PREZES
NAJWYŻSZEJ IZBY KONTROLI
Marian Banaś

KGP. 410.010.01.2022

Pani
Anna Moskwa
Minister Klimatu i Środowiska
Ministerstwo Klimatu i Środowiska
ul. Wawelska 52/54, 00-922 Warszawa

WYSTĄPIENIE POKONTROLNE

Zmienione zgodnie z treścią Uchwały Nr 11/2024
Kolegium Najwyższej Izby Kontroli z dnia 17 stycznia 2024 r.
w sprawie zastrzeżeń do wystąpienia pokontrolnego

P/22/016 – *Funkcjonowanie rynku mocy w systemie elektroenergetycznym*

NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI
ul. Filtrowa 57, 02-056 Warszawa
T +48 22 444 50 00, F +48 22 444 57 93
nik@nik.gov.pl
Adres korespondencyjny: Skr. poczt. P-14, 00-950 Warszawa

I. Dane identyfikacyjne

Jednostka kontrolowana	Ministerstwo Klimatu i Środowiska
Kierownik jednostki kontrolowanej	Anna Moskwa, Minister Klimatu i Środowiska, od 26 października 2021 r. W okresie objętym kontrolą funkcję kierownika jednostki poprzednio pełnili: Michał Kurtyka - Minister Klimatu i Środowiska, który od 6 października 2020 r. do 26 października 2021 r. był ministrem właściwym do spraw energii oraz klimatu. W okresie od 21 marca 2020 r. Michał Kurtyka był ministrem właściwym do spraw energii jako Minister Klimatu. Jacek Sasin Minister Aktywów Państwowych w okresie od 15 listopada 2019 r. do 20 marca 2020 r. był ministrem właściwym do spraw energii oraz Krzysztof Tchórzewski Minister Energii w okresie od 1 grudnia 2015 r. do 14 listopada 2019 r.` był ministrem właściwym do spraw energii.
Zakres przedmiotowy kontroli	▪ Wprowadzenie mechanizmu rynku mocy; ▪ Działania w zakresie monitorowania funkcjonowania rynku mocy; ▪ Efekty wsparcia w ramach rynku mocy.
Okres objęty kontrolą	2018-2022 (I połowa), z uwzględnieniem dowodów i faktów wykraczających poza ten okres, mających wpływ na kontrolowane obszary
Podstawa prawna podjęcia kontroli	Art. 2 ust. 1 *ustawy z dnia 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli*[1]
Jednostka przeprowadzająca kontrolę	Najwyższa Izba Kontroli Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji
Kontroler	▪ Małgorzata Duraj, główny specjalista kp. upoważnienie do kontroli nr KGP/88/2022 z 14 października 2022 r.; ▪ Jolanta Roter, doradca ekonomiczny, upoważnienie do kontroli nr KGP/23/2023 z 5 kwietnia 2023 r. (akta kontroli str.1-2 i 268-269)

[1] Dz. U. z 2022 r. poz. 623. Dalej: *ustawa o NIK*.

II. Ocena ogólna[2] kontrolowanej działalności

OCENA OGÓLNA

Działania ministra właściwego do spraw energii[3] związane z organizacją rynku mocy zapewniły średnioterminowe bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej oraz stworzyły warunki do długoterminowego bezpieczeństwa dostaw. Dotychczasowe efekty wskazują jednak na ryzyko nieosiągnięcia tego celu w długoterminowej perspektywie, ze względu na stosunkowo niski udział nowych jednostek wytwórczych w kolejnych aukcjach mocy w odniesieniu do szacowanego zapotrzebowania na energię. Minister nie prowadził regularnego przeglądu rynku mocy i nie monitorował na bieżąco realizacji celów założonych w *ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy*[4]. Tym samym nie zapewnił bieżącej identyfikacji ryzyk czy nieprawidłowości w funkcjonowaniu tego mechanizmu, co utrudniało podejmowanie potencjalnych działań naprawczych w sytuacjach tego wymagających. Przyjęte zasady wynagradzania wytwórców energii za pozostawanie w gotowości do wykonywania obowiązku mocowego nie zapewniły właściwej efektywności kosztowej rynku mocy.

Uzasadnienie oceny ogólnej

Minister wypełniał terminowo zadania związane z ustaleniem w drodze rozporządzenia wydawanego w trybie art. 34 ust. 1 *ustawy o rynku mocy* parametrów aukcji głównych i aukcji dodatkowych, korzystając z propozycji przedstawianych przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA[5] (na podstawie art. 14 ust. 2 przywołanej ustawy). Prezentowane parametry były następnie weryfikowane przez *Zespół do spraw opiniowania parametrów aukcji*[6] oraz opiniowane przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki[7]. Tak opracowane parametry uwzględniały warunki określone w art. 34 ust 1 *ustawy o rynku mocy*.

Minister wywiązał się z obowiązków nałożonych decyzją Komisji Europejskiej zatwierdzającą polski rynek mocy[8]. Zlikwidował do końca 2020 r. dotychczasowe mechanizmy służące poprawie dostępności mocy w systemie, a także wprowadził w terminie zaakceptowanym przez Komisję Europejską *rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego*[9] administracyjny mechanizm wyceny mocy.

W związku ze zmianami prawa UE, Minister przygotował nowelizację *ustawy o rynku mocy*[10] dostosowując jej przepisy do *rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej*[11]. Znowelizowana ustawa wykluczyła z uczestnictwa w rynku mocy nowe jednostki wytwórcze[12] emitujące więcej niż 550g CO_2/kWh, a od 1 lipca 2025 r. także jednostki istniejące[13] emitujące więcej niż 550g CO_2/kWh oraz ponad 350 kg CO_2/kW średnio w skali roku.

---

[2] Najwyższa Izba Kontroli formułuje ocenę ogólną jako ocenę pozytywną, ocenę negatywną albo ocenę w formie opisowej.

[3] Dalej: Minister.

[4] Dz. U. z2021 r. poz. 1854. Dalej: *ustawa o rynku mocy*.

[5] Dalej: PSE lub Operator.

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

[7] Dalej: Prezes URE.

[8] European Commission, State aid No.SA.46100(217/N) – Poland – Planned Polish capacity mechanism, C(2018) 601 final, Brussels, 7.2.2018. Dalej: *Decyzja*.

[9] Dz. U. z 2023 r. poz. 819.

[10] Nowelizacja dokonana została ustawą z dnia 23 lipca 2021 r. o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw – Dz. U. poz. 1505.

[11] Dz. Urz. L 158 z 14.06.2019, s.54. Dalej: *rozporządzenie rynkowe*.

[12] Nieprowadzące produkcji komercyjnej przed 4 lipca 2019 r.

[13] Prowadzące produkcję komercyjną przed 4 lipca 2019 r.

Wyniki dotychczas przeprowadzonych aukcji oraz realizacja obowiązków mocowych przez dostawców mocy zapewniły w latach 2021-2022 bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej. W okresie tym tylko przez dwie godziny wystąpiła sytuacja, gdy nadwyżka mocy dostępnej dla Operatora[14] w procesach planowania dobowego pracy systemu była niższa od wartości wymaganej. W momencie wystąpienia tego zjawiska skutecznie zadziałał mechanizm przywołania na rynku mocy[15]. Wyniki aukcji nie wskazują natomiast, aby wprowadzony mechanizm rynku mocy stworzył – tak jak zakładał projekt *ustawy o rynku mocy* – silne zachęty ekonomiczne do budowy i modernizacji jednostek wytwórczych oraz do zarządzania energią. W latach 2018-2022 przeprowadzono łącznie siedem aukcji głównych i trzy aukcje dodatkowe, na których zakontraktowano łącznie 75,25 GW mocy elektrycznej, przy oferowanej mocy 98,41 GW. W strukturze mocy zakontraktowanej na aukcjach głównych w zależności od typu jednostki dominowały jednostki istniejące (54,5% zakontraktowanej mocy). Jednostki modernizowane stanowiły 19,2% zakontraktowanej mocy, a jednostki redukcji zapotrzebowania[16] 10,7%. Dopiero na rok dostaw 2027 zakontraktowano pierwsze komercyjne magazyny energii.

Jednostki planowane miały jedynie 14,3% udziału w zakontraktowanej mocy, a ich zbudowanie ma zapewnić do 2027 r. nowe źródła wytwarzania energii o łącznej mocy 9,58 GW. Przy czym udział nowych jednostek w aukcjach głównych zmniejszył się z 4,02 GW na aukcji z okresem dostaw od 2021 r. do 0,85 GW na aukcji z okresem dostaw od 2023 r. W jednej aukcji (z okresem dostaw od 2022 r.), jednostki te w ogóle nie wzięły udziału. W pozostałych aukcjach udział ten wyniósł od 0,005 GW (na aukcji z okresem dostaw od 2025 r.) do 2,14 GW (na aukcji z okresem dostaw od 2026 r.). Według uzasadnienia do projektu *ustawy o rynku mocy,* pokrycie zapotrzebowania odbiorców wymagałoby odtworzenia źródeł wytwarzania energii elektrycznej w wielkości co najmniej 23 GW do 2035 r. Według opracowanej przez Prezesa URE *Informacji na temat planów inwestycyjnych w nowe moce wytwórcze w latach 2020-2034*[17] liczba planowanych wycofań mocy wytwórczych z eksploatacji w tym okresie wyniesie około 18,8 GW, a planowanych do oddania do eksploatacji – 14,2 GW nowych mocy wytwórczych. W 2034 r. nastąpiłoby więc zmniejszenie potencjału wytwórczego o 4,6 GW. Zgodnie ze *Sprawozdaniem z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2021 r. do dnia 31 grudnia 2022 r.*[18] prognozowana wymagana dodatkowa moc dyspozycyjna w Krajowym Systemie Energetycznym w 2034 r. wynosiła 9,4 GW w wariancie pesymistycznym i 7,2[19] GW w wariancie optymistycznym[20]. Minister nie przeanalizował przyczyn niskiego udziału jednostek planowanych czy magazynów energii w aukcjach mocy. W konsekwencji nie oceniał na bieżąco 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 (OSR) projektu *ustawy o rynku mocy.*

---

[14] W rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 27 *ustawy o rynku mocy*.

[15] Okres przywołania na rynku mocy - 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 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - *Prawo energetyczne* (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385) – art. 2 ust. 1 pkt 26 *ustawy o rynku mocy*.

[16] Dalej: DSR.

[17] Opracowanej w czerwcu 2021 r. przez Urząd Regulacji Energetyki. file:///C:/Users/jorot/AppData/Local/Temp/Raport_-_Plany_inwestycyjne_2020-2034.pdf

[18] Dostępne na: https://bip.mos.gov.pl/energetyka/sprawozdania-z-wynikow-monitorowania-bezpieczenstwa-dostaw-energii-elektrycznej/.

[19] Wariant pesymistyczny uwzględnia deklaracje wcześniejszych odstawień istniejących jednostek konwencjonalnych biorących udział w mechanizmie centralnego bilansowania.

[20] Wariant optymistyczny nie uwzględnia deklaracji wcześniejszych odstawień istniejących jednostek konwencjonalnych biorących udział w mechanizmie centralnego bilansowania.

Określona w *ustawie o rynku mocy* konstrukcja wynagrodzenia za wykonywanie obowiązku mocowego powodowała, że nie zapewniono pełnej efektywności rynku mocy. Określona w *ustawie o rynku mocy* konstrukcja wynagradzania za wykonywanie obowiązku mocowego nie zapewniała pełnej efektywności kosztowej rynku mocy, ponieważ wynagrodzenie było należne również za okresy przestojów 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 osiąganie celów funkcjonowania rynku mocy.

Całkowity koszt rynku mocy, w rozumieniu art. 74 *ustawy o rynku mocy*, w latach 2021-2022 był wyższy od szacowanego na etapie projektowania ustawy odpowiednio o 34,0% i 38,6%. Koszt ten wyniósł odpowiednio 5 335,36 mln zł i 5 295,95 mln zł. Większe od zakładanych koszty były głównie wynikiem wzrostu cen surowców i materiałów, a w konsekwencji wzrostu cen otwarcia aukcji i wynagrodzenia dla dostawców mocy.

Opracowywane corocznie przez Ministra *Sprawozdania z funkcjonowania rynku mocy*[21] nie zawierały wszystkich elementów wymaganych art. 40 ust. 1 *ustawy o rynku mocy*. W szczególności nie przedstawiono w nich aktualnej i przewidywalnej sytuacji w zakresie mocy wytwórczych, a w *Sprawozdaniach* za lata 2021-2022 również realizacji obowiązku mocowego w zakresie pozostawania w gotowości do dostarczania przez jednostkę rynku mocy określonej w umowie mocowej mocy elektrycznej do systemu.

Minister nie prowadził również regularnego przeglądu rynku mocy pomimo takiej deklaracji w *Polskim Planie Wdrożenia*[22]. NIK wskazuje, że według *Komunikatu Nr 23 Ministra Finansów z dnia 16 grudnia 2009 r. w sprawie standardów kontroli zarządczej dla sektora finansów publicznych*[23], cele i zadania należy określać jasno i w co najmniej rocznej perspektywie, a ich wykonanie monitorować za pomocą wyznaczonych mierników. Pomimo określenia mierników dla zdefiniowanych w OSR projektu *ustawy o rynku mocy* celów dodatkowych nie prowadzono ich bieżącego monitoringu. Nie wskazano również wartości bazowych, pośrednich i docelowych tych mierników jak również terminu ich osiągnięcia. Nierzetelne wykonywanie zadań związanych z opracowaniem *Sprawozdań* oraz zrezygnowanie z systematycznej oceny funkcjonowania rynku mocy i bieżącej analizy kształtowania się zdefiniowanych mierników realizacji celów, powodowało, że Minister nie zapewnił bieżącej oceny skuteczności tego mechanizmu. Utrudniało to zidentyfikowanie słabych stron

[21] Dalej: Sprawozdania, Sprawozdanie.

[22] https://www.gov.pl/web/klimat/sprawozdanie-z-realizacji-planu-wdrazania-reform-rynku-energii-elektrycznej-przyjete-przez-kse. Dokument opracowany przez Ministra Klimatu w dniu 14 maja 2020 r., przyjęty przez Komitet do Spraw Europejskich w dniu 19 października 2021 r. Dalej również: *Polski Plan Wdrażania reformy rynku energii elektrycznej*.

[23] file:///C:/Users/jorot/AppData/Local/Temp/20130307_1_komunikat_23_MF_2009_standardy_KZ.pdf - (Dz. Urz. MF poz. 84). Standardy te ogłoszono na podstawie art. 69 ust. 3 *ustawy z dnia 27 sierpnia 2009 r. o finansach publicznych* (Dz. U. Nr 157, poz. 1240). Dalej: *Standardy kontroli zarządczej*.

wprowadzonych mechanizmów rynku mocy oraz podejmowanie adekwatnych do tego działań naprawczych.

Nastąpiło zmniejszenie negatywnego wpływu energetyki na środowisko. Udział mocy niesterowalnych OZE w Krajowym Systemie Energetycznym zwiększył się w latach 2018-2022 prawie trzykrotnie (z 8 485,5 MW do 22 670,2 MW). Zmniejszeniu w tych latach uległa emisja zanieczyszczeń, w tym emisja popiołu lotnego o 40,1%, SO_2 o 25,9%, CO_x o 16,9% i CO o 10,3%.

III. Opis ustalonego stanu faktycznego oraz oceny cząstkowe[24] kontrolowanej działalności

OBSZAR

1. Wprowadzenie mechanizmu rynku mocy

Opis stanu faktycznego

Zapewnienie realizacji zobowiązań wynikających z wprowadzenia rynku mocy

Zgodnie z *Decyzją* (pkt 16g) Polska, przed pierwszym okresem dostaw (od dnia 1 stycznia 2021 r.) zobowiązała się do likwidacji mechanizmów służących w latach 2017-2020 poprawie dostępności mocy w systemie, tj. mechanizmów: Interwencyjnej Rezerwy Mocy (IRZ), Pracy Interwencyjnej (PI), Gwarantowanego Interwencyjnego Programu DSR (IP DSR) oraz Operacyjnej Rezerwy Mocy (ORM). Koszt zakupu usług IRZ PI, IP DSR oraz ORM latach 2017-2020 wyniósł łącznie 4 357 013,8 tys. zł. (w tym: w 2017 r.998 856,7 tys. zł, w 2018 r. 1 060 136,6 tys. zł, w 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 wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej (tzw. stopnie zasilania) oraz nie wystąpiły przypadki ogłoszenia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej (w rozumieniu art. 3 pkt 16d *ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne*[25]) 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 oraz obejmowały część województwa wielkopolskiego (podregiony poznański i koniński) i część województwa łódzkiego (podregiony łódzki i skierniewicki).

W *Decyzji* (pkt 16e), Polska zobowiązała się również wdrożyć administracyjny mechanizm wyceny niedoboru mocy, tzw. mechanizm *scarcity pricing*, czyli mechanizm zapewniający dodatek cenowy do ceny energii na rynku bilansującym, który miał zależeć m.in. od aktualnej wielkości rezerw operacyjnych w systemie elektroenergetycznym. W *Polskim Planie Wdrożenia reform rynku energii elektrycznej* założono, że rezygnacja z IRZ, PI, Gwarantowanego IP DSR oraz ORM nastąpi w 2021 r., a wdrożenie mechanizmu wyceny niedoboru mocy w 2022 r. (w ramach II etapu reformy rynku bilansującego energii elektrycznej). W *Sprawozdaniu z realizacji Polskiego Planu Wdrażania reform rynku energii elektrycznej*[26], opracowanego w październiku 2021 r. stwierdzono, że termin wdrożenia II etapu reformy został zrewidowany w stosunku do terminu wskazanego w *Polskim Planie Wdrażania*. Według zaktualizowanego planu pracy nad II etapem reformy, w zależności od długości procesu legislacyjnego wdrażanych zmian, wdrożenie II etapu przypadało na

[24] Oceny cząstkowe to oceny działalności w poszczególnych obszarach badań kontrolnych. Ocena cząstkowa może być sformułowana jako ocena pozytywna, ocena negatywna albo ocena w formie opisowej.
[25] Dz. U. z 2022 r. poz. 1385.
[26] https://www.gov.pl/web/klimat/sprawozdanie-z-realizacji-planu-wdrazania-reform-rynku-energii-elektrycznej-przyjete-przez-kse. Przyjęte przez Komitet do Spraw Europejskich w dniu 19 października 2021 r.

okres od stycznia 2023 r. do 1 czerwca 2023 r. Komisja Europejska nie wniosła uwag do przesuniętego terminu wdrożenia II etap reformy.

Prezes URE decyzją z dnia 1 grudnia 2020 r. zmienił swą decyzję z dnia 5 marca 2020 r. zatwierdzającą dokument *Warunki dotyczące bilansowania na podstawie: Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r., ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania*, poprzez zatwierdzenie dokumentu pt.: *Zmiany nr 1/2020 Warunków Dotyczących Bilansowania, na podstawie rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania*[27] *Zmiany nr 1/2020 Warunków* wycofały z katalogu usług systemowych pozyskiwanych przez OSP usługi: IRZ, ORM, Program Gwarantowany IP-DSR oraz IP.

Prezes URE ustalił termin wejścia w życie *Zmian nr 1/2020 Warunków* na jeden miesiąc od dnia opublikowania na stronie PSE SA, tj. od 1 stycznia 2021 r.[28], Komunikat na stronie PSE został opublikowany w dniu 1 grudnia 2020 r.

(akta kontroli str. 46-47, 106, 109 i 277-285)

W dniu 13 maja 2023 r. (w terminie zaakceptowanym przez KE) weszło w życie *rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego* wdrażające mechanizm niedoboru mocy.

Ustalanie parametrów aukcji głównej i aukcji dodatkowych

Zgodnie z art. 32 ust. 1 pkt 1-6 i ust. 3 *ustawy o rynku mocy* parametrami aukcji głównych i aukcji dodatkowych były: wielkości wyznaczające popyt w aukcji (o których mowa w art. 31 *ustawy o rynku mocy*[29]); cena maksymalna określona dla cenobiorcy[30] (wyznaczona na podstawie kapitałowych i operacyjnych kosztów stałych); maksymalna liczba rund w aukcji; jednostkowy poziom nakładów inwestycyjnych netto odniesiony do mocy osiągalnej netto[31]; korekcyjny współczynnik dyspozycyjności dla poszczególnych grup technologii; minimalne wielkości obowiązków mocowych planowane do pozyskania w wyniku aukcji dodatkowych oraz maksymalny wolumen obowiązków mocowych dla stref o których mowa w art. 6 ust. 6 *ustawy o rynku mocy*[32].

Zgodnie z art. 14 ust. 2 *ustawy o rynku mocy* Operator w terminie 28 dni od zakończenia certyfikacji ogólnej przekłada Prezesowi URE oraz ministrowi właściwemu do spraw energii proponowane wartości parametrów określonych w art. 31 pkt 1-2 i 4- 5 oraz art. 32 ust. 1 pkt 2-7 i ust. 3.

---

[27] Dalej: *Zmiany nr 1/2020* Warunków.

[28] *Komunikat Operatora Systemu Przesyłowego Elektroenergetycznego z dnia 1 grudnia 2020 r. dotyczący zmian Warunków Dotyczących Bilansowania wprowadzonych Zmianami nr 1/2020 Warunków Dotyczących Bilansowania* został zamieszczony na stronie PSE w dniu 1 grudnia 2020 r.: https://www.pse.pl/-/zatwierdzenie-zmian-nr-1-2020-warunkow-dotyczacych-bilansowani.a,

[29] Tj.: zapotrzebowanie na moc – PZM (wyznaczone zgodnie z art. 33 *ustawy o rynku mocy*), cena wejścia na rynek nowej jednostki wytwórczej – CeWe, współczynnik zwiększający cenę wejścia na rynek nowej jednostki wytwórczej, służący do wyznaczenia ceny maksymalnej obowiązującej w aukcji – A, parametr wyznaczający wielkość mocy poniżej zapotrzebowania, dla której cena osiąga wartość maksymalną – X, parametr wyznaczający wielkość mocy ponad zapotrzebowanie, dla której cena osiąga wartość minimalną równą 0,01 zł/kW/miesiąc – Y,.

[30] Cenobiorca - jednostka rynku mocy, w odniesieniu do której dostawca mocy może w aukcji mocy składać oferty wyjścia z ceną nie wyższą niż cena maksymalna określona dla cenobiorców.

[31] Uprawniający do oferowania obowiązków mocowych (na nie więcej niż 15 okresów dostaw przez nową jednostkę rynku mocy wytwórczą i nie więcej niż 5 okresów dostaw przez nową i modernizowaną jednostkę rynku mocy wytwórczą albo jednostkę rynku mocy redukcji zapotrzebowania) – parametr określany tylko dla aukcji głównych.

[32] Strefy profilu synchronicznego obejmującego część systemu przesyłowego Republiki Federalnej Niemiec, system przesyłowy Republiki Czeskiej i system przesyłowy Republiki Słowackiej oraz strefy profilu synchronicznego obejmującej system przesyłowy Republiki Litewskiej i strefy profilu synchronicznego obejmującej system przesyłowy Królestwa Szwecji.

Minister w latach 2018-2022 otrzymywał od Operatora propozycje parametrów w terminie określonym w art. 14 ust. 2 *ustawy o rynku mocy*: w 2018 r. w dniu 6 czerwca 2018 r., w 2019 r. – 4 kwietnia 2019 r., w 2020 r. –1 kwietnia 2020 r., w 2021 r. – 6 kwietnia 2021 r., w 2022 r. – 5 kwietnia 2022 r.

Otrzymywane przez Ministra w latach 2018-2022 propozycje parametrów opracowywane były przez PSE w następujący sposób:

1. prognozowane zapotrzebowanie na moc (PZM)[33] wyznaczano przy uwzględnieniu art. 33 *ustawy o rynku mocy,* tj. biorąc pod uwagę prognozowane zapotrzebowanie na moc, wielkość mocy zapewnianej przez jednostki fizyczne niewchodzące w skład jednostek rynku mocy, wielkość mocy wynikającej z obowiązujących umów mocowych (w przypadku aukcji głównej również - planowanej do pozyskania w wyniku aukcji dodatkowych) i wielkość mocy wynikającej z połączeń międzysystemowych (z uwzględnieniem możliwości ich wykorzystania na potrzeby pokrycia zapotrzebowania na moc w systemie oraz wyników aukcji wstępnych). PZM obliczano na podstawie wyników probabilistycznej oceny wystarczalności[34], w ramach której przeprowadzane były analizy określonych wariantów założeń oraz zadanych scenariuszy w ramach tych wariantów. Warianty założeń obejmowały: moc osiągalną źródeł wytwórczych niebiorących udział w rynku mocy (w tym różne warianty rozwoju OZE), występowanie strukturalnych ubytków mocy dyspozycyjnej w wyniku ograniczeń pracy sieci lub trwałych niedyspozycyjności źródeł wytwórczych. Scenariusze w ramach wariantów dotyczyły występowania lat klimatycznych i obejmowały: roczny, godzinowy profil temperatury i związaną z tym sensytywność termiczną zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, roczny, godzinowy profil współczynników wykorzystania mocy źródeł niesterowalnych takich jak: elektrownie wiatrowe lądowe i morskie, elektrownie słoneczne. W pierwszej kolejności wyznaczono wartości mocy wymagane do uzyskania parametru LOLE na poziomie 3 godzin oraz oszacowano koszty niedostarczonej energii dla każdego z ośmiu wariantów w ramach czterech scenariuszy. Przy wyborze wariantu optymalnego wykorzystywano metodę obejmująca identyfikację najbardziej kosztownego przypadku dla każdego z wariantów. Wariantem optymalnym był wariant, który posiadał najniższy, najbardziej kosztowy przypadek. Wyznaczone w ten sposób 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)[35], 8 851 MW, 3 511 MW, 7 085MW i 6 237 MW.
2. Korekcyjny współczynnik dyspozycyjności (KWD) służący do wyznaczenia maksymalnej wielkości obowiązku mocowego danej jednostki wytwórczej możliwego do zaoferowania na rynku mocy. Wartość KWD wyznaczana była dla każdej z grup technologii wytwarzania energii elektrycznej i źródeł energii pierwotnej[36]. Dla określenia KWD wykorzystywano różne źródła danych, w tym

[33] PZM to wolumen mocy, jaki powinien zostać zakupiony na dany okres dostaw, tak, aby spełniony był założony standard bezpieczeństwa wyrażany parametrem LOLE. LOLE to oczekiwana sumaryczna liczba godzin w danym okresie (w rozważanym przypadku w roku), w którym suma dostępnych zdolności wytwórczych nie zapewnia pokrycia zapotrzebowania oraz wymaganego poziomu rezerw mocy w systemie elektroenergetycznym. LOLE wyraża sumaryczny czas trwania deficytów mocy w danym okresie.

[34] Na potrzeby procesów rynku mocy, w tym wyznaczenie parametrów rynku mocy, przyjęto standard bezpieczeństwa równy 3 godziny.

[35] W nawiasach podano PZM po uwzględnieniu mocy zakontraktowanej na wcześniejszych aukcjach.

[36] 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 kogeracyjne 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

dane historyczne charakterystyki pracy, awaryjności, ubytków mocy oraz dane porównawcze. KWD określony dla aukcji na każdy rok dostaw okresu 2021-2027 zaproponowany przez PSE wahał się od 100% dla jednostek redukcji zapotrzebowania do 2,07-2,34% dla jednostek Grupy 9[37].

3. Cena wejścia nowej jednostki wytwórczej (CeWe) mająca odzwierciedlać koszt pozyskania mocy poprzez budowę jednostki wytwórczej o najniższych operacyjnych i kapitałowych kosztach stałych, z uwzględnieniem potencjalnej marży na sprzedaży energii elektrycznej i świadczenia usług systemowych – CeWe obliczana była 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 zaproponowana przez Operatora wyniosła odpowiednio [zł/kW/rok]: 329, 337, 346, 352, 361, 410, 431.

4. Cena maksymalna dla cenobiorcy (CeCe) odzwierciedlająca koszty stałe istniejących jednostek wytwórczych wyznaczana była na postawie danych statystycznych publikowanych przez Agencję Rynku Energii SA[38]. 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 zaproponowana przez PSE wyniosła odpowiednio [zł/kW/rok]: 193, 198, 203, 183, 179, 186 i 199.

5. 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 jednostkowy poziom nakładów inwestycyjnych na nie więcej niż 5 okresów dostaw dla nowych i modernizowanych jednostek wytwórczych oraz dla DSR obliczano z wykorzystaniem informacji o wartości kontraktów na modernizację istniejących źródeł wytwórczych oraz informacje własne OSP o prognozowanych przez właścicieli kosztach modernizacji JWCD. Zaproponowany przez PSE jednostkowy poziom nakładów inwestycyjnych na nie więcej niż 15 lat wyniósł 3 000 zł/kW/rok dla aukcji z terminem dostaw od 2021 r., 2022 r. i 2023 r. w następnych aukcja natomiast wyniósł 2 400 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.

6. Udział mocy zagranicznych – na potrzeby propozycji prognozowanych maksymalnych wolumenów obowiązków mocowych dla poszczególnych stref (o których mowa w art. 6 ust. 6 *ustawy o rynku mocy*) dokonywano statystycznej prognozy poziomu mocy transgranicznych, który z określonym prawdopodobieństwem mógł partycypować w bilansie mocy KSE w momencie potencjalnego niedoboru rezerw. Proponowany przez PSE udział mocy

w postaci akumulatorów, Grupa 11 – elektrownie wodne z możliwością retencji wody (szczytowo-pompowe oraz przepływowe), Grupa 12 – elektrownie wodne przepływowe, Grupa 14 – bloki jądrowe i Grupa inne.

[37] Dla jednostek Grupy 1 i 2 od 91,54 do 92,67%, dla Grupy 3 od 91,80 do 93,48%, dla Grupy 4 i 6 od 93,21 do 93,31%, dla Grupy 5 od 91,54 do 92,67%, dla Grupy 7 od 10,94 do 15,28% dla Grupy 8 od 20,34 do 20,86%, dla Grupy 10 od 96,11 do 95,00 dla Grupy 11 od 97,61 do 99,38%, dla Grupy 12 od 44,39 do 45,71% dla Grupy 14 od 96,11 do 97,19% i dla grupy inne od 91,90 do 90,35%

[38] Dalej: ARE.

zagranicznych dla aukcji z terminem dostaw 2025 r. wyniósł – 1 166 MW, z terminem dostaw 2026 r. – 1 176 MW i z terminem dostaw 2027 r. – 1 415 MW.

7. 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.
8. Maksymalną liczbę aukcji 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 roboczy). Zaproponowana przez PSE liczba aukcji dla wszystkich aukcji wyniosła 12.

(akta kontroli str. 91-94)

Zgodnie z art. 34 *ustawy o rynku mocy* minister właściwy do spraw energii, po zasięgnięciu opinii Prezesa URE, określa w drodze rozporządzenia, m.in. parametry najbliższej aukcji głównej 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.

Do zadań *Zespół do spraw opiniowania parametrów aukcji* należało opiniowanie proponowanych wartości parametrów przedstawianych przez Operatora, a także przygotowanie propozycji współczynnika wyznaczającego cenę maksymalną na aukcji (o którym mowa w art. 31 pkt 3 *ustawy o rynku mocy*). Dokonując oceny merytorycznej parametrów przedstawianych przez Operatora *Zespół* miał brać pod uwagę zarówno dyspozycje wynikającą z art. 34 *ustawy o rynku mocy* jak również potencjalne koszty dla odbiorców energii wynikające z opłaty mocowej oraz bezpieczeństwo pracy KSE. *Zespół* dokonywał oceny propozycji parametrów oraz proponował współczynnik wyznaczający cenę maksymalną dla aukcji z okresem dostaw w latach 2021-2024 i 2026-2027 (nie rekomendował jedynie parametrów i współczynnika wyznaczającego cenę maksymalną na akcję z okresem dostaw od 2025 r.).

Dyrektor Departamentu Elektroenergetyki i Gazu wyjaśnił[39], że w 2020 r. z racji na obowiązujący stan epidemii, nie został zwołany *Zespół do spraw opiniowania parametrów aukcji*, a proponowane parametry aukcji zostały ustalone na podstawie propozycji PSE oraz jako wynik spotkania przedstawicieli Ministra Klimatu i Środowiska, Pełnomocnika Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej oraz PSE.

(akta kontroli str. 48)

Wyniki swojej pracy *Zespół do spraw opiniowania parametrów aukcji* przedstawiał w opracowanych *Raportach*[40]. Do większości wartości parametrów proponowanych

[39] Pismo znak: 2322165.8628475.7047090 z dnia 9 listopada 2022 r. Dalej: Dyrektor DEiG.

[40] Raport Zespołu do spraw opiniowania parametrów aukcji mocy dotyczący parametrów aukcji głównej na rok dostaw 2021, 2022 oraz 2023 z 25 lipca 2018 r., Raport Zespołu do spraw opiniowania parametrów aukcji mocy dotyczący parametrów aukcji głównej na rok dostaw 2024 oraz parametrów aukcji dodatkowych na rok 2021 z czerwca 2019 r., Raport Zespołu do spraw opiniowania parametrów aukcji mocy dotyczący parametrów aukcji głównej na rok dostaw 2026 oraz parametrów aukcji dodatkowych na rok 2023 z czerwca 2021 r. i Raport Zespołu do spraw opiniowania parametrów aukcji mocy dotyczący parametrów aukcji głównej na rok dostaw 2027 oraz parametrów aukcji dodatkowych na rok 2024 z lipca 2022 r.

przez PSE *Zespół* nie wnosił uwag. Różnice pomiędzy projektem parametrów zaproponowanym przez PSE a *Zespołem* dotyczyły przede wszystkim[41] ceny wejścia na rynek nowej jednostki wytwórczej. Dla czterech aukcji głównych, dla których *Zespół do spraw opiniowania parametrów aukcji* weryfikował przedstawione przez Operatora parametry dotyczące ceny wejścia na rynek nowej jednostki wytwórczej zostały one zmniejszone od 9,41 do 11,64%. Dla aukcji z okresem 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 298, 305 i 313 zł/kW/rok. Dla aukcji z okresem dostaw 2024 r. *Zespół* rekomendował niepowiększanie CeWe o wartość inflacji, Zespół stał na stanowisku, że uwzględnianie inflacji nie miało uzasadnienia, ponieważ dostawcy mocy, którzy wygrają aukcję z nowymi technologiami, nie będą ponosili nakładów inwestycyjnych w roku przeprowadzania aukcji, lecz będą je ponosić obecnie lub już ponieśli i właściwe jest posługiwanie się aktualnym poziomem cen. *Zespół* zaproponował parametr CeCw w wartości 311 zł/kW/rok.

Zaproponowany przez *Zespół do spraw opiniowania parametrów aukcji* współczynnik zwiększający cenę wejścia na rynek nowej jednostki wytwórczej wyniósł 1,10 dla roku dostaw 2021, 1,20 dla roku dostaw 2022 r., 1,30 dla roku dostaw 2023 i 2024, 1,40 dla roku dostaw 2026 oraz 1,05 dla roku dostaw 2027 r. Określając powyższy parametr *Zespół* brał pod uwagę prognozowane roczne koszty rynku mocy określone w Ocenie Skutków Regulacji do projektu *ustawy o rynku mocy*, wolumen mocy potencjalnych cenotwórców, potrzebę stworzenia efektu zachęty do rozwoju nowych technologii i inwestycji w nowe źródła (w tym rozwój magazynów energii), teoretyczne (maksymalne) koszty, w przypadku, gdyby aukcje zakończyły się w pierwszej rundzie, koszty wynikające z już przeprowadzonych aukcji mocy, a także fakt, że rynek mocy był naturalnym uzupełnieniem rynku energii, tworząc razem z nim rynek dwutowarowy.

(akta kontroli str. 60-64 i 110-172)

W latach 2018-2022 Minister przesyłał propozycje parametrów do opiniowania Prezesowi URE przy pismach z dnia: 3 sierpnia 2018 r., 2 sierpnia 2019 r., 21 lipca 2020 r., 4 lipca 2021 r. oraz z dnia 7 czerwca 2022 r.

(akta kontroli str. 60-64)

Prezes URE w 2018 r. i w latach 2020-2022 zgłaszał przede wszystkim uwagi o charakterze ogólnym, wskazując na brak uzasadnień do proponowanych parametrów. Uwagi nie zawierały natomiast propozycji konkretnych parametrów. W piśmie z dnia 2 sierpnia 2019 r. wnioskował natomiast o weryfikację zaproponowanego przez *Zespół do spraw opiniowania parametrów aukcji* prognozowanego zapotrzebowania na moc w wysokości 7 268 MW. W uzasadnieniu podał, iż w zależności od wariantu zaangażowania w rynek mocy jednostek kogeneracyjnych, przy podstawowym scenariuszu rozwoju OZE, do zamknięcia bilansu mocy zabraknie odpowiednio 332 MW lub 1 207 MW. Natomiast przy scenariuszu rozwojowym OZE i minimalnym kogeneracji zabraknie 742 MW. Minister uwzględnił propozycje Prezesa URE. W *rozporządzeniu 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

[41] W analizie 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*.

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

[43] Dz. U. z 2019 r. poz. 1457.

okresu dostaw przypadającego na rok 2024 wyniosło 9 088 MW, tj. było o 1 820 MW większe od propozycji Zespołu i o 1 237 MW wyższe od propozycji PSE).

(akta kontroli str. 21-24, 60-64 i 106-108)

Parametr prognozowanego zapotrzebowania na moc dla aukcji głównej na rok dostaw 2026 zaproponowany przez PSE wyniósł 7 085 MW. *Zespół do spraw opiniowania parametrów aukcji* nie wniósł uwag do zaproponowanej wartości. W toku uzgodnień międzyresortowych projektu *rozporządzenia w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2026 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2021* 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 trzy podmioty[44], a dwa zgłosiły również postulat zwiększenia PZM do poziomu 8 400 MW i 10 400 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*[45] zapotrzebowanie na moc w aukcji głównej dla okresu dostaw przypadającego na rok 2026 wyniosło 7 991 MW, tj. o 806 MW więcej od propozycji PSE i *Zespołu*.

(akta kontroli str. 106-108)

Dyrektor DEiG wyjaśnił[46], że przy opracowywaniu parametrów aukcji Minister Klimatu i Środowiska posiłkował się wiedzą ekspercką rynku przekazywaną w ramach corocznych konsultacji publicznych *projektu rozporządzenia w sprawie parametrów aukcji,* jak również wiedzą i wynikiem prac dedykowanego *Zespołu*. Prócz powyższych działań Minister Klimatu i Środowiska nie zlecał wykonywania dodatkowych analiz zewnętrznym podmiotom.

(akta kontroli str. 50)

Stwierdzone nieprawidłowości

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

OCENA CZĄSTKOWA

Minister prawidłowo wywiązał się z zadań związanych z wdrożeniem 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. Minister określał parametry aukcji głównych i dodatkowych zgodnie z wszystkimi przesłankami określonymi w art. 34 *ustawy o rynku mocy* przy zapewnieniu obowiązku zasięgnięcia opinii Prezesa URE i z uwzględnieniem uwag zgłaszanych przez podmioty uczestniczące w rynku mocy.

OBSZAR

2. Monitorowanie funkcjonowania rynku mocy

Opis stanu faktycznego

Opracowywanie corocznych sprawozdań z funkcjonowania rynku mocy

Ustawa o rynku mocy (art. 40) zobowiązuje ministra właściwego do spraw energii do corocznego opracowania sprawozdania z funkcjonowania rynku mocy, zawierającego w szczególności: informacje o przebiegu certyfikacji ogólnej i certyfikacji do aukcji mocy, wynikach aukcji mocy, wykonania obowiązków mocowych[47] oraz aktualną i przewidywaną sytuację w zakresie mocy wytwórczych.

[44] Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie, Aurora Energy Research i PKN Orlen SA.
[45] Dz. U. z 2021 r. poz. 1480.
[46] Pismo znak: 2322165.8628475.7047090 z dnia 9 listopada 2022 r.
[47] Dotyczy sprawozdań od 2021 r. czyli od pierwszego okresu dostaw.

Minister opracował sprawozdania za każdy rok okresu 2018-2022. *Sprawozdania* zawierały informacje dotyczące przebiegu certyfikacji ogólnej i certyfikacji do aukcji mocy i wynikach aukcji natomiast nie zawierały informacji odnośnie aktualnej i przewidywanej sytuacji w zakresie mocy wytwórczych. Ponadto przedstawiona w *Sprawozdaniu* za 2021 r. i 2022 r. informacja w zakresie wykonania obowiązku mocowego odnosiła się jedynie do okresu przywołania na rynku mocy (art. 57 ust. 9 *ustawy o rynku mocy*) i testowego okresu zagrożenia (art. 67 ust. 5 *ustawy o rynku mocy*). Nie odnosiła się natomiast do wykonania obowiązku mocowego w zakresie pozostawania w gotowości do dostarczania przez jednostkę rynku mocy określonej w umowie mocowej mocy elektrycznej do systemu (art. 57 ust. 1 pkt 1 *ustawy o rynku mocy*).

(akta kontroli str.60-61 i 188-232)

Minister wyjaśnił[48], że pomimo, iż spis treści *Sprawozdań* nie uwzględnia odrębnego rozdziału *Aktualna i przewidywana sytuacja w zakresie mocy wytwórczych*, to informacje w tym zakresie są zawarte w pozostałych częściach/rozdziałach *Sprawozdań*. Głównym elementem pokazującym aktualną i przewidywaną sytuację w zakresie mocy wytwórczych realizuje rozdział *Zestawienie wyników głównych aukcji mocy zorganizowanych w latach 2018-2022*. Wskazano w nim wielkości mocy wytwórczej (również DSR), które będą dostępne w poszczególnych latach (do 2040 r.), w związku z zawarciem umowy mocowej. Natomiast opis aktualnej sytuacji w zakresie mocy wytwórczych uzupełnia rozdział dotyczący wykonania obowiązków mocowych. Ponadto Minister poinformował, że szczegółowe informacje w zakresie aktualnej i spodziewanej sytuacji w obszarze mocy wytwórczych oraz równoważeniu popytu i podaży na energię elektryczną są zamieszczane w opracowywanym na podstawie art. 15b ust. 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. *Prawo energetyczne*[49] *sprawozdaniu z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.* Informacje zawarte *w Sprawozdaniu z funkcjonowania rynku mocy* nie powinny być powieleniem informacji zawartych w tym sprawozdaniu.

Minister wyjaśnił również, że nieujęcie wykonania obowiązku mocowego dotyczącego pozostawania 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 testowym okresie przywołania oraz czy wykazała demonstrację, czy też nie. JRM nie ma obowiązku sprzedaży energii elektrycznej w pozostałych okresach, czy świadczenia usług systemowych. Stąd nie istnieją mierniki, którymi można by się posłużyć do oceny gotowości inne niż faktyczne wykonanie obowiązku lub wykazanie demonstracji.

(akta kontroli str. 102-103)

Sprawozdanie z funkcjonowania rynku mocy, zgodnie z art. 40 ust. 2 *ustawy o rynku mocy* minister właściwy do spraw energii powinien przedstawić w terminie do dnia 30 kwietnia Prezesowi Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów[50]. Natomiast Prezes UOKiK powinien corocznie w terminie do dnia 31 maja przekazać je Komisji Europejskiej.

Minister przesłał *Sprawozdania* za lata 2018-2021 Prezesowi URE w terminie wymaganym *ustawą o rynku mocy* (tj. do 30 kwietnia) w tym: *Sprawozdanie* za 2018 r. przy piśmie z dnia 30 kwietnia 2019 r. za 2019 r. przy piśmie z dnia 30 kwietnia 2020 r. za 2020 r. przy piśmie z dnia 30 kwietnia 2021 r. i za 2021 r. przy piśmie z dnia 28

[48] Pismo znak: DELG-WKSE.081.1.2023.MM 2584708.9877793.802654 z dnia 4 maja 2023 r.
[49] Dz. U. z 2022 r. poz. 1385. Dalej: *Prawo energetyczne*.
[50] Dalej: Prezes UOKiK.

kwietnia 2022 r. Natomiast Prezes UOKiK przekazał *Sprawozdania* KE przy pismach z dnia odpowiednio: 30 maja 2019 r., 11 maja 2020 r., 13 maja 2021 r. i z 10 maja 2022 r.

Jak wynika z wyjaśnień Dyrektora Departamentu Monitorowania Pomocy Publicznej UOKiK[51], Prezes UOKiK nie zgłaszał uwag do *Sprawozdań* przekazywanych przez ministra właściwego do spraw energii. Uwag nie zgłaszała również Komisja Europejska.

(akta kontroli str. 7-9)

Analiza i ocena skutków wprowadzenia rynku mocy

Zgodnie z art. 68 ust. 1 i 2 pkt 1 i 7 *ustawy z dnia 27 sierpnia 2009 r. o finansach publicznych*[52], kontrolę zarządczą w jednostkach sektora finansów publicznych stanowi ogół działań podejmowanych dla zapewnienia realizacji celów i zadań w sposób zgodny z prawem, efektywny, oszczędny i terminowy. Celem kontroli zarządczej jest zapewnienie w szczególności, m.in.: skuteczności i efektywności działania oraz zarządzania ryzykiem. Natomiast zgodnie ze *Standardami kontroli zarządcze*j, cele i zadania należy określać jasno i w co najmniej rocznej perspektywie, a ich wykonanie monitorować za pomocą wyznaczonych mierników.

W okresie objętym kontrolą Minister nie wprowadził mechanizmu cyklicznej oceny skuteczności i efektywności rynku mocy. Nie zlecił również przeprowadzenia takiej oceny podmiotom zewnętrznym.

Dyrektor DEiG wyjaśnił[53], że coroczne *Sprawozdania* w sposób kompleksowy odnoszą się do kluczowych aspektów funkcjonowania rynku mocy, w tym m.in. do procesu certyfikacji jednostek, wyników aukcji czy realizacji przez podmioty zobowiązane obowiązków mocowych. Ponadto, zgodnie z art. 103 *ustawy o rynku mocy*, najpóźniej do 2024 r. przeprowadzona zostanie ocena funkcjonowania rynku mocy przez Radę Ministrów. Podstawą przeprowadzenia oceny będzie analiza bilansowa krajowego systemu elektroenergetycznego a także ocena stopnia rozwoju rynku energii.

(akta kontroli str.73-77)

Minister nie skorzystał z uprawnienia wynikającego z §152 ust. 2 uchwały Nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. *Regulamin pracy Rady Ministrów*[54] i nie wykonał ewaluacji ex post *ustawy o rynku mocy*.

Dyrektor DEiG wyjaśnił[55], że w związku z wprowadzonym w *ustawie o rynku mocy* obowiązkiem sprawozdawczym nałożonym na Ministra Klimatu i Środowiska w związku z funkcjonowaniem rynku mocy, przeprowadzanie dodatkowych analiz związanych ze skutecznością funkcjonowania rynku mocy nie było konieczne. Zakres sprawozdawczości przeprowadzanej na podstawie art. 40 *ustawy o rynku mocy* jest szeroki i obejmuje wszystkie kluczowe aspekty funkcjonowania rynku mocy w Polsce.

(akta kontroli str. 73-77)

Minister wyjaśnił[56], że corocznie Minister Klimatu i Środowiska opracowuje sprawozdanie z funkcjonowania rynku mocy, co nie jest równoznaczne z obowiązkiem dokonania corocznego przeglądu funkcjonowania rynku mocy i dokonania oceny funkcjonowania rynku mocy w zakresie oceny i zasad jego funkcjonowania. Jak

[51] Pismo znak: DMP-5.050.1.2022 z dnia 30 listopada 2022 r.
[52] Dz. U. z 2023 r. poz. 1270.
[53] Pismo znak: 2346433.8819086.7129052 z dnia 22 listopada 2022 r.
[54] M.P. z 2016 r. poz. 1006 ze zm.
[55] Pismo znak: 2346433.8819086.7129052 z dnia 22 listopada 2022 r.
[56] Pismo znak: DELG-WKSE.081.1.2023.MM, 2584708.9877793.8026524 z dnia 4 maja 2023 r.

wynika z pisma MKiŚ z 22 listopada 2022 r. ocena, na podstawie której zostanie podjęta decyzja o konieczności wprowadzenia ewentualnych zmian w zasadach funkcjonowania rynku mocy (skutkujących koniecznością zmiany decyzji notyfikacyjnej) w przypadku uznania za zasadne kontynuację rynku mocy będzie miała miejsce zgodnie z art. 103 *ustawy o rynku mocy*.

W *Raporcie Zespołu do spraw opiniowania parametrów aukcji mocy dotyczących parametrów aukcji głównej na rok dostaw 2027 oraz parametrów aukcji dodatkowych na rok 2024 Zespół* rekomendował przeprowadzenie analizy funkcjonowania rynku mocy w zmieniających się warunkach cen energii oraz kosztów stałych i zmiennych, przy najbliższym przeglądzie funkcjonowania rynku.

(akta kontroli str. 102 i 188-190)

Minister wyjaśnił[57], że *Zespół do spraw opiniowania parametrów aukcji mocy* odnosił się do art. 103 *ustawy o rynku mocy*, zgodnie z którym Rada Ministrów nie później niż w 2024 r. dokona oceny funkcjonowania rynku mocy i przedłoży Sejmowi informacje o skutkach jego funkcjonowania wraz z propozycją ewentualnej zmiany rynku mocy albo nawet zniesienia rynku mocy.

(akta kontroli str. 102)

Prezes URE w 2022 r.[58] podjął decyzję o zbadaniu przyczyn rezygnacji przez przedsiębiorstwa z udziału w aukcjach głównych w latach 2018-2022 pomimo deklaracji w trakcie certyfikacji ogólnej. 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 na rynku mocy, URE przeprowadził ankietę mającą na celu zbadanie przyczyn rezygnacji.

Uzyskano odpowiedzi od 124 przedsiębiorstw, które dotyczyły 286 planowanych jednostek wytwórczych. Niestabilne otoczenie regulacyjne jako przyczynę rezygnacji wskazało 31 przedsiębiorców, którzy łącznie zgłosili 61 planowanych jednostek (w tym 40 magazynów energii). Odmowę wydania warunków przyłączenia jako przyczynę rezygnacji wskazało natomiast 19 przedsiębiorców (dotyczyła ona 73 planowanych jednostek wytwórczych). Cenę maksymalną w aukcji głównej wskazało 14 podmiotów (które zgłosiły 15 planowanych jednostek), a wartość korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności jeden podmiot dla 16 planowanych farm fotowoltaicznych. Najliczniejsza 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*[59](13 jednostek) rezygnację z realizacji inwestycji (10 jednostek) i model biznesowy w zakresie sprzedaży energii elektrycznej oparty o umowy PPA (10 jednostek).

W podsumowaniu przeprowadzonej analizy Dyrektor Departamentu Rozwoju Rynków i Spraw Konsumenckich URE[60] rekomendowała podjęcie następujących działań:

1. przeprowadzenie analizy obowiązujących przepisów w zakresie utylizacji akumulatorów elektrochemicznych oraz ewentualną ich zmianę, tak aby

[57] Pismo znak: DELG-WKSE.081.1.1.2023.MM, 2584708.9877793.8026524 z dnia 4 maja 2023 r.
[58] Wyniki opracowano w styczniu 2023 r.
[59] Dz. U. z 2022 r., poz. 553.
[60] Notatka służbowa kierowana do Prezesa URE znak: DRR.WAR.770.2.51.2023.Pra.

zagwarantować magazynom energii, które powstaną w trakcie ich obowiązywania niezmienione zasady ich likwidacji w przyszłości,

2. zobowiązanie operatorów do realizacji inwestycji zwiększających moce przyłączeniowe,
3. przeanalizowanie 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.

Dyrektor Generalny URE wyjaśnił[61], że Prezes URE obecnie nie planuje publikacji wyników ankiety.

(akta kontroli str. 233-243)

Zmiana *ustawy o rynku mocy*

Przepisy *rozporządzenia rynkowego* wprowadziły m.in. zmiany w zakresie stosowania mechanizmów mocowych w krajach członkowskich Unii Europejskiej. Regulacje wymagały ograniczenia udziału w mechanizmach mocowych jednostek emitujących powyżej 550 g CO_2 pochodzącego z paliw kopalnych na kWh wytworzonej energii elektrycznej oraz średniorocznie powyżej 350 kg CO_2 pochodzącego z paliw kopalnych na kW mocy elektrycznej zainstalowanej. Postanowienia *rozporządzenia rynkowego* od dnia 4 lipca 2019 r. wykluczyły z uczestnictwa w rynku mocy nowe jednostki wytwórcze (nie prowadzące produkcji komercyjnej przed tą datą) emitujące więcej niż 550 g CO_2/kWh, a od dnia 1 lipca 2025 r. także jednostki istniejące (prowadzące produkcję komercyjną przed 4 lipca 2019 r.) emitujące więcej niż 550 g CO_2/kWh oraz ponad 350 kg CO_2/kW (średnio w skali roku).

W dniu 1 września 2021 r. weszła w życie *ustawa z dnia 23 lipca 2021 r. o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw*[62], która dostosowała zapisy *ustawy o rynku mocy* z przepisami *rozporządzenia rynkowego*. Ponadto w ustawie zmieniającej ujęto możliwość konwersji jednostki posiadającej zawartą już umowę mocową i niespełniającej limitu emisji 550 g CO_2/kWh na jednostkę spełniającą ten limit poprzez zmianę technologii wytwarzania energii elektrycznej, realizowaną w ramach istniejącej umowy lub w ramach zastąpienia istniejącej umowy nowymi umowami mocowymi (art. 1 pkt 23 *ustawy zmieniającej*). Dopuszczono również możliwość zmiany mocy osiągalnej nowej jednostki rynku mocy wytwórczej, jeżeli moc takiej jednostki po jej realizacji nieznacznie odbiegać będzie od mocy, zakładanej na etapie planowania, co miało pozwolić na uniknięcie wzrostu jednostkowej emisji, wywołanego koniecznością wprowadzenia mniej sprawnych instalacji zapewniających brakującą moc (art. 1 pkt 23 *ustawy zmieniającej*). Obniżono również opłatę mocową dla jednostek o płaskim profilu zużycia (art. 1 pkt 44 *ustawy zmieniającej*).

Ponadto w *ustawie zmieniającej* zawarto usprawnienia i doprecyzowania o charakterze technicznym, nie wpływające na zasady funkcjonowania mechanizmu rynku mocy.

Stwierdzone nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie stwierdzono następujące nieprawidłowości:

Minister nie prowadził regularnego przeglądu rynku mocy i nie monitorował na bieżąco realizacji celów założonych do osiągnięcia w *ustawie o rynku mocy*. Opracowywane corocznie *Sprawozdania* nie zwierały wszystkich wymaganych elementów.

[61] Pismo znak: BDG.SOPiK.071.3.2023.MSzS z dnia 8 maja 2023 r.
[62] Dz. U. z 2021 r. poz. 1505. Dalej *ustawa zmieniająca*.

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 przedstawiono również realizacji obowiązku mocowego wynikającego z art. 57 ust. 1 pkt 1 *ustawy o rynku mocy*,

W ocenie NIK nieuzasadniona jest argumentacja Ministra, 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 umowy mocowej. NIK również nie zgadza się ze stwierdzeniem, że opis aktualnej sytuacji w zakresie mocy wytwórczych uzupełniał rozdział Sprawozdania dotyczący wykonania obowiązków mocowych.

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. Jednocześnie NIK wskazuje, że informacja o wykonaniu obowiązku mocowego znalazła się tylko w *Sprawozdaniach* za lata 2021-2022, nie było takiej informacji (i nie mogło jej być bowiem pierwszy okres dostaw rozpoczynał się w 2021 r. i od tego roku dostawcy mocy byli zobowiązani do realizacji obowiązku mocowego) w *Sprawozdaniach* za lata *2018-2020.* 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 pozostawania w gotowości do dostarczania przez jednostkę rynku mocy określonej w umowie mocowej mocy elektrycznej do systemu. NIK również nie podziela argumentu Ministra, że nieujęcie wykonania obowiązku mocowego dotyczącego pozostawania 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 testowym okresie przywołania. W *Sprawozdaniach* bowiem 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. NIK wskazuje jednocześnie, na stojące w sprzeczności z wyjaśnieniami Ministra wyjaśnienia Dyrektor DEiG, który stwierdził, że zakres sprawozdawczości przeprowadzanej na podstawie art. 40 *ustawy o rynku mocy* jest szeroki i obejmuje wszystkie kluczowe aspekty funkcjonowania rynku mocy w Polsce.

Minister nie prowadził także bieżącego przeglądu rynku mocy i oceny osiągania celów określonych w Ocenie Skutków Regulacji projektu *ustawy o rynku mocy*. Na konieczność takich działań wskazuje dyspozycja zawarta w art. 68 ust. 2 *ustawy o finansach publicznych*, że celem kontroli zarządczej jest zapewnienie skuteczności i efektywności działania oraz zarządzanie ryzykiem. W *Polskim Planie Wdrażania reform rynku energii elektrycznej* stwierdzono natomiast, że polski rynek mocy będzie podlegał regularnym przeglądom. Również *Standardy kontroli zarządczej* wskazują na potrzebę bieżącego przeglądu realizacji zadań. W część II, punkt B6 zapisano, 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*[63]. Ponadto *ustawa o rynku mocy* (art. 103) zobowiązuje Radę Ministrów do dokonania nie później niż w 2024 r., na podstawie analiz bilansowych krajowego systemu elektroenergetycznego i oceny stopnia rozwoju rynku energii, oceny funkcjonowania rynku mocy i przedłożenia Sejmowi Rzeczpospolitej Polskiej informacji o skutkach jej obowiązywania wraz z propozycjami zmian rynku mocy albo zniesienia rynku mocy. Pomimo upływu ponad czterech lat od wprowadzenia mechanizmu rynku mocy[64] i nałożenia na Ministra obowiązku bieżącego monitoringu funkcjonowania tego rynku, Minister nie podjął w powyższym zakresie odpowiednich działań. NIK, podzielając wyjaśnienia Dyrektor 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 osiągane są 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[65] na aukcjach głównych w zależności od typu jednostki dominowały jednostki istniejące (54,5% zakontraktowanej mocy) oraz jednostki modernizowane (19,2% zakontraktowanej mocy). Natomiast jednostki planowane 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 w 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). W ocenie NIK Minister nie przeanalizował przyczyn takich zjawisk i w konsekwencji nie zastosował środków ograniczających ich skalę. Tym samym nie podejmował działań wynikających z art. 68 ust. 2 pkt 7 *ustawy o finansach publicznych* wskazujących, że celem kontroli zarządczej jest zapewnienie w szczególności zarządzania ryzykiem. W rezultacie braku bieżącego monitoringu Minister nie posiadał informacji o przyczynach ograniczonego udziału w aukcjach

[63] W Raporcie Zespołu do spraw opiniowania parametrów aukcji mocy dotyczących parametrów aukcji głównej na rok dostaw 2027 oraz parametrów aukcji dodatkowych na rok 2024.
[64] Ustawa o rynku mocy weszła w życie z dniem 8 stycznia 2018 r.
[65] O czym szerzej w obszarze 3. Efekty wsparcia w ramach rynku mocy niniejszego wystąpienia.

mocy jednostek planowanych, 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 (OSR) 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.

Nierzetelne opracowywanie *Sprawozdań z funkcjonowania rynku mocy* oraz zaniechanie bieżącego przeglądu rynku mocy i monitorowania realizacji założonych dla tego mechanizmu celów powodowało, że Minister nie zapewnił aktualnej analizy skuteczności rynku mocy i tym samym nie podejmował działań korygujących ten mechanizm adekwatnie do występujących ryzyk. NIK wskazuje, że zgodnie ze *Standardami kontroli zarządczej,* co najmniej raz w roku należy dokonać identyfikacji ryzyka w odniesieniu do celów i zadań, a w stosunku do każdego istotnego ryzyka powinno się określić rodzaj reakcji (tolerowanie, przeniesienie, wycofanie się, działanie). Należy określić działania, które trzeba podjąć w celu zmniejszenia danego ryzyka do akceptowanego poziomu. W przypadku istotnej zmiany warunków, w których funkcjonuje jednostka, należy dokonać ponownej identyfikacji ryzyka.

OCENA CZĄSTKOWA

Minister nie monitorował jak i nie przeprowadzał bieżącego przeglądu funkcjonowania rynku mocy. Tym samym nie zapewnił bieżącej identyfikacji ryzyk czy nieprawidłowości w funkcjonowaniu tego mechanizmu, co utrudniało podejmowanie potencjalnych działań naprawczych w sytuacjach tego wymagających. Zaniechania te naruszały zasady kontroli zarządczej dla sektora finansów publicznych. 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.

3. Efekty wsparcia w ramach rynku mocy

Opis stanu faktycznego

Koszty rynku mocy

Z OSR projektu *ustawy o rynku mocy* (punkt 7 *Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczości, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na obywateli i gospodarstwa domowe*) wynikało, że łączne koszty funkcjonowania rynku mocy[66] miały w latach 2017-2027 wynieść 26 834,9 mln zł, w tym w: 2021 r. 3 980,7 mln zł, 2022 r. 3 820,7 mln zł, 2023 r. 3 530,7 mln zł, 2024 r. 3 790,7 mln zł, 2025 r. 3 910,7 mln zł, 2026 r. 3 960,7 mln zł i w 2027 r. 3 890 mln zł[67]. 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.

Zgodnie z art. 74 *ustawy o rynku mocy,* całkowity koszt rynku mocy w danym roku dostaw na potrzeby kalkulacji stawek opłaty mocowej oblicza się jako sumę iloczynów obowiązków mocowych i cen zamknięcia aukcji głównej na dany rok dostaw. Sumę iloczynów obowiązków mocowych i odpowiednich cen zamknięcia aukcji dodatkowych na dany rok dostaw i kosztów wymienionych w art. 77 ust. 3 i 4 *ustawy*

[66] 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.

[67] W cenach stałych netto z 2016 r.

o rynku mocy[68], pomniejsza się o prognozowany stan środków pieniężnych na rachunku opłaty mocowej na dzień 31 grudnia danego roku.

Całkowity koszt rynku mocy w rozumieniu art. 74 *ustawy o rynku mocy* w latach 2021-2023 wyniósł odpowiednio: 5 530,26 mln zł, 5 328,67 mln zł i 5 296,64 mln zł. Natomiast suma iloczynów obowiązków mocowych i cen zamknięcia aukcji głównej na dany rok dostaw wyniosła odpowiednio: 5 389,67 mln zł, 5 088,94 mln zł i 5 003,81 mln zł, suma iloczynów obowiązków mocowych i odpowiednich cen zamknięcia aukcji dodatkowych na dany rok dostaw wyniosła: 139,46 mln zł, 160,17 mln zł i 262,56 mln zł, koszty wynikające z art. 77 ust. 3 i 4 *ustawy o rynku mocy*: wyniosły 1 12 mln zł, 0,92 mln zł i 0,72 mln zł a prognozowany stan środków na rachunku opłaty mocowej (tylko dla lat 2022-2023) wyniósł (minus) 78,63 mln zł i (minus) 29,55 mln zł.

Z informacji uzyskanych od Prezesa URE[69] (na podstawie danych uzyskanych od Zarządcy Rozliczeń S.A.)[70] wynika, że wydatki z rachunku opłaty mocowej w 2021 r. wyniosły 5 335,36 mln zł netto (6 562,34 mln zł brutto), a w 2022 r. 5 295,95 mln zł netto (6 513,94 mln zł brutto).[71] Poniesione wydatki były odpowiednio o: 34,0% i 38,6% wyższe niż zaplanowane w OSR *projektu ustawy o rynku mocy*.

(akta kontroli str. 246-264)

Dyrektor DEiG wyjaśnił[72], że budżet rynku mocy wskazany w *Decyzji* (na poziomie 4,0 mld zł) był wartością szacunkową (w *Decyzji* wskazano, że jest to wartość bardzo trudna do oszacowania z góry – pkt 106). Łączna kwota wynagrodzeń za moc wypłacanych w danym roku wynika z pięciu rozstrzygniętych aukcji (aukcji głównej na dany rok oraz czterech aukcji dodatkowych na kwartały roku), a także rozstrzygniętych wcześniej aukcji, w wyniku których zawarto wieloletnie umowy mocowe. Wysokość konkretnych ofert zgłaszanych na aukcji podatna jest 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.

(akta kontroli str. 89)

Zgodnie z OSR projektu *ustawy o rynku mocy,* w docelowym modelu stawki opłaty mocowej ustalane przez Prezesa URE miały być odrębne dla odbiorców końcowych, pobierających energię elektryczną w gospodarstwie domowym oraz dla odbiorców komercyjnych, w podziale na odbiorców energochłonnych oraz pozostałych.

Prezes URE kalkulował stawki opłaty mocowej dla odbiorców w gospodarstwie domowym na 2021 r. 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

[68] Środki na pokrycie zadłużenia – łącznie z kosztami obsługi Zarządcy Rozliczeń SA, zaciągniętego na pokrycie kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej, a także na pokrycie uzasadnionych kosztów poniesionych przez Zarządcę Rozliczeń SA z tytułu zarządzania środkami z opłaty mocowej.

[69] Na podstawie danych uzyskanych od Zarządcy Rozliczeń S.A.: pismo znak: ZR.456-1/23.1 z dnia 14 czerwca 2023 r.

[70] Zgodnie z art. 77 ust. ust. 3 *ustawy o rynku mocy* Zarządca rozliczeń zarządza powierzonymi środkami z opłaty mocowej i innych tytułów przewidzianych ustawą na rachunku opłaty mocowej.

[71] W ujęciu memoriałowym, z uwzględnieniem wynagrodzenia dla Zarządcy Rozliczeń SA.

[72] Pismo znak: 2375908.8998467.7369458 z dnia 2 stycznia 2023 r.

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. Ponieważ do czasu kalkulacji stawek opłaty mocowej na 2021 r. Komisja Europejska nie wydała żadnej decyzji, Prezes URE przyjął wartość współczynnika R równą zero (0). Tak wyliczona (w zależności od zużytej w ciągu roku energii elektrycznej) stawka opłaty mocowej wyniosła (zł): 1,87 (dla zużycia poniżej 500 kWh), 4,48 (od 500kWh do 1 200 kWh), 7,47 (powyżej 1 200 kWh do 2 800 kWh) oraz 10,46 (powyżej 2 800 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 1 200 kWh energii, od 0,003 zł do 0,006 zł jeżeli zużył powyżej 1 200 kWh do 2 800 kWh i 0,004 jeżeli zużył powyżej 2 800 kWh.

Ustawa zmieniająca uchyliła przepisy mówiące o możliwości zastosowania ulgi dla odbiorców energochłonnych (które nie weszły w życie ze względu na brak notyfikacji przez Komisję Europejską). Jednocześnie wprowadziła docelowy model obliczania opłaty mocowej – który miał obowiązywać od 1 stycznia 2028 r., 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 okresie przejściowym, do końca 2027 r. będzie obowiązywał podział na odbiorców ryczałtowych, dla których wysokość opłaty mocowej będzie uzależniona od rocznego poboru energii elektrycznej (art. 89a ust. 1 pkt 1 *ustawy o rynku mocy*) oraz odbiorców pozostałych, dla których wysokość opłaty mocowej będzie 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 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. 89 a 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). Tak wyliczona opłata mocowa dla odbiorców końcowych (w zależności od zużytej w ciągu roku energii elektrycznej w 2022 r. i w 2023 r. wyniosła[73] [zł]: 2,37 i 2,38 (dla zużycia poniżej 500 kWh), 5,68 i 5,72 (od 500kWh do 1 200 kWh), 9,46 i 9,54 (powyżej 1 200 kWh do 2 800 kWh) oraz 13,25 i 13,35 (powyżej 2 800 kWh). Odbiorca końcowy ryczałtowy z tytułu ponoszenia opłaty mocowej dopłacał do 1 kWh energii elektrycznej: w 2022 r. i 2023 r. odpowiednio [zł]: 0,004 zł jeżeli zużył poniżej 500 kWh energii, od 0,005 zł do 0,011 zł jeżeli zużył od 500 kWh do 1 200 kWh energii, od 0,003 zł do 0,008 zł jeżeli zużył powyżej 1 200 kWh do 2 800 kWh i 0,005 jeżeli zużył powyżej 2 800 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 rozliczany w sposób ryczałtowy z 15,5 mln do 17,7 mln stawki opłaty mocowej dla odbiorców ryczałtowych były wyższe o 26,6%.

(akta kontroli str. 246-251)

[73] https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/10557,Rynek-mocy-Prezes-URE-wyliczyl-wysokosc-oplaty-za-utrzymanie-bezpieczenstwa-ener.html

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, w 2020 r. 252,69, w 2021 r. 278,08). Największy wzrost nastąpił pomiędzy 2021 r. a 2022 r. o 88,3%[74]. Spowodowane to było przede wszystkim niestabilną sytuację na rynkach surowcowych, przede wszystkim gazu i węgla.

(akta kontroli str. 265)

W latach 2021-2022 PSE SA wypłaciła łącznie 632,9 mln zł brutto (514,5 mln zł netto) przedsiębiorcom, których jednostki wytwórcze rynku mocy pozostawały w przestoju technicznym powyżej ośmiu godzin[75] (w tym 239,5 mln zł brutto, 194,7 mln zł netto z tytułu przestojów spowodowanych awariami)tj. w razie ogłoszenia stanu przywołania, który Operator podaje do wiadomości poprzez publikację ostrzeżenia na swojej stronie internetowej i dokonując wpisu w *Rejestrze Rynku Mocy* (na podstawie art. 57 ust. 9 *ustawy o rynku mocy*), nie mogłyby wykonać obowiązku mocowego w zakresie dostarczenia mocy elektrycznej do systemu w okresie przywołania w wielkości równej skorygowanemu obowiązkowi mocowemu. Ostrzeżenie publikuje się bowiem nie później niż osiem godzin przed okresem przywołania na rynku mocy.

Minister wyjaśnił[76], że adekwatność otrzymanego przez dostawców mocy wynagrodzenia w stosunku do wykonanego obowiązku mocowego określonego w art. 57 ust.1 pkt 1 *ustawy o rynku mocy,* nie może być rozpatrywana oddzielnie względem całego funkcjonowania rynku mocy. Wprowadzenie rynku mocy pozwala na między innymi na pozyskanie długoterminowego finansowania dla nowych jednostek oraz na utrzymanie na rynku istniejących. Same te działania skutkują zwiększoną podażą energii i mocy względem sytuacji braku wsparcia. Adekwatność poziomu wsparcia do wielkości mocy zakupionej jest odwzorowana za pomocą kształtu krzywej popytu na aukcjach mocy i ma na celu odzwierciedlenie relacji między kosztem niedostarczonej energii, w sytuacji, gdy jednostka zaprzestałaby funkcjonowania, a wysokością płatności z tytułu rynku mocy. Wartości te są każdorazowo analizowane przez Operatora w ramach przygotowywania proponowanych parametrów aukcji. W przypadku natomiast stwierdzenia braku wykonania obowiązku mocowego przez jednostkę rynku mocy nakładane są kary zgodnie z art. 59 oraz art. 67 ust. 8 i zgodnie z ust. 9 *ustawy o rynku mocy*, a za okres od negatywnego zakończenia testowego okresu przywołania na rynku mocy do ponownego zgłoszenia gotowości do wykonania obowiązku mocowego nie przysługuje dostawcy mocy wynagrodzenie.

Ponadto Minister wyjaśnił, że nie stwierdzono konieczności monitorowania zjawiska uzyskiwania przez dostawców mocy wynagrodzenia za wykonanie obowiązku mocowego polegającego na pozostawaniu w gotowości do dostarczania przez jednostkę rynku mocy określonej w umowie mocowej mocy elektrycznej do systemu, w okresach, w których dana jednostka rynku mocy nie może wykonać tego obowiązku, tj. w okresach przestojów technicznych, jak również nie stwierdzono konieczności obniżenia wynagrodzenia dostawcom mocy, ze względu na wyżej wskazaną złożoność procesów w ramach rynku mocy.

(akta kontroli str. 103-104 i 265)

Wydatki z budżetu państwa na wykonywanie zadań związanych z rynkiem mocy

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

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

[76] Pismo znak DELG-WKSE.081.1.2023.MM 2584708.9877793.8026524 z dnia 4 maja 2023 r.

Zgodnie z art. 106 ust. 1 *ustawy o rynku mocy* limit wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań ministra właściwego do spraw energii wynikających z ustawy wynosi: 427 427 zł, a w latach 2019-2027 – 387 427 zł (w każdym roku). W przypadku gdy wielkość wydatków po pierwszym półroczu danego roku budżetowego wyniesie więcej niż 65% limitu wydatków w danym roku (tj. 277 827,6 zł w 2018 r. i 251 827,6 zł w kolejnych latach), dysponent środków obniża wielkość środków przeznaczonych na wydatki w drugim półroczu o kwotę stanowiącą różnicę między wielkością tego limitu a kwotą przekroczenia wydatków (art. 106 ust. 4).

Środki finansowe na wykonywanie zadań ministra właściwego do spraw energii wynikające z *ustawy o rynku mocy* zostały w 2018 r. pozyskane z rezerwy celowej budżetu państwa poz. 73 pn. *Rezerwa na zmiany systemowe i niektóre zmiany organizacyjne, w tym nowe zadania związane z poprawą finansów publicznych, w tym odbudową dochodów budżetu państwa* w wysokości 427 427,0 zł[77]., o które to środki zwiększona została część budżetowa 47 – Energia. 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. Przy czym w okresie od 1 stycznia do 30 czerwca 2018 r. wydatkowano kwotę 141 935,7 zł (33,2% przyznanych środków).

Dyrektor Departamentu Kontroli i Audytu Ministerstwa Aktywów Państwowych wyjaśnił, że na kolejne lata, począwszy od 2019 r, środki finansowe na realizację zadań Ministra wynikających 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 ma możliwości ustalenia faktycznie poniesionych wydatków na wykonanie powyższych zadań.

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), w tym od 21 marca do 30 czerwca 2020 r. 57 126,10 zł, od 1 lipca do 31 grudnia 2020 r. 82 052,9 zł, od 1 stycznia do 30 czerwca 2021 r. 96 248,4 zł, od 1 lipca do 31 grudnia 2021 r. 133 477 zł.

Dyrektor Generalny URE wyjaśnił[78], że w 2018 r. Prezes URE poniósł wydatki na wykonywanie zadań wynikających z *ustawy o rynku mocy* w łącznej kwocie 164 670,8 zł[79], w tym od 1 stycznia do 30 czerwca 2018 r. 49 665,7 zł a od 1 lipca do 31 grudnia 2018 r. 115 005,1 zł. 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.

(akta kontroli str. 20, 57-41 i 65-69)

Realizacja celów ustawy o rynku mocy

W OSR projektu *ustawy o rynku mocy* (z 23 czerwca 2017 br.) stwierdzono, że z danych Operatora przedstawionych w raporcie pt. *Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016-2035* z dnia 20 maja 2016 r. wynikało, że do 2035 r. konieczne będzie odtworzenie w KSE co najmniej 23,0 GW

[77] Decyzja Ministra Finansów z dnia 22 marca 2018 r., znak: MF/FG4.4143.3.26.2018.MF.400.
[78] Pismo znak: BDG.SOPiK.071.5.2022.MSzS z dnia 7 listopada 2022 r.
[79] Środki zostały przyznane w ramach rezerwy celowej: decyzją znak: MF/FG4.4143.3.34.2018.MF.738 z dnia 29 marca 2018 r.

(przy zainstalowanej mocy w kraju 40 GW) mocy wytwórczych, a niedobory mocy w systemie dla zapewnienia nadwyżki mocy wymaganej dla zapewnienia bezpiecznej pracy KSE mogą pojawić się już w 2020 r. lub 2022 r.

W *Decyzji* (pkt 12 i 13) w scenariuszu bazowym czas braku dostaw mocy elektrycznej do odbiorców końcowych wyrażony w godzinach na rok[80] dla lat: 2020, 2025 i 2030 określony przez niezależnego konsultanta wynosił: 176,4, 101,7 oraz 12,56. Wielkości te wskazywały na niespełnienie standardu bezpieczeństwa określonego na 3h/rok. Uzyskany wynik pozwolił na oszacowanie brakujących mocy dyspozycyjnych w polskim systemie elektroenergetycznym na 2 750 MW w 2020 r. oraz 8 068 MW w 2025 r.

W OSR projektu ustawy o rynku mocy założono, że weryfikacja podstawowego celu wdrożenia rynku mocy – efektywne kosztowo zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych w horyzoncie średnim i długo terminowym – miała następować poprzez ocenę bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców. Zgodnie z § 3 *rozporządzeniem Ministra Energii z dnia 18 lipca 2018 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym*[81] 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 jednostek wytwórczych przyłączonych do systemu z zapotrzebowaniem sieci powiększonym o minimalną rezerwę zdolności wytwórczych wynosi 3 godziny.

W latach 2021-2022 PSE ogłosiło dwa okresy przywołania: w dniu 23 września 2022 r. o godzinie 19.00-20.00 i 20.00-21.00. Skorygowany obowiązek mocowy dla okresu przywołania w godzinach 19.00-20.00, i 20.00-21.00 dla jednostek dostarczających moc wyniósł odpowiednio: 19 055,085 MW i 18 923,624 MW, natomiast jego wykonania wyniosło 21 592,594 MW i 21 863,528 MW. Skorygowany obowiązek mocowy dla DSR (ograniczenie mocy pobieranej) wyniósł 741,527 MW i 736,417, a jego wykonanie: 976,204 MW i 979,232 MW.

(akta kontroli str. 265)

Dyrektor Departamentu Rozwoju Systemu, pełnomocnik Zarządu PSE wyjaśnił[82], że w okresie od dnia 1 stycznia 2021 r. do dnia 10 listopada 2022 r. nie wystąpiła sytuacja braku możliwości bieżącego zbilansowania popytu i podaży w polskim systemie elektroenergetycznym. Co za tym idzie, nie było ani jednej godziny, w której wystąpiłaby niedostarczona energia elektryczna do odbiorców końcowych w związku z brakiem wystarczalności generacji.

(akta kontroli str.15-17**)**

W uzasadnieniu do projektu *ustawy o rynku mocy* stwierdzono, że potrzeba wydania przedmiotowego aktu wynikała z konieczności zapobieżenia niedoborom mocy wytwórczych, a zatem z przemodelowania otoczenia regulacyjnego rynku energii elektrycznej w taki sposób, aby stworzyć silne zachęty ekonomiczne do budowy, utrzymania i modernizacji jednostek wytwórczych oraz do zarządzania zużyciem energii i uelastycznienia popytu.

Na aukcjach przeprowadzonych w latach 2018-2022 zakontraktowano łącznie 75,25 GW mocy elektrycznej (w tym na aukcjach głównych 67,23 GW i na aukcjach dodatkowych 8,01 GW) przy oferowanej mocy 98,41 GW. Przy czym w strukturze

[80] Wskaźnik LOLE (ang. Loss of Load Expectation).
[81] Dz. U. z 2018 r. poz. 1455.
[82] Pismo znak: 2612-DS.-WG.070.1.2023.3 z dnia 9 listopada 2022 r. podpisane z upoważnienia przez Zastępcę Dyrektora Departamentu Rozwoju Systemu.

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 planowanych stanowił 14,3% (9,58 GW), przy czym w aukcji przeprowadzanej w 2018 r. (z okresem dostaw od 2021 r.) zakontraktowano 4,02 GW (42,0% zakontraktowanej mocy jednostek planowanych). W certyfikacji ogólnej przeprowadzonej w latach 2018-2022 przedsiębiorcy deklarowali, że w aukcjach głównych wezmą udział jednostki planowane wytwórcze o łącznej mocy 58,27 GW, natomiast zakontraktowano na aukcjach głównych moc takich jednostek w wysokości 6,4% (9,58 GW). Z zadeklarowanego udziału w aukcjach głównych dla planowanych jednostek redukcji zapotrzebowania o mocy 16,59 GW zakontraktowano na aukcjach głównych 34,4% (5,71 GW).

Zgodnie ze *Sprawozdaniem z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2021 r. do dnia 31 grudnia 2022 r.*, prognozowana wymagana dodatkowa moc dyspozycyjna w Krajowym Systemie Energetycznym w 2034 r. wynosiła 9,4 GW w wariancie pesymistycznym oraz 7,2 GW w wariancie optymistycznym.

Według opracowanej przez Prezesa URE *Informacji na temat planów inwestycyjnych w nowe moce wytwórcze w latach 2020-2034* liczba planowanych wycofań mocy wytwórczych z eksploatacji w tym okresie wyniesie około 18,8 GW, a planowanych do oddania do eksploatacji – 14,2 GW nowych mocy wytwórczych. W 2034 r. nastąpiłoby więc zmniejszenie potencjału wytwórczego o 4,6 GW.

(akta kontroli str.266-267)

Dyrektor DEiG wyjaśnił[83], że wysoki udział jednostek istniejących w pierwszych latach funkcjonowania rynku mocy jest wynikową rynkowego i neutralnego technologicznie charakteru rynku mocy. W 2018 r. zostały zorganizowane trzy aukcje główne co mogło skutkować zgłaszaniem przez uczestników aukcji jednostek istniejących lub projektów najbardziej dojrzałych. Jednocześnie wyniki aukcji na późniejsze lata dostaw pokazują, że udział jednostek wytwórczych istniejących maleje, co potwierdza skuteczność rynku mocy w zakresie zapewnienia zachęt inwestycyjnych dla modernizacji oraz budowy nowych bloków czy wykorzystania odpowiedzi strony popytowej.

(akta kontroli str. 88)

W OSR projektu *ustawy o rynku mocy* określono również trzy cele dodatkowe: poprawa wpływu energetyki na środowisko poprzez stworzenie warunków umożliwiających bezpieczny rozwój OZE (umożliwienie wygaszenia najstarszych elektrowni i zastąpienie ich jednostkami o niższych parametrach emisyjnych, efekt zachęty do budowy nowych bloków energetycznych oraz określonej modernizacji istniejących elektrowni oraz wdrożenie skutecznego, opartego na zasadach konkurencji, mechanizmu koordynacji budowy i wycofań mocy wytwórczych oraz wdrażanie konkurencyjnego mechanizmu koordynacji budowy i wycofania mocy rozwoju DSR, przy zapewnieniu minimalizacji kosztów dla odbiorców. Przy formułowaniu kryteriów i mierników, cele dodatkowe sformułowano jako: wdrażanie konkurencyjnego mechanizmu koordynacji budowy i wycofań mocy oraz poprawa wpływu energetyki na środowisko. Zaproponowane mierniki nie zawierały wartości bazowych, pośrednich a także wartości docelowych oraz terminu ich osiągnięcia.

Dyrektor DEiG wyjaśnił[84], że rynek mocy jest instrumentem opartym na aukcjach neutralnych pod względem technologicznym, a określenie poszczególnych wartości,

[83] Pismo znak: 2375908.8998467.7369458 z dnia 2 stycznia 2023 r.
[84] Pismo znak: 2375908.8998467.7369458 z dnia 2 stycznia 2023 r.

docelowych lub pośrednich, mogłoby powodować zaburzenie w działania mechanizmów rynkowych, a tym samym byłoby sprzeczne z założeniami tego mechanizmu.

(akta kontroli str.86)

Realizacja celów dodatkowych w latach 2018-2022 według przypisanym im kryteriów i mierników przebiegała następująco:

1. wdrażanie konkurencyjnego mechanizmu koordynacji budowy i wycofań mocy:
    a) kryterium – rozwój technologii redukcji zapotrzebowania oraz usług związanych z zarządzaniem popytem – miernik skala/przyrost udziału zasobów strony popytowej w aukcjach głównych i w aukcjach dodatkowych [%]. Udział jednostek rynku mocy redukcji zapotrzebowania w aukcjach głównych wzrósł z 2,7% (w aukcji na rok dostaw 2021) do 28,7% (w aukcji na roku dostaw 2027)[85], natomiast oferowana moc na aukcjach głównych wzrosła z 0,6 GW (w aukcji na rok dostaw 2021) do 1,5 GW (w aukcji na rok dostaw 2027)[86],
    b) kryterium – zapewnienie sygnałów cenowych do budowy nowych mocy wytwórczych – miernik przyrost nowych mocy wytwórczych uczestniczących w rynku mocy. Udział nowych mocy wytwórczych w aukcji głównej na rok dostaw 2021 wyniósł 4,0 GW, w aukcji na rok dostaw 2023 0,9 GW, na rok dostaw 2024 1,4 GW, na rok dostaw 2026 2,1 GW i na rok dostaw 2027 1,1 GW. W aukcjach na rok dostaw 2022 i 2025 nie uczestniczyły nowe moce wytwórcze,
    c) kryterium – zapewnienie sygnałów cenowych do modernizacji mocy wytwórczych – miernik modernizacja majątku wytwórczego i przystosowanie go do zaostrzających się norm emisyjnych. Udział mocy modernizowanych w aukcjach głównych zmniejszył się z 7,5 GW w aukcji głównej na rok dostaw 2021 do 0,2 GW na rok dostaw 2027[87]. Dyrektor DEiG[88] nie przedstawił informacji wskazujących na wielkość udziału w aukcjach głównych jednostek, których modernizacja polegała na dostosowaniu do zaostrzających się norm emisyjnych,
2. poprawa wpływu energetyki na środowisko:
    a) kryterium – poprawa warunków rozwoju niesterowalnych OZE – miernik wolumen niesterowalnych OZE, który może być przyłączony do KSE przy uwzględnieniu wyłącznie ograniczeń bilansowych (w zakresie rezerwowania tych źródeł przez źródła sterowalne). Udział mocy zainstalowanej niesterowalnych OZE w mocy zainstalowanej w KSE wzrósł z 8 485,5 MW w 2018 r. do 22 670,2 MW w 2022 r. (w 2019 r wyniósł 9 528,4 MW, w 2020 r. 12 490,3 MW i w 2021 r. 16 935,4 MW).
    b) kryterium – poprawa wpływu energetyki na środowisko dzięki zastąpieniu starych jednostek wytwórczych – miernik zmiana emisji substancji szkodliwych przez Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane[89]. Dyrektor DEiG nie przedstawił informacji na temat kształtowania się emisji

[85] W aukcji na rok dostaw 2022 wyniósł – 7,2%, na rok dostaw 2023 – 7,4%, na rok dostaw 2024 – 11,9%, na rok dostaw 2025 – 40,3% i na rok dostaw 2027 – 28,7%.
[86] W aukcji na rok dostaw 2022 wyniosła – 0,8 GW, na rok dostaw 2023 – 0,8 GW, na rok dostaw 2024 – 1,0 GW, na rok dostaw 2025 – 1,0 GW i na rok dostaw 2026 – 1,5 GW.
[87] W aukcji na rok dostaw 2022 wyniósł – 0,1 GW, w aukcji na rok dostaw 2024 – 4,2, w aukcji na rok dostaw 2025 – 0,2 i w aukcji na rok 2026 – 0,5 GW. W aukcji na rok dostaw 2023 nie brały udziału jednostki modernizowane.
[88] Pismo znak: 2375908.8998467.7369458 z dnia 2 stycznia 2023 r.
[89] Dalej: JWCD.

substancji szkodliwych przez JWCD. Z danych przedstawionych przez ARE SA w dokumencie *Emitor 2021 – Emisja zanieczyszczeń środowiska w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych*[90] wynikało, że latach 2018-2021 w energetyce zawodowej nastąpiło zmniejszenie emisji zanieczyszczeń, w tym: emisji popiołu lotnego z 7 934 t w 2018 r. do 4 743 t w 2021 r. o 40,1% (w elektrowniach na węglu brunatnym z 2 421 t do 1 284 t, a w elektrowniach i elektrociepłowniach na węglu kamiennym z 5 175 t do 3 088 t), emisji dwutlenku siarki (SO_2) z 136 892 t w 2018 r. do 101 431 t w 2021 r. o 25,9% (w elektrowniach na węglu brunatnym z 56 287 t do 48 822 t, a w elektrowniach i elektrociepłowniach na węglu kamiennym z 77 933 t do 49 956 t), tlenków azotu (NO_x) z 117 689 t w 2018 r. do 97 804 t w 2021 r. o 16,9% (w elektrowniach na węglu brunatnym z 42 713 t do 35 628 t, a w elektrowniach i elektrociepłowniach na węglu kamiennym z 69 773 t do 56 334 t), tlenku węgla (CO) z 48 693 t w 2018 r. do 43 678 t w 2021 r. o 10,3% (w elektrowniach na węglu brunatnym 27 466 t do 24 074 t, a w elektrowniach i elektrociepłowniach na węglu kamiennym z 19 008 t do 17 807 t) oraz dwutlenku węgla (CO_2) z 140 001 tys. t w 2018 r. do 136 044 tys. t w 2021 r. o 2,8% (w elektrowniach na węglu brunatnym z 52 691 tys. t do 49 310 tys. t, a w elektrowniach i elektrociepłowniach na węglu kamiennym z 83 378 tys. t do 80 886 tys. t. Zarówno ARE SA jak i Krajowy Ośrodek Bilansowania Zarządzania Emisjami[91] nie wykonywali analiz dotyczących emisji substancji szkodliwych z podziałem na JWCD i nJWCD.

Dyrektor DEiG wyjaśnił[92], że kompleksowa ocena stopnia realizacji wszystkich mierników wskazanych w OSR zostanie przeprowadzona w ramach oceny funkcjonowania rynku mocy zgodnie z art. 103 *ustawy o rynku mocy.*

(akta kontroli str. 84-86, 100-109, 266-267 i 270-276)

W *PEP 40* w celu szczegółowym 2 *Rozbudowa infrastruktury wytwórczej i sieciowej energii elektrycznej* uwzględniono rynek mocy jako projekt strategiczny. Realizacja powyższego celu miała się przyczynić do[93]:

1. zmniejszenia udziału elektrowni węglowych w strukturze wytwarzania energii – w latach 2018-2022 udział ten zmniejszył się o 17,5 punktu procentowego (z 87,3% do 69,8%), w tym w 2022 r. w porównaniu z 2021 r. o 14,8 punktu procentowego (z 84,6% do 69,8%) wskaźnik ten ma osiągnąć w 2030 r. wartość docelową nie większą niż 56%. W wyniku rozstrzygnięcia aukcji głównych w latach 2018-2022 wsparcie z mechanizmu rynku mocy uzyskały jednostki węglowe (węgiel kamienny i brunatny) o łącznej mocy 2,71 GW[94], co stanowiło 28,3% 2 mocy jednostek rynku mocy, które uzyskały wsparcie (9,58 GW),
2. rozwoju technologii magazynowania energii – nie nastąpił rozwój tej technologii[95],

[90] file:///C:/Users/jorot/AppData/Local/Temp/EMITOR%202021_wersja%20ogolna-1.pdf.

[91] Podmiot realizujący zadania wynikające z ustawy z dnia *z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji* (Dz. U. z 2022 r. poz. 673) i z ustawy *z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych* (Dz. U. z 2023 r. poz. 589). Podmiot wykonuje corocznie krajową inwentaryzację emisji gazów cieplarnianych i innych substancji.

[92] Pismo znak: 2375908.8998467.7369458 z dnia 2 stycznia 2023 r.

[93] Dane za 2022 r. z publikacji Agencji Rynku Energii SA Sytuacja w Elektroenergetyce z 4 kwartały 2022 r. ostateczne wartości opublikowane w zestawieniu rocznym *Statystyka Elektroenergetyki Polskiej* mogą się różnic.

[94] Jednostki rynku mocy o następujących numerach i mocy zainstalowanej: JRM//29 – 768,00 MW (Nowe Jaworzno Grupa Tauron sp. z o.o.), JRM/120 – 767,105 MW, JRM/170 – 410,099 MW, JRM/254 – 767,105 MW (PGE Polska Grupa Energetyczna SA).

[95] W aukcji głównej z terminem dostaw w 2027 r. zgłoszono komercyjne magazyny energii elektrycznej o łącznej mocy ponad 160 MW (pierwsze komercyjne magazyny na polskim rynku).

3. rozbudowy jednostek gazowych jako mocy regulacyjnych służących stabilizowaniu systemu elektroenergetycznego w sytuacji wzrastającego udziału OZE – w latach 2018-2022 powstały jednostki gazowe o łącznej mocy 1 194 MW, w tym w 2021 r. o mocy 497,00 MW. W 2022 r. nie powstały jednostki gazowe. Na lata 2023-2027 zaplanowano powstanie jednostek gazowych o łącznej mocy 4 605,5 MW[96],
4. stopniowego wycofywania jednostek wytwórczych o niskiej sprawności i zastępowania ich mocami o wyższej sprawności[97] (także kogeneracyjnymi) – w latach 2018-2022 wycofano jednostki o niższej sprawności o łącznej mocy 3 465 MW[98], w tym prawie 61,0% takich źródeł wycofano w 2021 r. W 2022 r. nie miało miejsca ich wycofywanie. Łączna moc jednostek o wyższej sprawności, które zastąpiły jednostki o niższej sprawności wyniosła 3 810 MW[99], w tym 993 MW w 2021 r.

(akta kontroli str. 100-109 i 270-276)

Stwierdzone nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie stwierdzono następujące nieprawidłowości:

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.

W OSR projektu *ustawy o rynku mocy* dla celu dodatkowego wdrażanie konkurencyjnego mechanizmu koordynacji budowy i wycofań mocy sformułowano trzy kryteria i każdemu z nich przyporządkowano odpowiedni miernik. Dla kryterium rozwój technologii redukcji zapotrzebowania oraz usług związanych z zarządzaniem popytem miernik skala/przyrost udziału zasobów strony popytowej w aukcjach głównych i dodatkowych [% MW], dla kryteriów zapewnienie sygnałów cenowych do budowy nowych mocy wytwórczych i zapewnienie sygnałów cenowych do modernizacji mocy wytwórczych odpowiednio miernik przyrost nowych mocy wytwórczych uczestniczących w rynku mocy oraz modernizacja majątku wytwórczego i przystosowanie go do zaostrzających się norm emisyjnych. Natomiast dla celu dodatkowego poprawa wpływu energetyki na środowisko sformułowano kryterium poprawa warunków rozwoju niesterowalnych OZE z miernikiem wolumen mocy niesterowalnych OZE, który może być przyłączony do KSE oraz kryterium poprawa wpływu energetyki na środowisko dzięki zastąpieniu starych jednostek wytwórczych z miernikiem zmiana wielkości emisji substancji szkodliwych przez Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane. Dla żadnego z określnych mierników nie sformułowano wartości bazowych, pośrednich oraz docelowych jak również terminu ich osiągnięcia. Zgodnie z przywołanymi w obszarze 2 wystąpienia pokontrolnego

[96] Jednostki rynku mocy o następujących numerach i mocy zainstalowanej: JRM/386 – 667,627 MW, JRM/388 – 667,627 MW (Polska Grupa Energetyczna SA), JRM/394 – 65,000 MW (Synthos Dwory 7 sp. z o.o., sp. j.), JRM/601 – 518,370 MW (CCGT Grudziądz sp. z o.o.), JRM/626 – 695,951 MW (CCGT Ostrołęka sp. z o.o.), JRM/625 – 493,00 MW (PAK CCGT sp. z o.o.), JRM/130 – 200,000 MW, JRM/135 – 45,707 MW, JRM/646 – 137,298 MW, JRM/649 – 6,00 MW, JRM/650 – 140,00 MW (PGE Energia Ciepła SA), JRM/746 – 794,580 MW (PGE Polska Grupa Energetyczna SA) i JRM/756 – 175,00 MW (Veolia Energia Łódź SA).

[97] Za bloki o niższej sprawności uznaje się bloki o sprawności około 35-36%, w przypadku bloków na węgiel brunatny mogą być to jeszcze niższe wartości. W przypadku jednostek na węgiel kamienny za jednostki o wyższej sprawności (gdzie punktem odniesienia uznaje się jednostki wycofywane) uznaje się jednostki o sprawności powyżej 40% a w przypadku bloków gazowo-parowych powyżej 60% dla pracy w cyklu gazowo-parowym.

[98] W tym: 5 bloków elektrowni Adamów – 600 MW (w 2018 r.), blok w Bełchatowie – 370 MW (w 2019 r.), dwa bloki w Pątnowie – 400 MW (w 2020 r.) i dwa bloki w Dolnej Odrze – 454 MW, dwa bloki w Łagiszy- 240 MW, dwa bloki Łaziskach – 250 MW, blok w Pątnowie – 200 MW, dwa bloki w Rybniku – 450 MW, dwa bloki w Sierszy – 251 MW i dwa bloki w elektrowni Stalowa Wola – 250 MW (w 2021 r.). Uwzględniono jedynie JWCD.

[99] CCGT Płock – 630 MW (w 2018 r.), dwa bloki w Opolu – 1810 MW (w 2019 r.), blok Nowe Jaworzno i blok gazowy EC Stalowa Wola – 1 377 MW (w 2020 r.) i blok w Turowie oraz blok gazowy EC Żerań – 993 MW (w 2021 r.)

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 utrudnia bieżący nadzór nad przebiegiem realizacji określonego celu i tym samym nie pozwala na podjęcie działań korygujących. NIK nie podziela argumentacji przedstawionej przez Dyrektora DGiE, że określenie poszczególnych wartości docelowych lub pośrednich mogłoby powodować zaburzenia działania mechanizmów rynkowych, a tym samym byłoby sprzeczne z założeniami mechanizmu rynku mocy. Ustalone wartości mierników służą ocenie efektywności wprowadzonego rozwiązania – mechanizmu rynku mocy i nie maja 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.

OCENA CZĄSTKOWA

W latach 2021-2022 mechanizm rynku mocy pozwolił na zapewnienie standardu 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 43,1% w 2021 r. i 29,4% w 2022 r. co było m.in. wynikiem wzrostu cen surowców i materiałów i w konsekwencji wzrostu cen otwarcia aukcji i poziomu wynagrodzenia dla dostawców mocy. Minister dla zdefiniowanych wskaźników mających odzwierciedlać skuteczność zastosowanego mechanizmu rynku mocy nie określił wartości bazowych, pośrednich oraz docelowych jak również terminu ich osiągnięcia. Nastąpiła poprawa wpływu energetyki na środowisko. Udział mocy niesterowalnych OZE w KSE zwiększył się z 8 485,5 MW w 2018 r. do 22 670,2 MW w 2022 r. Zmniejszeniu w latach 2018-2022 uległa emisja zanieczyszczeń, w tym emisja popiołu lotnego o 40,1%, SO_2 o 25,9%, CO_x o 16,9% i CO o 10,3%. Rozwój nowych mocy wytwórczych był jednak mniejszy od przyjętych założeń. 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.), co wskazuje na ryzyko nieosiągnięcia celu w zakresie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorcy końcowego w długoterminowej perspektywie.

Ponadto NIK zauważa, że przyjęta konstrukcja wynagrodzenia za wykonywanie obowiązku mocowego powodowała, że nie zapewniono pełnej efektywności rynku mocy. Wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego staje się należne z dniem rozpoczęcia okresu dostaw i jest należne bez względu na to, czy jednostka rynku mocy pracuje, czy też pozostaje w przestoju. Skutkuje to tym, że dostawcy mocy otrzymują wynagrodzenie także za okresy przestojów technicznych, a więc gdy jednostka jest w remoncie. W latach 2021-2022 PSE wypłacił łącznie 632,9 mln zł brutto (514,5 mln zł netto) przedsiębiorcom, których jednostki wytwórcze rynku mocy pozostawały w przestoju technicznym powyżej ośmiu godzin.

NIK zwraca również uwagę na zmniejszający się udział w akcjach głównych jednostek nowych. NIK nie podziela argumentacji przedstawionej przez Dyrektora DEiG, 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. 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 te jednostki w kolejnych aukcjach, a taki wzrost nie nastąpił. W pierwszej aukcji przeprowadzonej w 2018 r. (z okresem dostaw od 2021 r.) wzięły udział jednostki planowane o łącznej mocy 4,02 GW[100], w aukcjach na kolejne okresy dostaw udział tych jednostek wahał się od 0,005 GW (na aukcji z okresem dostaw od 2025 r.) do 2,14 GW (na aukcji z okresem dostaw od 2026 r.) W jednej aukcji z okresem dostaw od 2022 r.), jednostki te w ogóle nie wzięły udziału.

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 zapewnienia zachęt do modernizowania 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.).

IV. Wnioski

W związku ze stwierdzonymi nieprawidłowościami, Najwyższa Izba Kontroli, na podstawie art. 53 ust. 1 pkt 5 ustawy o NIK, przedstawia następujące uwagi i wnioski:

Wnioski

1. Określenie mierników adekwatnych do założonych w OSR do projektu *ustawy o rynku mocy* celów wraz z przyporządkowanymi im wartościami bazowymi, pośrednimi i docelowymi oraz z terminem ich osiągnięcia.
2. Wprowadzenie mechanizmów bieżącego monitorowania rynku mocy obejmującego analizę osiągania zakładanych celów tego mechanizmu, przy uwzględnieniu efektywności kosztowej oraz podjęcie działań zaradczych w sytuacjach tego wymagających.

[100] Biorąc pod uwagę złożoność procesu budowy jednostki wytwórczej i konieczność oddania jednostki w ciągu dwóch lat od rozstrzygnięcia aukcji głównej, na decyzję o realizacji inwestycji nie mógł mieć wpływ wprowadzenia mechanizmu rynku mocy.

3. Zapewnienie opracowywania *Sprawozdań z funkcjonowania rynku mocy*, przy uwzględnieniu wszystkich elementów wskazanych w art. 40 ust. 1 *ustawy o rynku mocy*.

V. Pozostałe informacje i pouczenia

Wystąpienie pokontrolne zostało sporządzone w dwóch egzemplarzach; jeden dla kierownika jednostki kontrolowanej, drugi do akt kontroli.

Prawo zgłoszenia zastrzeżeń

Zgodnie z art. 54 ustawy o NIK kierownikowi jednostki kontrolowanej przysługuje prawo zgłoszenia na piśmie umotywowanych zastrzeżeń do wystąpienia pokontrolnego, w terminie 21 dni od dnia jego przekazania. Zastrzeżenia zgłasza się do Prezesa NIK. Prawo zgłaszania zastrzeżeń, zgodnie z art. 61b ust. 2 ustawy o NIK, nie przysługuje do wystąpienia pokontrolnego zmienionego zgodnie z treścią uchwały w sprawie zastrzeżeń.

Obowiązek poinformowania NIK o sposobie wykorzystania uwag i wykonania wniosków

Zgodnie z art. 62 ustawy o NIK należy poinformować Najwyższą Izbę Kontroli, w terminie 21 od otrzymania wystąpienia pokontrolnego, o sposobie wykorzystania uwag i wykonania wniosków pokontrolnych oraz o podjętych działaniach lub przyczynach niepodjęcia tych działań.

W przypadku wniesienia zastrzeżeń do wystąpienia pokontrolnego, termin przedstawienia informacji liczy się od dnia otrzymania uchwały o oddaleniu zastrzeżeń w całości lub zmienionego wystąpienia pokontrolnego.

Warszawa, 4 sierpnia 2023 r.

Prezes
Najwyższa Izba Kontroli
Marian Banaś

/-/

.....
podpis

Zmian w wystąpieniu pokontrolnym dokonał:
Najwyższa Izba Kontroli
Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji
p.o. Dyrektora
Maciej Maciejewski

/-/

.....
podpis