowych wynikających z tych umów spółka egzekwowała kary umowne. W latach 2021–2022 Operator pobrał od dostawców mocy z tytułu zasądzonych kar kwotę 40 583,69 tys. zł. [str. 32–35 *Informacji*]

Nierzetelna realizacja zadań związanych z testowym okresem zagrożenia

PSE SA nierzetelnie zorganizowała i wykonywała zadanie ogłaszania testowego okresu przywołania na rynku mocy, określone w art. 67 ust. 5 *ustawy o rynku mocy*. Nie ustalono jakichkolwiek sformalizowanych zasad realizacji tego zadania, a stosowana praktyka, wyboru jednostek rynku mocy, dla których ogłaszano TOP, nie zapewniała wiarygodnego wyniku stopnia gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do systemu. Nie dokonywano bowiem analizy ryzyka opartej na oszacowaniu, w których JRM występuje największe prawdopodobieństwo braku gotowości do świadczenia powyższego obowiązku, a więc negatywnego wyniku TOP. Nie uwzględniono również w procedurach doboru JRM do kontroli TOP wielkości obowiązku mocowego. Pominięto tym samym kryterium istotności. [str. 35–36 *Informacji*]

Skuteczna realizacja zaplanowanych inwestycji modernizacyjnych

Procesy inwestycyjne jednostek wytwórczych modernizowanych, dla których zawarto umowy mocowe w wyniku rozstrzygnięcia aukcji głównej w 2018 r.¹¹, realizowane przez kontrolowane podmioty zakończyły się przed pierwszym okresem dostaw, tj. przed 2021 r.¹² Przedsiębiorstwa energetyczne zrealizowały pełny zakres rzeczowy planowanych modernizacji, spełniając wymogi w zakresie poniesienia określonego poziomu nakładów inwestycyjnych oraz pozytywnej weryfikacji spełniania wymagań standardów emisyjnych w okresie dostaw, tj. przesłanek wynikających z dokumentów określonych w art. 52 ust. 2 *ustawy o rynku mocy*. W modernizacyjnych procesach inwestycyjnych mających zakończyć się do końca 2024 r. nie stwierdzono okoliczności wskazujących na zagrożenie dotrzymania terminów ich zakończenia przed pierwszym okresem dostaw, tj. od 2025 r. [str. 30–31 *Informacji*]

Nie w pełni skuteczna realizacja jednostek nowych

Realizacja trzech z siedmiu nowych jednostek rynku mocy o sumarycznym obowiązku mocowym 847,955 MW i z pierwszym okresem dostaw od 2021 r. zakończyła się z opóźnieniem wynoszącym od prawie dwóch do jedenastu miesięcy. Zwłoka spowodowana była przede wszystkim opóźnieniem prac projektowych oraz prac budowlano-montażowych. W jednym przypadku opóźnienie dotyczyło przesunięcia terminu dostaw kluczowych komponentów jednostki wytwórczej. Za niewywiązanie się z obowiązku określonego w umowie mocowej, dotyczącego pozostawania w gotowości do dostarczania określonej mocy elektrycznej do systemu, w okresie od pierwszego dnia rozpoczęcia okresu dostaw, tj. od dnia spełnienia przesłanek wynikających z dokumentów określonych w art. 52 ust. 2 *ustawy o rynku mocy*, dostawcy mocy zapłacili karę w łącznej kwocie 19 411,52 tys. zł. Z dziewięciu aktualnie trwających procesów inwestycyjnych nowych jednostek rynku mocy trzy były opóźnione od pięciu do ośmiu miesięcy. Powstała zwłoka stwarzała wysokie ryzyko, że jednostki te nie osiągną wymagań określonych w art. 52 ust. 2 *ustawy o rynku mocy* w założonym terminie (dwie jednostki do końca grudnia 2023 r. i jedna do końca grudnia 2025 r.). Ponadto odstąpiono od realizacji jednej planowanej jednostki w formie zadeklarowanej we wniosku o certyfikację do aukcji głównej ze względu na otrzymanie, w przetargu przeprowadzonym przez dostawcę mocy na realizację inwestycji tylko jednej oferty, która przekraczała zaplanowane nakłady. Może to skutkować rozwiązaniem umowy mocowej. [str. 31–32 *Informacji*]

¹¹ Kontrolowane podmioty wygrały aukcje przeprowadzane w 2018 r. z pierwszym okresem dostaw od 2021 r. Żaden z kontrolowanych podmiotów nie zawarł umowy mocowej dla modernizowanej jednostki z okresem dostaw od 2022 r.

¹² Tj. przed pierwszym okresem dostaw.

<p>Adekwatne działania przy wystąpieniu niedoboru dostępnej mocy względem zapotrzebowania</p>	<p>Operator podjął odpowiednie działania przewidziane w § 5 <i>rozporządzenia w sprawie wykonywania obowiązku mocowego</i>, gdy dostępna rezerwa mocy w procesach planowania dobowego pracy systemu była niższa od wartości wymaganej. W momencie wystąpienia tego zjawiska spółka ogłosiła okres przywołania na rynku mocy. Działania te pozwoliły na odtworzenie rezerwy mocy i bezpieczną pracę KSE. Zarówno moc dostarczona do systemu jak i ograniczenie mocy pobieranej w dwóch okresach przywołania ogłoszonych w latach 2021–2022¹³ była większa od skorygowanego obowiązku mocowego dla tych okresów (odpowiednio o: 13,3 % i 31,6 % oraz 15,5 % i 33,0 %). Kontrolowane przedsiębiorstwa w obu okresach przywołania dostarczyły do KSE moc większą od sumarycznego skorygowanego obowiązku mocowego odpowiednio o: 11,5 % i 10,4 %. [str. 39–40 <i>Informacji</i>]</p>
<p>Nierzetelne opracowanie Sprawozdań z funkcjonowania rynku mocy</p>	<p>Minister nierzetelnie opracowywał coroczne <i>Sprawozdania z funkcjonowania rynku mocy</i>. Nie zawierał w nich wszystkich elementów wymaganych art. 40 <i>ustawy o rynku mocy</i>, w tym w szczególności aktualnej i przewidywalnej sytuacji w zakresie mocy wytwórczych, a w sprawozdaniach za lata 2021–2022 nie przedstawił również realizacji obowiązku mocowego wynikającego z art. 57 ust. 1 pkt 1 <i>ustawy o rynku mocy</i>. [str. 28–29 <i>Informacji</i>]</p>
<p>Brak bieżącej oceny funkcjonowania rynku mocy</p>	<p>Pomimo dyspozycji zawartej w art. 68 ust. 2 <i>ustawy o finansach publicznych</i>, że celem kontroli zarządczej jest zapewnienie skuteczności i efektywności działania oraz zarządzanie ryzykiem, a także zapisom zawartym w <i>Polskim Planie Wdrażania</i>, iż polski rynek mocy będzie podlegał regularnym przeglądom, Minister nie prowadził bieżącego przeglądu rynku mocy i oceny osiągnięcia celów określonych w <i>Ocenie Skutków Regulacji projektu ustawy o rynku mocy</i>. Na potrzebę bieżącego przeglądu realizacji zadań wskazywały również <i>Standardy kontroli zarządczej</i>. W części II, punkt B6 zapisano bowiem, że cele i zadania należy określać jasno i w co najmniej rocznej perspektywie. Na celowość dokonania analizy funkcjonowania rynku mocy w zmieniających się warunkach cen energii oraz kosztów stałych i zmiennych wskazywał również <i>Zespół do spraw opiniowania parametrów aukcji mocy</i>. [str. 29–30 <i>Informacji</i>]</p>
<p>Osiągnięcie podstawowego celu rynku mocy w horyzoncie średniookresowym</p>	<p>W okresie od dnia 1 stycznia 2021 r. do dnia 10 listopada 2022 r. nie było ani jednej godziny, w której wystąpiłaby niedostarczona energia elektryczna do odbiorców końcowych w związku z brakiem wystarczalności generacji. Tym samym osiągnięty został wskaźnik zaplanowany dla podstawowego celu wdrożenia rynku mocy jakim było zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych w horyzoncie średniookresowym. Wskaźnik standardu bezpieczeństwa – LOLE – przyjęty w §3 <i>rozporządzenia w sprawie wykonania obowiązku mocowego</i> wynosił trzy godziny. Istnieje ryzyko, że w dłuższym horyzoncie czasowym nie zostanie osiągnięta wartość wskaźnika na zaplanowanym poziomie. Zgodnie ze <i>Sprawozdaniem z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw</i> wskaźnik ten przekraczał określony poziom trzech godzin w 2029 r., a w 2034 r. miał wynieść 534 godzin. [str. 39–40 <i>Informacji</i>]</p>
<p>Niepełna realizacja celów rynku mocy</p>	<p>Wprowadzenie rynku mocy nie stworzyło silnych zachęt ekonomicznych do budowy nowych i modernizacji istniejących jednostek wytwórczych. Udział nowych jednostek w aukcjach głównych zmniejszył się z 4,02 GW na aukcji z okresem dostaw od 2021 r. do 0,005 GW na aukcji z okresem dostaw od 2025 r. W jednej aukcji (z okresem dostaw od 2022 r.), jednostki te w ogóle nie wzięły udziału. W pozostałych aukcjach udział ten wyniósł od 1,13 GW (na aukcji z okresem dostaw od 2027 r.) do 2,14 GW (na aukcji z okresem dostaw od 2026 r.). Podobnie przedstawiał się udział jednostek modernizowanych. Największa moc oferowana przez te jednostki 7,52 GW została zakontraktowana na aukcji z okresem dostaw od 2021 r., w następnych latach (z okresem dostaw w latach 2022–2027) zakontraktowana moc wyniosła odpowiednio: 0,12 GW, 0,00 GW, 4,23 GW, 0,16 GW, 0,54 GW i 0,33 GW. Zauważalny był natomiast wzrost oferowanej mocy przez jednostki DSR, od 0,61 GW (na aukcji z terminem dostaw od 2021 r.) do 1,54 GW (na aukcji z terminem dostaw od 2027 r.). Dopiero na rok dostaw 2027 zakontraktowano pierwsze komercyjne magazyny energii. [str. 40–41 <i>Informacji</i>]</p>

¹³ W tych latach Operator ogłosił dwa okresy przywołania na rynku mocy.

<p>Brak określenia wartości mierników celów dodatkowych wynikających z OSR projektu ustawy o rynku mocy</p>	<p>Minister nie zapewnił bieżącego monitorowania celów dodatkowych sformułowanych w OSR projektu <i>ustawy o rynku mocy</i>, ponieważ nie określił dla zdefiniowanych mierników ich wartości bazowych, pośrednich i docelowych ani terminu ich osiągnięcia. Zgodnie ze <i>Standardami kontroli zarządczej</i> cele i zadania należy określać jasno i w co najmniej rocznej perspektywie. Ich wykonanie należy monitorować za pomocą wyznaczonych mierników. Brak określenia wartości mierników utrudniał bieżący nadzór nad przebiegiem realizacji określonego celu i tym samym nie pozwalał na podjęcie działań korygujących. Nie sformułowano również adekwatnego miernika dla podstawowego celu wdrażania rynku mocy jakim było efektywne kosztowo zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych w horyzoncie średnio i długookresowym. [str. 44 <i>Informacji</i>]</p>
<p>Poprawa wpływu energetyki na środowisko</p>	<p>W energetyce zawodowej nastąpiło w latach 2018–2021 zmniejszenie emisji substancji szkodliwych w tym: popiołu lotnego o 40,1 % z 7934 t do 4743 t (w elektrowniach stosujących jako paliwo węgiel brunatny z 2421 t do 1284 t, a w elektrowniach i elektrociepłowniach stosujących jako paliwo węgiel kamienny z 5175 t do 3088 t), dwutlenku siarki o 25,9 % z 136 892 t do 101 431 t (w elektrowniach stosujących jako paliwo węgiel brunatny z 56 287 t do 48 822 t, a w elektrowniach i elektrociepłowniach stosujących jako paliwo węgiel kamienny z 77 933 t do 49 956 t), tlenków azotu o 16,9 % z 117 689 t do 97 804 t (w elektrowniach stosujących jako paliwo węgiel brunatny z 42 713 t do 35 628 t, a w elektrowniach i elektrociepłowniach stosujących jako paliwo węgiel kamienny z 69 773 t do 56 334 t), tlenku węgla o 10,3 % z 48 693 t do 43 678 t (w elektrowniach stosujących jako paliwo węgiel brunatny z 27 466 t do 24 074 t, a w elektrowniach i elektrociepłowniach stosujących jako paliwo węgiel kamienny z 19 008 t do 17 807 t) oraz dwutlenku węgla o 2,8 % z 140 001 tys. t do 136 044 tys. t (w elektrowniach stosujących jako paliwo węgiel brunatny z 52 691 tys. t do 49 310 tys. t, a w elektrowniach i elektrociepłowniach stosujących jako paliwo węgiel kamienny z 83 378 tys. t do 80 886 tys. t)¹⁴. [str. 43–44 <i>Informacji</i>]</p>
<p>Koszt rynku mocy</p>	<p>Koszty rynku mocy w 2021 r. wyniosły 5335,36 mln zł netto (6562,34 mln zł brutto) a w 2022 r. – 5295,95 mln zł netto (6513,94 mln zł brutto)¹⁵ i były wyższe w stosunku do planowanych odpowiednio o 34,0 % i 38,6 %. W OSR projektu <i>ustawy o rynku mocy</i>¹⁶ założono, że koszty funkcjonowania rynku mocy¹⁷ w 2021 r. wyniosą 3980,7 mln zł, a w 2022 r. 3820,7 mln zł¹⁸. W <i>Decyzji Komisji Europejskiej</i> przewidywano, że w pierwszym roku funkcjonowania rynku mocy (2021 r.) koszt ten wyniesie około 4,0 mld zł, a w kolejnych latach będzie niższy. Wzrost kosztów rynku mocy wynikał przede wszystkim ze wzrostu cen surowców i materiałów (wykorzystywanych do budowy i modernizacji bloków). [str. 36–37 <i>Informacji</i>]</p>
<p>Niezapewnienie efektywności kosztowej rynku mocy</p>	<p>Określona w <i>ustawie o rynku mocy</i> konstrukcja wynagrodzenia za wykonywanie obowiązku mocowego nie zapewniała pełnej efektywności kosztowej rynku mocy, ponieważ wynagrodzenie było należne za cały okres obowiązku mocowego, w tym również za okresy przestoju technicznych (remonty, w tym spowodowane awariami). W latach 2021–2022 PSE SA wypłaciły łącznie 632,9 mln zł brutto (514,5 mln zł netto) przedsiębiorcom, których jednostki wytwórcze rynku mocy pozostawały w przestoju technicznym ponad osiem godzin. [str. 38 <i>Informacji</i>]</p>

¹⁴ Na podstawie dokumentu sporządzonego przez ARE SA: Emitter 2021 – Emisja zanieczyszczeń środowiska w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych.

¹⁵ W ujęciu memoriałowym.

¹⁶ Punkt 7 Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczości, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na obywateli i gospodarstwa domowe.

¹⁷ Suma kosztów dla: odbiorców przemysłowych, sektora mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw oraz dużych przedsiębiorstw niebędących odbiorcami przemysłowymi, rodzin, obywateli oraz gospodarstw domowych, jednostek samorządu terytorialnego, pozostałych jednostek, operatora systemu przesyłowego, operatorów systemów dystrybucyjnych przyłączonych do sieci przesyłowych oraz Zarządcy Rozliczeń SA.

¹⁸ W cenach stałych netto z 2016 r.

4. WNIOSKI

Ustalenia kontroli wskazują na potrzebę podjęcia następujących działań:

- | | |
|---|--|
| Minister Klimatu
i Środowiska | <ol style="list-style-type: none">1) W celu optymalizacji kosztów rynku mocy określenie w <i>ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy</i> takiego modelu wynagradzania dostawców mocy, aby wynagradzanie dostawców mocy za stan gotowości dotyczyło jedynie okresów, w których są oni faktycznie gotowi do spełnienia obowiązku mocowego;2) ustalenie w <i>ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy mierników</i>, adekwatnych do założonych w OSR do projektu <i>ustawy o rynku mocy</i> celów, wraz z przyporządkowanymi im wartościami bazowymi, pośrednimi i docelowymi oraz terminem ich osiągnięcia;3) wypracowanie mechanizmów bieżącego monitorowania rynku mocy, obejmującego analizę osiągania zakładanych celów tego mechanizmu, przy uwzględnieniu efektywności kosztowej oraz podjęcie działań zaradczych w sytuacjach tego wymagających;4) wzmocnienie nadzoru nad sporządzaniem <i>Sprawozdań z funkcjonowania rynku mocy</i>. |
| Polskie Sieci
Elektroenergetyczne SA | <ol style="list-style-type: none">1) Wprowadzenie przejrzystych zasad wyboru jednostek do testowego okresu przywołania, uwzględniających kryteria adekwatne do analizy ryzyka. |

5. WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

5.1. Wprowadzenie i organizacja mechanizmu rynku mocy

Minister prawidłowo wywiązał się z zadań związanych z wdrożenia rynku mocy, w tym przed pierwszym okresem dostaw dokonał likwidacji i modyfikacji dotychczasowych mechanizmów służących w latach 2017–2020 poprawie dostępności mocy w systemie, zgodnie z przyjętymi przez Polskę zobowiązaniami. Operator wykonał wszystkie zadania określone w *ustawie o rynku mocy* w zakresie organizacji rynku mocy, a sposób ich wykonania zapewniał sprawne przygotowanie rynku mocy. Procedury określone w *Regulaminie Rynku Mocy* były zgodne z art. 83 *ustawy o rynku mocy* i oferowały równe warunki uczestnictwa wszystkim jego uczestnikom. Przedsiębiorstwa energetyczne prawidłowo wypełniały obowiązki zgłoszenia jednostek wytwórczych do certyfikacji ogólnej oraz obowiązki związane z udziałem jednostek wytwórczych w aukcjach mocy.

5.1.1. Zapewnienie realizacji zobowiązań wynikających z wprowadzenia rynku mocy

Likwidacja mechanizmów służących w latach 2017–2020 poprawie dostępności mocy w systemie

Minister z dniem 1 stycznia 2021 r., tj. z dniem rozpoczęcia pierwszego okresu dostaw, zlikwidował obowiązujące w latach 2017–2020 mechanizmy służące poprawie dostępności mocy w systemie, w tym mechanizmy: Interwencyjnej Rezerwy Mocy (IRZ), Pracy Interwencyjnej (PI), Gwarantowanego Interwencyjnego Programu DSR (IP DSR) oraz Operacyjnej Rezerwy Mocy (ORM). Tym samym zrealizował zobowiązanie zawarte w *Decyzji Komisji Europejskiej* nakazujące likwidację powyższych mechanizmów, przed pierwszym okresem dostaw. Koszt zakupu usług IRZ, PI, IP DSR oraz ORM w latach 2017–2020 wyniósł łącznie 4 357 013,8 tys. zł (w tym w: 2017 r. – 998 856,7 tys. zł, 2018 r. – 1 060 136,6 tys. zł, 2019 r. – 1 112 730,6 tys. zł). Ponad połowa kosztów (53,5 % – 2 332 232,9 tys. zł) została poniesiona na zakup usługi ORM. W latach obowiązywania powyższych mechanizmów (2017–2020) nie wystąpiły przypadki ogłoszenia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw¹⁹ z powodów bilansowych. Dwa przypadki ogłoszenia takiego zagrożenia w dniu 31 lipca 2018 r. oraz 1 sierpnia 2018 r. były spowodowane lokalnymi uwarunkowaniami dotyczącymi pracy elektrowni i sieci, i obejmowały część województwa wielkopolskiego i część województwa łódzkiego.

Wdrożenie administracyjnego mechanizmu wyceny niedoboru mocy

Minister wywiązał się z obowiązku nałożonego *Decyzją Komisji Europejskiej* (pkt 16e) i wprowadził z dniem 13 maja 2023 r. (w terminie zaakceptowanym przez KE) mechanizm wyceny niedoboru mocy. Mechanizm ten został wdrożony do polskiego porządku prawnego poprzez wejście w życie *rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego*²⁰.

Nowelizacja ustawy o rynku mocy

*Ustawą o zmianie ustawy o rynku mocy*²¹ Minister dostosował przepisy *ustawy o rynku mocy* do przepisów *rozporządzenia rynkowego UE*. Ograniczył udział w mechanizmie mocowym jednostkom emitującym powyżej 550 g CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych na kWh wytworzonej energii elektrycznej oraz średniorocznie powyżej 350 kg CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych na kW mocy elektrycznej zainstalowanej. Postanowienia *rozporządzenia rynkowego UE* od dnia 4 lipca 2019 r. wykluczyły z uczestnictwa w rynku mocy nowe jednostki wytwórcze (nieprowadzące produkcji komercyjnej przed tą datą) emitujące więcej niż 550 g CO₂/kWh, a od dnia 1 lipca 2025 r. także jednostki istniejące (prowadzące produkcję komercyjną przed 4 lipca 2019 r.) emitujące więcej niż 550 g CO₂/kWh oraz ponad 350 kg CO₂/kW (średnia w skali roku).

¹⁹ W rozumieniu art. 3 pkt 16d *Prawa energetycznego*.

²⁰ Z dniem 13 maja 2023 r. Dz. U. poz. 819, ze zm.

²¹ Która weszła w życie w dniu 1 września 2021 r.

5.1.2. Organizacja rynku mocy

Opracowanie Regulaminu Rynku Mocy	Operator zgodnie z art. 82 <i>ustawy o rynku mocy</i> opracował <i>Regulamin Rynku Mocy</i> , określając w nim szczegółowe warunki współpracy uczestników rynku mocy. <i>RRM</i> zawierał wszystkie elementy wyszczególnione w art. 83 pkt 1–11 <i>ustawy o rynku mocy</i> i zgodnie z dyspozycją zawartą w art. 84 ust. 1–2 <i>ustawy</i> został udostępniony do publicznej wiadomości na stronie internetowej PSE SA, a także przedłożony Prezesowi URE, do zatwierdzenia wraz z informacją o zgłoszonych uwagach i sposobie ich rozstrzygnięcia. Prezes URE zatwierdził <i>Regulamin</i> w dniu 30 marca 2018 r. W latach 2020–2022 <i>RRM</i> był czterokrotnie zmieniany. Każda zmiana podlegała procesowi uzgodnień publicznych oraz zatwierdzeń przez Prezesa URE. Oferowane w <i>Regulaminie</i> warunki uczestnictwa zapewniały równe traktowanie wszystkim uczestnikom.
Prawidłowe wykonanie obowiązków związanych z udziałem mocy zagranicznych w rynku mocy	PSE SA, wypełniając dyspozycję zawartą w art. 6 ust. 2 <i>ustawy o rynku mocy</i> podpisała umowy z operatorami systemu przesyłowego elektroenergetycznego bezpośrednio połączonego z KSE, zapewniając tym samym możliwości udziału mocy zlokalizowanych w systemach elektroenergetycznych państw członkowskich Unii Europejskiej, których system elektroenergetyczny był bezpośrednio połączony z systemem, w aukcjach mocy (po przeprowadzeniu przez Operatora aukcji wstępnych – art. 6 ust. 1 pkt 2 <i>ustawy o rynku mocy</i>).
Przebieg certyfikacji: ogólnych, do aukcji głównych i aukcji wstępnych	Przeprowadzone w latach 2018–2022 przez Operatora certyfikacje ogólne, certyfikacje do aukcji głównej i do aukcji wstępnych zakończyły się w terminach określonych w <i>ustawie o rynku mocy</i> . W trakcie certyfikacji ogólnych właściciele jednostek fizycznych ²² (lub DSR planowanych) złożyli od 1196 wniosków o wpis do rejestru (dotyczących jednostek o łącznej mocy 48 528,428 MW) w 2018 r. do 1412 wniosków (dotyczących jednostek o łącznej mocy 54 656,933 MW) w 2022 r. ²³ Najwięcej wniosków złożono dla jednostek fizycznych wytwórczych istniejących od 900 wniosków (o łącznej mocy 37 108,328 MW) w 2018 r. do 989 (o łącznej mocy 39 685,851 MW) w 2022 r. Dla jednostek fizycznych wytwórczych planowanych złożono od 153 wniosków (o łącznej mocy 9534,606 MW) w 2018 r. do 189 wniosków (o łącznej mocy 9799,572 MW) w 2022 r. ²⁴ Wpis do rejestru uzyskało od 1167 jednostek fizycznych (o łącznej mocy 47 111,359 MW) w 2018 r. do 1379 jednostek fizycznych (o łącznej mocy 53 754,195 MW) w 2022 r. ²⁵ Moc jednostek, które w certyfikacji ogólnej deklarowały chęć udziału w aukcjach głównych wahała się od 39 511,515 MW dla aukcji głównej z terminem dostaw od 2021 r. do 36 933,922,16 MW dla aukcji głównej z terminem dostaw od 2027 r. Natomiast łączna moc jednostek planowanych (nowych i niepotwierdzonych DSR na lata dostaw 2021–2027), które deklarowały udział w aukcjach głównych, wyniosła 16 745,06 MW. Udział mocy osiągalnej netto źródeł węglowych zgłaszanych do certyfikacji ogólnej zmniejszył się z 67,0 % w 2018 r. do 57,0 % w 2019 r. W kolejnych dwóch latach udział ten utrzymywał się na zbliżonym poziomie (ponad 56,0 %). Następnie w 2022 r. spadł do 54,0 %. Średni udział mocy osiągalnej netto pochodzącej z węgla w okresie 2018–2022 r. wyniósł 58,0 %. Natomiast udział mocy osiągalnej netto pochodzącej ze źródeł gazowych wzrósł z 14,7 % w 2018 r. do 20 % w 2022 r. Wartość średnia udziału mocy osiągalnej netto pochodzącej z gazu dla lat 2018–2022 wyniosła 17,5 % ²⁶ .

²² Albo podmioty przez nich upoważnione.

²³ W 2019 r. złożono 1103 wnioski dotyczące jednostek o łącznej mocy 54 459,831 MW, w 2020 r. złożono 1210 wniosków dotyczących jednostek o łącznej mocy 56 861,563 MW i w 2021 r. 1254 wnioski.

²⁴ W 2019 r. złożono 88 wniosków o łącznej mocy 14 638,055 MW, w 2020 r. – 112 wniosków o łącznej mocy 12 575,480 MW i w 2021 r. – 98 wniosków o łącznej mocy 10 295,069 MW.

²⁵ W 2019 r. wpis uzyskało 1 092 jednostki o łącznej mocy 54 387,751 MW, w 2020 r. – 1188 o łącznej mocy 54 855,959 MW i w 2021 r. – 1223 o łącznej mocy 51 867,656 MW.

²⁶ <https://www.pse.pl/certyfikacja-ogolna>.

Jednostki objęte kontrolą w latach 2018–2022 zgodnie z art. 11 *ustawy o rynku mocy* zgłaszały do certyfikacji ogólnej wszystkie posiadane jednostki fizyczne wytwórcze o mocy osiągalnej brutto nie mniejszej niż 2 MW. Do certyfikacji ogólnej w danym roku zgłaszano również jednostki wytwórcze planowane: nowe jednostki wytwórcze i niepotwierdzone jednostki redukcji zapotrzebowania, które wytwórcy zamierzali zgłosić do certyfikacji do aukcji głównej w tym samym roku. Łącznie przedsiębiorstwa energetyczne objęte kontrolą złożyły od 144 wniosków (dotyczących jednostek o łącznej mocy 24 133,853 MW) w 2018 r. do 112 wniosków (dotyczących jednostek o mocy 23 027,017 MW) w 2022 r.²⁷ Dla nowych jednostek wytwórczych i niepotwierdzonych jednostek redukcji zapotrzebowania złożono w powyższych latach 16 wniosków dotyczących źródeł o łącznej mocy 6863,783 MW.

W certyfikacjach do aukcji głównej przeprowadzanych w latach 2018–2022 złożono od 685 wniosków (dla jednostek o łącznej mocy 96 204,283 MW) w 2018 r.²⁸ do 221 wniosków (dla jednostek o łącznej mocy 20 859,999 MW) w 2022 r. Przy czym dla istniejących jednostek złożono od 411 wniosków (o łącznej mocy 60 265,927 MW) w 2018 r. do 89 wniosków (o łącznej mocy 15 295,049 MW) w 2022 r.²⁹ Dla nowych jednostek rynku mocy wytwórczych złożono w latach 2018–2022 125 wniosków (o łącznej mocy 26 958,501 MW)³⁰, a dla jednostek modernizowanych 175 wniosków (o łącznej mocy 26 615,590 MW)³¹.

Kontrolowane podmioty natomiast złożyły w certyfikacjach do aukcji głównych od 72 wniosków (dla jednostek o łącznej mocy 17 071,55 MW) w 2018 r. (z terminem dostaw od 2021 r.) do 10 wniosków (dla jednostek o łącznej mocy 1128,962 MW) w 2022 r.³² Przy czym dla istniejących jednostek złożono od 31 wniosków (o łącznej mocy 6563,928 MW) w 2018 r. (z terminem dostaw od 2021 r.) do 1 wniosku (dla jednostki o mocy 235,00 MW) w 2022 r.³³ Dla nowych jednostek rynku mocy wytwórczych złożono w latach 2018–2022 17 wniosków (o łącznej mocy 7614,310 MW), a dla jednostek modernizowanych 72 wnioski o łącznej mocy 13 292,900 MW.

W szczegółowym badaniu próby dotyczącej 271 wniosków (177 w ramach kontroli w PSE SA i 94 w ramach kontroli w przedsiębiorstwach energetycznych) złożonych w ramach certyfikacji ogólnej (86 wniosków) i w ramach certyfikacji do aukcji głównej (185 wniosków) stwierdzono, że wszystkie zbadane wnioski złożone w ramach certyfikacji ogólnych przeprowadzonych w latach 2018–2022 zawierały elementy wynikające

²⁷ W 2019 r. złożono 143 wnioski dotyczące źródeł o łącznej mocy 26 179,098 MW, w 2020 złożono również 143 wnioski dotyczące źródeł o łącznej mocy 25 804,772 MW, w 2021 r. – 112 wniosków dotyczących źródeł o łącznej mocy 25 171,067 MW.

²⁸ Certyfikacja do aukcji głównej w 2018 r. dotyczyła certyfikacji przeprowadzanej do trzech aukcji: z terminem dostaw od 2021 r., 2022 r. i 2023 r.

²⁹ W 2019 r. dla tych jednostek złożono 93 wnioski o łącznej mocy 7952,012 MW, w 2020 r. – 76 wniosków o łącznej mocy 7806,117 MW i w 2021 r. – 135 wniosków o łącznej mocy 16 150,602 MW.

³⁰ W 2018 r. złożono 48 wniosków o łącznej mocy 15 844,248 MW, w 2019 r. – 18 wniosków o łącznej mocy 5 448,200 MW, w 2020 r. – 3 wnioski o łącznej mocy 176,700 MW w 2021 r. – 11 wniosków o łącznej mocy 2777,978 MW i w 2022 r. – 45 wniosków o łącznej mocy 2711,375 MW.

³¹ W 2018 r. złożono 109 wniosków o łącznej mocy 16 924,308 MW, w 2019 r. – 43 wnioski o łącznej mocy 8 170,754 MW, w 2020 r. – 3 wnioski o łącznej mocy 420,60 MW, w 2021 r. – 10 wniosków o łącznej mocy 747,348 MW i w 2022 r. – 10 wniosków o łącznej mocy 352,575 MW.

³² W 2018 r. do aukcji głównej z terminem dostaw od 2022 r. złożono 58 wniosków o łącznej mocy 9463,980 MW i z terminem dostaw od 2023 r. – 42 wnioski o łącznej mocy 88422,128 MW. W 2019 r. złożono 42 wnioski o łącznej mocy 8314,662 MW, w 2020 r. – 8 wniosków o łącznej mocy 808,456 MW i w 2021 r. – 18 wniosków o łącznej mocy 1815,956 MW.

³³ W 2018 r. (z terminem dostaw od 2022 r.) złożono 57 wniosków o łącznej mocy 9463,980 MW a z terminem dostaw od 2023 r. – 41 wniosków o łącznej mocy 8802,128 MW. W 2019 r. złożono 6 wniosków o łącznej mocy 536,500 MW, w 2020 r. – 4 wnioski o łącznej mocy 638,000 MW i w 2022 r. jeden wniosek o mocy 278,000 MW.

z art. 12 ust. 3–5 *ustawy o rynku mocy*, a wnioski złożone w ramach certyfikacji do aukcji głównej elementy wymienione w art. 19 ust. 1–3 oraz w art. 20 ust. 1–4 *ustawy o rynku mocy*.

Odnosnie 128 wniosków, w tym 101 złożonych w ramach certyfikacji ogólnych i 27 w ramach certyfikacji do aukcji głównych Operator wezwał, zgodnie z art. 22 *ustawy o rynku mocy*, składających wnioski do usunięcia wad lub braków formalnych. PSE SA w trakcie przeprowadzonych postępowań reklamacyjnych 124 wnioski rozpatrzyła pozytywnie, a cztery negatywnie. Przebieg postępowań reklamacyjnych był zgodny z pkt 19 *RRM*. Łącznie Operator odmówił wpisu do rejestru rynku mocy w ramach certyfikacji ogólnej 105 jednostkom. Odmowa była zgodna z art. 13 ust. 2 *ustawy o rynku mocy* (dotyczyła nieusunięcia w terminie wad lub braków formalnych wniosków). Jednocześnie Operator odmówił wydania certyfikatu dopuszczającego do udziału w aukcji głównej wobec 88 wniosków złożonych dla jednostek o łącznej mocy 4456,926 MW. Odmowy były zgodne z art. 22 ust. 2 *ustawy o rynku mocy*, tj. również dotyczyły nieusunięcia w terminie wad lub braków formalnych wniosków. Odmowy nie dotyczyły wniosków składanych przez kontrolowane podmioty.

Prezes URE wszczął 99 postępowań w sprawie wymierzenia kary pieniężnej z tytułu niepoddania się certyfikacji ogólnej w latach 2018–2022. Umorzył 30 postępowań, a wymierzył karę 18 podmiotom. Jednocześnie na podstawie art. 85 ust. 8 *ustawy o rynku mocy* odstąpił od wymierzenia kary pieniężnej wobec 40 podmiotów. Postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej z tytułu niepoddania się certyfikacji ogólnej w latach 2018–2022 wobec 11 podmiotów były w trakcie procedowania.

W latach 2020–2022 Operator przeprowadził trzy aukcje wstępne, których przebieg był zgodny z art. 9 ust. 4–7 *ustawy o rynku mocy*³⁴. Łącznie złożono 48 ofert (na rok dostaw odpowiednio: 2025 r., 2026 r. i 2027 r.). W 2020 r. jedna złożona oferta nie wygrała aukcji. W 2021 r. aukcje wygrało 39 ofert złożonych przez ten sam podmiot, a w 2022 r. siedem ofert złożonych przez dwa podmioty. Ponadto w 2022 r. wystąpił jeden przypadek, gdy oferta, która wygrała aukcję wstępną nie została dopuszczona do aukcji głównej, ponieważ wniosek o certyfikację do aukcji głównej zawierał braki formalne, które nie zostały usunięte w wyznaczonym przez PSE SA terminie. Szczegółowa kontrola 41 ofert złożonych w latach 2020–2022 wykazała, że wszystkie oferty zawierały elementy, o których mowa w art. 9 ust. 2 *ustawy o rynku mocy* (oprócz jednego wyżej wymienionego przypadku) i zostały wpisane do rejestru rynku mocy.

**Terminowe
przekazywanie
informacji
o przebiegu
certyfikacji**

Operator terminowo przekazywał Prezesowi URE i ministrowi właściwemu do spraw energii informacje o przebiegu certyfikacji. Informacje o przebiegu certyfikacji ogólnych zostały przekazane w terminie przewidzianym w art. 14 ust. 1 *ustawy o rynku mocy*, tj. do 14 dni od zakończenia tej certyfikacji, a o przebiegu certyfikacji do aukcji głównych w terminie zgodnym z art. 27 *o rynku mocy*, tj. do 10 dni od zakończenia certyfikacji.

5.2. Realizacja zadań związanych z przeprowadzeniem aukcji mocy

Operator prawidłowo wykonał wszystkie zadania związane z przygotowaniem aukcji głównych. Wyegzekwował zabezpieczenie finansowe od dostawców mocy, którzy otrzymali certyfikaty warunkowe do udziału w tych aukcjach. Propozycje parametrów wyznaczał w oparciu o zasady określone w *ustawie o rynku mocy* i w *RRM*, a także z uwzględnieniem potrzeb polskiego rynku energii. Minister określał parametry aukcji głównych i dodatkowych biorąc pod uwagę propozycje parametrów przygotowane przez PSE i zasady wyznaczania parametrów określone w art. 34 ust. 1 *ustawy o rynku mocy*, (których wartość corocznie zamieszczał w rozporządzeniu wydawanym na podstawie powyższego przepisu, przy jednoczesnym zapewnieniu obowiązku

³⁴ Zgodnie z art. 6 ust. 1 pkt 2 *ustawy o rynku mocy* Operator zapewnia możliwość udziału mocy zlokalizowanych w systemach elektroenergetycznych państwa członkowskiego UE, którego system elektroenergetyczny jest bezpośrednio połączony z systemem, przez organizację aukcji wstępnych odrębnie dla poszczególnych stref, o których mowa w ust. 6 (powyższego artykułu), oraz dopuszczenie jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych zagranicznych do udziału w aukcjach mocy.

zasięgnięcia opinii Prezesa URE i z uwzględnieniem uwag zgłaszanych przez podmioty uczestniczące w rynku mocy). Aukcje główne w latach 2018–2022 PSE przeprowadziły zgodnie z obowiązującymi przepisami i wewnętrznymi regulacjami.

5.2.1. Przygotowanie aukcji

Działania związane z przygotowaniem aukcji

Operator w latach 2018–2022 terminowo, tj. do dnia 1 marca każdego roku, ogłaszał na swojej stronie internetowej datę aukcji głównej. Również terminowo, tj. nie później niż 14 dni kalendarzowych przed aukcją mocy, publikował na swojej stronie internetowej szczegółowy harmonogram aukcji mocy, obejmujący elementy, tj.: godzinę rozpoczęcia aukcji mocy, godzinę rozpoczęcia i zakończenia każdej rundy, ceny wywoławcze poszczególnych rund oraz zaokrągloną do 1000 MW łączną wielkość obowiązków mocowych oferowanych przez dostawców mocy. PSE SA nie dopuszczała do udziału w aukcjach mocy właścicieli nowych jednostek rynku mocy wytwórczych oraz niepotwierdzonych jednostek rynku mocy redukcji zapotrzebowania, którzy nie ustanowili na rzecz Operatora zabezpieczenia finansowego, co było warunkiem niezbędnym otrzymania certyfikatu warunkowego do udziału w aukcjach głównych i dodatkowych (art. 26 ust. 1 *ustawy o rynku mocy*). Warunki ustanowienia zabezpieczenia zostały określone w *rozporządzeniu Ministra Energii z dnia 3 września 2018 r. w sprawie zabezpieczenia finansowego wnoszonego przez dostawców mocy oraz uczestników aukcji wstępnych*³⁵. Szczegółowej kontroli poddano wszystkie certyfikaty warunkowe wydane przez Operatora w latach 2018–2022. Stwierdzono, że zabezpieczenie finansowe zostało wniesione w terminie wynikającym z § 5 *rozporządzenia w sprawie zabezpieczenia finansowego*, jego wysokość była zgodna z § 2 tego *rozporządzenia*, a samo zabezpieczenie przyjęło jedną z form określoną w § 3 ust. 1 *rozporządzenia*.

W latach 2018–2022 wystąpiło łącznie 119 przypadków (95 w aukcjach głównych i 24 w aukcjach dodatkowych) gdy pomimo otrzymania certyfikatu warunkowego dostawcy mocy nie ustanowili zabezpieczenia. We wszystkich przypadkach niedopełnienia tego obowiązku uczestnicy rynku mocy nie zostali dopuszczeni do udziału w aukcjach mocy.

5.2.2. Opracowanie parametrów aukcji

Terminowe przekazywanie przez Operatora proponowanych wartości parametrów

Operator w terminie wynikającym z art. 14 ust. 2 *ustawy o rynku mocy* (28 dni od zakończenia certyfikacji ogólnej) przedkładał Prezesowi URE i ministrowi właściwemu do spraw energii proponowane wartości parametrów, o których mowa w art. 31 pkt 1, 2, 4 i 5 i art. 32 ust. 1 pkt 2–7 oraz ust. 3 *ustawy o rynku mocy*, tj.: zapotrzebowanie na moc (PZM), cenę wejścia na rynek nowej jednostki wytwórczej (CeWe), cenę maksymalną dla cenobiorcy (CeCe), korekcyjny współczynnik dyspozycyjności dla poszczególnych grup technologii (KWD), jednostkowy poziom nakładów inwestycyjnych odniesiony do mocy osiągalnej netto, warunkujący kwalifikację jednostki rynku mocy jako: nowej jednostki rynku mocy wytwórczej (uprawnionej do oferowania obowiązków mocowych na nie więcej niż 15 okresów dostaw w aukcji głównej) oraz nowej jednostki rynku mocy wytwórczej, modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej albo jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania (uprawnionej do oferowania obowiązków mocowych na nie więcej niż 5 okresów dostaw w aukcji głównej), maksymalny wolumen obowiązków mocowych dla jednostek zagranicznych (dla stref, o których mowa w art. 6 ust. 6 *ustawy o rynku mocy*), parametr, w którym cena osiąga wartość maksymalną oraz parametr, w którym cena osiąga wartość minimalną, a także maksymalną liczbę rund aukcji.

Rzetelne i zgodne z przepisami prawa wyznaczanie propozycji parametrów

Operator w ramach wyznaczania propozycji parametrów przeprowadzał analizy i obliczenia, których wyniki prezentował w dokumentach: *Proponowane parametry dla trzech aukcji głównych przeprowadzanych w 2018 r.* oraz analogicznych dokumentach dla aukcji głównych i dodatkowych,

³⁵ Dz. U. poz. 1730.

przeprowadzanych w latach 2019–2022³⁶. Propozycje poszczególnych parametrów były opracowywane przez PSE SA z uwzględnieniem zarówno wytycznych wynikających z *ustawy o rynku mocy* (art. 32 ust. 2 oraz art. 33) jak również z uwzględnieniem ich adekwatności do potrzeb KSE oraz zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu i równego traktowania wszystkich podmiotów uczestniczących w rynku mocy, w tym w szczególności:

- PZM wyznaczano biorąc pod uwagę prognozowane zapotrzebowanie na moc w systemie w danym okresie dostaw, wymagany poziom rezerw mocy ponad zapotrzebowanie w danym okresie dostaw oraz wielkości mocy: zapewnianej przez jednostki fizyczne niewchodzące w skład jednostek rynku mocy, wynikającej z obowiązujących umów mocowych (których przedmiotem były obowiązki mocowe na ten sam okres dostaw), planowanej do pozyskania w wyniku aukcji dodatkowych (w przypadku aukcji głównej) oraz połączeń międzysystemowych. PZM obliczano na podstawie wyników probabilistycznej oceny wystarczalności³⁷. Wartość PZM na każdy rok dostaw w latach 2021–2027 wyniosło odpowiednio: 22 732 MW, 23 003 MW (10 544 MW), 23 292 MW (10 708 MW)³⁸, 8851 MW, 3511 MW, 7085 MW i 6237 MW.
- KWD wyznaczano dla każdej z grup technologii wytwarzania energii elektrycznej i źródeł energii pierwotnej³⁹, przy czym wykorzystywano różne źródła danych, w tym dane historyczne charakterystyki pracy, awaryjności, ubytków mocy oraz dane porównawcze. KWD określony dla aukcji na każdy rok dostaw okresu 2021–2027 wahał się od 100 % dla jednostek redukcji zapotrzebowania do 2,07–2,34 % dla jednostek Grupy 9.
- CeWe obliczano przy uwzględnieniu standardu bezpieczeństwa LOLE równemu 3 h/rok, dla technologii: turbin gazowych w układzie prostym, silników tłokowych opalanych sieciowym gazem ziemnym wysokometanowym albo paliwem ciekłym i układów gazowo-parowych (jako technologii o najniższych kosztach stałych). Cena wejścia nowej jednostki wytwórczej na każdy rok dostaw w latach 2021–2027 wyniosła odpowiednio [zł/kW/rok]: 329, 337, 346, 352, 361, 410, 431.
- CeCe wyznaczano na podstawie danych statystycznych publikowanych przez Agencję Rynku Energii SA. Przy obliczaniu CeCe uwzględniano amortyzację, materiały (koszty materiałów, których wielkość nie była uzależniona od rozmiarów produkcji), koszty pracy oraz pozostałe koszty działalności podstawowej (koszty wydziałów pomocniczych, podatki i opłaty oraz pozostałe koszty). Cena maksymalna dla cenobiorcy na każdy rok dostaw w latach 2021–2027 wyniosła odpowiednio [zł/kW/rok]: 193, 198, 203, 183, 179, 186 i 199.

³⁶ Proponowane parametry dla aukcji głównej przeprowadzanej w 2019 r. oraz dodatkowych przeprowadzanych w 2020 r., Proponowane parametry dla aukcji głównej przeprowadzanej w 2020 r. oraz dodatkowych przeprowadzanych w 2021 r., Proponowane parametry dla aukcji głównej przeprowadzanej w 2021 r. oraz dodatkowych przeprowadzanych w 2022 r. i Proponowane parametry dla aukcji głównej przeprowadzanej w 2022 r. oraz dodatkowych przeprowadzanych w 2023 r.

³⁷ Na potrzeby procesów rynku mocy, w tym wyznaczenie parametrów rynku mocy, przyjęto standard bezpieczeństwa – LOLE – równy 3 godziny.

³⁸ W nawiasach podano PZM po uwzględnieniu mocy zakontraktowanej na wcześniejszych aukcjach.

³⁹ Grupa 1 – elektrownie systemowe i elektrociepłownie opalane węglem kamiennym i brunatnym, Grupa 2 – jednostki kogeneracyjne zawodowe oraz przemysłowe pracujące w układzie blokowym lub kolektorowym, pracujące w cyklu Rankine’a, Grupa 3 – bloki gazowo-parowe, Grupa 4 – turbiny gazowe pracujące w cyklu prostym oraz silniki tłokowe gazowe i diesla, Grupa 5 – bloki kondensacyjne i kogeneracyjne zasilane biomasą, Grupa 6 silniki tłokowe zasilane gazem innym niż gaz ziemny lub olej napędowy, Grupa 7 – turbiny wiatrowe na lądzie, Grupa 8 – elektrownie wiatrowe morskie, Grupa 9 – elektrownie słoneczne, Grupa 10 – magazyny energii w postaci akumulatorów, Grupa 11 – elektrownie wodne z możliwością retencji wody (szczytowo-pompowe oraz przepływowo), Grupa 12 – elektrownie wodne przepływowo, Grupa 14 – bloki jądrowe i Grupa inne.

- Jednostkowy poziom nakładów inwestycyjnych dla nowej jednostki rynku mocy uprawniający do oferowania obowiązków mocowych na nie więcej niż 15 okresów dostaw obliczano z wykorzystaniem informacji o ofertowych cenach kontraktowych na budowę nowych bloków energetycznych w Polsce. Natomiast przy wyznaczaniu jednostkowego poziomu nakładów inwestycyjnych na nie więcej niż 5 okresów dostaw dla nowych i modernizowanych jednostek wytwórczych oraz dla jednostek redukcji zapotrzebowania wykorzystywano informacje o wartości kontraktów na modernizację istniejących źródeł wytwórczych oraz informacje własne Operatora o prognozowanych przez właścicieli kosztach modernizacji jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych. Dla lat 2021–2023 zaproponowany przez PSE SA jednostkowy poziom nakładów inwestycyjnych na nie więcej niż 15 lat wyniósł 3000 zł/kW/rok dla aukcji z terminem dostaw od 2021 r., 2022 r. i 2023 r., w następnych aukcja natomiast wyniósł 2400 zł/kW/rok. Jednostkowy poziom nakładów inwestycyjnych na nie więcej niż 5 okresów dostaw wyniósł 500 zł/kW/rok dla aukcji z terminem dostaw od 2021 r., 2022 r. i 2023 r., a w następnych aukcjach 400 zł/kW/rok.
- Udział mocy zagranicznych obliczano dokonując statystycznej prognozy poziomu mocy transgranicznych, który z określonym prawdopodobieństwem mógł partycypować w bilansie mocy KSE w momencie potencjalnego niedoboru rezerw. Udział mocy zagranicznych dla aukcji z terminem dostaw 2025 r. wyniósł – 2166 MW, z terminem dostaw 2026 r. – 1176 MW i z terminem dostaw 2027 r. – 1415 MW.
- Parametr, w którym cena osiąga wartość maksymalną oraz parametr, w którym cena osiąga wartość minimalną wyznaczano w oparciu o analizę elastyczności cenowej zapotrzebowania na moc. Zaproponowane parametry dla aukcji z terminem dostaw w okresie 2021–2023 wyniosły [%]: 3,94 i 2,53, dla aukcji z terminem dostaw od 2024 r. wyniosły [%] 18,83 i 12,34, dla aukcji z terminem dostaw od 2025 r. wyniosły [%] 61,48 i 30,38, a dla aukcji z terminem dostaw w okresie 2026–2027 wyniosły 10,00 i 10,00.
- Maksymalną liczbę aukcji wyznaczano biorąc pod uwagę możliwy czas trwania jednej rundy aukcji (czas trwania jednej rundy nie mógł być krótszy niż 25 minut) oraz czas trwania aukcji (jeden dzień). Zaproponowana przez PSE SA liczba rund aukcji dla wszystkich aukcji wyniosła 12.

Weryfikacja wartości propozycji parametrów przedstawianych przez PSE SA

Oceny merytorycznej proponowanych wartości parametrów przedstawianych przez PSE SA dokonywał *Zespół do spraw opiniowania parametrów aukcji*, a opiniował Prezes URE. Projekty corocznych rozporządzeń opracowywanych na podstawie art. 34 *ustawy o rynku mocy* (zawierające parametry aukcji głównej i aukcji dodatkowych) były poddawane konsultacjom międzyresortowym i społecznym.

Zespół dokonując weryfikacji zaproponowanych przez Operatora propozycji parametrów, brał pod uwagę zarówno zasady wyznaczania parametrów określone w art. 34 ust. 1 *ustawy o rynku mocy* (których wartość corocznie zamieszczano w rozporządzeniu wydawanym na podstawie powyższego przepisu), jak również potencjalne koszty dla odbiorców energii, wynikające z opłaty mocowej oraz bezpieczeństwo pracy KSE. Do większości wartości parametrów proponowanych przez PSE SA *Zespół* nie wnosił uwag. Różnice pomiędzy projektem parametrów zaproponowanych przez Operatora a *Zespołem* dotyczyły przede wszystkim⁴⁰ ceny wejścia na rynek nowej jednostki wytwórczej. Dla czterech aukcji głównych, dla których *Zespół do spraw opiniowania parametrów aukcji* weryfikował przedstawione przez PSE SA parametry dotyczące CeWe⁴¹ zostały one zmniejszone

⁴⁰ Uwzględniono te różnice, które w konsekwencji spowodowały, że parametry aukcji przedstawiane w corocznych rozporządzeniach wydawanych przez ministra właściwego do spraw energii na podstawie art. 34 ust. 1 *ustawy o rynku mocy*, były tożsame z parametrami zaproponowanymi przez *Zespół*.

⁴¹ *Zespół do spraw opiniowania parametrów aukcji* dokonywał oceny propozycji parametrów dla aukcji z okresem dostaw w latach 2021–2024 i 2026–2027. Ze względu na obowiązujący stan epidemii w 2020 r. *Zespół* nie został zwołany, a proponowane parametry aukcji zostały ustalone na podstawie propozycji PSE SA oraz jako wynik spotkania przedstawicieli Ministra Klimatu i Środowiska, Pełnomocnika Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej SA oraz PSE SA.

od 9,41 do 11,64 %. Dla aukcji z terminem dostaw 2021–2023 *Zespół* po otrzymaniu od producentów turbin gazowych (OCGT i CCGT)⁴² najbardziej aktualnych nakładów inwestycyjnych rekomendował ponowne przeliczenie CeWe. Otrzymane wartości dla poszczególnych aukcji wyniosły [zł/kW/rok] 298, 305 i 313. Dla aukcji z okresem dostaw 2024 r. *Zespół* rekomendował niezwiększanie CeWe o wartość inflacji. Zdaniem *Zespołu* uwzględnianie inflacji nie miało uzasadnienia, ponieważ dostawcy mocy, którzy wygrali aukcje z nowymi technologiami, nie będą ponosili nakładów inwestycyjnych w roku przeprowadzania aukcji, ponoszą je obecnie lub już je ponieśli i właściwe było posługiwanie się aktualnym poziomem cen. *Zespół* zaproponował parametr CeWe o wartości 311 zł/kW/rok.

Propozycje parametrów aukcji były następnie opiniowane przez Prezesa URE, który w 2018 r. oraz w latach 2020–2022 zgłaszał przede wszystkim uwagi o charakterze ogólnym, wskazując na brak uzasadnień do proponowanych parametrów. Uwagi nie zawierały propozycji konkretnych parametrów. Natomiast w 2019 r. Prezes URE zgłosił konieczność weryfikacji zaproponowanego przez *Zespół do spraw opiniowania parametrów aukcji* zapotrzebowania na moc w wysokości 7268 MW. Zdaniem Prezesa URE w zależności od wariantu zaangażowania w rynek mocy jednostek kogeneracyjnych, przy podstawowym scenariuszu rozwoju OZE, do zamknięcia bilansu mocy zabraknie odpowiednio 332 MW lub 1207 MW. Natomiast przy scenariuszu rozwojowym OZE i minimalnym kogeneracji zabraknie 742 MW. Minister uwzględnił propozycje Prezesa URE. W *rozporządzeniu Ministra Energii z dnia 2 sierpnia 2019 r. w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2024 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2021*⁴³ zapotrzebowanie na moc w aukcji głównej dla okresu dostaw przypadającego na rok 2024 wyniosło 9088 MW, tj. było o 1820 MW większe od propozycji *Zespołu* i o 1237 MW wyższe od propozycji PSE.

W toku uzgodnień międzyresortowych projektu *rozporządzenia w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2026 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2023* Ministerstwo Aktywów Państwowych, wskazało na konieczność ponownej weryfikacji zapotrzebowania na moc, szczególnie w zakresie mocy osiągalnej źródeł wytwórczych niebiorących udziału w rynku mocy. Na problem ten w trakcie konsultacji publicznych projektu *rozporządzenia* uwagę zwróciły również trzy przedsiębiorstwa energetyczne, a dwa zgłosiły również postulat zwiększenia PZM do poziomu 8400 MW i 10 400 MW (przy zaproponowanym przez PSE SA i *Zespół* – 7085 MW). W *rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 12 sierpnia 2021 r. w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2026 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2023*⁴⁴ zapotrzebowanie na moc w aukcji głównej dla okresu dostaw przypadającego na rok 2026 wyniosło 7991 MW, tj. o 806 MW więcej od propozycji PSE i *Zespołu*.

Przebieg aukcji głównych

Wszystkie aukcje główne przeprowadzane w latach 2018–2022 (na lata dostaw 2021–2027) przebiegały zgodnie z opracowanym dla każdej aukcji szczegółowym harmonogramem. Rozpoczęły się o godzinie wskazanej w tym harmonogramie. Po każdej rundzie następowała przerwa techniczna, w trakcie której Operator dokonywał weryfikacji złożonych w danej rundzie ofert⁴⁵, następnie wyznaczał pozostałą, po uwzględnieniu ofert wyjścia, wielkość obowiązków mocowych oraz sprawdzał (zgodnie z pkt 9.2.3.1. *RRM*) czy nie nastąpiło zakończenie aukcji. W przypadku stwierdzenia zakończenia aukcji Operator publikował na stronie internetowej PSE SA informację o zakończeniu aukcji mocy, za pomocą rejestru oraz za pomocą wiadomości e-mail przekazywał także dostawcom mocy informację o zakończeniu aukcji oraz nie uruchamiał kolejnej rundy aukcji.

⁴² OCGT – turbina parowa, CCGT – blok gazowo-parowy.

⁴³ Dz. U. poz. 1457.

⁴⁴ Dz. U. poz. 1480.

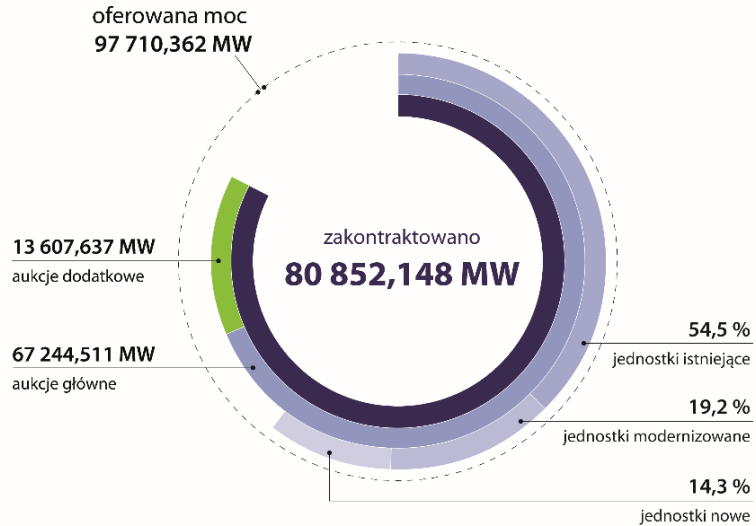
⁴⁵ W tym m.in. weryfikację poprawności podpisów na złożonych ofertach (pkt 4.1.20 *RRM*), weryfikację wystąpienia modyfikacji albo wycofania ofert złożonych w trakcie trwania rundy (pkt 9.2.2.2. *RRM*), weryfikację złożonych oświadczeń o których mowa w pkt 9.1.7 *RRM* po wcześniejszym złożeniu oferty wyjścia (pkt 9.2.2.3. *RRM*).

Wyniki aukcji głównych przeprowadzonych w latach 2018–2022

Na aukcjach przeprowadzonych w latach 2018–2022⁴⁶ zakontraktowano łącznie 80 852,148 MW mocy elektrycznej (w tym na aukcjach głównych 67 244,511 MW i na aukcjach dodatkowych 13 607,637 MW), co stanowiło 82,7 % oferowanej mocy (97 710,362 MW). W strukturze mocy zakontraktowanej na aukcjach głównych w zależności od typu jednostki dominowały jednostki istniejące – 54,5 % zakontraktowanej mocy i jednostki modernizowane – 19,2 % zakontraktowanej mocy. Natomiast udział jednostek nowych stanowił 14,3 %.

Infografika nr 1

Struktura mocy zakontraktowanej na aukcjach w latach 2018–2022 w zależności od rodzaju jednostek rynku mocy



Źródło: opracowanie własne NIK na podstawie Informacji Prezesa URE w sprawie ostatecznych wyników aukcji głównej na rok dostaw 2021, 2022, 2023, 2024, 2025, 2026 i 2027 oraz Informacji Prezesa URE w sprawie ogłoszenia ostatecznych wyników aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2021, 2022, 2023 i 2024.

Wyniki aukcji głównych przeprowadzonych w latach 2018–2022 z uwzględnieniem rodzaju jednostek rynku mocy obrazuje poniższa tabela:

Tabela nr 1

Zestawienie wyników aukcji głównych przeprowadzonych w latach 2018–2022 z uwzględnieniem rodzaju jednostek rynku mocy i ceny zamknięcia aukcji

Rok dostaw	Cena zamknięcia aukcji [zł/kW/rok]	Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych [MW]	Jednostki istniejące, potwierdzone/niepotwierdzone jednostki DSR i jednostki zagraniczne [MW]	Jednostki modernizowane [MW]	Jednostki nowe [MW]
2021	240,32	22 427,066	10 888,647	7 516,154	4 022,265
2022	198,00	10 580,056	10 455,056	125,000	0,000
2023	202,99	10 631,191	9 778,588	0,000	852,603
2024	259,87	8 671,154	3 002,119	4 228,781	1 440,254
2025	172,85	2 367,304	2 200,848	161,600	4,856
2026	400,39 ⁴⁷	7 188,584	4 511,022	536,236	2 141,326
2027	406,35 ⁴⁸	5 379,156	3 911,215	337,783	1 134,158

Źródło: opracowanie własne NIK na podstawie Informacji Prezesa URE w sprawie ostatecznych wyników aukcji głównej na rok dostaw 2021, 2022, 2023, 2024, 2025, 2026 i 2027.

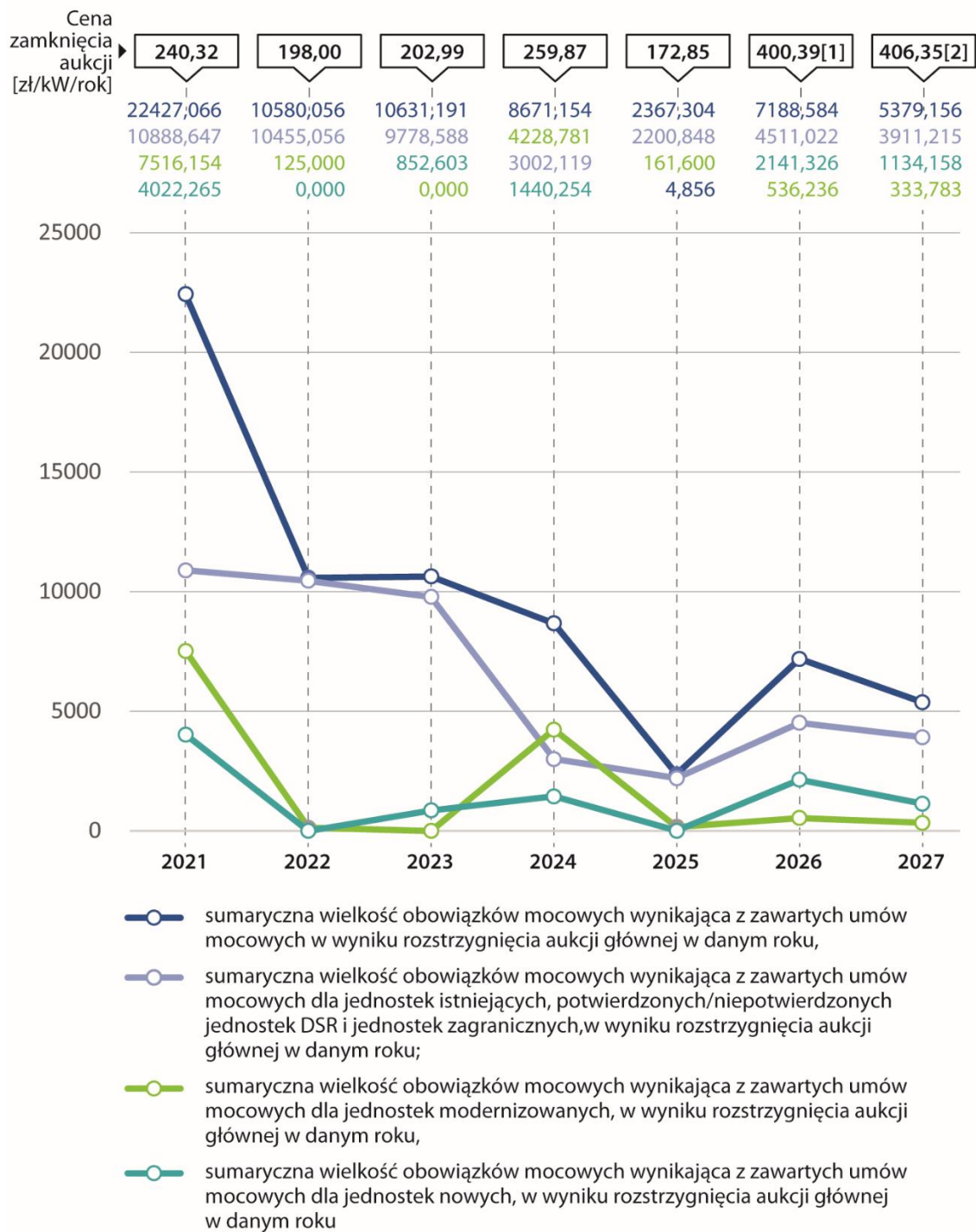
⁴⁶ Uwzględniono również wyniki aukcji dodatkowej na poszczególne kwartały roku dostaw 2024, przeprowadzonej w dniu 16 marca 2023 r.

⁴⁷ Dla jednostek fizycznych zagranicznych znajdujących się w strefie, o której mowa w art. 6 ust. 6 pkt 3 ustawy o rynku mocy, obejmującej system przesyłowy Królestwa Szwecji cena wyniosła 399,00 zł/kW/rok.

⁴⁸ Dla jednostek znajdujących się w strefie, o której mowa w art. 6 ust. 6 pkt 2 ustawy o rynku mocy, obejmującej system przesyłowy Republiki Litewskiej wyniosła 298,00 zł/kW/rok.

Infografika nr 2

Wyniki aukcji głównych przeprowadzonych w latach 2018–2022 z uwzględnieniem rodzaju jednostek rynku mocy



Źródło: opracowanie własne NIK na podstawie Informacji Prezesa URE w sprawie ostatecznych wyników aukcji głównej na rok dostaw 2021, 2022, 2023, 2024, 2025, 2026 i 2027.

Natomiast, które jednostki: istniejące (w tym jednostki zagraniczne), DSR, modernizowane oraz nowe w poszczególnych latach okresu 2021–2027 były zobowiązane do wykonania obowiązku mocowego (z uwzględnieniem wielkości tego obowiązku) przedstawia następujące zestawienie⁴⁹:

⁴⁹ Po uwzględnieniu mocy zakontraktowanej na wcześniejszych aukcjach, wynikającej z kontraktów wieloletnich (powyżej jednego roku).

Tabela nr 2

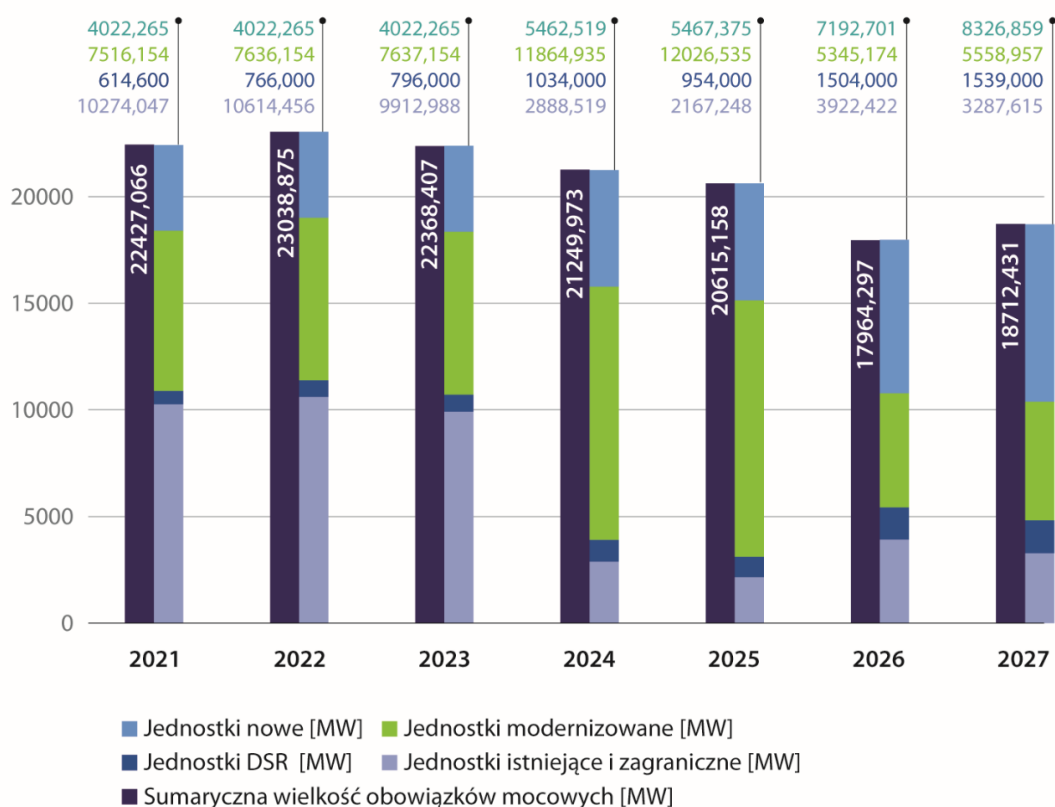
Zestawienie jednostek rynku mocy zobowiązanych do wykonywania w latach 2021–2027 obowiązku mocowego z uwzględnieniem wielkości tego obowiązku i rodzaju jednostki

Rok dostaw	Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych [MW]	Jednostki istniejące i zagraniczne [MW]	Jednostki DSR [MW]	Jednostki modernizowane [MW]	Jednostki nowe [MW]
2021	22 427,066	10 274,047	614,600	7 516,154	4 022,265
2022	23 038,875	10 614,456	766,000	7 636,154	4 022,265
2023	22 368,407 ⁵⁰	9 912,988	796,000	7 637,154	4 022,265
2024	21 249,973	2 888,519	1 034,000	11 864,935	5 462,519
2025	20 615,158	2 167,248	954,000	12 026,535	5 467,375
2026	17 964,297	3 922,422	1 504,000	5 345,174	7 192,701
2027	18 712,431	3 287,615	1 539,000	5 558,957	8 326,859

Źródło: opracowanie własne NIK na podstawie Informacji Prezesa URE w sprawie ostatecznych wyników aukcji głównej na rok dostaw 2021, 2022, 2023, 2024, 2025, 2026 i 2027.

Infografika nr 3

Jednostki rynku mocy, które w poszczególnych latach 2021–2027 są zobowiązane do wykonania obowiązku mocowego z uwzględnieniem wielkości tego obowiązku



Źródło: opracowanie własne NIK na podstawie Informacji Prezesa URE w sprawie ostatecznych wyników aukcji głównej na rok dostaw 2021, 2022, 2023, 2024, 2025, 2026 i 2027.

Liczbę umów mocowych zawartych przez kontrolowane podmioty w wyniku rozstrzygnięcia aukcji głównych na lata dostaw 2021–2027 z uwzględnieniem sumarycznego obowiązku mocowego (w wyniku rozstrzygnięcia danej aukcji głównej), a także z uwzględnieniem wielkości obowiązku mocowego na dany rok dostaw⁵¹ zestawiono w poniższej tabeli:

⁵⁰ Od 2023 r. uwzględniono rozwiązanie jednej umowy mocowej dla jednostki nowej o obowiązków mocowym 852,63 MW.

⁵¹ Po uwzględnieniu mocy zakontraktowanej na wcześniejszych aukcjach wynikającej z kontraktów wieloletnich (powyżej jednego roku).

Tabela nr 3

Zestawienie umów mocowych zawartych przez kontrolowane podmioty w wyniku rozstrzygnięcia aukcji głównych na lata dostaw 2021–2027 z uwzględnieniem sumarycznego obowiązku mocowego i obowiązku mocowego na dany rok dostaw

Rok dostaw	Liczba zawartych umów mocowych	Sumaryczny obowiązek mocowy [MW]	Obowiązek mocowy na dany rok dostaw [MW]
2021	72	16 334,152	16 334,152
2022	50	6 991,988	16 697,000
2023	37	7 102,439	17 013,482
2024	35	5 783,663	15 757,788
2025	8	808,596	15 763,594
2026	19	1 840,596	11 336,435
2027	9	1 128,962	12 133,397

Źródło: opracowanie własne NIK na podstawie Informacji Prezesa NIK w sprawie ostatecznych wyników aukcji głównej na rok dostaw 2021, 2022, 2023, 2024, 2025, 2026 i 2027.

5.3. Monitorowanie rynku mocy

Minister nierzetelnie monitorował i nie przeprowadzał bieżącej oceny funkcjonowania rynku mocy. Tym samym nie zapewnił sobie bieżącej identyfikacji ryzyk czy nieprawidłowości w funkcjonowaniu tego mechanizmu. Utrudniało to podejmowanie działań naprawczych w sytuacjach tego wymagających. Sporządzane przez Ministra coroczne sprawozdania z funkcjonowania rynku mocy nie zawierały wszystkich elementów wymaganych na podstawie art. 40 *ustawy o rynku mocy*, w szczególności aktualnej i przewidywalnej sytuacji w zakresie mocy wytwórczych. Operator prawidłowo monitorował realizację umów mocowych, w szczególności egzekwując terminowe złożenie dokumentów potwierdzających osiągnięcie Finansowego i Operacyjnego Kamienia Milowego. W każdym przypadku, gdy zaistniało opóźnienie w ich wykonaniu naliczał kary umowne i zatrzymywał zabezpieczenie finansowe, zgodnie z art. 46 i 47 *ustawy o rynku mocy*. Również, gdy dostawca mocy dla danej JRM nie wykonał demonstracji, uzyskał negatywny wynik testowego okresu przywołania bądź nie wykonał obowiązku mocowego w okresie przywołania spółka stosowała odpowiednie finansowe konsekwencje wynikające z przepisów prawa. Operator nie zapewnił jednak rzetelnego stosowania kontroli w ramach mechanizmu TOP. Nie przyjął żadnych procedur optymalnego wyboru jednostek do testowego okresu przywołania, jak również nie sformalizował stosowanych reguł. Większość skontrolowanych podmiotów wywiązywało się z obowiązków wynikających z zawartych w latach 2018–2022 umów mocowych.

5.3.1. Bieżąca ocena funkcjonowania rynku mocy

Nierzetelne opracowanie Sprawozdań z funkcjonowania rynku mocy

Pomimo obowiązku wynikającego z art. 40 *ustawy o rynku mocy* zobowiązującego ministra właściwego do spraw energii do przedstawiania w corocznych *Sprawozdaniach* w szczególności informacji o przebiegu certyfikacji ogólnej i certyfikacji do aukcji mocy, wynikach aukcji mocy, wykonania obowiązków mocowych oraz aktualnej i przewidywanej sytuacji w zakresie mocy wytwórczych, Minister nie przedstawiał w *Sprawozdaniach* za lata 2018–2022 informacji o aktualnej i przewidywalnej sytuacji w zakresie mocy wytwórczych, a w *Sprawozdaniach* za lata 2021–2022 nie przedstawiał również wykonania obowiązku mocowego wynikającego z art. 57 ust. 1 pkt 1 *ustawy o rynku mocy*, tj. pozostawania w gotowości do dostarczania przez jednostkę rynku mocy określonej w umowie mocowej mocy elektrycznej do systemu.

Minister wyjaśnił, że główny element pokazujący aktualną i przewidywaną sytuację w zakresie mocy wytwórczych został zawarty w rozdziale *Sprawozdania* dotyczącym *Zestawienia wyników głównych aukcji mocy*

zorganizowanych w latach 2018–2022. W rozdziale tym wskazano bowiem wielkości mocy wytwórczej (również DSR), które miały być dostępne w poszczególnych latach (do 2040 r.), w związku z zawarciem umów mocowych. Opis aktualnej sytuacji w zakresie mocy wytwórczych uzupełniał rozdział *Sprawozdania* dotyczący wykonania obowiązków mocowych. Zdaniem NIK art. 40 *ustawy o rynku mocy* wskazuje, że *Sprawozdanie* powinno zawierać zarówno informacje o wynikach aukcji mocy, wykonaniu obowiązku mocowego, jak i aktualną i przewidywaną sytuację w zakresie mocy wytwórczych. Ustawodawca wyszczególnił aktualną i przewidywaną sytuację w zakresie mocy wytwórczych jako osobny element *Sprawozdania*. Nie utożsamiał tego elementu z wykonaniem obowiązku mocowego czy też z wynikami aukcji mocy. Ponadto w ocenie NIK wskazanie wielkości mocy wytwórczej, która miała być dostępna do 2040 r. w wyniku przeprowadzonych aukcji, nie można uznać za opis przewidywanej sytuacji w zakresie mocy wytwórczych. Nie zawiera ona bowiem choćby informacji o jednostkach wycofywanych z rynku, jak również informacji o jednostkach powstających, ale nie korzystających z mechanizmu rynku mocy. Podobnie wykonanie obowiązku mocowego nie może stanowić podstawy do określenia aktualnej sytuacji w zakresie mocy wytwórczych, gdyż nie zawiera takich informacji.

W *Sprawozdaniu* za 2021 r. i 2022 r. informacja w zakresie wykonania obowiązku mocowego odnosiła się jedynie do okresu przywołania na rynku mocy i testowego okresu przywołania, nie odnosiła się natomiast do wykonania obowiązku mocowego w zakresie pozostawiania w gotowości do dostarczania przez jednostkę rynku mocy określonej w umowie mocowej mocy elektrycznej do systemu. NIK nie podziela argumentu Ministra, że nieujęcie wykonania obowiązku mocowego dotyczącego pozostawiania w gotowości do dostarczania przez JRM określonej w umowie mocowej mocy elektrycznej do systemu wynika z niemożności dokonania takiej oceny w inny sposób, niż poprzez sprawdzenie, czy dana jednostka dostarcza energię w okresie przywołania na rynku mocy lub w testowym okresie przywołania. W *Sprawozdaniach* nie znalazły się choćby informacje o wykonaniu przez jednostki rynku mocy demonstracji. Demonstracja właśnie (zgodnie z art. 67 ust 1 *ustawy o rynku mocy*) stanowi wykazanie zdolności do wykonania obowiązku mocowego.

Brak bieżącej oceny funkcjonowania rynku mocy

Pomimo dyspozycji zawartej w art. 68 ust. 2 *ustawy o finansach publicznych*, że celem kontroli zarządczej jest zapewnienie skuteczności i efektywności działania oraz zarządzanie ryzykiem, a także zapisom zawartym w *Polskim Planie Wdrażania*, iż polski rynek mocy będzie podlegał regularnym przeglądom, Minister nie prowadził bieżącego przeglądu rynku mocy i oceny osiągania celów określonych w Ocenie Skutków Regulacji projektu *ustawy o rynku mocy*. Na potrzebę bieżącego przeglądu realizacji zadań wskazywały również *Standardy kontroli zarządczej*. W części II, punkt B6 zapisano bowiem, że cele i zadania należy określać jasno i w co najmniej rocznej perspektywie. Na celowość dokonania analizy funkcjonowania rynku mocy w zmieniających się warunkach cen energii oraz kosztów stałych i zmiennych wskazywał również *Zespół do spraw opiniowania parametrów aukcji mocy*.

NIK, dzielając wyjaśnienia Dyrektora DEiG, że coroczne *Sprawozdania* zawierają informacje o procesie certyfikacji jednostek, wynikach aukcji czy realizacji przez podmioty zobowiązane obowiązków mocowych, nie podziela jednak stanowiska, że *Sprawozdania* odnoszą się w sposób kompleksowy do wszystkich aspektów funkcjonowania rynku mocy. Monitoring to procedura systematycznego sprawdzania i kontroli czy dane zadanie (przedsięwzięcie, program) jest realizowane zgodnie z założeniami. Polega on na bieżącym rejestrowaniu postępów wykonania zadania i analizie występujących w nim zjawisk kryzysowych i problemów. Na podstawie danych z monitoringu dokonuje się oceny postępów, czyli czy osiągnęto zaplanowane cele, a dzięki bieżącej ewaluacji można ocenić skuteczność i efektywność realizowanego zadania. W *Sprawozdaniach* nie przedstawiono analizy umieszczonych w nich informacji, wniosków z nich wynikających, jak również rekomendacji. Przedstawiono jedynie dane dotyczące przeprowadzonych certyfikacji i aukcji

(w szczególności obejmujące rodzaje jednostek biorących udział zarówno w certyfikacjach jak i w aukcjach głównych oraz ich moc zainstalowaną/obowiązek mocowy).

Z przeprowadzonej przez NIK analizy wynika, że w strukturze mocy zakontraktowanej na aukcjach głównych w zależności od typu jednostki dominowały jednostki istniejące (54,5 % zakontraktowanej mocy) oraz jednostki modernizowane (19,2 % zakontraktowanej mocy). Natomiast jednostki nowe stanowiły niewielki udział (14,3 %). Pierwsze komercyjne magazyny energii elektrycznej (o łącznej mocy ponad 160 MW) zgłoszono dopiero na aukcji przeprowadzonej w 2022 r. (z pierwszym okresem dostaw od 2027 r.). Zauważalna była duża różnica pomiędzy deklarowaną przez przedsiębiorców mocą nowych jednostek wytwórczych do wzięcia udziału w aukcjach (58,27 GW), a zakontraktowaną na aukcjach (9,58 GW).

Minister nie przeanalizował przyczyn takich zjawisk i w konsekwencji nie zastosował środków ograniczających ich skalę. Minister nie posiadał informacji o przyczynach ograniczonego udziału w aukcjach mocy jednostek nowych, czy magazynów energii. Nie mógł też na bieżąco ocenić, czy zastosowany mechanizm stworzył odpowiednio silne zachęty ekonomiczne do budowy, utrzymania i modernizacji jednostek wytwórczych oraz do zarządzania zużyciem energii i uelastycznienia popytu, a taki cel sformułowano w Ocenie Skutków Regulacji projektu *ustawy o rynku mocy*, jak również w *PEP 2040 r.* Minister nie posiadał również informacji, o występujących ryzykach oraz o tym czy nie wystąpiła konieczność zastosowania środków zaradczych.

5.3.2. Realizacja zadań związanych z wykonywaniem zobowiązań zawartych w umowach mocowych

Prawidłowy przebieg realizacji zadań modernizacyjnych

Kontrolowane podmioty zrealizowały do końca 2020 r. wszystkie zaplanowane zadania inwestycyjne dotyczące modernizacji jednostek rynku mocy, które wygrały aukcje mocy z pierwszym okresem dostaw od 2021 r.⁵² Łącznie modernizacją objęto 30 jednostek rynku mocy o sumarycznym obowiązkumocowym 7283,51 MW (dla których dostawcami mocy było pięć przedsiębiorstw energetycznych⁵³). Celem modernizacji było przede wszystkim dostosowanie jednostek do wymogów określonych w *dyrektywie IED* oraz konkluzjach BAT (w szczególności ograniczenie emisji pyłów, tlenków azotu i tlenków siarki). Zaplanowany zakres rzeczowy modernizacji został zrealizowany, poniesiono nakłady finansowe w wysokości nie mniejszej niż wymagany jednostkowy poziom nakładów inwestycyjnych⁵⁴, a weryfikacja modernizowanych jednostek w zakresie spełniania wymagań standardów emisyjnych zgodnie z art. 52 ust. 2 pkt 3 lit. b *ustawy o rynku mocy* dała wynik pozytywny. W trakcie realizacji natomiast była modernizacja 42 jednostek rynku mocy o sumarycznym obowiązkumocowym 7106,83 MW⁵⁵. Trwające procesy inwestycyjne przebiegały zgodnie z zaplanowanymi harmonogramami. Na zadania modernizacyjne przedsiębiorstwa energetyczne planowały wydatkować kwotę 9028,36 tys. zł⁵⁶, poniesiono natomiast nakłady w kwocie

⁵² Żaden z kontrolowanych podmiotów nie zawarł umowy mocowej dla modernizowanej jednostki z pierwszym okresem dostaw od 2022 r.

⁵³ ENEA Wytwarzanie sp. z o.o. (dziewięć JRM), PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA (osiem JRM), Tauron Polska Energia SA (pięć JRM), PGE Energia Ciepła SA (cztery JRM) i PGE Polska Grupa Energetyczna SA (cztery JRM).

⁵⁴ Rozumiany jako wartość poniesionych nakładów inwestycyjnych odniesiony do mocy osiągalnej netto.

⁵⁵ W tym modernizacje dotyczyły: w 34 przypadkach jednostek rynku mocy, dla których okres dostaw rozpoczynał się od 2024 r. w jednym przypadku jednostki, dla której okres dostaw rozpoczynał się od 2025 r., w sześciu przypadkach jednostek, dla których okres dostaw rozpoczynał się od 2026 r. i w jednym przypadku jednostki, dla której okres dostaw rozpoczynał się od 2027 r.

⁵⁶ Pod uwagę wzięto kwotę planowaną na zadania, których realizacja zakończyła się do końca czynności kontrolnych w jednostkach.

6184,09 tys. zł. Poniesienie niższych kosztów podmioty tłumaczyły brakiem doświadczenia w realizowaniu i monitorowaniu umów mocowych, co skutkowało wykazaniem znacznie wyższych planowanych nakładów inwestycyjnych na etapie certyfikacji do aukcji niż wymagane nakłady.

Przykład

Enea Wytwarzanie sp. z o.o. w okresie objętym kontrolą realizowała zadania inwestycyjne, wspólne dla dziewięciu modernizowanych jednostek wytwórczych (dla których spółka zawarła umowy mocowe z pięcioletnim obowiązkiem mocowym w łącznej wysokości 2301,311 MW i z pierwszym terminem dostaw od 2021 r.). Zadania dotyczyły przede wszystkim: zaprojektowania i wybudowania instalacji odsiarczania spalin (IOS IV)⁵⁷ wraz z infrastrukturą towarzyszącą oraz połączeniem z istniejącymi układami technologicznymi, zabudowy instalacji odazotowania spalin (SCR) wraz z infrastrukturą towarzyszącą oraz modernizacji elektrofiltrów bloków 1–5 i 7–8, modernizacji instalacji odsiarczania spalin IOS I, II, IV (dostosowanie do konkluzji BAT). Celem zadania dotyczącego IOS IV była redukcja emisji SO₂ w spalinach oczyszczonych do poziomu poniżej 200 mg/Nm³, redukcja zawartości popiołu w spalinach oczyszczonych do poziomu: poniżej 30 mg/Nm³ i 50 mg/Nm³ w zależności od zawartości popiołu w spalinach (do 100 – 30 mg/Nm³ i od 100 do 150 – 50 mg/Nm³). Natomiast celem zadania dotyczącego SCR było zapewnienie poziomu emisji NO_x w spalinach oczyszczonych w wielkości poniżej (bądź równej) 100 mg/m³ (warunki umowne, spaliny suche, 6,0 % O₂), tj. redukcję emisji tlenków azotów o 80,0 %. Zaplanowano wydatkowanie kwoty 2 092 744,4 tys. zł (zgodnie z wnioskami do certyfikacji do aukcji głównej w 2018 r.). Poniesione nakłady inwestycyjne wyniosły 1 386 461,1 tys. zł (66,2 % planu), a zaplanowany zakres rzeczowy poszczególnych zadań został zrealizowany, w tym zrealizowano wszystkie zaplanowane inwestycje dla osiągnięcia wymaganych prawem dopuszczalnych emisji wynikających z konkluzji BAT. Wymagania konkluzji BAT zostały zaimplementowane do pozwoleń zintegrowanych trzech instalacji energetycznego spalania paliw funkcjonujących w spółce – bloków 1–10⁵⁹, bloku 11⁶⁰ oraz kotłowni rozruchowej⁶¹.

Opóźnienie w realizacji nowych jednostek rynku mocy

Z siedmiu nowych jednostek rynku mocy o sumarycznym obowiązku mocowym 2792,432 MW, których realizacja miała zostać zakończona przed pierwszym okresem dostaw (od 2021 r.⁶²) z opóźnieniem wynoszącym od prawie dwóch do jedenastu miesięcy⁶³ oddano do użytkowania trzy jednostki o łącznym obowiązku mocowym 847,955 MW. Zwłoka spowodowana była przede wszystkim opóźnieniem prac projektowych oraz prac budowlano-montażowych. W jednym przypadku opóźnienie dotyczyło przesunięcia terminu dostaw kluczowych komponentów jednostki wytwórczej⁶⁴.

⁵⁷ W Elektrowni Kozienice eksploatowanych jest pięć instalacji IOS (zabudowane do współpracy): IOS I – dla mocy równoważnej 560 MW – do współpracy z kotłem bloku nr 9, IOS II i IOS IV – łącznie dla mocy równoważnej 1821 MW – do współpracy z kotłami bloków 200 MW nr 1÷8, IOS III – dla mocy równoważnej 560 MW – do współpracy z kotłem bloku nr 10, IOS V – dla mocy równoważnej 1075 MW – do oczyszczania spalin z bloku nr 11.

⁵⁸ Graniczna wielkość emisji wyrażona w mg/Nm³ (słownie: miligramy na normalny metr sześcienny) – stężenia wyrażone jako masa wyemitowanej substancji w objętości spalin w następujących znormalizowanych warunkach: suchy gaz w temperaturze 273,15 K i pod ciśnieniem 101,3 kPa.

⁵⁹ Decyzja Marszałka Województwa Mazowieckiego Nr 3/23/PZ.Z z dnia 12 stycznia 2023 r.

⁶⁰ Decyzja Marszałka Województwa Mazowieckiego Nr 55/23/PZ.Z z dnia 6 czerwca 2023 r.

⁶¹ Decyzja Marszałka Województwa Mazowieckiego Nr 78/16/PZ.Z z dnia 3 czerwca 2016 r., zmieniona Decyzjami Marszałka Województwa Mazowieckiego Nr 72/18/PZ.Z z dnia 28 sierpnia 2018 r., Nr 106/19/PZ.Z z dnia 19 sierpnia 2019 r., Nr 4/21/PZ.Z z dnia 20 stycznia 2021 r.

⁶² Żaden z kontrolowanych podmiotów nie zawarł umowy mocowej dla nowej jednostki rynku mocy z pierwszym okresem dostaw od 2022 r.

⁶³ W tym czasie dostawcy mocy nie wywiązywali się z obowiązku mocowego w zakresie pozostawania w gotowości do dostarczania określonej mocy elektrycznej przez jednostki rynku mocy.

⁶⁴ Spowodowane to było wystąpieniem siły wyższej – pandemii koronawirusa SARS-CoV 2 i wstrzymaniem działalności gospodarczej na terenie Włoch.

Za niewywiązanie się z obowiązku określonego w umowie mocowej, dotyczącego pozostawania w gotowości do dostarczania określonej mocy elektrycznej do systemu (w okresie od pierwszego dnia rozpoczęcia okresu dostaw do dnia spełnienia przesłanek określonych w art. 52 ust. 2 *ustawy o rynku mocy*) dostawcy mocy zapłacili karę w łącznej kwocie 19 411,52 tys. zł. Z dziewięciu aktualnie prowadzonych procesów inwestycyjnych nowych jednostek rynku mocy o sumarycznym obowiązku mocowym 3159,646 MW⁶⁵ budowa trzech jednostek o łącznym obowiązku mocowym 2031,205 była opóźniona od pięciu do ośmiu miesięcy. Sytuacja taka stwarza wysokie ryzyko, że jednostki te nie zostaną oddane do eksploatacji i nie osiągną wymagań określonych w art. 52 ust. 2 *ustawy o rynku mocy* w założonym terminie (dwie jednostki do końca grudnia 2023 r. i jedna do końca grudnia 2025 r.). Ponadto odstąpiono od realizacji jednej nowej jednostki w formie zadeklarowanej we wniosku o certyfikację do aukcji głównej ze względu na otrzymanie, w przetargu przeprowadzonym przez dostawcę mocy na realizację inwestycji tylko jednej oferty, która znacznie przekroczyła zaplanowane nakłady (ponad 100,0 %). Może to skutkować rozwiązaniem umowy mocowej i w konsekwencji realizacją poręczenia przez Operatora (w razie niespełnienia wymagań określonych w art. 52 ust. 2 *ustawy o rynku mocy* do końca 2025 r.).

Przykład

Dostawca mocy – **Spółka CCGT Ostrołęka sp. z o.o.** realizowała od dnia 22 marca 2022 r.⁶⁶ budowę elektrowni z blokiem gazowo-parowym o mocy 745 MW⁶⁷, w związku z zawarciem 17-letniej umowy mocowej z pierwszym terminem dostaw od 2026 r. i wielkością obowiązku mocowego wynoszącą 695,951 MW. Do dnia 31 marca 2023 r. zrealizowano w terminie 15 kamieni milowych, a 12, pomimo wymagalności terminu nie zrealizowano. Opóźnienia wynosiły od kilku dni do ponad 8 miesięcy. Wykonawca argumentował opóźnienia m.in.: sytuacją makroekonomiczną i geopolityczną powodującą zakłócenie globalnych łańcuchów dostaw oraz problemy z kontraktacją podwykonawców dla poszczególnych zadań. Opóźnienie w realizacji Bloku CCGT, skutkowało zmaterializowaniem się ryzyka jego niewykonania w umownym terminie, czyli do dnia 25 sierpnia 2025 r. Systematycznie narastające opóźnienie w realizacji poszczególnych kamieni milowych generuje również ryzyko nieukończenia inwestycji do końca 2025 r. Tak więc występuje wysokie ryzyko braku gotowości do świadczenia obowiązku mocowego od początku 2026 r. Skutkiem tego byłaby konieczność zapłaty kar z tytułu braku realizacji obowiązków mocowych, a także niezyskanie wynagrodzenia z tytułu umowy mocowej do czasu, gdy rozpocznie się eksploatacja budowanej jednostki.

Spółka podejmuje działania w celu mobilizacji Wykonawcy Kontraktu do realizacji inwestycji zgodnie z harmonogramem, jednak w ocenie NIK prowadzone działania mogą okazać się niewystarczające.

Rzetelna weryfikacja wywiązywania się dostawców mocy z obowiązków w trakcie realizacji inwestycji – modernizowanych i planowanych

PSE SA należycie weryfikowała raporty inwestycyjne przekazywane, po zakończeniu każdego okresu obejmującego sześć pełnych miesięcy kalendarzowych, począwszy od trzeciego roku, następującego po roku, w którym odbyła się aukcja główna (punkt 14.3.1.2 *RRM*)⁶⁸, przez dostawców mocy (którzy zawarli umowy mocowe na więcej niż jeden okres dostaw). W poszczególnych półroczach w latach 2020–2023 (do 17 stycznia 2023 r.), liczba dostawców mocy zobowiązanych

⁶⁵ W tym dwóch o sumarycznym obowiązku mocowym 1335,254 MW z pierwszym okresem, dostaw od 2024 r., jednej o obowiązku mocowym 4,856 MW z pierwszym okresem dostaw od 2025 r., pięciu o sumarycznym obowiązku mocowym 1024,956 MW z pierwszym okresem dostaw od 2026 r. i jednej o obowiązku mocowym 794,580 MW z pierwszym okresem dostaw od 2027 r.

⁶⁶ Dzień wydania polecenia rozpoczęcia prac (TNP) Generalnemu Wykonawcy Kontraktu.

⁶⁷ Dalej: Blok CCGT.

⁶⁸ Przed zmianą *RRM* w 2021 r. raporty inwestycyjne miały być składane w terminach siedmiu dni kalendarzowych po zakończeniu każdego okresu obejmującego sześć pełnych miesięcy kalendarzowych, począwszy od drugiego roku następującego po roku, w którym odbyła się aukcja główna w wyniku której dostawca mocy zawarł umowę mocową na więcej niż jeden rok dostaw.

do złożenia raportów była odpowiednio⁶⁹: 10(21), 2(2), 4(7), 5(9), 4(11) i 4(16). Łącznie 12 dostawców mocy dla 23 jednostek rynku mocy zostało wezwanych przez PSE SA do przekazania planu naprawczego natomiast 17 dostawców zostało wezwanych do uzupełnienia błędów i braków w złożonych raportach. Finalnie wszystkie raporty inwestycyjne zostały zatwierdzone. Nie stwierdzono przypadków poważnego naruszenia umowy mocowej.

Operator prawidłowo egzekwował również od dostawców mocy, którzy w wyniku rozstrzygnięcia aukcji głównej zawarli umowy mocowe dotyczące planowanych lub modernizowanych jednostek rynku mocy, złożenie nie później niż 12 miesięcy⁷⁰ od dnia ogłoszenia ostatecznych wyników aukcji, dokumentów potwierdzających poniesienie nakładów finansowych w wysokości co najmniej 10 % całkowitych planowanych nakładów finansowych oraz zawarcie umów związanych z inwestycją o łącznej wartości wynoszącej co najmniej 20 % całkowitych planowanych nakładów inwestycyjnych, tj. osiągnięcie Finansowego Kamienia Milowego – FKM (art. 52 ust. 1 *ustawy o rynku mocy*). Wszyscy dostawcy zobowiązani do wykazania spełnienia FKM w okresie od 27 listopada 2019 r. do 5 stycznia 2023 r. złożyli informacje w terminie. Informacje dotyczące czterech jednostek pierwotnie nie przeszły pozytywnej weryfikacji z powodu braków formalnych i nieprawidłowości powstałych przy ocenie dokumentów księgowych. Po uzupełnieniu dokumentów (w czasie do tego przewidzianym) Operator zaakceptował treść oświadczeń.

Szczegółowe badanie próby dokumentów dotyczących 70 jednostek wytwórczych (w tym 4 jednostek w ramach kontroli w PSE SA i 66 jednostek w ramach kontroli w przedsiębiorstwach energetycznych) w zakresie prawidłowości osiągnięcia FKM, wykazało, że termin osiągnięcia FKM był zgodny z zawartymi umowami mocowymi, a wszystkie stwierdzone braki formalne po wezwaniu PSE SA zostały uzupełnione jeszcze przed złożeniem kompletnego i prawidłowego oświadczenia o spełnieniu FKM.

PSE SA także należycie dokonywała oceny terminowego i zgodnego z art. 52 ust. 2 *ustawy o rynku mocy* przedstawienia przez dostawców mocy, którzy w wyniku akcji głównej zawarli umowę mocową na więcej niż jeden rok dostaw, dokumentów potwierdzających osiągnięcie Operacyjnego Kamienia Milowego – OKM, w tym w szczególności dokumentów potwierdzających możliwość dostarczenia mocy przez jednostkę, w wielkości nie mniejszej niż 95,0 % obowiązku danej jednostki (przez ciągłą pracę przez okres co najmniej jednej godziny), dokumentów potwierdzających zrealizowanie zakresu rzeczowego inwestycji odpowiadającego nakładom finansowym, a także niezależną ekspertyzę potwierdzającą poniesienie nakładów finansowych na daną jednostkę rynku mocy w wysokości nie mniejszej niż wymagany poziom nakładów⁷¹, spełnienie wymagań emisyjnych⁷² i parametru wynikającego z art. 25 ust. 5 pkt 1 lub 2 *ustawy o rynku mocy*. Po terminie wynikającym z art. 52 ust. 2 *ustawy o rynku mocy* (po rozpoczęciu pierwszego okresu dostaw, którego dotyczyła zawarta umowa mocowa) informację o spełnieniu OKM złożyło czterech dostawców mocy (z 18 dostawców mocy zobowiązanych do złożenia powyższej informacji w okresie od 31 grudnia 2020 r. – 31 grudnia 2022 r.), odnośnie czterech JRM (wobec 62 JRM, dla których należało wykazać

⁶⁹ W nawiasach podano liczbę JRM, dla których był obowiązek złożenia raportu inwestycyjnego.

⁷⁰ Od dnia 19 czerwca 2021 r. – nie później niż 24 miesiące – *ustawa z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw* – Dz. U. poz. 1093, wydłużyła okres złożenia oświadczenia o spełnieniu Finansowego Kamienia Milowego o 12 miesięcy (do 24 miesięcy) – art. 8 pkt 5a lit. a.

⁷¹ Obliczony jako iloczyn mocy osiągalnej netto danej jednostki rynku mocy i jednostkowego poziomu nakładów finansowych określonych dla danej aukcji głównej.

⁷² Zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 14 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) – Dz. Urz. UE L 334 z 17.12.2010, str. 17, ze zm. lub odpowiednio z dyrektywą.

spełnienie OKM). Sumaryczny obowiązek mocy jednostek, które wykazały spełnienie OKM po terminie wyniósł 856,055 MW, a zwłoka w wykonaniu tego obowiązku wyniosła od dwóch tygodni do ponad 11 miesięcy.

Kontrolowane podmioty z opóźnieniem wynoszącym od 2 do ponad 11 miesięcy spełniły wymagania dotyczące Operacyjnego Kamienia Milowego dla trzech jednostek rynku mocy (wobec 38 dla których były zobowiązane wykazać spełnienia OKM). Łączny obowiązek mocy dla tych trzech jednostek wyniósł 847,955 MW.

Szczegółowa kontrola w zakresie prawidłowości osiągnięcia OKM przez wszystkie 62 jednostki do tego zobowiązane (w okresie 31 grudnia 2020 – 31 grudnia 2022 r.) wykazała, że dokumenty przedstawiane dla poszczególnych JRM spełniły wymagania określone w art. 52 ust. 2 pkt 1–4 *ustawy o rynku mocy*.

W związku z nieterminowym osiągnięciem OKM Operator naliczył kary umowne w łącznej kwocie 19,44 mln zł. Kwota ta została przez Operatora wyegzekwowana. Podmioty energetyczne objęte kontrolą zapłaciły łącznie 19,41 mln zł kary związanej z opóźnieniami w realizacji OKM. Ponadto podmioty te nie otrzymały wynagrodzenia za wykonywanie obowiązków mocowych od pierwszego dnia okresu dostaw do dnia spełnienia wymagań określonych w art. 52 ust. 2 *ustawy o rynku mocy*.

Weryfikacja obowiązku mocowego – wykonanie demonstracji

W okresie od 1 kwartału 2021 r. do 4 kwartału 2022 r. 10 jednostek rynku mocy nie wykonało łącznie 12 demonstracji, co stanowiło 0,7 % ogółu demonstracji, które powinny zostać wykonane w tym okresie (1732). Łączna moc niewykonanych demonstracji wyniosła 1292,3 MW, w tym 53,6 MW dotyczyło niewykonania demonstracji przez dwie potwierdzone jednostki redukcji zapotrzebowania. Niewykonanie demonstracji w 2021 r. obejmowało 4,7 % obowiązków mocowych zakontraktowanych na ten rok (22 427,07 MW), a niewykonanie demonstracji w 2022 r. obejmowało 1,04 % obowiązków mocowych zakontraktowanych na ten rok (23 038,88 MW). Wykonanie demonstracji stanowiło potwierdzenie zdolności danej jednostki rynku mocy do wykonania obowiązku mocowego i polegało na wskazaniu Operatorowi określonej liczby godzin w każdym kwartale (1 godziny), w których jednostka rynku mocy dostarczała moc do systemu (art. 67 ust. 1–2 *ustawy o rynku mocy*)⁷³. Brak wykonania demonstracji powodował zwrot wypłaconego wynagrodzenia za wykonanie obowiązku mocowego za cały kwartał, którego dotyczyła demonstracja. PSE SA wyegzekwowała zwrot wynagrodzeń w łącznej kwocie 11,8 mln zł od wszystkich dostawców mocy, którzy nie wykonali demonstracji dla jednostek mocy, których byli właścicielami.

Przykład

Jedna z kontrolowanych spółek dla jednej jednostki rynku mocy uzyskała negatywny wynik demonstracji za III kwartał 2021 r. a za IV kwartał 2021 r. i za I kwartał 2022 r. nie wykonała demonstracji. Powodem było wyłączenie z pracy jednostki rynku mocy w okresie od 11 czerwca 2021 r. do 14 kwietnia 2022 r. w związku z wystąpieniem awarii. Za okres ten spółka nie otrzymała od Operatora wynagrodzenia (nie wykonała obowiązku mocowego polegającego na pozostawianiu w gotowości do dostarczania przez JRM do systemu elektroenergetycznego mocy określonej w umowie mocowej).

Szczegółowe badania 143 demonstracji nie wykazało nieprawidłowości w ich wykonaniu. Wszystkie poddane badaniu JRM wytworzyły energię elektryczną bądź ograniczyły moc pobieraną z sieci elektroenergetycznej w wielkości nie mniejszej niż najwyższy obowiązek mocy tych jednostek w kwartale dostaw.

⁷³ Za dostarczenie mocy do systemu na potrzeby demonstracji w przypadku jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania uważało się ograniczenie mocy pobieranej z sieci elektroenergetycznej w wielkości nie mniejszej niż najwyższy obowiązek mocy tej jednostki w kwartale dostaw, a jednostki rynku mocy wytwórczej wytworzenie energii elektrycznej w wielkości nie mniejszej niż najwyższy obowiązek mocy tej jednostki w kwartale dostaw.

**Weryfikacja
obowiązku mocowego
– wykonanie TOP**

Wykazana liczba godzin w każdym kwartale (1 godzina), w którym jednostka rynku mocy dostarczała moc do systemu (bądź ograniczyła moc pobieraną) była zgodna z § 7, w związku z § 12 *rozporządzenia sprawie wykonania obowiązku mocowego* i obejmowała godziny od 7:00 do 22:00 w dniach od poniedziałku do piątku. Operator weryfikował wielkość wytworzonej energii oraz ograniczenie mocy pobieranej z sieci elektroenergetycznej poprzez dane pomiarowo-rozliczeniowe (z wszystkich punktów pomiarowych w sieci dystrybucyjnej wskazanych dla danej jednostki fizycznej w ramach certyfikacji ogólnej), od Operatora Sieci Dystrybucyjnej w trybie dobowym z rozdzielczością godzinową⁷⁴.

PSE SA latach 2021–2022 skorzystała z dyspozycji art. 67 ust. 5 *ustawy o rynku mocy* i w latach 2021–2022 przeprowadziła łącznie 267 TOP. Wynik negatywny uzyskano w 11 przypadkach (4,1%). W związku z tym naliczono kary za niewykonanie testowego okresu przywołania na kwotę 465,1 tys. zł. Natomiast wielkość niewykonanego obowiązku mocowego w TOP wyniosła 21,6 MW w 2021 r. oraz 84,2 MW w 2022 r. Wszyscy wezwani w tym okresie do TOP posiadali obowiązki mocowe w wielkości 10,7 GW w 2021 r. oraz 13,7 GW w 2022 r.

Wobec jednostek rynku mocy będących w dyspozycji kontrolowanych podmiotów przeprowadzono 67 testowych okresów przywołania. Wynik negatywny uzyskano dla trzech jednostek o łącznym obowiązku mocowym 257,600 MW. Za niewykonanie TOP dwa podmioty (dysponujące trzema jednostkami) zapłaciły karę w łącznej wysokości 249,5 tys. zł.

**Nierzetelne
zorganizowanie
i wykonywanie
testowego okresu
przywołania**

Operator w latach 2021–2022 nie ustalił jakichkolwiek uporządkowanych pisemnych reguł postępowania przy realizacji zadania dotyczącego testowego okresu przywołania, a przed wyborem jednostek rynku mocy do TOP (przed wyborem próby do kontroli pozwalającej zweryfikować czy zakontraktowany dostawca mocy faktycznie jest w stanie wywiązać się ze swoich zobowiązań umownych) nie dokonywał analizy ryzyka, opartej na oszacowaniu, w których JRM występuje największe prawdopodobieństwo braku gotowości do świadczenia obowiązku mocowego, a więc negatywnego wyniku TOP.

Zdaniem NIK, stosowany przez PSE SA dobór próby nie zapewniał skutecznego wdrożenia mechanizmu kontroli, jakim był TOP. W sytuacji, gdy nie ma możliwości zbadania całej populacji, należy dokonać wyboru próby do kontroli. W tym celu, zgodnie z zasadami przygotowania i wykonania kontroli, należało zidentyfikować potencjalne ryzyko zagrażające realizacji celów rynku mocy i na tej podstawie wytypować podmioty objęte kontrolą w ramach TOP. Spółka powinna więc oprzeć analizę ryzyka na dostępnych dla siebie informacjach o postojach pracy poszczególnych jednostek wytwórczych, w tym w szczególności postojach spowodowanych awarią. Drugim kryterium jakie należało uwzględnić w analizie ryzyka była wielkość obowiązku mocowego (zastosowanie zasady istotności w typowaniu podmiotów do kontroli). Spółka wyjaśniła brak przeprowadzania analizy ryzyka i zastosowania doboru celowego wynikami dotychczas przeprowadzonych TOP, które nie wskazywały na występowanie istotnego ryzyka dla możliwości utrzymania bezpiecznej pracy KSE. W ocenie NIK niski wskaźnik negatywnych TOP wynika właśnie z wadliwego ustalenia kryteriów doboru próby do kontroli. Uzyskiwane wyniki nie dawały wiarygodnego poświadczenia stanu gotowości jednostek wytwórczych do wykonywania obowiązków w ramach rynku mocy. Natomiast niesformalizowanie stosowanych reguł postępowania przy wyborze jednostek do TOP stwarzało ryzyko braku transparentności, jednolitości i powtarzalności. Działanie w ramach procedur wymaga przejrzystych zasad, tak by były one stosowane jednolicie przez wszystkich pracowników. Pisemne procedury umożliwiają wyeliminowanie ewentualnych błędów i dają większą pewność prawidłowej realizacji zadania. Co więcej oszczędzają czas, który trzeba poświęcić na wytłumaczenie procesu nowo zatrudnionej osobie.

⁷⁴ Z wybranej próby 143 zbadanych demonstracji, pobrano 62 raporty z weryfikacji wytworzonej/ograniczonej mocy.

NIK wskazuje ponadto na ustawowy cel, by zapewniono bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych w sposób efektywny kosztowo. Operator natomiast w latach 2021–2022 wypłacił łącznie 632,9 mln zł brutto przedsiębiorcom, których jednostki wytwórcze rynku mocy pozostawały w postoju technicznym⁷⁵ powyżej ośmiu godzin, czyli dłużej niż musiałyby wykonać obowiązek mocowy w przypadku okresu przywołania (w tym 239,5 mln zł brutto z tytułu przestojów spowodowanych awariami). Odpowiedni dobór próby do kontroli w ramach TOP mógłby ograniczyć te koszty. Rzetelne typowanie JRM do poddania mechanizmowi TOP zwiększyłoby skalę negatywnych TOP, a to stanowi podstawę do nałożenia kar na JRM oraz do wstrzymania wypłaty wynagrodzenia za okres od testowego okresu przywołania zakończonego wynikiem negatywnym do dnia otrzymania od dostawcy mocy zgłoszenia gotowości do wykonania obowiązku mocowego przez JRM (art. 67 ust. 8–9 *ustawy o rynku mocy*).

5.4. Efekty wsparcia w ramach rynku mocy

W latach 2021–2022 mechanizm rynku mocy pozwolił na zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, zgodnie ze wskaźnikiem określonym w *rozporządzeniu w sprawie wykonania obowiązku mocowego*. W ciągu dwóch lat objętych kontrolą wystąpiły tylko dwie godziny niedoboru mocy wymagające interwencji w ramach rynku mocy. Interwencja ta skutecznie zabezpieczyła zapotrzebowanie na energię. Koszty rynku mocy przekroczyły jednak prognozowane wartości o 34,0 % w 2021 r. i 38,6 % w 2022 r. Określona w *ustawie o rynku mocy* konstrukcja wynagrodzenia za wykonywanie obowiązku mocowego nie zapewniała pełnej efektywności kosztowej rynku mocy. Minister dla zdefiniowanych wskaźników mających odzwierciedlać skuteczność zastosowanego mechanizmu wsparcia nie określił wartości bazowych, pośrednich oraz docelowych, jak również terminu ich osiągnięcia. Nastąpiła poprawa wpływu energetyki na środowisko. Udział niesterowalnych OZE⁷⁶ w KSE zwiększył się w latach 2018–2022 prawie trzykrotnie. Zmniejszeniu w tych latach uległa emisja zanieczyszczeń, w szczególności popiołu lotnego, dwutlenku siarki i tlenków azotu. Nie został natomiast zrealizowany cel określony w *PEP 40* dotyczący rozwoju technologii w zakresie magazynowania energii.

5.4.1. Koszty rynku mocy

Zwiększenie wydatków na rynek mocy

Koszty rynku mocy w latach 2021–2022 w stosunku do planowanych były wyższe odpowiednio o 34,0 % i 38,6 %. Wydatki z rachunku opłaty mocowej w 2021 r. wyniosły 5335,36 mln zł netto (6562,34 mln zł brutto), a w 2022 r. – 5295,95 mln zł netto (6513,94 mln zł brutto)⁷⁷. Natomiast w OSR projektu *ustawy o rynku mocy*⁷⁸ założono, że koszty funkcjonowania rynku mocy⁷⁹ w 2021 r. wyniosą 3980,7 mln zł, a w 2022 r. 3820,7 mln zł⁸⁰. W *Decyzji* przewidywano, że w pierwszym roku funkcjonowania rynku mocy (2021 r.) koszt ten wyniesie około 4,0 mld zł, a w kolejnych latach będzie niższy. Wzrost

⁷⁵ Przejście techniczne – remont kapitalny, remont bieżący, remont awaryjny, remont średni, postój związany z oswojeniem inwestycji. Przekazane przez PSE zestawienie przestojów technicznych obejmowało postoje zgłaszane do Operatora na zasadach opisanych w *Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej*.

⁷⁶ Niesterowalne OZE to przede wszystkim fotowoltaika i energia wiatru.

⁷⁷ W ujęciu memoriałowym.

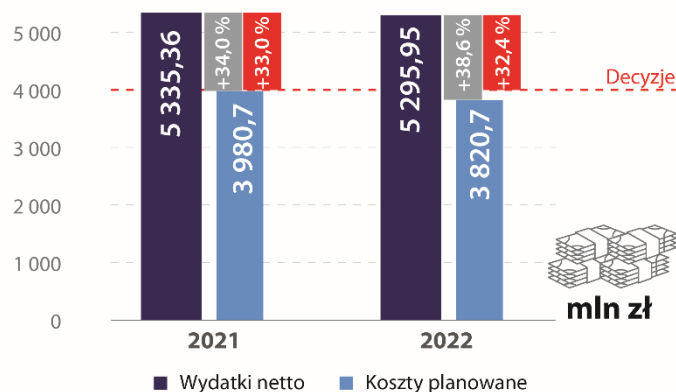
⁷⁸ Punkt 7 Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczości, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na obywateli i gospodarstwa domowe.

⁷⁹ Suma kosztów dla: odbiorców przemysłowych, sektora mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw oraz dużych przedsiębiorstw niebędących odbiorcami przemysłowymi, rodzin, obywateli oraz gospodarstw domowych, jednostek samorządu terytorialnego, pozostałych jednostek, operatora systemu przesyłowego, operatorów systemów dystrybucyjnych przyłączonych do sieci przesyłowych oraz Zarządcy Rozliczeń SA.

⁸⁰ W cenach stałych netto z 2016 r.

kosztów rynku mocy Dyrektor DEiG wyjaśnił podatnością konkretnych ofert zgłaszanych na aukcji na czynniki zewnętrzne, takie jak wybuch epidemii COVID-19, ceny surowców i materiałów, inflacja czy sytuacja geopolityczna w regionie. Czynniki te wpływają na dostępność i cenę m.in. materiałów wykorzystywanych do budowy czy modernizacji bloków, a tym samym wpływają na stopy zwrotu z inwestycji.

Infografika nr 4
Koszty rynku mocy



Źródło: opracowanie własne NIK na podstawie danych uzyskanych od Prezesa URE.

Wysokość opłaty mocowej

Stawka opłaty mocowej w 2021 r. (w zależności od zużytej w ciągu roku energii elektrycznej) wyniosła (zł)⁸¹: 1,87 (dla zużycia poniżej 500 kWh), 4,48 (od 500 kWh do 1200 kWh), 7,47 (powyżej 1200 kWh do 2800 kWh) oraz 10,46 (powyżej 2800 kWh). Natomiast Odbiorca końcowy w gospodarstwie domowym z tytułu ponoszenia opłaty mocowej w 2021 r. dopłacał do 1 kWh energii elektrycznej: 0,004 zł, jeżeli zużył poniżej 500 kWh energii, od 0,004 zł do 0,009 zł, jeżeli zużył od 500 kWh do 1200 kWh energii, od 0,003 zł do 0,006 zł, jeżeli zużył powyżej 1200 kWh do 2800 kWh i 0,004, jeżeli zużył powyżej 2800 kWh.

Ustawa zmieniająca uchyliła przepisy mówiące o możliwości zastosowania ulgi dla odbiorców energochłonnych⁸² i jednocześnie wprowadziła docelowy model obliczania opłaty mocowej – który miał obowiązywać od 1 stycznia 2028 r.⁸³ W okresie przejściowym, do końca 2027 r. miał natomiast obowiązywać podział na odbiorców ryczałtowych, dla których wysokość opłaty mocowej miała być uzależniona od rocznego poboru energii elektrycznej (art. 89a ust. 1 pkt 1 *ustawy o rynku mocy*) oraz odbiorców pozostałych, dla których wysokość opłaty mocowej miała być zdeterminowana poborem energii w godzinach, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2 *ustawy o rynku mocy* (wybrane godziny doby przypadające na godziny szczytowego zapotrzebowania na moc). W związku z powyższym opłata mocowa dla odbiorców końcowych (w zależności od zużytej

⁸¹ Skalkulowana przez Prezesa URE w oparciu o art. 70 ust. 1 oraz art. 74 ust. 6 *ustawy o rynku mocy* (według stanu na listopad 2020 r.). Stawka opłaty mocowej stanowiła iloczyn całkowitego kosztu rynku mocy w danym roku dostaw i udziału rocznego zużycia energii elektrycznej w gospodarstwach domowych w rocznym zużyciu energii elektrycznej przez odbiorców końcowych (pomniejszonym o wolumen energii elektrycznej wynikający z uprawnień, o których mowa w art. 70 ust. 3 *ustawy o rynku mocy* przysługującym odbiorcom przemysłowym w danym roku dostaw – ulga dla odbiorców energochłonnych – R). W myśl z art. 104 pkt 2 *ustawy o rynku mocy* do czasu wydania decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w art. 70 ust. 3 *ustawy o rynku mocy* z rynkiem wewnętrznym (albo decyzji stwierdzającej, że środek ten nie stanowi pomocy publicznej) przepisów art. 70 ust. 3 *ustawy o rynku mocy* nie stosowało się. Prezes URE przyjął współczynnik R=0.

⁸² Które nie weszły w życie ze względu na brak notyfikacji przez Komisję Europejską.

⁸³ A stanowiący, że wszyscy odbiorcy końcowi energii elektrycznej będą rozliczani według tych samych zasad, w ramach których wysokość opłaty mocowej będzie uzależniona od krzywej poboru danego odbiorcy – art. 70 *ustawy o rynku mocy*.

w ciągu roku energii elektrycznej w 2022 r. i w 2023 r. wyniosła⁸⁴ [zł]: 2,37 i 2,38 (dla zużycia poniżej 500 kWh), 5,68 i 5,72 (od 500 kWh do 1200 kWh), 9,46 i 9,54 (powyżej 1200 kWh do 2800 kWh) oraz 13,25 i 13,35 (powyżej 2800 kWh)⁸⁵. Odbiorca końcowy ryczałtowo z tytułu ponoszenia opłaty mocowej dopłacał do 1 kWh energii elektrycznej: w 2022 r. i 2023 r. odpowiednio [zł]: 0,004, jeżeli zużył poniżej 500 kWh energii, od 0,005 zł do 0,011, jeżeli zużył od 500 kWh do 1200 kWh energii, od 0,003 zł do 0,008 zł, jeżeli zużył powyżej 1200 kWh do 2800 kWh i 0,005, jeżeli zużył powyżej 2800 kWh.

Zmiana sposobu kalkulacji stawek poboru opłaty mocowej spowodowała powiększenie kosztu rynku mocy dla odbiorców ryczałtowych w 2022 r. o 48,0 % w odniesieniu do 2021 r. Wzrost ten spowodował, iż pomimo spadku kosztu całkowitego rynku mocy o około 4,4 % oraz zwiększenia liczby odbiorców rozliczanych w sposób ryczałtowy z 15,5 mln do 17,7 mln stawki opłaty mocowej dla odbiorców ryczałtowych były wyższe o 26,6 %.

Niezapewnienie efektywności kosztowej rynku mocy

Określona w *ustawie o rynku mocy* konstrukcja wynagrodzenia za wykonywanie obowiązku mocowego powodowała, że nie zapewniono pełnej efektywności rynku mocy. Wynagrodzenie było należne bowiem również za okresy przestoju technicznych (remonty, w tym spowodowane awariami). W latach 2021–2022 PSE wypłaciła łącznie 632,9 mln zł brutto wynagrodzenia przedsiębiorcom, których jednostki wytwórcze rynku mocy pozostawały w przestoju technicznym powyżej ośmiu godzin (wymagany czas, w jakim dostawca mocy musi rozpocząć dostarczanie energii w ramach obowiązku mocowego po ogłoszeniu przez Operatora okresu przywołania na rynku mocy). Taka konstrukcja wynagradzania oznacza, że nawet w sytuacji niezdolności jednostki wytwórczej do niezwłocznego uruchomienia produkcji energii, zarządzający tą jednostką otrzymuje wynagrodzenie. Nie spełnia to ustawowego warunku efektywności kosztowej rozumianej jako realizacja zadań najmniejszym możliwym kosztem. W celu optymalizacji kosztów rynku mocy, kwestia ta winna być przedmiotem analizy Ministra i wypracowania takiego modelu wynagradzania dostawców mocy, aby ponoszone koszty ograniczały się do niezbędnego poziomu zapewniającego osiągnięcie celów funkcjonowania rynku mocy.

Przestrzeżenie limitu wydatków z budżetu państwa na wykonanie zadań dotyczących rynku mocy

Nie został przekroczony limit wydatków z budżetu państwa przeznaczony na wykonywanie zadań ministra właściwego do spraw energii wynikających z *ustawy o rynku mocy*. W okresie od 1 stycznia do 31 grudnia 2018 r. poniesiono wydatki w wysokości 394 644,1 zł (92,3 % pozyskanych środków), z tego: wynagrodzenia osobowe członków korpusu służby cywilnej wraz z pochodnymi stanowiły 94,2 % (371 861,1 zł) wydatków. Pozostałe wydatki w kwocie 22 783,0 zł poniesiono na szkolenie członków korpusu służby cywilnej.

Od 2019 r. środki finansowe na realizację zadań Ministra wynikające z *ustawy o rynku mocy* (całoroczne skutki zatrudnienia nowych pracowników oraz dodatkowe wynagrodzenie roczne wraz z pochodnymi) włączone zostały do limitu wydatków części budżetowej 47 – Energia. W związku z powyższym nie było możliwości ustalenia faktycznie poniesionych wydatków na wykonanie powyższych zadań w 2019 r.

Od 21 marca 2020 r. do 30 czerwca 2022 r. Minister, na realizację zadań wynikających z *ustawy o rynku mocy*, poniósł wydatki w kwocie 662 910,8 zł (139 179,0 w 2020 r., 229 724,3 w 2021 r i 140 633,0 zł w 2022 r. – do 31 czerwca). Wydatki te w każdym roku okresu 2020–2022 były niższe od zaplanowanych (387 427,0 zł na każdy rok).

⁸⁴ <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/10557,Rynek-mocy-Prezes-URE-wyliczył-wysokosc-oplaty-za-utrzymanie-bezpieczenstwa-ener.html>.

⁸⁵ Koszt rynku mocy dla odbiorców końcowych rozliczanych w sposób ryczałtowy na lata 2022 i 2023 Prezes URE wyliczał jako iloczyn całkowitego kosztu rynku mocy w danym roku dostaw i udziału rocznego zużycia energii elektrycznej w systemie przez odbiorców końcowych (o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 1 *ustawy o rynku mocy*) w rocznym zużyciu energii elektrycznej w systemie przez odbiorców końcowych (pomniejszonym o wolumen energii elektrycznej wynikający z podziału odbiorców końcowych).

W 2018 r. Prezes URE poniósł wydatki na wykonywanie zadań wynikających z ustawy o rynku mocy w łącznej kwocie 164 670,8 zł, co stanowiło 42,0 % przewidzianych środków. W latach 2019–2022 nie prowadzono wyodrębnionej ewidencji dla wydatków przeznaczonych na finansowanie zadań Prezesa URE w powyższym obszarze, z uwagi na fakt włączenia środków na ich finansowanie do budżetu URE.

5.4.2. Realizacja celów ustawy o rynku mocy

Osiągnięcie podstawowego celu wdrażania rynku mocy w horyzoncie średniokresowym

W okresie od dnia 1 stycznia 2021 r. do dnia 10 listopada 2022 r. nie było ani jednej godziny, w której wystąpiłaby niedostarczona energia elektryczna do odbiorców końcowych w związku z brakiem wystarczalności generacji – brakiem możliwości bieżącego zbilansowania popytu i podaży w polskim systemie elektroenergetycznym. Tym samym osiągnięty został wskaźnik zaplanowany dla podstawowego celu wdrożenia rynku mocy jakim było zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych w horyzoncie średniokresowym. Wskaźnik standardu bezpieczeństwa dostaw określony jako liczba godzin w roku, w których dopuszcza się brak możliwości zrównoważenia sumarycznej mocy dopuszczalnej jednostek przyłączonych do systemu z zapotrzebowaniem w sieci powiększonym o minimalną rezerwę zdolności wytwórczych przyjęty w §3 rozporządzenia w sprawie wykonania obowiązku mocowego wyniósł 3 godziny.

Rzetelne wykonanie obowiązku mocowego w okresie przywołania

W trakcie ogłoszonych przez Operatora dwóch okresów przywołania na rynku mocy, w dniu 23 września 2022 r. w godzinach 19:00–20:00 i 20:00–21:00 zarówno dostarczona moc do systemu przez jednostki rynku mocy jak i ograniczenie mocy pobieranej było większe od skorygowanego obowiązku mocowego dla tych okresów. W pierwszym okresie przywołania (o godzinie 19:00–20:00) skorygowany obowiązek mocowy dla jednostek dostarczających moc wyniósł 19 796,612 MW, a dla jednostek ograniczających moc pobieraną wyniósł 741,527 MW. Natomiast jego wykonanie wyniosło odpowiednio: 22 568,798 MW (i było o 14,0 % większe od skorygowanego obowiązku) i 976,204 MW (i było o 31,6 % większe od skorygowanego obowiązku). W drugim okresie przywołania (o godzinie 20:00–21:00) skorygowany obowiązek mocowy dla jednostek dostarczających moc wyniósł 19 660,041 MW, a dla jednostek ograniczających moc pobieraną wyniósł 736,417 MW. Za to wykonanie wyniosło odpowiednio: 22 842,760 MW (i było o 16,2 % większe od skorygowanego obowiązku) i 979,232 MW (i było o 33,0 % większe od skorygowanego obowiązku). W każdym z okresów przywołania obowiązków mocowych nie wykonały trzy jednostki rynku mocy. Łączna wielkość niewykonanego obowiązku mocowego wyniosła w każdym z okresów przywołania 20,700 MW. Z tego powodu PSE SA naliczyła i wyegzekwowała kary w kwocie 92 tys. zł.

Kontrolowane podmioty również dostarczyły moc do systemu w okresie przywołania w wielkości powyżej sumarycznego obowiązku mocowego, w pierwszym okresie przywołania o 11,5 % (zobowiązane były do dostarczenia mocy do systemu w wielkości 12 162,309 MW, a dostarczyły 13 562,013 MW i w drugim okresie przywołania o 10,4 % (skorygowany obowiązek mocowy dla kontrolowanych podmiotów wyniósł 12 092,388 MW, a jego wykonanie 13 345,862 MW).

Infografika nr 5

Wykonanie obowiązku mocowego w okresie przywołania



Źródło: opracowanie własne NIK na podstawie danych uzyskanych od kontrolowanego podmiotu.

Niski udział nowych i modernizowanych mocy wytwórczych w aukcjach mocy

Wprowadzenie rynku mocy nie stworzyło, zaplanowanych w uzasadnieniu do projektu ustawy o rynku mocy, silnych zachęt ekonomicznych do budowy nowych i modernizacji istniejących jednostek wytwórczych. Udział nowych jednostek w aukcjach głównych zmniejszył się z 4,02 GW na aukcji z okresem dostaw od 2021 r. do 0,005 GW na aukcji z okresem dostaw od 2025 r. W jednej aukcji (z okresem dostaw od 2022 r.), jednostki te w ogóle nie wzięły udziału. W pozostałych aukcjach udział ten wyniósł od 1,13 GW (na aukcji z okresem dostaw od 2027 r.) do 2,14 GW (na aukcji z okresem dostaw od 2026 r.). Podobnie przedstawiał się udział jednostek modernizowanych. Największa moc oferowana przez te jednostki 7,52 GW została zakontraktowana na aukcji z okresem dostaw od 2021 r., w następnych latach (z okresem dostaw w latach 2022–2027) zakontraktowana moc wyniosła odpowiednio: 0,12 GW, 0,00 GW, 4,23 GW, 0,16 GW, 0,54 GW i 0,33 GW. Nie można więc mówić o skuteczności rynku mocy w zakresie realizacji zapewnienia zachęt do modernizacji i budowy nowych mocy wytwórczych. Jedynie w przypadku jednostek redukcji zapotrzebowania zauważalny jest wzrost oferowanych mocy na kolejnych aukcjach od 0,61 GW (na aukcji z terminem dostaw od 2021 r.) do 1,54 GW (na aukcji z terminem dostaw od 2027 r.). Natomiast dopiero na rok dostaw 2027 zakontraktowano pierwsze komercyjne magazyny energii.

Dyrektor DEiG, wyjaśnił, że malejący udział w aukcjach na późniejsze lata dostaw jednostek wytwórczych istniejących potwierdza skuteczność rynku mocy w zakresie zapewnienia zachęt inwestycyjnych dla modernizacji oraz budowy nowych bloków czy wykorzystania odpowiedzi strony popytowej. W opinii NIK tego, czy rynek mocy stworzył silne zachęty ekonomiczne do budowy i modernizacji jednostek wytwórczych, czy też wykorzystania odpowiedzi strony popytowej, nie może odzwierciedlać malejący udział jednostek istniejących w aukcjach, a jedynie wzrost udziału mocy oferowanej przez nowe i modernizowane jednostki w kolejnych aukcjach, a taki wzrost nie nastąpił.

Ponadto Izba wskazuje, że sam Minister Klimatu i Środowiska w *Sprawozdaniu z wyników monitorowania* podał, jakie działania prowadzące do zwiększenia w przyszłości dostępnych mocy dyspozycyjnych są niezbędne (konieczne) do podjęcia i wymienił w szczególności:

- nowe konwencjonalne źródła wytwórcze, które aktualnie znajdują się na etapach przygotowawczych (według danych PSE SA były to projekty o łącznej mocy około 2,6 GW),
- przedłużanie eksploatacji istniejących konwencjonalnych jednostek węglowych biorących udział w mechanizmie centralnego bilansowania,
- budowę nowych mocy kogeneracyjnych w miejsce likwidowanych jednostek węglowych,
- nowe magazyny energii, w tym nowe elektrownie szczytowo-pompowe, a także towarzyszący im dalszy rozwój OZE,
- nowe elektrownie biomasowe i biogazowe,
- elektrownie jądrowe, w latach 30-tych (zgodnie z harmonogramem określonym w *Programie Polskiej Energetyki Jądrowej – PPEJ*),
- elektrownie jądrowe, nieujęte w *PPEJ*, a planowane do realizacji równoległe, w tym budowa małych reaktorów jądrowych,
- technologie wodorowe i paliw alternatywnych typu P2P (prawdopodobnie w latach 30-tych po osiągnięciu przez nie wystarczającej komercjalizacji),
- ewentualny import energii (w tym w trybie pomocy międzyoperatorskiej) oraz formy ograniczania popytu, np. usługi typu DSR, w odpowiedzi na występowanie warunków.

W większości działania te związane są z rozwojem nowych mocy wytwórczych. Tak więc nawet jeżeli zdaniem Dyrektora DEiG stworzono silne zachęty do budowy i modernizacji jednostek wytwórczych, to zachęty te były nieskuteczne. Nadal niezbędnym zadaniem do wykonania, jak wskazuje sam Minister, jest rozwój nowych stabilnych źródeł energii.

Przyczyny rezygnacji przedsiębiorstwa z udziału w aukcjach głównych, pomimo takiej deklaracji

W wyniku przeprowadzonej w 2022 r. przez Prezesa URE ankiety wśród 154 podmiotów, które w latach 2018–2022 zgłosiły jednostki fizyczne wytwórcze planowane (337 jednostek wytwórczych o łącznej mocy 21,7 GW) do certyfikacji ogólnej, a następnie podjęły decyzję o rezygnacji z udziału w aukcjach głównych, uzyskano odpowiedzi (od 124 przedsiębiorstw zamierzających zrealizować 286 planowanych jednostek wytwórczych) wskazujące na przyczynę rezygnacji: niestabilne otoczenie regulacyjne (31 przedsiębiorców, którzy łącznie zgłosili 61 planowanych jednostek, w tym 40 magazynów energii), odmowę wydania warunków przyłączenia (19 przedsiębiorców, którzy zgłosili łącznie 73 planowanych jednostek wytwórczych), cenę maksymalną w aukcji głównej (14 podmiotów, które zgłosiły 15 planowanych jednostek wytwórczych) oraz wartość korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności (jeden podmiot dla 16 planowanych farm fotowoltaicznych). Najlicniejsza grupa podmiotów (73 będących właścicielami 116 jednostek wytwórczych) wskazała decyzję biznesową niezwiązaną bezpośrednio z organizacją rynku mocy ani regulacjami sektora elektroenergetycznego, w tym m.in. mały stopień zaawansowania inwestycji (36 jednostek), objęcie jednostki wytwórczej systemem wsparcia wynikającym z *ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji*⁸⁶ (13 jednostek) rezygnację

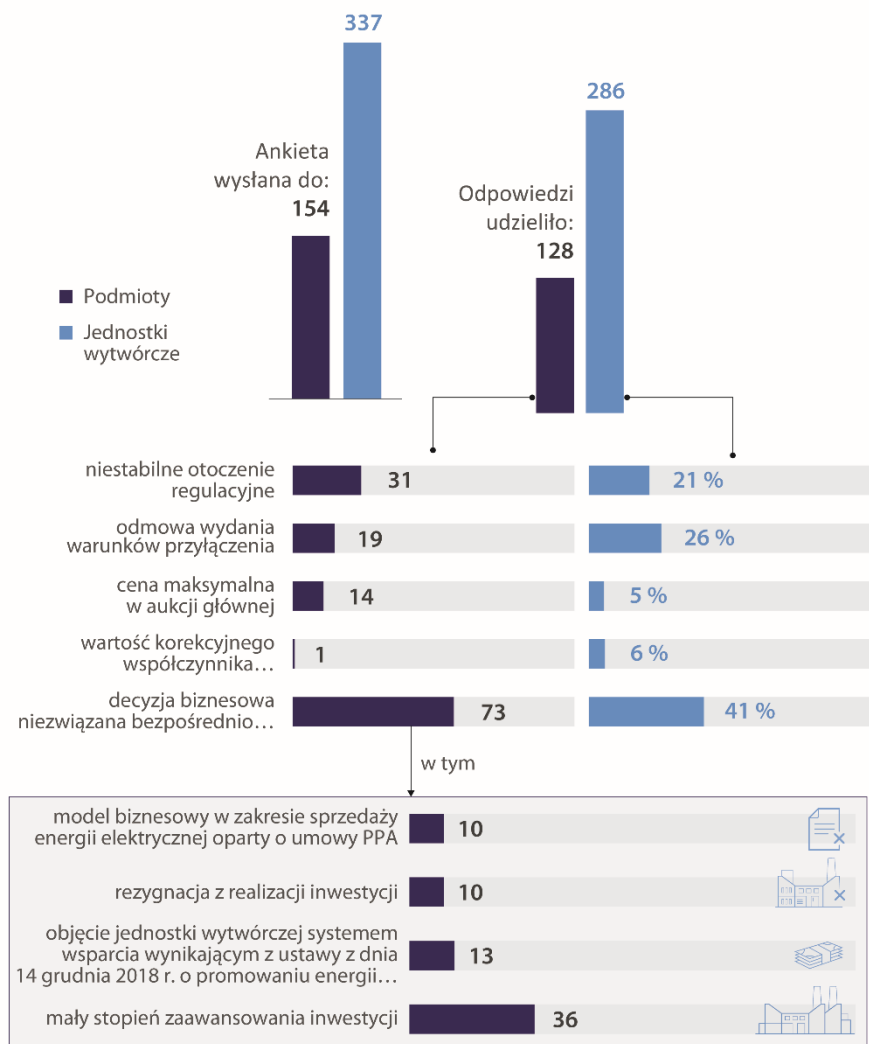
⁸⁶ Dz. U. z 2022 r. poz. 553, ze zm.

z realizacji inwestycji (10 jednostek) i model biznesowy w zakresie sprzedaży energii elektrycznej oparty o umowy PPA (10 jednostek). W podsumowaniu przeprowadzonej analizy rekomendowano podjęcie działań dotyczących:

- przeprowadzenia analizy obowiązujących przepisów w zakresie utylizacji akumulatorów elektrochemicznych oraz ewentualną ich zmianę, tak aby zagwarantować magazynom energii, które powstaną w trakcie ich obowiązywania niezmienione zasady ich likwidacji w przyszłości,
- zobowiązania operatorów do realizacji inwestycji zwiększających moce przyłączeniowe,
- przeanalizowania możliwości zmiany zasad udziału w aukcjach jednostek istniejących tak aby nie otrzymywały wynagrodzenia na rynku mocy wyliczanego w oparciu o te same ceny co jednostki nowe, które powstają w wyniku aukcji na rynku mocy.

Infografika nr 6

Wyniki ankiety przeprowadzonej przez Prezesa URE



Źródło: opracowanie własne NIK na podstawie danych uzyskanych od Prezesa URE.

Ryzyko nieosiągnięcia celu głównego rynku mocy w długoterminowej perspektywie

Malejący udział zarówno nowych jak i modernizowanych jednostek wytwórczych w kolejnych aukcjach głównych rynku mocy wskazuje na ryzyko nieosiągnięcia celu w zakresie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorcy końcowego w horyzoncie długookresowym.

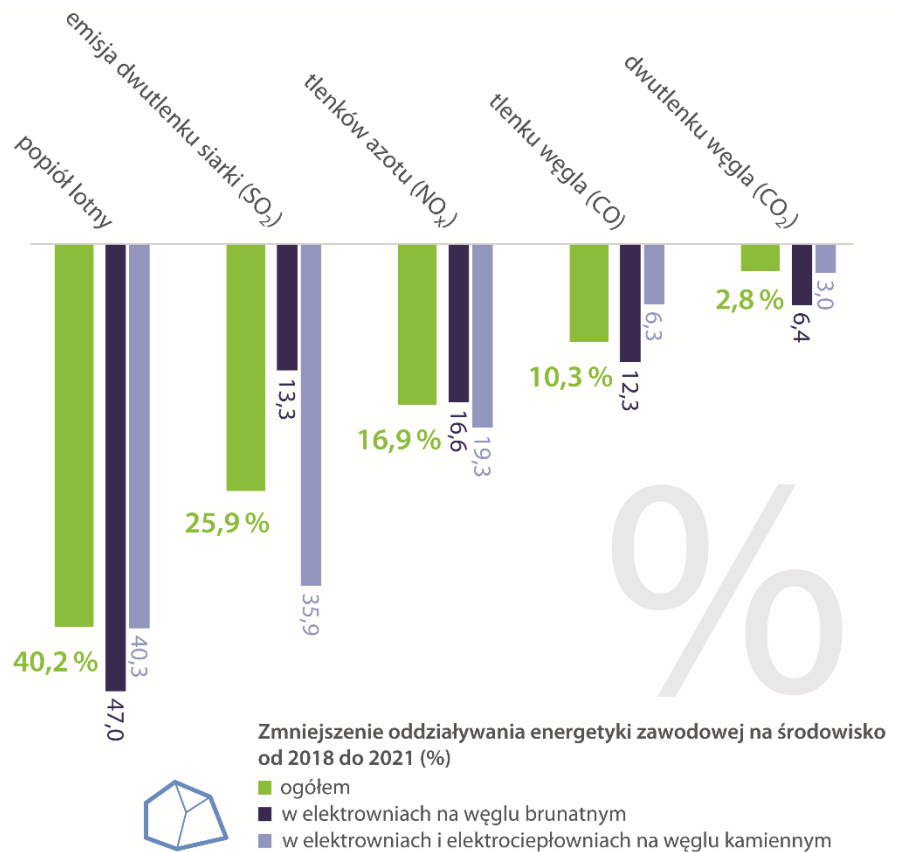
Niepełna realizacja celów rynku mocy

Według opracowanej przez Prezesa URE *Informacji na temat planów inwestycyjnych* liczba planowanych wycofań mocy wytwórczych z eksploatacji w okresie 2020–2034 wyniesie około 18,8 GW, a planowanych do oddania mocy wytwórczych w tym okresie – 14,2 GW. W 2034 r. nastąpiłoby więc zmniejszenie potencjału wytwórczego o 4,6 GW. Natomiast zgodnie ze *Sprawozdaniem z wyników monitorowania* prognozowana wymagana dodatkowa moc dyspozycyjna w KSE w 2034 r. wyniesie 9,4 GW w wariantcie pesymistycznym i 7,2 GW w wariantcie optymistycznym. Prognozowana średnia wartość wskaźnika LOLE wzrastała powyżej 3 godzin już 2029 r. (4,30 h), a dla 2034 r. wyniosła 534 h.

Oprócz celu dodatkowego w zakresie budowy nowych bloków energetycznych oraz określonej modernizacji istniejących elektrowni nie zrealizowano celu związanego z rozwojem technologii magazynowania energii. Taki cel jako wynik realizacji projektu strategicznego – rynek mocy – wskazano w *PEP 40*. Pierwsze komercyjne magazyny energii (o łącznym obowiązkowym mocowym ponad 160 MW) wzięły udział dopiero w aukcji głównej z pierwszym terminem dostaw od 2027 r.

Infografika nr 7

Poprawa wpływu energetyki na środowisko



Źródło: opracowanie własne NIK na podstawie danych zamieszczonych w dokumencie sporządzonym przez ARE SA: *Emitor 2021 – Emisja zanieczyszczeń środowiska w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych*.

Nastąpiła natomiast poprawa wpływu energetyki na środowisko. Emisja popiołu lotnego w energetyce zawodowej zmniejszyła się o 40,1 % z 7934 t w 2018 r. do 4743 t w 2021 r. (w elektrowniach stosujących jako paliwo węgiel brunatny z 2421 t do 1284 t, a w elektrowniach i elektrociepłowniach stosujących jako paliwo węgiel kamienny z 5175 t do 3088 t), emisja dwutlenku siarki (SO₂) zmniejszyła się o 25,9 % z 136 892 t w 2018 r. do 101 431 t w 2021 r. (w elektrowniach stosujących jako paliwo węgiel brunatny z 56 287 t do 48 822 t, a w elektrowniach i elektrociepłowniach stosujących jako paliwo węgiel kamienny z 77 933 t do 49 956 t), tlenków azotu (NO_x) o 16,9 %

z 117 689 t w 2018 r. do 97 804 t w 2021 r. (w elektrowniach stosujących jako paliwo węgiel brunatny z 42 713 t do 35 628 t, a w elektrowniach i elektrociepłowniach stosujących jako paliwo węgiel kamienny z 69 773 t do 56 334 t), tlenku węgla (CO) o 10,3 % z 48 693 t w 2018 r. do 43 678 t w 2021 r. (w elektrowniach stosujących jako paliwo węgiel brunatny z 27 466 t do 24 074 t, a w elektrowniach i elektrociepłowniach stosujących jako paliwo węgiel kamienny z 19 008 t do 17 807 t) oraz dwutlenku węgla (CO₂) o 2,8 % z 140 001 tys. t w 2018 r. do 136 044 tys. t w 2021 r. (w elektrowniach stosujących jako paliwo węgiel brunatny z 52 691 tys. t do 49 310 tys. t, a w elektrowniach i elektrociepłowniach stosujących jako paliwo węgiel kamienny z 83 378 tys. t do 80 886 tys. t.

**Niezapewnienie
bieżącego
monitorowania
rynku mocy poprzez
brak sformułowania
wartości mierników
celów szczegółowych
rynku mocy**

Minister nie zapewnił bieżącego monitorowania celów dodatkowych sformułowanych w OSR projektu *ustawy o rynku mocy*, ponieważ nie określił dla nich wartości bazowych, pośrednich i docelowych ani terminu ich osiągnięcia. Zgodnie ze *Standardami kontroli zarządczej* cele i zadania należy określać jasno i w co najmniej rocznej perspektywie. Ich wykonanie należy monitorować za pomocą wyznaczonych mierników. Brak określenia wartości mierników utrudniał bieżący nadzór nad przebiegiem realizacji określonego celu i tym samym nie pozwalał na podjęcie działań korygujących. Dyrektor DGiE brak przyporządkowania konkretnych wartości poszczególnym miernikom wyjaśnił możliwością zaburzenia działania mechanizmów rynkowych. Zdaniem NIK ustalone wartości mierników służą ocenie efektywności wprowadzonego rozwiązania – mechanizmu rynku mocy i nie mają związku z rynkowymi mechanizmami funkcjonowania sektora elektroenergetycznego. Zgodnie ze *Standardami kontroli zarządczej* za istotny element kontroli zarządczej należy uznać system wyznaczania celów i zadań dla jednostek oraz system monitorowania ich realizacji. Cel powinien być mierzalny, sformułowany w taki sposób, by można było liczbowo/wartościowo wyrazić stopień jego realizacji lub przynajmniej umożliwić „sprawdzalność” jego realizacji. Bez ustalenia wartości mierników realizacji celów Minister nie posiada informacji o skuteczności zastosowanego mechanizmu.

Nie sformułowano również adekwatnego miernika dla podstawowego celu wdrażania rynku mocy jakim było efektywne kosztowo zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych w horyzoncie średnio i długookresowym. Wprawdzie Minister w *rozporządzeniu w sprawie wykonania obowiązku mocowego* zdefiniował miernik dla osiągnięcia standardu bezpieczeństwa dostaw energii jako liczbę godzin (trzy w roku), w których dopuszcza się wystąpienie braku możliwości zrównoważenia sumarycznej mocy osiągalnej netto jednostek wytwórczych przyłączonych do systemu z zapotrzebowaniem sieci. Nie określił jednak miernika pozwalającego ocenić, czy zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii do odbiorców końcowych następuje w sposób efektywny kosztowo.

**Brak oddziaływania
rynku mocy
na cenę energii
elektrycznej**

Wprowadzony środek pomocowy – rynek mocy – nie wpływał na kształtowanie się cen energii elektrycznej. W latach 2018–2022 średnia roczna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym wzrosła z 194,30 zł/MWh do 523,71 zł/MWh (w 2019 r. wyniosła 245,44 zł/MWh, w 2020 r. 252,69 zł/MWh i w 2021 r. 278,08 zł/MWh). Największy wzrost średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej o 88,3 %⁸⁷ nastąpił pomiędzy 2021 r. a 2022 r. Spowodowane to było przede wszystkim niestabilną sytuacją na rynkach surowcowych, w tym w szczególności gazu i węgla.

Jednostkowy średni koszt wytworzenia energii elektrycznej netto w jednostkach wytwórczych rynku mocy – modernizowanych, dla których dostawcą mocy były kontrolowane podmioty przed modernizacją, wyniósł od 186,29 zł/MWh do 194,71 zł/MWh. Natomiast po modernizacji koszt ten wyniósł od 276,19 zł/MWh do 291,30 zł/MWh. Nastąpił wzrost jednostkowego średniego kosztu wytworzenia energii elektrycznej netto po modernizacji JRM od 48,3 % do 49,6 %.

⁸⁷ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/ceny-wskazniki/7852,Srednia-cena-sprzedazy-energii-elektrycznej-na-rynku-konkurencyjnym-roczna-i-kwa.html>

Głównym powodem wzrostu średniego kosztu wytworzenia energii elektrycznej netto był znaczący wzrost kosztów zakupu uprawnień do emisji CO₂. Cena jednego uprawnienia wzrosła z 24,48 euro na koniec grudnia 2018 r. do 80,78 euro na koniec grudnia 2022 r. (na koniec grudnia 2019 r. wyniosła 24,48 euro, na koniec grudnia 2020 r. – 32,54 euro, a na koniec grudnia 2021 r. – 79,96 euro).

6. ZAŁĄCZNIKI

6.1. Metodyka kontroli i informacje dodatkowe

Cel główny kontroli	Czy interwencja państwa w ramach tzw. rynku mocy jest skutecznym narzędziem poprawy bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej?
Cele szczegółowe	<ol style="list-style-type: none"> 1. Czy zapewniono skuteczne narzędzia realizacji wsparcia w ramach rynku mocy? 2. Czy dostawcy mocy prawidłowo wykonywali obowiązki wynikające z udziału w mechanizmie rynku mocy? 3. Czy dotychczasowe efekty wsparcia zapewniają realizację celów wyznaczonych dla rynku mocy?
Zakres podmiotowy	<p>Kontrolą objęto Ministerstwo Klimatu i Środowiska ze względu na kompleksowy nadzór nad działem administracji rządowej <i>energia</i></p> <p>Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA z uwagi na realizację zadań administratora rynku mocy</p> <p>9 spółek energetycznych korzystających ze wsparcia w ramach rynku mocy</p>
Kryteria kontroli	<p>Ministerstwo Klimatu i Środowiska – kontrola pod względem legalności, gospodarności, celowości i rzetelności (art. 5 ust. 1 <i>ustawy o NIK</i>)</p> <p>Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA – kontrola pod względem legalności, gospodarności, celowości i rzetelności (art. 5 ust. 1 <i>ustawy o NIK</i>)</p> <p>Spółki energetyczne – kontrola pod względem legalności i gospodarności (art. 5 ust. 3 <i>ustawy o NIK</i>)</p>
Okres objęty kontrolą	<p>2018–2022 (I połowa) z uwzględnieniem dowodów i faktów wykraczających poza ten okres, mających wpływ na kontrolowane obszary</p> <p>Czynności kontrolne przeprowadzone były w dniach od 28 września 2022 r. do 4 sierpnia 2023 r.</p>
Działania na podstawie art. 29 ustawy o NIK	<p>W trakcie kontroli w trybie art. 29 ust. 1 pkt 2 lit. f <i>ustawy o NIK</i> uzyskano informacje i wyjaśnienia od:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Ministra Aktywów Państwowych i Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o wydatkach ponoszonych na zadania związane z funkcjonowaniem rynku mocy
Pozostałe informacje	<p>Wyniki kontroli przedstawiono w 11 wystąpieniach. Do trzech wystąpień kierownicy podmiotów kontrolowanych złożyli łącznie 24 zastrzeżenia. W procedurze rozpatrywania zastrzeżeń uwzględniono dziesięć zastrzeżeń, cztery uwzględniono w części, a dziesięć oddalono.</p> <p>W wystąpieniach pokontrolnych sformułowano łącznie cztery wnioski pokontrolne.</p> <p>Z informacji o sposobie wykorzystania uwag i wykonania wniosków pokontrolnych wynika, że jeden wniosek został zrealizowany, a pozostałe trzy były w trakcie realizacji.</p> <p>W kontroli uczestniczyły: Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji oraz dwie delegatury NIK.</p>

Wykaz jednostek kontrolowanych

Lp.	Jednostka organizacyjna NIK przeprowadzająca kontrolę	Nazwa jednostki kontrolowanej	Imię i nazwisko kierownika jednostki kontrolowanej
1.	Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji	Ministerstwo Klimatu i Środowiska	Anna Moskwa
2.		Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA	Tomasz Sikorski
3.		CCGT Ostrołęka sp. z o.o.	Maciej Zelba
4.		Enea Wytwarzanie sp. z o.o.	Zbigniew Pietka
5.		Orlen SA	Daniel Obajtek
6.		PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA	Sławomir Podkówka
7.		PGE Polska Grupa Energetyczna SA	Wojciech Dąbrowski
8.	Delegatura w Katowicach	Tauron Wytwarzanie SA	Trajan Szuladziński
9.		Tauron Polska Energia SA	Paweł Szczeszek
10.	Delegatura w Warszawie	PGE Energia Ciepła SA	Maciej Jankiewicz
11.		PGNiG Termika SA	Elżbieta Katarzyna Bugaj

Wykaz ocen kontrolowanych jednostek

Lp.	Nazwa jednostki kontrolowanej	Ocena kontrolowanej działalności*/	Stany mające wpływ na wydaną ocenę:	
			prawidłowe	nieprawidłowe
1.	Ministerstwo Klimatu i Środowiska	w formie opisowej	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Zapewnienie średnioterminowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz stworzenie warunków do długoterminowego bezpieczeństwa dostaw; ▪ opracowywanie parametrów aukcji z uwzględnieniem warunków określonych w art. 34 ust. 1 <i>ustawy o rynku mocy</i>; ▪ zlikwidowanie do końca 2020 r. mechanizmów służących w latach 2017–2020 poprawie dostępności mocy w systemie oraz wprowadzenie administracyjnego mechanizmu wyceny mocy; ▪ znowelizowanie ustawy o rynku mocy (dostosowanie jej przepisów do <i>dyrektywy w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej</i>). 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ryzyko nieosiągnięcia celu w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w długoterminowej perspektywie; ▪ brak efektów wprowadzenia mechanizmu rynku mocy – niestworzenie silnych zachęt ekonomicznych do budowy i modernizacji jednostek wytwórczych oraz zarządzania energią; ▪ niezapewnienie pełnej efektywności rynku mocy; ▪ opracowywanie corocznych sprawozdań z funkcjonowania rynku mocy niezgodnie z art. 40 ust. 1 <i>ustawy o rynku mocy</i>; ▪ nieprowadzenie bieżącego monitoringu rynku mocy; ▪ nieokreślenie wartości początkowych, pośrednich i docelowych a także terminu ich osiągnięcia dla mierników celów wprowadzonego mechanizmu rynku mocy.
2.	Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA	w formie opisowej	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wypełnienie wszystkich zadań określonych w <i>ustawie o rynku mocy</i> w zakresie organizacji rynku mocy w sposób zapewniający sprawne jego przygotowanie; ▪ opracowanie <i>RRM</i> zgodnie z art. 83 <i>ustawy o rynku mocy</i> i zapewnienie jego przepisami równego traktowania wszystkich uczestników; ▪ wykonanie wszystkich obowiązków związanych z przygotowaniem aukcji głównych (wyegzekwowanie zabezpieczenia finansowego); ▪ opracowanie propozycji parametrów (zgodnie z zasadami określonymi w <i>ustawie o rynku mocy</i> i potrzebami polskiego rynku energii) oraz terminowe przekazywanie parametrów ministrowi właściwemu do spraw energii i Prezesowi URE; ▪ przeprowadzanie aukcji głównych zgodnie z procedurami określonymi w <i>ustawie o rynku mocy</i> i wewnętrznymi uregulowaniami; ▪ podejmowanie adekwatnych działań gdy dostępna rezerwa mocy w procesach planowania dobowego pracy systemu była niższa od wartości wymaganej; 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Niezapewnienie przejrzystych zasad wyboru jednostek do testowego okresu przywołania (niezidentyfikowanie potencjalnych ryzyk, zagrażających realizacji celów rynku mocy); ▪ brak sformalizowanych zasad realizacji testowego okresu przywołania.

Lp.	Nazwa jednostki kontrolowanej	Ocena kontrolowanej działalności /	Stany mające wpływ na wydaną ocenę:	
			prawidłowe	nieprawidłowe
			<ul style="list-style-type: none"> ▪ wykonywanie obowiązków monitorowania realizacji umów mocowych (egzekwowanie dokumentów potwierdzających wykonanie FKM i OKM, korzystanie z uprawnień wynikającego z art. 67 ust. 5 <i>ustawy o rynku mocy</i> i w odniesieniu do wybranych jednostek ogłaszała testowy okres przywołania); ▪ egzekwowanie kar umownych wynikających z przepisów prawa (w sytuacji niewywiązania się dostawców mocy z zapisów umów mocowych). 	
3.	CCGT Ostrołęka sp. z o.o.	w formie opisowej	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wykonywanie obowiązków wynikających z <i>ustawy o rynku mocy</i>, a dotyczących zgłoszenia nowej jednostki wytwórczej do certyfikacji i aukcji głównej; ▪ uzyskanie niezbędnych decyzji administracyjnych do realizacji inwestycji; ▪ wypełnienie obowiązków sprawozdawczych i informacyjnych wobec Operatora (wynikających z umowy mocowej), w tym terminowe spełnienie FKM. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wykonywanie poszczególnych kamieni milowych z opóźnieniem, stwarzającym ryzyko nieoddania inwestycji w założonym terminie i niewywiązania się z zobowiązań wynikających z zawartej umowy mocowej; ▪ niezagwarantowanie całościowego finansowania inwestycji, mogącym mieć wpływ na terminowość realizacji inwestycji.
4.	Enea Wytwarzanie sp. z o.o.	pozytywna	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Uczestniczenie w rynku mocy zgodnie z przepisami <i>ustawy o rynku mocy</i>, w tym wykonanie obowiązku zgłoszenia posiadanych jednostek wytwórczych do certyfikacji ogólnej i następnie wykonanie obowiązków związanych z udziałem w aukcjach mocy; ▪ realizowanie zgodnie z założonymi terminami i zaplanowanym zakresem rzeczowym procesów modernizacyjnych jednostek wytwórczych (spełnienie wymogów w zakresie poniesienia określonego poziomu nakładów inwestycyjnych oraz pozytywnej weryfikacji spełnienia wymagań standardów emisyjnych w okresie dostaw); ▪ wywiązywanie się z obowiązków wykonania demonstracji i dostarczenia mocy do systemu w testowym okresie przywołania, a także wykonanie obowiązku mocowego w trakcie ogłoszonych dwóch okresów przywołania; ▪ realizowanie transakcji na rynku wtórnym zgodnie z art. 48 i 49 <i>ustawy o rynku mocy</i>; ▪ wypełnienie obowiązków informacyjnych dotyczących spełnienia limitu emisji, a także wywiązywanie się z obowiązków sprawozdawczych i informacyjnych wobec PSE. 	

Lp.	Nazwa jednostki kontrolowanej	Ocena kontrolowanej działalności* /	Stany mające wpływ na wydaną ocenę:	
			prawidłowe	nieprawidłowe
5.	Orlen SA	pozytywna	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wykonywanie obowiązków wynikających z udziału w mechanizmie rynku mocy, w tym terminowe dokonywanie zgłoszenia wszystkich posiadanych jednostek fizycznych wytwórczych do certyfikacji ogólnej oraz zgodnie z ustawą o rynku mocy wykonywanie obowiązków związanych z udziałem tych jednostek w aukcjach MOCY; ▪ wywiązanie się z obowiązku demonstracji i dostarczania mocy w testowym okresie przywołania i wykonanie obowiązku mocowego w trakcie okresów przywołania; ▪ realizowanie transakcji na rynku wtórnym zgodnie z art. 48 i 49 ustawy o rynku mocy; ▪ wypełnianie obowiązków sprawozdawczych i informacyjnych wobec Operatora, w tym dotyczących spełnienia limitu emisji. 	
6.	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA	pozytywna	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wykonanie obowiązków zgłoszenia posiadanych jednostek wytwórczych do certyfikacji ogólnej oraz wypełnienie obowiązków związanych z udziałem w aukcjach mocy; ▪ wykonanie demonstracji i dostarczenie mocy w testowym okresie przywołania a także wykonanie obowiązku mocowego w trakcie okresów przywołania; ▪ realizowanie transakcji na rynku wtórnym zgodnie z art. 48 i 49 ustawy o rynku mocy; ▪ wypełnianie obowiązków sprawozdawczych i informacyjnych wobec PSE SA, w tym dotyczących spełnienia limitu emisji; ▪ dokonanie pełnej modernizacji JRM z pierwszym okresem dostaw spełniając wymogi w zakresie poniesienia określonego poziomu nakładów inwestycyjnych oraz spełniania wymagań standardów emisyjnych w okresie dostaw (zgodnie z art. 52 ust. 2 ustawy o rynku mocy); ▪ prowadzenie sukcesywnej modernizacji jednostek z pierwszym okresem dostaw w 2024 r. 	

Lp.	Nazwa jednostki kontrolowanej	Ocena kontrolowanej działalności* /	Stany mające wpływ na wydaną ocenę:	
			prawidłowe	nieprawidłowe
7.	PGE Polska Grupa Energetyczna SA	w formie opisowej	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wykonywanie obowiązków zgłoszenia jednostek wytórczych do certyfikacji; ▪ realizowanie procesów inwestycyjnych jednostek rynku mocy nowych i modernizowanych przed pierwszym okresem dostaw (dla roku 2021); ▪ realizowanie procesów inwestycyjnych (jednostek z pierwszym terminem dostaw od 2024 r. – oprócz dwóch jednostek) zgodnie z zaplanowanym harmonogramem rzeczowo-finansowym; ▪ wykonywanie obowiązków w zakresie przeprowadzenia demonstracji i dostarczenia mocy w testowym okresie przywołania oraz wykonanie obowiązków mocowego w trakcie okresów przywołania; ▪ przeprowadzanie transakcji na rynku wtórnym zgodnie z art. 48 i 49 ustawy o rynku mocy; ▪ wypełnianie obowiązków sprawozdawczych i informacyjnych wobec PSE SA, w tym dotyczących spełnienia limitu emisji. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Niewykonywanie obowiązków pozostawania w gotowości do dostarczenia określonej mocy do systemu dla jednej jednostki rynku mocy; ▪ opóźnienie w realizacji dwóch inwestycji z pierwszym terminem dostaw od 2024 r.
8.	Tauron Wytwarzanie SA	w formie opisowej (ocena w formie opisowej została sformułowana ze względu na skomplikowany stan faktyczny)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wykonanie obowiązków związanych ze zgłoszeniem jednostki fizycznej wytwórczej planowanej do certyfikacji ogólnej i obowiązków dotyczących udziału tej jednostki w certyfikacji dopuszczającej do udziału w aukcji głównej; ▪ wypełnienie obowiązków sprawozdawczych i informacyjnych (wynikających z umowy mocowej) wobec Operatora; ▪ terminowe wykonanie FKM i OKM; ▪ wykonanie z pozytywnym wynikiem demonstracji; ▪ dostarczenie do systemu mocy w wielkości nie mniejszej niż skorygowany obowiązek mocowy w okresie przywołania; ▪ przeprowadzanie transakcji na rynku wtórnym zgodnie z art. 48 ust. 2 pkt 3 lit. a ustawy o rynku mocy; ▪ sporządzanie dla Operatora faktur z tytułu wynagrodzenia za wykonanie obowiązków mocowego. 	

Lp.	Nazwa jednostki kontrolowanej	Ocena kontrolowanej działalności*/	Stany mające wpływ na wydaną ocenę:	
			prawidłowe	nieprawidłowe
9.	Tauron Polska Energia SA	pozytywna	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wykonanie obowiązków zgłoszenia jednostek wytwórczych rynku mocy do certyfikacji i obowiązków związanych z udziałem tych jednostek w aukcjach mocy; ▪ wypełnienie obowiązków sprawozdawczych i informacyjnych wobec Operatora, w tym składanie raportów inwestycyjnych; ▪ terminowe osiągnięcie FKM i OKM; ▪ dostarczenie do systemu mocy w wielkości nie mniejszej niż skorygowany obowiązek mocy w okresie przywołania; ▪ realizowanie transakcji na rynku wtórnym zgodnie z art. 48 ust. 2 pkt 3 lit. a <i>ustawy o rynku mocy</i>; ▪ wywiązanie się z obowiązków informacyjnych dot. spełnienia limitu emisji. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Uzyskanie negatywnego wyniku testowego okresu przywołania dla dwóch jednostek.
10.	PGE Energia Ciepła SA	w formie opisowej	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wywiązywanie się z obowiązku zgłoszenia do rejestru wszystkich posiadanych wytwórczych jednostek fizycznych (powyżej 2 MW) oraz wykonywanie obowiązków związanych z udziałem w aukcjach rynku mocy; ▪ realizowanie zawartych umów mocyowych oraz wypełnianie obowiązków sprawozdawczych i informacyjnych wobec Operatora; ▪ realizowanie transakcji na rynku wtórnym; ▪ wywiązywanie się z obowiązków związanych z rozliczeniami wynikającymi z realizacji umów mocyowych. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Uzyskanie negatywnego wyniku testowego okresu zagrożenia dla jednej jednostki.
11.	PGNiG Termika SA	w formie opisowej	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wywiązanie się z obowiązku zgłoszenia posiadanych jednostek wytwórczych do certyfikacji oraz realizowanie obowiązków związanych z udziałem w aukcjach mocy; ▪ realizowanie zobowiązań wynikających z zawartych umów mocyowych; ▪ wywiązanie się z obowiązków związanych z rozliczeniami wynikającymi z realizacji umów mocyowych oraz wypełnianie obowiązków sprawozdawczych i informacyjnych wobec Operatora. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Niewywiązanie z obowiązku pozostawania w stanie gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do systemu przez jedną jednostkę; ▪ opóźnienie w wykonaniu OKM wobec jednej jednostki.

*/ pozytywna/negatywna/w formie opisowej

6.2. Analiza stanu prawnego i uwarunkowań organizacyjno-ekonomicznych

Państwa członkowskie UE mogą stosować tzw. mechanizmy mocowe w przypadku, gdy reforma rynku energii nie jest w stanie rozwiązać problemów stabilności systemu energetycznego. Dzięki tej możliwości największe europejskie gospodarki zdecydowały się na wprowadzenie rynku dwutowarowego, w którym oprócz handlu energią elektryczną, do obrotu wprowadza się również gotowość do jej dostarczenia jako drugi towar.

Rynek mocy ma zapewnić stabilne dostawy energii elektrycznej do gospodarstw domowych oraz przemysłu w horyzoncie długoterminowym, dzięki czemu każdy odbiorca energii na terenie kraju będzie mógł korzystać z energii elektrycznej w czasie i w ilości wynikających z jego potrzeb.

Potrzeba zapobieżenia sytuacji niedoboru energii elektrycznej w przyszłości była jednym z powodów przygotowania nowych rozwiązań, 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 uelastyczenie popytu na energię elektryczną. Dla realizacji tych celów powstało nowe rozwiązanie regulacyjne – rynek mocy.

Wprowadzenie rynku mocy oznacza zmianę architektury rynku energii z rynku jednotowarowego, na rynek dwutowarowy, gdzie transakcjom kupna-sprzedaży będzie podlegać nie tylko wytworzona energia elektryczna, ale również moc dyspozycyjna netto, czyli gotowość do dostarczania energii do sieci.

Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. *o rynku mocy*⁸⁸ określa organizację rynku mocy oraz zasady świadczenia usługi pozostawania w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do systemu elektroenergetycznego i dostarczania tej mocy do systemu w okresach przywołania. 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 (art. 1 ust. 2).

Problematyka organizacji rynku mocy została uregulowana w dziale II (art. 3–56), dziale IV (art. 79–84) i dziale V (art. 85). Dział II *ustawy o rynku mocy* podzielony został na dziewięć rozdziałów, które regulują następujące zagadnienia: 1 – przepisy ogólne (art. 3–5), 2 – udział mocy zagranicznych w rynku mocy (art. 6–10), 3 – certyfikacja ogólna (art. 11–14), 4 – certyfikacja do aukcji głównej i aukcji dodatkowych (art. 15–28), 5 – aukcje mocy (art. 29–40), 6 – umowa mocowa (art. 41–47), 7 – rynek wtórny (art. 48–49), 8 – zabezpieczenia (art. 50–54) oraz 9 – rejestr rynku mocy (art. 55–56). Dział IV *ustawy o rynku mocy* został podzielony na dwa rozdziały regulujące następujące zagadnienia: 1 – rozstrzyganie sporów (art. 79–81) oraz 2 – Regulamin Rynku Mocy (art. 82–84). Dział V podejmuje wyłącznie problematykę kar pieniężnych związanych z funkcjonowaniem rynku mocy.

Zasady świadczenia usługi pozostawania w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej uregulowano w dziale III *ustawy o rynku mocy* (art. 57–78). Został on podzielony na trzy rozdziały: 1 – wykonanie obowiązku mocowego (art. 57–59), 2 – wynagrodzenie za wykonanie obowiązku mocowego i proces rozliczeń (art. 60–68) oraz 3 – opłata mocowa (art. 69–78).

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 pomocowy⁸⁹.

⁸⁸ Dz. U. z 2023 r. poz. 2131. Dalej: *ustawa o rynku mocy*.

⁸⁹ Decyzja Komisji Europejskiej z dnia 7 lutego 2018 r. zatwierdzająca mechanizm zdolności wytwórczych mających na celu zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej (rynek mocy) State aid No. SA.46100 (2017/N) – Poland (Komunikat Komisji Europejskiej – Dz. Urz. UE C 462 z 21.12.2018, str.1).

Podmioty rynku mocy – uczestnikami rynku mocy są: operator systemu przesyłowego (OSP), operatorzy systemów dystrybucyjnych, zarządca rozliczeń, jak również dostawcy mocy oraz właściciele jednostek fizycznych wykorzystywanych przy oferowaniu obowiązku mocowego (art. 2 ust. 1 pkt 34 *ustawy o rynku mocy*).

Uczestnikami dostarczającymi produkt (usługę) na rynku mocy i otrzymującymi z tego tytułu wynagrodzenie, są dostawcy mocy (art. 2 ust.1 pkt 4 *ustawy o rynku mocy*), tj. podmioty dysponujące tzw. „Jednostkami Rynku Mocy” (dalej „JRM”) jako właściciele lub osoby upoważnione przez właścicieli do dysponowania:

- a) jednostkami fizycznymi wytwórczymi (art. 2 ust. 1 pkt 8 *ustawy o rynku mocy*), w tym: jednostkami wytwórczymi lub magazynami energii elektrycznej posiadającymi zdolność do dostawy mocy do systemu (dalej „JFW”), albo
- b) jednostkami fizycznymi redukcji zapotrzebowania (art. 2 ust. 1 pkt 7 *ustawy o rynku mocy*), dostarczającymi moc poprzez czasowe ograniczenie mocy pobieranej z sieci elektroenergetycznej (w tym poprzez faktyczne zmniejszenie poboru mocy z uwagi na redukcję zużycia energii elektrycznej, wykorzystanie magazynu energii bądź generację energii elektrycznej „za licznikiem”; dalej „JFRZ”).

Do grupy JFW i JFRZ są również zaliczane, odpowiednio: jednostki fizyczne zagraniczne wytwórcze oraz jednostki fizyczne zagraniczne redukcji zapotrzebowania (art. 1 ust. 2 pkt 15–17 *ustawy o rynku mocy*) z Państw Członkowskich UE, których systemy elektroenergetyczne są przyłączone bezpośrednio do polskiego systemu elektroenergetycznego. Jednostki te mogą wziąć udział w aukcji mocy pod warunkiem uzgodnienia takiego rozwiązania w odpowiedniej umowie zawartej pomiędzy właściwymi OSP. Alternatywnie, obowiązek mocowy może zostać zaoferowany bezpośrednio przez OSP wyznaczonego dla systemu Państwa Członkowskiego UE przyłączonego bezpośrednio do polskiego systemu przesyłowego (art. 6 *ustawy o rynku mocy*).

Ustawa o rynku mocy wprowadziła nową usługę – obowiązek mocowy (art. 57 ust. 1 *ustawy o rynku mocy*) polegającą na:

- pozostawaniu przez jednostkę rynku mocy w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do systemu oraz
- zobowiązaniu do dostawy określonej mocy do systemu w okresie przywołania, czyli w godzinie określonej przez operatora systemu przesyłowego 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 *ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne*⁹⁰.

Wybór jednostek rynku mocy, które za odpowiednim wynagrodzeniem będą oferować nową usługę, jest dokonany w wyniku aukcji typu holenderskiego tj. aukcji składających się z wielu rund z ceną malejącą (art. 30 ust. 1 *ustawy o rynku mocy*). 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 będzie już zapewniać ich oczekiwanego wynagrodzenia za moc. W efekcie, aukcje będą wygrywać najtańsze oferty przy zachowaniu neutralności technologicznej.

Parametry aukcji są określone przez ministra właściwego ds. energii, po zasięgnięciu opinii Prezesa URE, w rozporządzeniach wydawanych na podstawie art. 34 *ustawy o rynku mocy*. W rozporządzeniach są określone parametry najbliższej aukcji wstępnej, parametry najbliższej aukcji głównej i najbliższych aukcji dodatkowych, o których mowa w art. 32 ust. 1 i 3 *ustawy o rynku mocy*, mając na względzie politykę energetyczną państwa, adekwatność stosowanych parametrów do potrzeb systemu, zapewnienie bezpieczeństwa systemu, równoprawne i niedyskryminacyjne traktowanie dostawców mocy oraz mając na względzie przewidywaną dostępność zdolności przesyłowych oraz ich udział w zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

⁹⁰ Dz. U. z 2022 r. poz. 1385.

Dotychczas zostały wydane następujące rozporządzenia:

1. *Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 22 sierpnia 2018 r. w sprawie parametrów aukcji głównych dla okresów dostaw przypadających na lata 2021–2023*⁹¹.
2. *Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 2 sierpnia 2019 r. w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2024 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2021*⁹².
3. *Rozporządzenie Ministra Klimatu z dnia 6 sierpnia 2020 r. w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2025 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2022*⁹³.
4. *Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 12 sierpnia 2021 r. w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2026 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2023*⁹⁴.
5. *Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 10 sierpnia 2022 r. w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2027 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2024*⁹⁵.

*Ustawa z 23 lipca 2021 r. o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw*⁹⁶ oraz *ustawa z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw*⁹⁷ dokonały istotnych zmian ustawy o rynku mocy. Obie nowelizacje wynikają z nowych regulacji europejskich znajdujących się w tzw. *rozporządzeniu rynkowym UE*⁹⁸ oraz z doświadczeń krajowych zebranych podczas dotychczasowego funkcjonowania rynku mocy w Polsce. Dla odbiorców energii istotne zmiany dotyczą sposobu kalkulacji stawek oraz poboru opłaty mocowej.

Jedną z najważniejszych zmian wprowadzonych nowelizacją jest zamknięcie możliwości udziału w aukcjach rynku mocy jednostkom wytwórczym nie spełniającym limitu emisji CO₂ w wysokości 550 g/kWh wytworzonej energii elektrycznej⁹⁹. Nowa ustawa uniemożliwia bowiem takim jednostkom certyfikację do aukcji głównej lub aukcji dodatkowych (art. 15 ust. 6 i 7 *ustawy o rynku mocy*) oraz daje operatorowi systemu przesyłowego narzędzia kontrolne do weryfikacji spełnienia limitu emisji. Pozostawiono możliwość udziału w rynku wtórnym jednostkom niespełniającym limitu emisji, jednak bez możliwości wynagrodzenia z rynku mocy. Mowa tu o nowych jednostkach wytwórczych, które rozpoczęły działalność komercyjną przed 4 lipca 2019 r.

Ustawodawca wprowadził możliwość zastąpienia już podpisanej umowy nowymi kontraktami o łącznym większym niż dotychczas wolumenie dostawy (art. 47b ust. 1–4 *ustawy o rynku mocy*). Dzięki temu stworzono warunki nie tylko do zmniejszenia emisji CO₂, ale również zwiększenia mocy dostępnej dla operatora, co poprawi bezpieczeństwo pracy krajowego systemu elektroenergetycznego. Umowy zastępujące te, które obowiązywały dotychczas, zawierane są w wyniku aukcji mocy, a więc na warunkach konkurencyjnych.

Ponadto *ustawa* zrewidowała sposób wyznaczania maksymalnych wolumenów obowiązków mocowych jednostkom zagranicznym. Będą one prognozowane w oparciu o europejską ocenę wystarczalności zasobów (European resource adequacy assessment, ERAA), opracowaną zgodnie z metodologią zatwierdzoną przez ACER (art. 7 *ustawy o rynku mocy*)¹⁰⁰.

⁹¹ Dz. U. poz. 1632.

⁹² Dz. U. poz. 1457.

⁹³ Dz. U. poz. 1355.

⁹⁴ Dz. U. poz. 1480.

⁹⁵ Dz. U. poz. 1690.

⁹⁶ Dz. U. poz. 1505.

⁹⁷ Dz. U. z 2021 r. poz. 1093.

⁹⁸ *Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (wersja przekształcona)* (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 54, ze zm.). Dalej również: *rozporządzenie UE 2019/943*.

⁹⁹ To rozwiązanie wynika z wymagań opinii ACER, która zgodnie z przepisami rozporządzenia rynkowego zawiera opis metody kalkulacji wielkości emisji CO₂. Stanowi również implementację wymagań Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943.

¹⁰⁰ Decyzja ACER 24/2020.

Rozporządzenie UE 2019/943 wprowadziło mechanizm pozwalający rzeczowo ocenić konieczność stosowania mechanizmów mocowych w krajach członkowskich Unii Europejskiej. Parametrem służącym do takiej oceny jest *standard bezpieczeństwa* (reliability standard, RS), który określa maksymalną liczbę godzin w roku, kiedy może wystąpić deficyt mocy dostępnej w systemie elektroenergetycznym. Wyznacza się go zgodnie z metodyką zatwierdzoną przez ACER¹⁰¹ oraz regulacjami ww. *rozporządzenia rynkowego*.

Operatorzy systemów przesyłowych, za pośrednictwem europejskiej organizacji wszystkich takich operatorów z krajów UE (ENTSO-E), wykonują wieloletnie analizy przewidywanej dostępności mocy wytwórczych. Następnie, na tej podstawie, dla każdego kraju wyznacza się przewidywaną liczbę godzin w roku, w których może wystąpić deficyt. Jeśli tak wyznaczony wskaźnik jest większy od RS dla danego kraju, wówczas oznacza to, że wprowadzenie rynku mocy bądź jego dalsze funkcjonowanie jest uzasadnione.

Zgodnie z wymogami *rozporządzenia rynkowego* organem, który jest odpowiedzialny za wyznaczenie ww. wskaźników w przypadku Polski jest Prezes URE. Nowelizacja zatem zobowiązuje regulatora do wyznaczenia kosztu wejścia na rynek nowych mocy (cost of new entry, CONE) oraz wartości niedostarczonej energii (value of lost load, VOLL). Oba, wyliczane przez Prezesa URE parametry (na podstawie art. 40a *ustawy o rynku mocy*), mają znaczenie dla rynku mocy, ponieważ na ich podstawie minister właściwy ds. energii będzie określał tzw. standard niezawodności odzwierciedlający poziom bezpieczeństwa dostaw energii w Polsce.

Inne ważne zmiany wprowadzone nowelizacją na rynku mocy¹⁰²

- Zmieniono zasady monitoringu realizacji inwestycji dla jednostek mających wieloletnie umowy na rynku mocy, co ma zmniejszyć ryzyko kar finansowych dla inwestorów zainteresowanych budową nowych jednostek wytwórczych w ramach kontraktów na rynku mocy. Przewiduje się, że w ten sposób zwiększy się podaż nowych mocy, a jednocześnie obniży się cena jednostkowa. Szczegóły będą dotyczyły następujących obszarów:
 - zmiana sposobu naliczania kar za opóźnienie w oddaniu jednostki do eksploatacji ze stałej o wartości 15 % miesięcznej wartości obowiązku mocowego na system progresywny: od 5 w pierwszym roku, poprzez 15 w drugim, do 25 % miesięcznej wartości obowiązku mocowego w trzecim roku dostaw (art. 47 ust. 2 *ustawy o rynku mocy*);
 - wydłużenie z 12 do 24 miesięcy czasu na przedstawienie dokumentów potwierdzających poniesienie nakładów inwestycyjnych oraz zawarcie umów związanych z inwestycją o łącznej wartości wynoszącej co najmniej 20 % wymaganych nakładów inwestycyjnych (art. 52 ust. 1 *ustawy o rynku mocy*);
 - wprowadzenie możliwości korekty mocy osiągalnej nowej jednostki rynku mocy wytwórczej, o nie więcej niż 5 % po zakończeniu inwestycji (art. 47a *ustawy o rynku mocy*).
- Wprowadzono możliwość obrotu wtórnego obowiązkiem mocowym, co powinno umożliwić sprawne funkcjonowanie rynku wtórnego, poprzez lepsze zarządzanie ryzykiem związanym z możliwością wystąpienia awarii i karami za niewykonanie umów mocowych. Efektem tego rozwiązania będzie zwiększenie płynności rynku wtórnego co umożliwi zapewnienie odpowiedniej ilości mocy w okresie zagrożenia. W tym obszarze nowe przepisy przewidują, że:
 - dostawca mocy, w ramach transakcji na rynku wtórnym, może po zakończeniu aukcji dodatkowych przenosić na inną jednostkę rynku mocy obowiązek mocowy (art. 48 ust. 1 pkt 1 *ustawy o rynku mocy*);

¹⁰¹ Decyzja ACER 23/2020.

¹⁰² Vide komunikat URE z dnia 1-09-2022 r.

- nie będą stosowane przepisy *ustawy Prawo zamówień publicznych* do umów, których przedmiotem jest obrót wtórny obowiązkiem mocowym (art. 49c *ustawy o rynku mocy*);
- zostaną wprowadzone testy dla jednostek redukcji zapotrzebowania, które nie mają umowy mocowej, ale mają możliwość udziału w rynku wtórnym (art. 53 ust.1 pkt 2 *ustawy o rynku mocy*);
- jednostki, które rozpoczęły działalność komercyjną przed 4 lipca 2019 r. i nie spełniają limitu emisji będą miały możliwość udziału w rynku wtórnym (art. 15 ust. 7 *ustawy o rynku mocy*).
- W obowiązujących dotychczas przepisach brakowało szczegółowych uregulowań dotyczących funkcjonowania magazynów energii elektrycznej na rynku mocy. Znacząco utrudniało to udział takich magazynów w rynku mocy, co ograniczało ich rozwój. Wprowadzone nowelizacją rozwiązania porządkują wszystkie obszary związane z magazynowaniem energii, tj.:
 - zmiana definicji magazynu energii (art. 2 ust. 1 pkt 18 *ustawy o rynku mocy*) – ujednoczenie pojęć w *ustawie Prawo energetyczne* oraz *ustawie o rynku mocy*;
 - włączenie magazynu energii do definicji jednostki fizycznej wytwórczej (art. 2 ust. 1 pkt 8 *ustawy o rynku mocy*);
 - dodanie magazynów energii do listy podmiotów wnoszących opłatę mocową (art. 69 ust. 3 pkt 4 *ustawy o rynku mocy*).
- Rozszerzono *regulamin rynku mocy* o tryb korekty mocy osiągalnej, tryb zmiany paliwa w przypadku nowych jednostek rynku mocy wytwórczych, procedurę weryfikacji spełnienia limitu emisji *ex-post*.

Do najważniejszych zadań Prezesa URE w zakresie rynku mocy należą m.in.:

- ogłaszanie w BIP na swojej stronie podmiotowej wykazu usług, o których mowa w art. 9g *Prawa energetycznego*, określonych w IRIESP¹⁰³, o charakterze świadczenia i wynagradzania zbliżonym do obowiązku mocowego oraz niezwłoczne ogłaszanie jego aktualizacji w przypadku zmiany IRIESP,
- zatwierdzanie *regulaminu rynku mocy*, w uzgodnieniu z ministrem właściwym ds. energii,
- wydawanie opinii nt. propozycji OSP dot. parametrów dla aukcji głównych,
- wstrzymanie rozpoczęcia aukcji, w drodze postanowienia, na wniosek OSP, w przypadku awarii dedykowanego systemu teleinformatycznego dla przeprowadzenia aukcji,
- ogłaszanie nowego terminu aukcji w przypadku ustania awarii dedykowanego systemu teleinformatycznego w drodze postanowienia,
- rozstrzyganie sporów w sprawach dotyczących:
 - procesów certyfikacji oraz aukcji wstępnej,
 - aukcji mocy,
 - obrotu obowiązkiem mocowym na rynku wtórnym, w tym sprzeciwu zgłoszonego przez Operatora w odniesieniu do transakcji na rynku wtórnym,
 - danych wpisanych do rejestru lub danych, których wpisu odmówiono,
 - naruszenia przez Operatora zasad ogłaszania okresu zagrożenia,
- wymierzanie kar, o których mowa w art. 85 ust. 1–3 *ustawy o rynku mocy*,
- możliwość unieważnienia aukcji mocy, w przypadku, gdy aukcja mocy została przeprowadzona z naruszeniem przepisów ustawy lub warunków aukcji, lub uczestnik dopuścił się zachowania niezgodnego z przepisami prawa lub regulaminem rynku mocy,

¹⁰³ Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – regulamin określający szczegółowe warunki korzystania z sieci elektroenergetycznych przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia.

- unieważnianie aukcji mocy, w przypadku, gdy aukcja mocy została przeprowadzona z naruszeniem przepisów ustawy lub warunków aukcji, lub uczestnik dopuścił się zachowania niezgodnego z przepisami prawa lub regulaminem rynku mocy, jeżeli miało to istotny wpływ na wynik aukcji,
- kalkulowanie stawki opłaty mocowej na kolejny rok kalendarzowy.

Do istotnych aktów wykonawczych do ustawy o rynku mocy należą również:

- *Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 18 lipca 2018 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym*¹⁰⁴,
- *Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 3 września 2018 r. w sprawie zabezpieczenia finansowego wnoszonego przez dostawców mocy oraz uczestników aukcji wstępnych*¹⁰⁵,
- *Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 9 listopada 2020 r. w sprawie pobierania opłaty mocowej i wyznaczania godzin doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie*¹⁰⁶.

¹⁰⁴ Dz. U. poz. 1455.

¹⁰⁵ Dz. U. poz. 1730.

¹⁰⁶ Dz. U. poz. 2009, ze zm.

6.3. Wykaz aktów prawnych dotyczących kontrolowanej działalności

1. Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2023 r. poz. 2131).
2. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2024 r. poz. 266).
3. Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1093, ze zm.).
4. Ustawa z dnia 23 lipca 2021 r. o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1505).
5. Ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2022 r. poz. 553, ze zm.).
6. Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 18 lipca 2018 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym (Dz. U. poz. 1455).
7. 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).
8. Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 3 września 2018 r. w sprawie zabezpieczenia finansowego wnoszonego przez dostawców mocy oraz uczestników aukcji wstępnych (Dz. U. poz. 1730).
9. Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 2 sierpnia 2019 r. w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2024 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2021 (Dz. U. poz. 1457).
10. Rozporządzenie Ministra Klimatu z dnia 6 sierpnia 2020 r. w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2025 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2022 (Dz. U. poz. 1355).
11. Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 9 listopada 2020 r. w sprawie pobierania opłaty mocowej i wyznaczania godzin doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie (Dz. U. poz. 2009, ze zm.).
12. Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 12 sierpnia 2021 r. w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2026 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2023 (Dz. U. poz. 1480).
13. Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 10 sierpnia 2022 r. w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2027 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2024 (Dz. U. poz. 1690).
14. Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. poz. 819, ze zm.).
15. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) (wersja przekształcona) – (Dz. Urz. UE L 334 z 17.12.2010, s. 17).
16. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (wersja przekształcona) (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 54, ze zm.).
17. 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 (notyfikowana jako dokument nr C(2017) 5225) – Dz. Urz. UE L 212 z 17.08.2017, str. 1.
18. Decyzja Komisji Europejskiej z dnia 7 lutego 2018 r. zatwierdzająca mechanizm zdolności wytwórczych mających na celu zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej (rynek mocy) State aid No. SA.46100 (2017/N) – Poland (Komunikat Komisji Europejskiej – Dz. Urz. UE C 462 z 21.12.2018, str.1).

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. Przewodniczący Komisji do Spraw Kontroli Państwowej Sejmu RP
8. Przewodniczący Komisji do Spraw Energii, Klimatu i Aktywów Państwowych Sejmu RP
9. Przewodniczący Komisji Gospodarki Narodowej i Innowacyjności Senatu RP
10. Minister Klimatu i Środowiska
11. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki



Minister Klimatu i Środowiska

Paulina Hennig-Kloska

\$Znak pisma.PK
3320431.13093854.10560531
Warszawa, 16-08-2024

Sprawa: Stanowisko do informacji o wynikach kontroli „Funkcjonowanie rynku mocy w systemie elektroenergetycznym”¹

Pan
Michał Jędrzejczyk
Wiceprezes
Najwyższej Izby Kontroli

Szanowny Panie Prezesie,

informuję, że wnioski pokontrolne wynikające z kontroli funkcjonowania rynku mocy w systemie elektroenergetycznym są przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska (dalej: MKiŚ) realizowane.

1) *W celu optymalizacji kosztów rynku mocy określenie w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy takiego modelu wynagradzania dostawców mocy, aby wynagradzanie dostawców mocy za stan gotowości dotyczyło jedynie okresów, w których są oni faktycznie gotowi do spełnienia obowiązku mocowego.*

W zakresie rekomendowanej optymalizacji kosztów rynku mocy należy wskazać, że wzrost kosztów rynku mocy względem kosztów oszacowanych na potrzeby OSR wynika z ogólnego wzrostu kosztów budowy i modernizacji jednostek wytwórczych energii elektrycznej, a także zmniejszonej podaży projektów w związku z wprowadzeniem limitów emisji zgodnie z art. 22 ust. 4 Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej².

Sam mechanizm wynagradzania za gotowość dostarczania mocy w przypadku ogłoszenia okresu przywołania na rynku mocy ma zapewnić, że uczestnik rynku mocy zapewni dostawy energii elektrycznej i może tego dokonać także w sytuacji niedostępności w związku z awariami czy remontami poprzez skorzystanie z możliwości realokacji.

Co istotne, mechanizm rynku mocy zapewnia wynagrodzenie za pozostawanie w gotowości i dostawę energii elektrycznej, ale w szerszym kontekście niż tylko samą dostawę energii elektrycznej na wezwanie. Rynek mocy ma dawać impulsy do realizacji inwestycji, a takie finansowanie musi być stabilne, aby uczestnicy rynku energii elektrycznej mogli podjąć decyzję o przystąpieniu do niego. Cała logika systemu rynku mocy opiera się na szerszym rozumieniu zapewniania bezpieczeństwa dostaw przez łącznie: dostawy energii elektrycznej w momencie przywołania na rynku

¹ Na podstawie art. 64 ustawy z dnia 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli (Dz. U. z 2022 r. poz. 623).

² Dz. U. UE L 158/54 z 14.06.2019.

mocy, jak również impulsy inwestycyjne, aby potencjalni dostawcy mocy dokonywali niezbędnych modernizacji lub budowali nowe moce i tym samym budowali bezpieczeństwo w szerszym zakresie, a nie jedynie utrzymywali obecny majątek. Natomiast, jeśli założeniem byłoby wypełnienie ograniczonej luki w wystarczalności mocy, występującej rzadko, to wtedy właściwy byłby mechanizm rezerwy strategicznej, który mógłby wiązać się z wynagradzaniem jedynie w sytuacji dostaw energii elektrycznej w momencie przywołania na rynku mocy. W Polsce przyjęto model rynku mocy, nie zaś rezerwy strategicznej, ponieważ to rynek mocy odpowiada na charakter wyzwań w zakresie z wystarczalności mocy w polskim systemie elektroenergetycznym.

- 2) *Ustalenie w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy mierników, adekwatnych do założonych w OSR do projektu ustawy o rynku mocy celów, wraz z przyporządkowanymi im wartościami bazowymi, pośrednimi i docelowymi oraz terminem ich osiągnięcia.*

Minister Klimatu i Środowiska prowadzi zaawansowane prace nad przygotowaniem oceny funkcjonowania rynku mocy, zgodnie z obowiązkiem nałożonym na Radę Ministrów na podstawie art. 103 ust. 1 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy³. W tym celu przygotował badanie ankietowe dla uczestników rynku energii elektrycznej dotyczące funkcjonowania rynku energii elektrycznej oraz rynku mocy.

Badanie to ma na celu poznanie opinii uczestników polskiego rynku energii elektrycznej na temat funkcjonowania rynku mocy oraz stopnia rozwoju rynku energii elektrycznej. Opracowane wyniki tego badania ankietowego będą jednym ze źródeł danych i ocen na potrzeby opracowania informacji zawierająca ogólną ocenę rynku energii elektrycznej oraz rynku mocy. Poza oceną poziomu osiągnięcia zakładanych celów, wyniki badania dadzą również Ministrowi Klimatu i Środowiska informację, które obszary rynku energii elektrycznej lub elementy rynku mocy mogłyby zostać przeanalizowane pod kątem możliwych zmian legislacyjnych.

Badanie jest częścią oceny funkcjonowania rynku mocy, która zostanie przedłożona przez Radę Ministrów Sejmowi RP zgodnie z art. 103. ust. 1 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy. Przygotowanie oceny rynku mocy zapewni możliwość Ministrowi Klimatu i Środowiska dokonania analizy, czy zakładane cele zostały osiągnięte oraz w jakim zakresie. Sama ocena, zgodnie z przepisami ustawy o rynku mocy, będzie również oparta o analizy bilansowe Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Obecnie analizy te są w przygotowaniu, a kompleksowa ocena rynku mocy zostanie przedstawiona Radzie Ministrów przez Ministra Klimatu i Środowiska najpóźniej w IV kwartale 2024 r.

- 3) *Wypracowanie mechanizmów bieżącego monitorowania rynku mocy, obejmującego analizę osiągania zakładanych celów tego mechanizmu, przy uwzględnieniu efektywności kosztowej oraz podjęcie działań zaradczych w sytuacjach tego wymagających.*

Wyniki monitorowania rynku mocy obejmujące analizę zakładanych celów przy uwzględnieniu efektywności kosztowej oraz konieczność podjęcia działań zaradczych w sytuacjach tego wymagających będą uwzględniane w Sprawozdaniu z wyników

³ Dz. U. z 2023 r. poz. 2131.

monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej⁴ sporządzanym na podstawie art. 15b ust. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne⁵ w ramach punktu dotyczącego oceny funkcjonowania rynku mocy.⁶

Ostatnie takie sprawozdanie zostało opublikowane w lipcu 2023 r. i obejmowało okres od 1 stycznia 2021 r. do 31 grudnia 2022 r. Kolejne zostanie przygotowane do lipca 2025 r. i będzie obejmowało okres od 1 stycznia 2023 r. do 31 grudnia 2024 r.

Warto dodać, że w corocznym Sprawozdaniu z realizacji Polskiego Planu Wdrażania reform rynku energii elektrycznej (ostatni za okres wrzesień 2022 r. - sierpień 2023 r.)⁷ zawarto również informację nt. sytuacji w zakresie wystarczalności zasobów, gdzie zaznaczono informację nt. tego, jak rynek mocy poprawia sytuację wystarczalności zasobów wytwórczych w Polsce w porównaniu do scenariusza bazowego bez rynku mocy.

Należy jednak nadmienić, że wprowadzanie zmian w obecnie funkcjonującym rynku mocy jest ograniczone w związku z charakterem rynku mocy: jest on mechanizmem pomocy państwa, którego kształt został zaakceptowany w decyzji notyfikacyjnej Komisji Europejskiej - State aid No. SA.46100 (2017/N) – Poland – Planned Polish capacity mechanism. Zmiana cech mechanizmu określonych w decyzji notyfikacyjnej w zakresie, w jakim wykracza poza tę decyzję, jest znacząco ograniczona. Taka zmiana mechanizmu wymagałaby zmiany decyzji notyfikacyjnej. Oznaczałoby to rozpoczęcie nowego procesu notyfikacji mechanizmu pomocy publicznej. Taki mechanizm musiałby być zgodny z nowymi wymogami w zakresie pomocy państwa. W rezultacie mogłoby to znacząco wpłynąć na obecny kształt rynku mocy i praktycznie ograniczyć możliwości stosowania mechanizmu w obecnym kształcie w czasie poprzedzającym uzyskanie pozytywnej oceny KE w postaci nowej decyzji notyfikacyjnej.

Co warto podkreślić, ograniczenia zakresu możliwych zmian w funkcjonującym mechanizmie rynku mocy wynikają również z prawa UE w zakresie rynku energii elektrycznej, tj. rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Jednak w związku ze zmianami w tej regulacji wprowadzonymi przepisami rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1747 z dnia 13 czerwca 2024 r. zmieniającego rozporządzenia (UE) 2019/942 i (UE) 2019/943 w odniesieniu do poprawy struktury unijnego rynku energii elektrycznej⁸ możliwe będzie wprowadzenie derogacji dla rynku mocy. W ramach derogacji przewidziane zostaną dodatkowe procesy konkurencyjne w ramach rynku mocy. Minister Klimatu

⁴ Sprawozdania z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej z poszczególnych lat zostały opublikowane na BIP MKiŚ, <https://bip.mos.gov.pl/energetyka/sprawozdania-z-wynikow-monitorowania-bezpieczenstwa-dostaw-energii-elektrycznej/>, [dostęp: 08.08.2024].

⁵ Dz. U. z 2024 r. poz. 266, 834 i 859

⁶ W Sprawozdaniu z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2021 r. do dnia 31 grudnia 2022 r. z lipca 2023 r. jest to pkt 8: „Ocena funkcjonowania rynku mocy, o którym mowa w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy”.

⁷ Sprawozdanie z realizacji Polskiego Planu Wdrażania reform rynku energii elektrycznej, <https://www.gov.pl/web/klimat/sprawozdanie-z-realizacji-polskiego-planu-wdrazania-reform-rynku-energii-elektrycznej> [dostęp: 08.08.2024 r.].

⁸ Dz. UE. L 2024/1747 z dnia 26.6.2024

i Środowiska aktualnie pracuje nad wdrożeniem tej derogacji, która dodatkowo mogłaby pozwolić na zwiększenie efektywności rynku mocy.

4) *Wzmocnienie nadzoru nad sporządzaniem Sprawozdań z funkcjonowania rynku mocy.*

W kolejnych Sprawozdaniach z funkcjonowania rynku mocy zostaną uwzględnione wszystkie elementy wskazane w art. 40 ust. 1 ustawy o rynku mocy. Tak zrobiono w tegorocznym Sprawozdaniu z funkcjonowania rynku mocy w 2023 r., które również zostało uzupełnione m.in. o nowy rozdział zawierający informację nt. aktualnej i przewidywanej sytuacji w zakresie mocy wytwórczej, a dodatkowo w obszarze wykonania obowiązku mocowego przedstawiono informację o demonstracjach obowiązków mocowych.

Z wyrazami szacunku

Paulina Hennig-Kloska
Minister Klimatu i Środowiska
Ministerstwo Klimatu i Środowiska
/ – podpisany cyfrowo/



PREZES
NAJWYŻSZEJ IZBY KONTROLI
MARIAN BANAŚ

KGP.430.1.2024

Warszawa, 2024-09-05

Opinia
Prezesa Najwyższej Izby Kontroli
do stanowiska Minister Klimatu i Środowiska w sprawie Informacji o wynikach kontroli
P/22/016 „Funkcjonowanie rynku mocy w systemie elektroenergetycznym”

Na podstawie art. 64 ust. 2 ustawy z dnia 23 grudnia 1994 r. o *Najwyższej Izbie Kontroli*¹ przedstawiam opinię do stanowiska Minister Klimatu i Środowiska zawartego w piśmie z dnia 16 sierpnia 2024 r., znak: PK 3320431.13093854.10560531.

Należy podkreślić, że stanowisko Minister zawiera argumentację przedstawianą uprzednio zarówno w trakcie czynności kontrolnych, jak i zastrzeżeniach do wystąpienia pokontrolnego. Na dotychczasowych etapach postępowania kontrolnego argumentacja ta została wzięta pod uwagę przez NIK, a szczególne stanowisko NIK jej dotyczące zostało przedstawione w uchwale Kolegium NIK w sprawie zastrzeżeń Minister do wystąpienia pokontrolnego. Wymaga także podkreślenia, że informacja o wynikach kontroli jest w pełni zgodna z rozstrzygnięciem Kolegium NIK. Uchwała Kolegium NIK w przedmiotowej sprawie dotyczy przede wszystkim kwestii wypracowania takiego modelu rynku mocy, aby wynagradzanie dostawców mocy za stan gotowości dotyczyło jedynie okresów, w których są oni faktycznie gotowi do spełniania obowiązku mocowego, a także ustalenia w ustawie z dnia 8 grudnia 2017r. o *rynku mocy*² mierników, adekwatnych do celów założonych w OSR do projektu ustawy o rynku mocy³.

Odnosząc się do stanowiska Minister dotyczącego ograniczonych możliwości podjęcia działań zaradczych w sytuacji nieosiągnięcia celów rynku mocy ze względu na jego pomocowy charakter NIK podziela pogląd, że przeprowadzanie zmian w rynku mocy będzie wymagało odpowiedniego współdziałania z Komisją Europejską, jednakże nie stanowi to przeszkody do skorygowania mechanizmu rynku mocy, gdy nie funkcjonuje on w pełni efektywnie.

Prezes NIK

Marian Banaś
/podpisano elektronicznie/

¹ Dz. U. z 2022 r. poz. 623.

² Dz. U. z 2023 r. poz. 2131.

³ Wraz z przyporządkowanymi im wartościami bazowymi, pośrednimi i docelowymi oraz terminem ich osiągnięcia.