

**OCENA  
FUNKCJONOWANIA  
RYNKU MOCY  
W LATACH 2018–2024**

Warszawa, styczeń 2025 r.

# Spis treści

Spis treści .....	2
1. Wprowadzenie .....	3
2. Rynek energii elektrycznej .....	4
2.1. Plan Wdrażania reform rynku energii elektrycznej .....	4
2.2. Obecny stan rynku energii elektrycznej .....	7
2.3. Ocena rynku energii elektrycznej przez uczestników ankiety MKiŚ .....	10
3. Rynek mocy .....	11
3.1. Opis mechanizmu .....	11
3.2. Przyczyny wprowadzenia .....	12
3.3. Podstawa prawna funkcjonowania rynku mocy .....	14
3.4. Efekty aukcji mocy .....	16
3.4.1. Rozwój technologii redukcji zapotrzebowania .....	16
3.4.2. Przyrost nowych mocy wytwórczych .....	17
3.4.3. Modernizacja mocy wytwórczych .....	19
3.4.4. Utrzymanie jednostek wytwórczych .....	21
3.4.5. Wpływ na bezpieczeństwo dostaw .....	23
3.4.6. Wpływ na środowisko .....	26
3.4.7. Wpływ na rozwój OZE .....	27
3.4.8. Finansowanie rynku mocy .....	29
3.5. Ocena funkcjonowania rynku mocy .....	31
3.5.1. Ocena rynku mocy przez uczestników ankiety MKiŚ .....	32
3.5.2. Ocena uczestników ankiety Prezesa URE .....	33
3.6. Propozycje zmian przekazywane przez uczestników rynku .....	34
4. Analiza wystarczalności zasobów .....	35
4.1. Europejska analiza wystarczalności zasobów (ERAA) .....	36
4.2. Krajowa analiza wystarczalności zasobów (NRAA) .....	38
5. Podsumowanie i rekomendacje – rynek mocy po 2030 r. ....	42
6. Spis ilustracji .....	44
7. Spis tabel .....	44
8. Załącznik .....	45

# 1. Wprowadzenie

Wprowadzenie rynku mocy w Polsce było znaczącą zmianą rzeczywistości gospodarczej dla sektora energetycznego. Obok rynku energii elektrycznej, gdzie towarem podlegającym obrotowi jest energia elektryczna pojawił się drugi towar – moc. Było to odejście od tzw. rynku jednotowarowego w kierunku rynku dwutowarowego. Rynek mocy – jako mechanizm wystarczalności zasobów – pozwolił na wynagradzanie uczestników rynku za ich gotowość do dostarczania mocy.

Rynek mocy został wprowadzony do polskiego porządku prawnego w 2018 r., a jego celem było uzupełnienie luki mocowej (brakującego wolumenu mocy wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE)), która wynikała z problemów wytwórców energii elektrycznej w finansowaniu i realizacji kapitałochłonnych inwestycji (tzw. zjawisko *missing money*). Dzięki wprowadzeniu rynku mocy, uczestnicy rynku energii uzyskali dodatkowe przychody, które pozwoliły na przeprowadzenie inwestycji w nowe moce wytwórcze, modernizację istniejących mocy wytwórczych (obejmującą np. dostosowanie do bardziej rygorystycznych norm środowiskowych), inwestycje w magazyny energii oraz zaangażowanie odbiorców energii elektrycznej przez zwiększenie ich aktywności w obszarze odpowiedzi odbioru (DSR – ang. *demand side response*).

W niniejszym dokumencie przedstawiono ocenę funkcjonowania rynku mocy. Składa się na nią zarówno ocena stopnia rozwoju rynku energii elektrycznej, analiza bilansowa KSE wykonywana w ramach tzw. krajowej oceny wystarczalności zasobów (ang. NRAA, *national resource adequacy assessment*), jak również ocena samego rynku mocy i skutków jego funkcjonowania. Ocena ta sporządzona została na podstawie art. 103 ust. 1 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2023 r. poz. 2131), zwanej dalej „ustawą o rynku mocy”. Ocena zawiera również rekomendacje co do przyszłości mechanizmu rynku mocy. Rekomendacje te, zgodnie z przytoczonymi przepisami ustawy o rynku mocy, odnoszą się do alternatywnych propozycji dalszych działań, tj. a) zniesienia rynku mocy, b) utrzymania rynku mocy, c) wprowadzenia zmian w mechanizmie. Ocena została dokonana na podstawie danych i informacji dotyczących rynku energii elektrycznej, wyników badania ankietowego uczestników rynku mocy dot. rynku energii elektrycznej, rynku mocy oraz otoczenia rynkowego, a także na podstawie wyników NRAA oraz biorąc pod uwagę krajowe i unijne regulacje dot. rynku energii elektrycznej, wystarczalności zasobów wytwórczych oraz pomocy państwa w obszarze energetyki.

## 2. Rynek energii elektrycznej

### 2.1. Plan Wdrażania reform rynku energii elektrycznej

Zgodnie z przepisami prawa UE – rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 54), zwanego dalej „rozporządzeniem rynkowym”, państwa członkowskie na bieżąco monitorują wystarczalność zasobów wytwórczych i w przypadku stwierdzenia problemów z wystarczalnością zasobów wytwórczych mogą rozpocząć prace nad oceną zasadności wdrożenia mechanizmu wystarczalności.

Zanim jednak państwo członkowskie rozpocznie prace nad wdrożeniem mechanizmu wystarczalności zasobów, musi podjąć kroki w celu identyfikacji zakłóceń regulacyjnych lub niedoskonałości rynku, które spowodowały wystąpienie problemu braku wystarczalności zasobów wytwórczych lub się do niego przyczyniły.

Kolejny krokiem po dokonaniu identyfikacji zakłóceń regulacyjnych lub niedoskonałości rynku, państwo członkowskie opracowuje i publikuje plan wdrażania wraz z harmonogramem przyjmowania środków mających na celu wyeliminowanie stwierdzonych zakłóceń regulacyjnych lub niedoskonałości rynku w ramach procesu pomocy państwa. Przy rozwiązywaniu problemów z wystarczalnością zasobów, państwa członkowskie biorą pod uwagę szereg obszarów rynku energii elektrycznej.

Polska przygotowała Plan Wdrażania reform rynku energii elektrycznej, zwany dalej „Planem Wdrażania”, i przedstawiła go Komisji Europejskiej (KE).<sup>1</sup> Obowiązek przygotowania Planu Wdrażania reform rynku energii elektrycznej wynikał z art. 20 ust. 3 rozporządzenia rynkowego. Polska, jako państwo stosujące mechanizm zapewnienia wystarczalności mocy w postaci rynku mocy, była zobowiązana do przygotowania Planu Wdrażania oraz do przekazania go do KE w celu wydania przez nią opinii. KE opublikowała projekt Polskiego Planu Wdrażania i rozpoczęła konsultacje publiczne dokumentu. Po przeprowadzeniu konsultacji KE wydała opinię, w której przedstawiła swoje rekomendacje. Plan Wdrażania przyjęty 14 maja 2020 r. uwzględnił rekomendacje KE. Plan Wdrażania zawiera plan reform rynku energii elektrycznej w pięciu obszarach: rynek bilansujący, DSR, rynek detaliczny, rozbudowa sieci i połączenia transgraniczne oraz ograniczenia alokacji.

Od czasu przyjęcia Planu Wdrażania, Polska realizowała na bieżąco poszczególne reformy rynku energii elektrycznej, a postęp w ich wdrażaniu był opisywany w poszczególnych Sprawozdaniach z realizacji Planu Wdrażania reform rynku energii elektrycznej: za okres od maja

---

<sup>1</sup> Plan wdrażania reform rynku energii elektrycznej przyjęty, <https://www.gov.pl/web/klimat/plan-wdrazania-reform-rynku-energii-elektrycznej-przyjety>, [dostęp: 07.10.2024].

2020 r. do sierpnia 2021 r.<sup>2</sup>, za okres od września 2021 r. do sierpnia 2022 r.<sup>3</sup>, za okres od września 2022 r. do sierpnia 2023 r.<sup>4</sup> oraz za okres od września 2023 r. do sierpnia 2024 r.

Reformy przyjęte w ramach Planu Wdrażania<sup>5</sup> obejmowały następujące działania:

1. kompleksowa reforma rynku bilansującego energii elektrycznej, na którą składały się następujące działania:
  - a. ceny na rynku bilansującym będą wyznaczone jako cena krańcowa,
  - b. zaktualizowane zostaną limity cenowe stosowane na rynku bilansującym,
  - c. wszyscy dostawcy usług bilansujących będą mieli prawo zmieniać swoje oferty w ramach Zintegrowanego Procesu Grafikowania, w zakresie w jakim będzie to możliwe, do czasu zamknięcia międzystrefowej bramki handlowej na rynku dnia bieżącego,
  - d. wszyscy uczestnicy rynku będą mogli składać lub zmieniać swoje oferty na rynku hurtowym co najmniej do momentu zamknięcia międzystrefowej bramki handlowej na rynku dnia bieżącego,
  - e. wprowadzony zostanie administracyjny mechanizm wyceny niedoboru mocy,
  - f. nastąpi przyłączenie się do europejskich platform bilansujących;
2. doregulowanie w krajowym porządku prawnym DSR przez implementację dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 125), zwanej dalej „dyrektywą rynkową”, w obszarze agregacji, a także umożliwienie udziału DSR w hurtowych rynkach energii elektrycznej;
3. stopniowe wdrażanie inteligentnego opomiarowania (wraz ze wszystkimi przepisami dot. zarządzania danymi, przepisami dotyczącymi interoperacyjności i rozliczeń, a także harmonogramem masowego wprowadzania na rynek inteligentnego opomiarowania) – wdrożenie dyrektywy rynkowej;
4. dostosowanie prawa krajowego do przepisów dyrektywy rynkowej w obszarze regulacji cen dla gospodarstw domowych i ochrony odbiorców wrażliwych oraz dotkniętych problemem ubóstwa energetycznego;
5. wdrożenie metody alokacji zdolności przesyłowej opartej o przepływy fizyczne w ramach procesu łączenia rynków (ang. *flow-based market coupling*) oraz ukończenie procesu inwestycji w sieć przesyłową (do 2025 r.), które zwiększą całkowite możliwości importowe połączeń stałoprądowych (DC) i przemiennoprądowych (AC) pozwalając na osiągnięcie do 4 GW w warunkach ekstremalnego niedoboru mocy w Polsce ((do końca 2025 r.) z celem pośrednim 2,5GW do 1 listopada 2021 r.):
  - a. projekty inwestycji związane z przekrojem synchronicznym (AC):

---

<sup>2</sup> Sprawozdanie z realizacji Planu Wdrażania reform rynku energii elektrycznej przyjęte przez KSE, <https://www.gov.pl/web/klimat/sprawozdanie-z-realizacji-planu-wdrazania-reform-rynku-energii-elektrycznej-przyjete-przez-kse>, [dostęp: 07.10.2024].

<sup>3</sup> Ministerstwo Klimatu i Środowiska przygotowało Sprawozdanie z realizacji Polskiego Planu Wdrażania reform rynku energii elektrycznej, <https://www.gov.pl/web/klimat/ministerstwo-klimatu-i-srodowiska-przygotowalo-sprawozdanie-z-realizacji-polskiego-planu-wdrazania-reform-rynku-energii-elektrycznej>, [dostęp: 07.10.2024].

<sup>4</sup> Sprawozdanie z realizacji Polskiego Planu Wdrażania reform rynku energii elektrycznej, <https://www.gov.pl/web/klimat/sprawozdanie-z-realizacji-polskiego-planu-wdrazania-reform-rynku-energii-elektrycznej>, [dostęp: 07.10.2024].

<sup>5</sup> III. Plan reform rynku energii elektrycznej, Polski Plan Wdrażania, s. 17, <https://www.gov.pl/web/klimat/plan-wdrazania-reform-rynku-energii-elektrycznej-przyjety>, [dostęp: 8.10.2024].

- Krajnik – Baczyzna (400 kV),
  - Baczyzna – Plewiska (400 kV),
  - Mikułowa – Czarna – Pasikowice (400 kV),
  - Mikułowa – Świebodzice (400 kV),
  - Ostrów-Kromolice (400 kV),
- b. projekty inwestycji związane z połączeniami stałoprądowymi (DC):
- (SWEPOL Link) Słupsk – Żydowo-Kierzkowo – Gdańsk-Przyjaźń – Pelplin – Grudziądz – Jasiniec – Pątnów (400 kV),
  - (LITPOL Link) Ostrołęka – Stanisławów (400 kV);
6. osiągnięcie do 1 stycznia 2020 r. na granicy PL-LT zdolności przesyłowych (wyznaczanych metodą NTC (ang. *net transfer capacity*) na poziomie 70 % technicznej zdolności w rozumieniu postanowień rozporządzenia rynkowego<sup>6</sup> oraz realizacja Planu Działania opracowanego zgodnie z art. 15 rozporządzenia rynkowego);
  7. ograniczenie stosowania ograniczeń alokacji przez zmianę sposobu nabywania mocy bilansujących - w ramach reformy rynku bilansującego w Polsce, od 01.01.2022 r. moce bilansujące (rezerwy) będą pozyskiwane przed otwarciem bramki w ramach mechanizmu jednolitego łączenia rynków dnia następnego (SDAC);
  8. dostosowanie mechanizmu rynku mocy do przepisów przewidzianych w rozporządzeniu rynkowym zgodnie z art. 22 ust. 5 oraz zakończenie funkcjonowania następujących mechanizmów (od 01.01.2021 r.):
    - Interwencyjna Rezerwa Mocy (IRZ),
    - Praca interwencyjna (PI),
    - Gwarantowany Interwencyjny Program DSR (Gwarantowany IP DSR),
    - Operacyjna rezerwa mocy (ORM).

Wszystkie powyższe działania zostały zrealizowane lub są w trakcie realizacji na moment sporządzenia niniejszej oceny funkcjonowania rynku mocy w Polsce. Szczegóły wdrażanych rozwiązań omówiono w poszczególnych Sprawozdaniach z realizacji Planu Wdrażania reform rynku energii elektrycznej<sup>7</sup>. W trakcie realizacji jest część projektów inwestycyjnych (np. drugi tor linii Mikułowa-Świebodzice (400kV) zaplanowany do końca 2025 r.), na bieżąco jest realizowany Plan Działania, którego realizacja jest zaplanowana do końca 2025 r. Również w zakresie instalacji liczników zdalnego odczytu ich instalacja masowa jest w trakcie – plan zakłada cel 80 % odbiorców końcowych do 2028 r.

Należy jednak podkreślić, że wprowadzanie reform rynku energii elektrycznej przypadło na trudny okres zawirowań w sferze gospodarczej i społecznej tj.: pandemii COVID-19, wybuchu wojny w Ukrainie po ataku ze strony Rosji oraz kryzysu energetycznego będącego następstwem

<sup>6</sup> Z wyłączeniem tych godzin, dla których: (i) nie są dostępne zasoby redispatchingu niezbędne do zapewnienia operacyjnego bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego lub (ii) występują odstawienia krytycznych elementów sieci, w związku z ich utrzymaniem lub pracami w zakresie rozbudowy sieci.

<sup>7</sup> 1) Sprawozdanie z realizacji Planu Wdrażania reform rynku energii elektrycznej przyjęte przez KSE, <https://www.gov.pl/web/klimat/sprawozdanie-z-realizacji-planu-wdrazania-reform-rynku-energii-elektrycznej-przyjete-przez-kse> [dostęp: 27.11.2024]; 2) Ministerstwo Klimatu i Środowiska przygotowało Sprawozdanie z realizacji Polskiego Planu Wdrażania reform rynku energii elektrycznej <https://www.gov.pl/web/klimat/ministerstwo-klimatu-i-srodowiska-przygotowalo-sprawozdanie-z-realizacji-polskiego-planu-wdrazania-reform-rynku-energii-elektrycznej> [dostęp: 27.11.2024], 3) Sprawozdania z realizacji Polskiego Planu Wdrażania reform rynku energii elektrycznej <https://www.gov.pl/web/klimat/sprawozdanie-z-realizacji-polskiego-planu-wdrazania-reform-rynku-energii-elektrycznej> [dostęp: 27.11.2024].

tej wojny. Niewątpliwie wpłynęło to na harmonogram wdrażania reform rynku energii elektrycznej oraz wiązało się z podejmowaniem działań regulacyjnych, które miały osłonić odbiorców energii elektrycznej przed negatywnymi skutkami wymienionych kryzysów.

## 2.2. Obecny stan rynku energii elektrycznej

Na potrzeby przygotowania Planu Wdrażania omówionego w poprzedniej części opracowania, minister właściwy ds. energii dokonał analizy funkcjonowania rynku energii elektrycznej w Polsce na podstawie wytycznych KE<sup>8</sup>. Poniżej przedstawiono analizę obecnego kształtu rynku energii elektrycznej – na moment sporządzenia niniejszego opracowania – posiłkując się wyznaczonymi przez KE obszarami analizy.

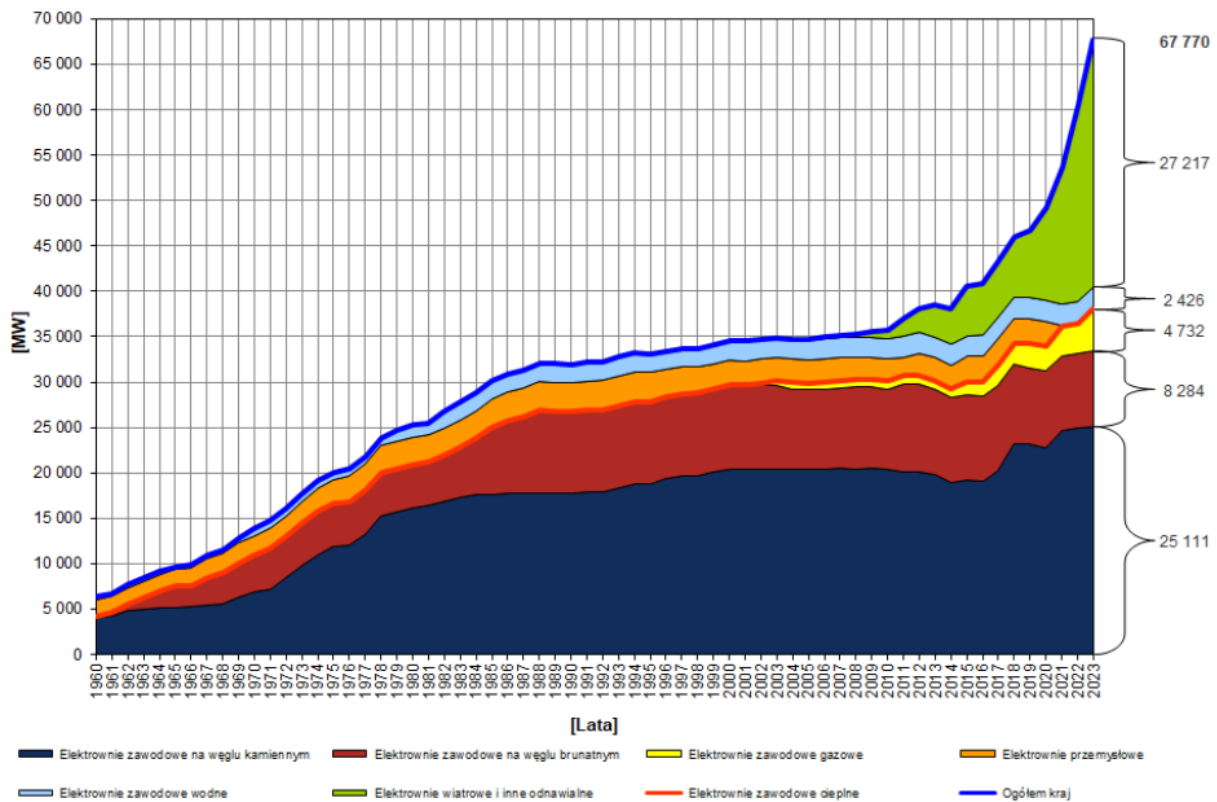
Na koniec 2023 r. w krajowym systemie elektroenergetycznym<sup>9</sup>, zwanym dalej „KSE”, niemal połowę mocy zainstalowanych stanowią elektrownie węglowe (37,05 % elektrownie opalane węglem kamiennym oraz 12,22 % elektrownie opalane węglem brunatnym). Dla porównania na koniec 2020 r., czyli ostatniego roku przed wprowadzeniem rynku mocy udział źródeł węglowych w mocy zainstalowanej wynosił ponad 63 %, a w 2018 r., gdy przeprowadzono pierwsze aukcje mocy udział jednostek węglowych w mocy zainstalowanej wynosił niemal 70 %. Udział instalacji OZE (w tym elektrowni szczytowo-pompowych) na koniec 2023 r. w mocy zainstalowanej wynosił niemal 44 %, a gazowych niemal 7 %. Dla porównania w 2020 r. było to odpowiednio ponad 25 % i 5,6 %, a dla 2018 r. odpowiednio niemal 20 % i około 5 %. Wielkość mocy zainstalowanych w poszczególnych technologiach jest przedstawiona na wykresie poniżej.

---

<sup>8</sup> Guidance for Member States on implementation plans pursuant Art. 20 (3)–(8) of Regulation (EU) 2019/943 (“Market Reform Plans”).

<sup>9</sup> Dane w tym podrozdziale przywołano na podstawie raportów rocznych z funkcjonowania KSE autorstwa PSE S.A.

Rysunek 1. Dynamika wzrostu mocy zainstalowanej w krajowym systemie elektroenergetycznym w latach 1960-2023.



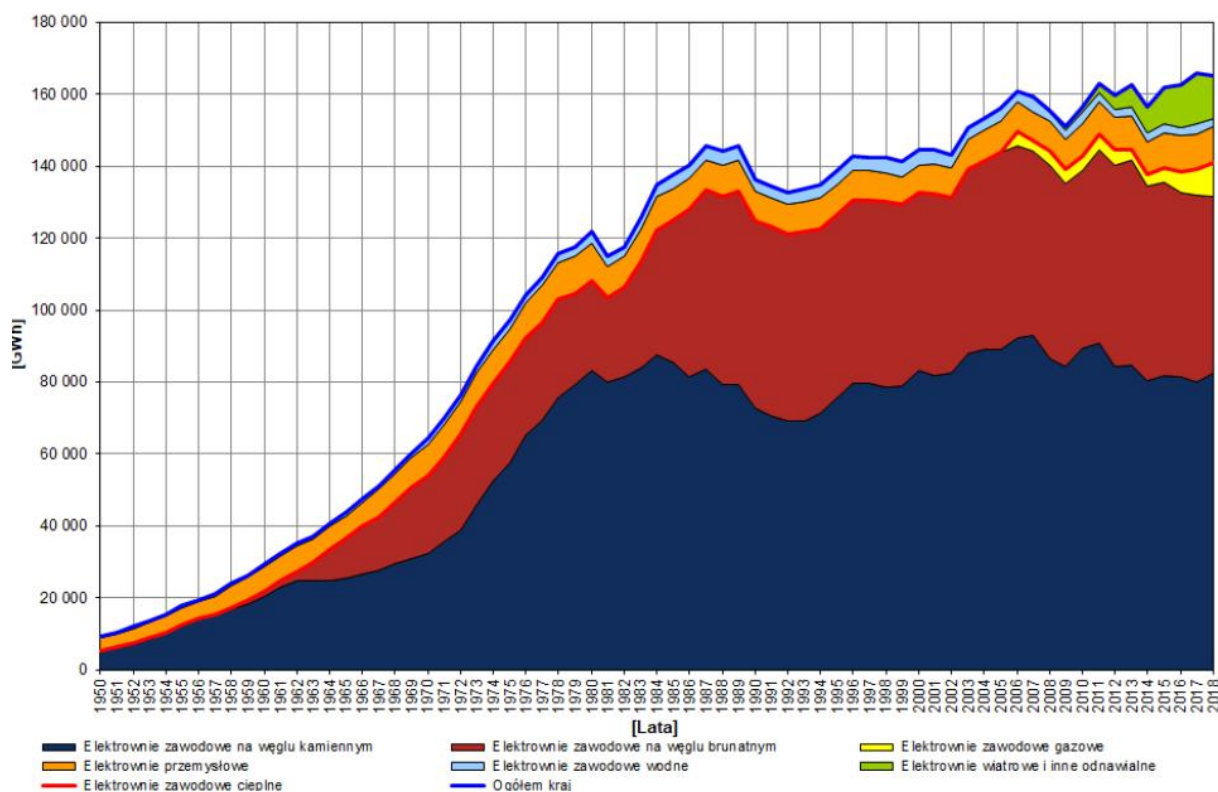
Źródło: Zestawienie danych ilościowych dotyczących funkcjonowania KSE w 2023 r., PSE S.A.<sup>10</sup>

W 2023 r. za niemal 70 % produkcji w krajowym systemie elektroenergetycznym odpowiadały elektrownie węglowe (46,82 % elektrownie opalane węglem kamiennym oraz 21,13 % elektrownie opalane węglem brunatnym). Dla porównania na koniec 2020 r., czyli ostatniego roku przed wprowadzeniem rynku mocy udział źródeł węglowych w produkcji energii elektrycznej wynosił niemal 72 %, a w 2018 r., wynosił niemal 80 %. Udział instalacji OZE w 2023 r. w produkcji energii wynosił niemal 24 %, a gazowych ponad 8 %. Dla porównania w 2020 r. było to odpowiednio niemal 13 % i ponad 9 %, a dla 2018 r. odpowiednio niemal 9 % i około 6 %. Wielkość produkcji energii elektrycznej w podziale na poszczególne technologie jest przedstawiona na wykresie poniżej.

<sup>10</sup> PSE SA., Raport za rok 2023, <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2023>, [dostęp: 24.10.2024].



Rysunek 2. Produkcja energii elektrycznej w latach 1950-2018.



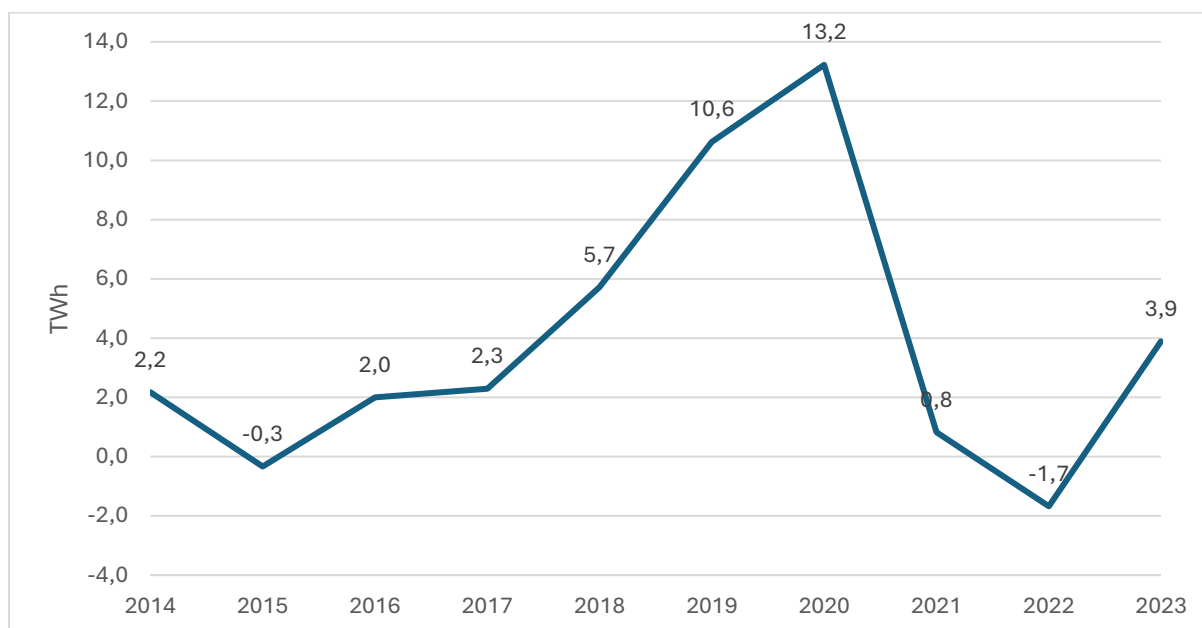
Źródło: Zestawienie danych ilościowych dotyczących funkcjonowania KSE w 2023 r., PSE S.A.<sup>11</sup>

Mimo zagrożeń dla możliwości utrzymania bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego po 2020 r. identyfikowanych na etapie wdrażania polskiego rynku mocy – dzięki jego wprowadzeniu – poziom dostępności wymaganej mocy dyspozycyjnej w KSE był wystarczający. Tezę tą potwierdza fakt, że od 1 stycznia 2021 r. do chwili opracowania niniejszej oceny, poziom rezerw dostępnych dla operatora systemu przesyłowego w procesach planowania dobowego spadł poniżej wymaganego poziomu wyłącznie w dwóch dniach. W obu tych przypadkach ogłoszone zostały okresy przywołania na rynku mocy, co z kolei pozwoliło na odtworzenie rezerw mocy i finalnie pozwoliło na bezpieczną pracę systemu elektroenergetycznego.

Niezależnie od powyższego, w ostatnich latach Polska jest importers netto energii elektrycznej. Największy import miał miejsce w 2020 r., gdy pandemia COVID-19 spowodowała ograniczenie zapotrzebowania na energię elektryczną w UE, a tym samym obniżenie cen energii elektrycznej na rynkach. W tym okresie wyższy udział OZE o niemal zerowych kosztach zmiennych wytwarzania energii elektrycznej skutkowało większym obniżeniem cen energii elektrycznej na zachodzie Europy niż w Polsce. Wyjątkiem względem ww. trendu był 2022 r., kiedy ze względu na wysokie ceny gazu ziemnego, wytwarzanie energii elektrycznej w polskich elektrowniach węglowych stało się konkurencyjne względem wytwarzania energii w krajach w większym stopniu zależnych od produkcji energii elektrycznej w elektrowniach gazowych.

<sup>11</sup> PSE SA., Raport za rok 2023, <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-rocne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2023> [dostęp: 24.10.2024].

Rysunek 3. Saldo wymiany energii elektrycznej z zagranicą w latach 2014-2023 - przepływy fizyczne.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie zestawienia danych ilościowych dotyczących funkcjonowania KSE w 2023 r., PSE S.A.<sup>12</sup>

### 2.3. Ocena rynku energii elektrycznej przez uczestników ankiety MKiŚ

Podsumowując ankietę dot. funkcjonowania rynku mocy i rynku energii elektrycznej przeprowadzoną przez MKiŚ<sup>13</sup>, należy wskazać, że wyniki ankiety potwierdziły, że istnieje szereg wyzwań, przed jakimi stoi zarówno rynek hurtowy energii elektrycznej, jak i rynek detaliczny. Ostatni kryzys energetyczny uwydatnił mankamenty rynku, w szczególności w zakresie konieczności zapewnienia bezpieczeństwa dostaw, konkurencyjności rynku oraz zwiększenia dostępu do energii pochodzącej z OZE.

Respondenci wskazali podobne obszary wymagające poprawy, które były przedmiotem negocjacji w ramach reformy rynku energii elektrycznej i które powinny zostać w najbliższym czasie rozważone do wprowadzenia na rynku krajowym. Jednym z takich rozwiązań będzie w szczególności przedłużenie i wprowadzenie zmian w działaniu rynku mocy, którego funkcjonowanie zostało pozytywnie ocenione przez uczestników rynku. Poza wnioskami dotyczącymi rynku mocy, badanie również uwidocznilo inne kluczowe elementy funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w Polsce.

Analiza danych dotyczących rozwoju rynku energii elektrycznej jasno wskazała preferencję zmian w kierunku uelastyczniania systemu elektroenergetycznego. Respondenci wskazywali na usługi elastyczności, kontrakty z ceną dynamiczną oraz usługi systemowe bilansujące jako

<sup>12</sup> PSE SA., Raport za rok 2023, <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok-2023>, [dostęp: 24.10.2024].

<sup>13</sup> MKiŚ, Minister Klimatu i Środowiska zaprasza do udziału w badaniu dotyczącym funkcjonowania rynku energii elektrycznej oraz rynku mocy, <https://www.gov.pl/web/klimat/minister-klimatu-i-srodowiska-zaprasza-do-udzialu-w-badaniu-dotyczacym-funkcjonowania-rynku-energii-elektrycznej-oraz-rynku-mocy>, [dostęp: 29.10.2024 r.].

najważniejsze kierunki dla rozwoju rynku energii elektrycznej. Respondenci wskazywali też na zwiększanie integracji OZE, osiągnięcie celów transformacji energetycznej oraz zmniejszanie niezbilansowania jako główne skutki zwiększenia elastyczności.

W kontekście działania rynku hurtowego, zdaniem ankietowanych obszarami wymagającymi uwagi są sposoby zapewnienia odpowiedniej marży w cenie energii elektrycznej oraz odzwierciedlenie w wysokości cen energii ryzyka wytworzenia tejże energii elektrycznej. Na rynku detalicznym, respondenci pozytywnie ocenili możliwości odbiorcy końcowego zmiany sprzedawcy czy łatwość wnioskowania o instalację inteligentnego licznika. Niemniej zdecydowanie krytycznie odniesiono się do możliwości partnerskiego handlu energią przez odbiorców końcowych w roli prosumentów.

Po przeanalizowaniu danych w kontekście rynku bilansującego należy wskazać na zbieżność odpowiedzi udzielonych przez wszystkich respondentów z odpowiedziami udzielonymi tylko przez uczestników rynku bilansującego. Badanymi obszarami było nie tylko funkcjonowanie obecnego rynku, lecz również działanie rynku przed reformą z czerwca 2024 r. W kontekście rynku bilansującego przed jego reformą, respondenci negatywnie ocenili ówczesne aspekty jego funkcjonowania. Głównymi obszarami krytyki był brak możliwości swobodnego kształtowania wysokości ofert na rynku bilansującym oraz niewystarczający udział strony popytowej. Ankieta wskazuje również, że respondenci nie uważali ówczesnego rynku bilansującego jako takiego, który penalizował niezbilansowanie. Ocena rynku bilansującego po reformie wskazuje na znaczną poprawę odbioru wszystkich powyższych zagadnień, sugerując skuteczność zmian legislacyjnych. W kontekście obecnego rynku bilansującego, respondenci negatywnie ocenili wpływ nowych regulacji na przejrzystość zmienionych zasad rozliczeń niezbilansowania przez Operatora Systemu Przesyłowego, zwanego dalej „OSP”. Respondenci wskazali również, że w ich ocenie nadal istnieje potrzeba wprowadzenia zmian do usług niedotyczących częstotliwości, usług bilansujących oraz do usług dotyczących zarządzaniem ograniczeniami sieciowymi

Ankieta potwierdziła, że fundusze europejskie w znacznym stopniu przyczyniają się do rozwoju infrastruktury sieciowej elektroenergetycznej. Istnieje natomiast konieczność uproszczenia i skrócenia procesu wydawania pozwoleń administracyjnych dla inwestycji, jak również zwiększenia świadomości społecznej celem poprawy stopnia akceptacji dla inwestycji infrastrukturalnych. Dodatkowo, dla branży energetycznej istotną kwestią jest pozyskiwanie kapitału zewnętrznego, w szczególności finansowania dłużnego. Wynika to prawdopodobnie z wagi jaką przy podejmowaniu decyzji inwestycyjnych odgrywają koszty inwestycyjne oraz możliwość pozyskania finansowania z dedykowanych mechanizmów wsparcia. Uczestnicy rynku oczekują także jasnej komunikacji w zakresie polityki energetycznej państwa oraz stabilności regulacyjnej.

## 3. Rynek mocy

### 3.1. Opis mechanizmu

Rynek mocy jest zorganizowanym rynkiem jednego nabywcy, którym jest OSP. W ramach rynku mocy OSP nabywa moc dyspozycyjną w aukcjach holenderskich, o parametrach określanych

przez ministra właściwego do spraw energii w drodze rozporządzenia. Moc dyspozycyjną mogą oferować wytwórcy energii elektrycznej, magazyny energii elektrycznej oraz odpowiedź odbioru (DSR), uzyskując wynagrodzenie za gotowość do jej dostarczania wraz z obowiązkiem jej dostarczenia w okresach napiętego bilansu mocy.

Aukcje dzielą się na aukcje główne (aukcje na rok dostaw, które odbywają się w grudniu piątego roku przed okresem dostaw) i aukcje dodatkowe (aukcje na poszczególne kwartały roku dostaw, które odbywają się w marcu roku poprzedzającego rok dostaw). W aukcjach głównych jest możliwe zawarcie umowy mocowej na 1 okres dostaw (1 rok), w przypadku jednostek istniejących, na 5 okresów dostaw (5 lat) w przypadku jednostek nowych i modernizowanych oraz DSR, które muszą wykazać poniesienia określonego poziomu kosztów inwestycyjnych (obecnie 0,4 mln PLN/MW) oraz na 15 okresów dostaw (15 lat) w przypadku jednostek nowych o wyższych kosztach inwestycyjnych (obecnie 2,4 mln PLN/MW). Obowiązek mocowy może zostać wydłużony o kolejne dwa lata, jeżeli jednostka rynku mocy wytwórcza wykaże spełnienie jednostkowego wskaźnika emisji dwutlenku węgla na poziomie mniejszym lub równym 450 kgCO<sub>2</sub> na 1 MWh wytwarzanej energii elektrycznej i ciepła, oraz w przypadku jednostek kogeneracji, gdy co najmniej połowa wytworzonego ciepła w tej jednostce jest dostarczana do systemu ciepłowniczego, w którym nośnikiem ciepła jest gorąca woda. W aukcjach dodatkowych umowy mocowe są zawierane zawsze na poszczególne kwartały roku dostaw, niezależnie od typu jednostki rynku mocy. W celu uczestnictwa w aukcjach dostawcy mocy zobowiązani do uczestnictwa w dwuetapowej certyfikacji obejmującej certyfikację ogólną i odpowiednią certyfikację do aukcji głównej lub aukcji dodatkowych. W trakcie trwania dotychczasowych aukcji nie stwierdzono, aby którakolwiek z aukcji mocy została przeprowadzona z naruszeniem przepisów ustawy o rynku mocy lub warunków aukcji, lub żeby któryś uczestnik dopuścił się zachowania niezgodnego z przepisami prawa lub regulaminem rynku mocy. Nie stwierdzono również, aby wykonanie umów mocowych zawartych w wyniku aukcji mogło stanowić zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Na rynku mocy funkcjonuje również rynek wtórny, w ramach którego obrót obowiązkami mocowymi rozpoczyna się po ogłoszeniu wstępnych wyników aukcji dodatkowych. Obowiązek mocowy przenoszony na tym rynku obejmuje okresy nie krótsze niż jedna godzina oraz nie mniejsze niż 1 kW.

Ponadto, po ogłoszeniu okresów przywołania na rynku mocy funkcjonuje także drugi segment rynku wtórnego, tzw. realokacja, która pozwala na przenoszenie wykonania obowiązku mocowego w okresach przywołania na rynku mocy między jednostkami rynku mocy.

## 3.2. Przyczyny wprowadzenia

Zgodnie z analizami i raportami publikowanymi przed wprowadzeniem rynku mocy, w tym np. „Prognozą pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016-2035”<sup>14</sup> z 20 maja 2016 r., w perspektywie do 2035 r. w Polsce przewidywano możliwość wystąpienia istotnych problemów z wystarczalnością zasobów wytwórczych. Prognozowano występowanie okresów, w których może dojść do deficytu mocy w systemie elektroenergetycznym, co oznaczało, że

---

<sup>14</sup> PSE S.A., „Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016-2035”, źródło: <https://www.pse.pl/-/prognoza-pokrycia-zapotrzebowania-szczytowego-na-moc-w-latach-2016-2035>, [dostęp: 07.10.2024 r.].

wolumen mocy dostępnej jednostek wytwórczych energii elektrycznej mógł nie być wystarczający, aby pokryć zapotrzebowanie na energię elektryczną odbiorców końcowych oraz szerzej polskiej gospodarki. Z danych OSP przedstawionych na str. 8 przywołanej prognozy wynikało, że do 2035 r. konieczne byłoby odtworzenie w KSE co najmniej 23 GW mocy wytwórczych, a deficyty mocy wytwórczych niezbędnych dla zapewnienia bezpiecznej pracy KSE, zgodnie z wykresami na str. 6 i 7 przywoływanej prognozy mogły pojawić się już od 2020 r. lub od 2022 r., w zależności od analizowanego scenariusza wycofań mocy wytwórczych. Potwierdzały to również analizy przywoływane przez Komisję Europejską w decyzji z dnia 7 lutego 2018 r. nr. SA.46100 (2017/N) – Poland – Planned Polish capacity mechanism, zwanej dalej „decyzją KE”, zgodnie z którą przewidywana wartość wskaźnika LOLE (ang. lost of load expectation - oczekiwany czas braku dostaw energii elektrycznej wyrażony w godzinach) dla lat 2020 i 2025 wynosiła odpowiednio 176,4 i 101,7 h/rok. O wpływie rynku mocy na bezpieczeństwo dostaw napisano szerzej w sekcji 3.4.5.

Potwierdzeniem zdiagnozowanego problemu było wydarzenie z sierpnia 2015 r., kiedy to dla zachowania bezpieczeństwa funkcjonowania KSE konieczne było wprowadzenie rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 11 sierpnia 2015 r. w sprawie wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej (Dz. U. poz. 1136), ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na obszarze całego państwa.

Ww. problem z wystarczalnością zasobów wytwórczych miał charakter strukturalny, co potwierdzała „Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016-2035”<sup>15</sup> z 20 maja 2016 r. Brak podjęcia działań, które pomogłyby rozwiązać problem z prognozowanymi niedoborami mocy wytwórczych w systemie elektroenergetycznym skutkowałby koniecznością wprowadzania kolejnych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w Polsce, co mogło przełożyć się na straty gospodarcze, społeczne oraz wizerunkowe kraju.

Przed wprowadzeniem rynku mocy, w Polsce funkcjonował jednotowarowy rynek energii elektrycznej. Jedynym towarem, który podlegał obrotowi przez uczestników rynku była energia elektryczna. Funkcjonowanie rynku energii elektrycznej w tym modelu opiera się na założeniu, że sygnały cenowe kształtowane jako wynik gry popytu i podaży pozwalają wytwórcom energii elektrycznej na uzyskanie odpowiedniej marży, która pozwoli im zarówno na pokrycie kosztów ich działalności, ale również pozwoli na uzyskiwanie przychodów na poziomie pozwalającym na realizowanie inwestycji, w tym tych, które wymagają istotnych nakładów finansowych. Powyższy model ma pewne ograniczenia, ponieważ wybrani wytwórcy energii elektrycznej uzyskują wsparcie w realizacji swoich inwestycji lub w prowadzeniu przez nich bieżącej działalności tak aby inwestycje oczekiwane przez państwo i gospodarkę, w tym te wspierające transformację energetyczną w kierunku niskoemisyjnym, mogły zostać zrealizowane mimo trudności w konkurencji względem obecnych już na rynku wytwórców energii elektrycznej. W efekcie, na rynku energii elektrycznej, w którym pojawia się coraz więcej jednostek wytwórczych o niskich lub zerowych kosztach zmiennych, które jednocześnie uzyskują wsparcie inwestycyjne, przez co czas pracy jednostek wytwórczych o wyższych kosztach zmiennych ulega skróceniu, często bez możliwości pokrycia kosztów stałych. W takiej sytuacji inwestorzy nie uzyskują odpowiednich przychodów, aby realizować inwestycje w technologii o wysokich

---

<sup>15</sup> PSE S.A., „Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016-2035”, źródło: <https://www.pse.pl/-/prognoza-pokrycia-zapotrzebowania-szczytowego-na-moc-w-latach-2016-2035>, [dostęp: 07.10.2024 r.].

kosztach, nawet jeżeli są one niezbędne w systemie elektroenergetycznym. Rynek energii elektrycznej w modelu rynku jednotowarowego pozwalałby na uzyskanie odpowiedniego poziomu przychodu tylko w przypadku regularnego występowania okresów bardzo wysokich cen energii elektrycznej, co z kolei jest nieakceptowane społecznie i stanowi impuls do obniżenia konkurencyjności podmiotów prowadzących działalność gospodarczą, szczególnie w branżach energochłonnych, względem konkurentów nabywających energię elektryczną na rynkach o niższych średnich cenach energii elektrycznej. Ponadto, samo występowanie okresów bardzo wysokich cen energii elektrycznej może nie być wystarczające jako efektywny impuls inwestycyjny, ze względu na wysokie ryzyko wynikające z niepewności w zakresie wielkości i czasu trwania tych okresów oraz zachowania uczestników rynku, co przedkłada się co najmniej na koszt kapitału.

Jednotowarowy rynek energii był uzupełniany przez usługi systemowe, w tym zastąpione przez rynek mocy: interwencyjną rezerwę zimną, operacyjną rezerwę mocy, redukcję zapotrzebowania na polecenie OSP (DSR interwencyjny) i pracę interwencyjną.

### 3.3. Podstawa prawna funkcjonowania rynku mocy

W związku ze zdiagnozowanymi w analizach problemami z bezpieczeństwem pracy systemu, w 2018 r. wprowadzono mechanizm rynku mocy, który pozwolił na ograniczenie problemu deficytu mocy w najbliższej przyszłości.

Wprowadzenie mechanizmu wystarczalności zasobów wytwórczych w postaci rynku mocy było poprzedzone długim okresem prac legislacyjnych w Polsce oraz rozmowami z KE w zakresie prenotyfikacji i notyfikacji mechanizmu pomocy publicznej. Prace w Polsce obejmowały najpierw przygotowanie projektu „Rozwiązań funkcjonalnych rynku mocy”<sup>16</sup>, które później podlegały konsultacjom, a następnie zostały ostatecznie określone w ramach procesu legislacyjnego i zostały wprowadzone do krajowego porządku prawnego ustawą o rynku mocy. Regulacja weszła w życie 18 stycznia 2018 r. Natomiast rozmowy prenotyfikacyjne i ostatecznie notyfikacja wniosku notyfikującego wprowadzenie w Polsce mechanizmu pomocy państwa w postaci rynku mocy zostały zakończone akceptacją przez KE notyfikowanego mechanizmu decyzją KE. Treść decyzji KE została opublikowana przez KE 18 kwietnia 2018 r. i została wydana na podstawie artykułu 108 ust. 3 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (Dz. Urz. UE. C Nr 326, str. 47). Mechanizm podlegał ocenie zgodnie z Komunikatem Komisji „Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014-2020” (2014/C 200/01).

W marcu 2019 r. firmy Tempus Energy Germany GmbH i T Energy Sweden AB wystąpiły do Sądu UE przeciwko Komisji Europejskiej wnosząc o anulowanie tej decyzji KE (sprawa T-167/19). Rzeczpospolita Polska oraz PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., Enel X sp. z o.o., oraz Enspirion sp. z o.o. przystąpiły do sprawy w charakterze interwenientów po stronie KE. 6 października 2021 r., Sąd utrzymał w mocy decyzję Komisji Europejskiej akceptującą polski

---

<sup>16</sup> Ministerstwo Energii, Rozwiązania funkcjonalne rynku mocy, <https://n-4-2.dcs.redcdn.pl/file/o2/tvn/web-content/m/p121/f/84f0f20482cde7e5eacaf7364a643d33/22c51182-9bba-47f7-bf11-f9f32217047e.pdf>.

rynek mocy. Zarzuty Tempus Energy Germany GmbH i T Energy Sweden AB zostały odrzucone<sup>17</sup>.

Ustawa o rynku mocy podlegała zmianom: w 2021 r. została nowelizowana ustawą z dnia 23 lipca 2021 r. o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1505). Nowelizacja ta dostosowała rynek mocy do przepisów rozporządzenia rynkowego, a także wprowadzała nowy sposób naliczania opłaty mocowej dla odbiorców w zależności od ich profilu zużycia energii elektrycznej.

Do ustawy o rynku mocy wydano szereg aktów wykonawczych, spośród których część została już zmieniona lub uchylona. Minister właściwy ds. energii wydał trzynaście aktów wykonawczych potrzebnych do przeprowadzenia aukcji mocy w Polsce, właściwego rozliczania obowiązku mocowego i opłaty mocowej:

1. rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 13 września 2024 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym (Dz. U. poz. 1389), które zastąpiło rozporządzenie Ministra Energii z dnia 18 lipca 2018 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym (Dz. U. poz. 1455) – wydane na podstawie z art. 68 ust. 1 i 2 ustawy o rynku mocy;
2. rozporządzenie Ministra Energii z dnia 3 września 2018 r. w sprawie zabezpieczenia finansowego wnoszonego przez dostawców mocy oraz uczestników aukcji wstępnych (Dz. U. poz. 1730) – wydane na podstawie z art. 51 ustawy o rynku mocy;
3. rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 5 września 2024 r. w sprawie opłaty mocowej (Dz. U. poz. 1350) - wydane na podstawie z art. 76 ustawy o rynku mocy, które zastąpiło rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 9 listopada 2020 r. w sprawie pobierania opłaty mocowej i wyznaczania godzin doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie (Dz. U. poz. 2009 i 2370) oraz zmieniające je rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 21 grudnia 2020 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie pobierania opłaty mocowej i wyznaczania godzin doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie (Dz. U. poz. 2370);
4. siedem rozporządzeń w sprawie parametrów aukcji (wydanych na podstawie z art. 34 ust. 1 ustawy o rynku mocy):
  - a. rozporządzenie Ministra Energii z dnia 22 sierpnia 2018 r. w sprawie parametrów aukcji głównych dla okresów dostaw przypadających na lata 2021–2023 (Dz. U. poz. 1632),
  - b. rozporządzenie Ministra Energii z dnia 2 sierpnia 2019 r. w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2024 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2021 (Dz. U. poz. 1457),
  - c. rozporządzenie Ministra Klimatu z dnia 6 sierpnia 2020 r. w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2025 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2022 (Dz. U. poz. 1355),

---

<sup>17</sup> Wyrok w sprawie dostępny na stronie InfoCuria Orzecznictwo, <https://curia.europa.eu/juris/document/document.jsf?text=&docid=249930&pageIndex=0&doclang=PL&mode=lst&dir=&occ=first&part=1&cid=10493032>, [dostęp: 28.11.2024 r.].

- d. rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 12 sierpnia 2021 r. w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2026 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2023 (Dz. U. poz. 1480),
- e. rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 10 sierpnia 2022 r. w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2027 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2024 (Dz. U. poz. 1690),
- f. rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 4 sierpnia 2023 r. w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2028 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2025 (Dz. U. poz. 1561),
- g. rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 26 lipca 2024 r. w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2029 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2026, a także parametrów aukcji wstępnych do tych aukcji (Dz. U. poz. 1154).

Minister właściwy ds. energii, aby uzyskać niezależną opinię ekspertów dotyczącą proponowanych przez OSP wartości parametrów aukcji mocy oraz propozycję współczynnika wyznaczającego cenę maksymalną na aukcji, *zarządzeniem Ministra Energii z dnia 6 lipca 2018 r. w sprawie powołania Zespołu do spraw opiniowania parametrów aukcji mocy (Dz. Urz. Min. Ener. poz. 15)* powołał Zespół do spraw opiniowania parametrów aukcji mocy. *Zarządzenie zostało zmienione zarządzeniem Ministra Energii z dnia 7 maja 2019 r. zmieniającym zarządzenie w sprawie powołania Zespołu do spraw opiniowania parametrów aukcji mocy (Dz. Urz. Min. Ener. poz. 8)*. Członkami Zespołu zostali przedstawiciele czołowych polskich uczelni technicznych i jednostek badawczych, o potwierdzonej stopniem naukowym wiedzy z dziedziny energetyki i elektroenergetyki. W 2021 r. Minister Klimatu i Środowiska wydał nowe zarządzenie - *zarządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 23 lipca 2021 r. w sprawie Zespołu do spraw opiniowania parametrów aukcji mocy (Dz. Urz. MKiŚ poz. 59)*, w którym wprowadzono między innymi rozwiązania regulujące prowadzenie zdalnych spotkań zespołu. Zarządzenie było od tego czasu zmienione jednokrotnie - *zarządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 9 czerwca 2023 r. zmieniające zarządzenie w sprawie Zespołu do spraw opiniowania parametrów aukcji mocy (Dz. Urz. MKiŚ poz. 21)*.

Szczegółowe warunki współpracy OSP z pozostałymi uczestnikami rynku mocy zawiera Regulamin rynku mocy, który został zatwierdzony decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki dnia 30 marca 2018 r. (znak: DRR.WAR.7120.1.2018). Regulamin rynku mocy został do dnia 31 października ośmiokrotnie zmieniony decyzjami prezesa Urzędu regulacji Energetyki (znak: DRR.WAR.770.30.2020.BPe, znak: DRR.WAR.770.44.2020.BPe, znak: DRR.WAR.43.1.2021.BPe, znak: DRR.WAR.770.33.1.2022.BPe, znak: DRR.WAR.770.36.2022.2023.BPe, znak: DRR.WAR.770.4.8.2024.Pra, znak: DRR.WAR.770.24.4.2024.PRa i znak: DRR.WAR.770.31.5.2024.PRa).

## **3.4. Efekty aukcji mocy**

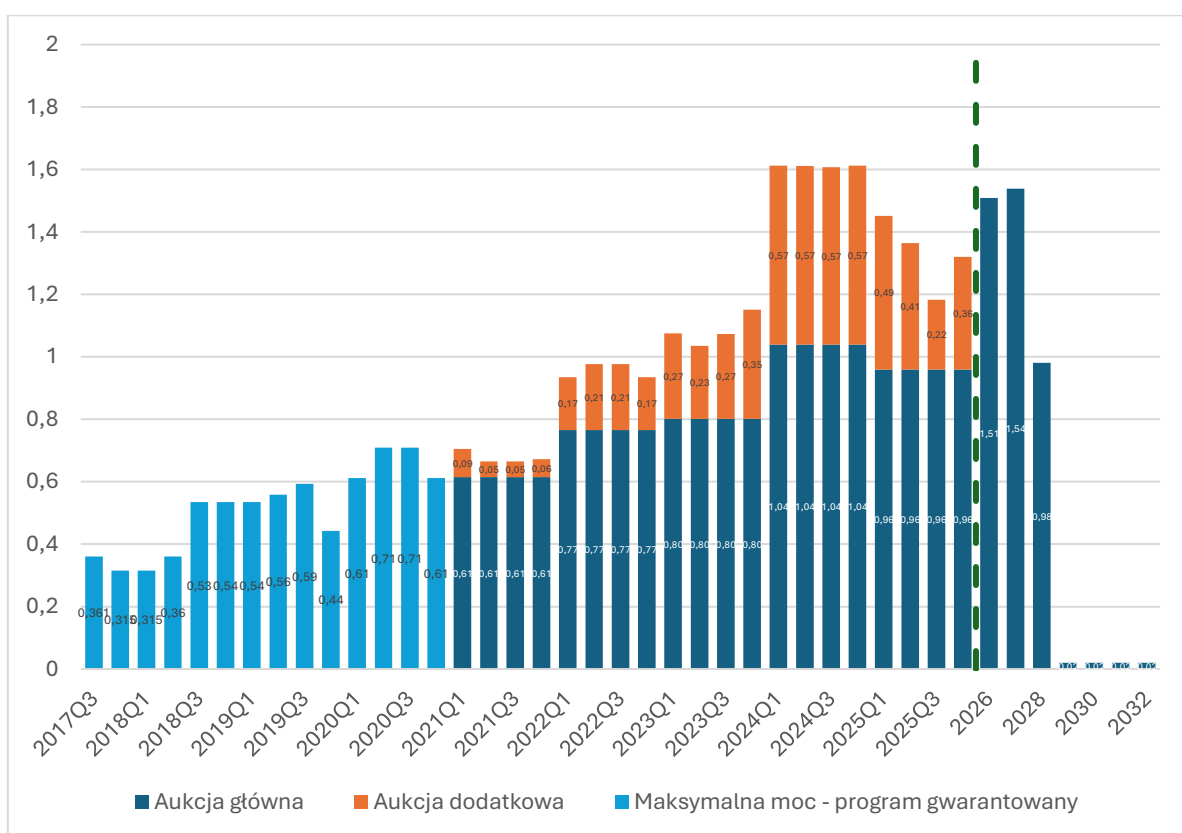
### **3.4.1. Rozwój technologii redukcji zapotrzebowania**

Zgodnie z art. 22 ust. 1 lit. h rozporządzenia rynkowego, mechanizmy zdolności wytwórczych są otwarte na udział wszystkich zasobów, które są w stanie spełnić wymagane parametry techniczne, w tym jednostek DSR. Ponadto, rozwój technologii redukcji zapotrzebowania oraz



usług związanych z zarządzaniem popytem stanowił jeden ze wskaźników celu dodatkowego „wdrożenie konkurencyjnego mechanizmu koordynacji budowy i wycofań mocy”, przedstawionego w OSR ustawy o rynku mocy. Mając powyższe na względzie, na wykresie poniżej przedstawiono podsumowanie wielkości obowiązków mocowych zakontraktowanych w odniesieniu do jednostek rynku mocy redukcji zapotrzebowania. Dla porównania przedstawiono maksymalną moc zakontraktowaną w ramach programu gwarantowanego DSR tzw. „IP-DSR” przed wprowadzeniem rynku mocy. Jak widać na wykresie poniżej wolumeny mocy jednostek DSR w zawartych kontraktach mocowych w pierwszym roku funkcjonowania rynku mocy utrzymywał się na porównywalnym poziomie jak w przypadku IP-DSR. W kolejnych latach widoczny był dynamiczny rozwój tego rynku skutkujący nawet dwukrotnie wyższym uczestnictwem jednostek redukcji zapotrzebowania niż we wcześniejszym programie dedykowanym tej technologii.

Rysunek 4. Wolumen DSR zakontraktowany na poszczególne okresy dostaw.



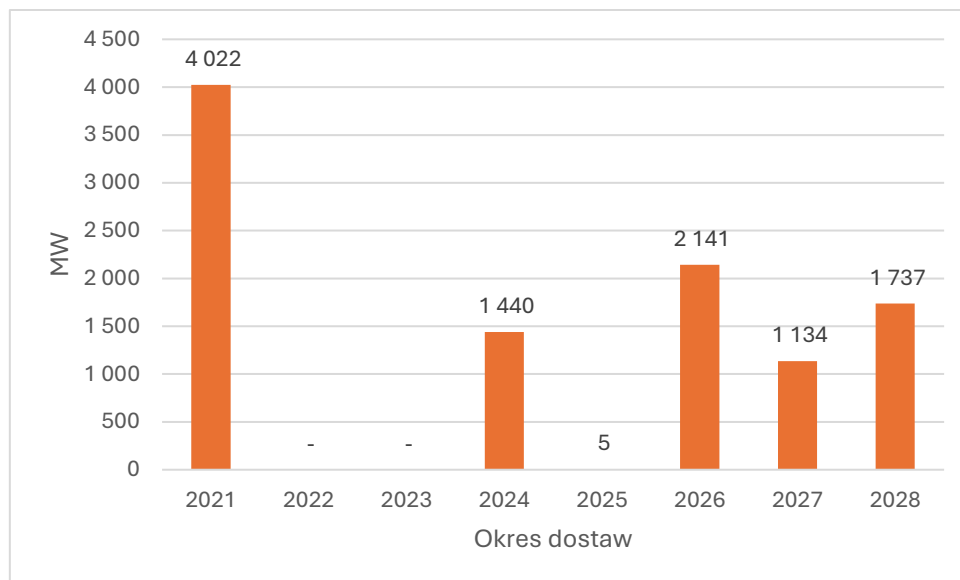
Źródło: Opracowanie własne na podstawie ostatecznych wyników aukcji mocy ogłoszonych zgodnie z art. 39 ust. 3 ustawy o rynku mocy

### 3.4.2. Przyrost nowych mocy wytwórczych

Jednym z najważniejszych aspektów rynku mocy jest zapewnienie długoterminowych sygnałów inwestycyjnych do budowy nowych mocy wytwórczych. To właśnie budowa nowych mocy pozwala na zastępowanie jednostek, których remonty stają się nieopłacalne, szczególnie ze względu na ich niższą sprawność czy wysoki wpływ na środowisko naturalne. Jednostki te pozwalają również na pokrycie rosnącego zapotrzebowania w krajowym systemie elektroenergetycznym. Z tego powodu zapewnienie sygnałów cenowych do budowy nowych

mocy wytwórczych zostało uwzględnione jako jeden z aspektów celu dodatkowego „wdrożenie konkurencyjnego mechanizmu koordynacji budowy i wycofań mocy”. Na wykresie poniżej przedstawiono wolumen nowych i modernizowanych jednostek, które uzyskały finansowanie z rynku mocy.

Rysunek 5. Moce zakontraktowane w aukcjach mocy w poszczególnych latach dla nowych jednostek wytwórczych.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie ostatecznych wyników aukcji mocy ogłoszonych zgodnie z art. 39 ust. 3 ustawy o rynku mocy

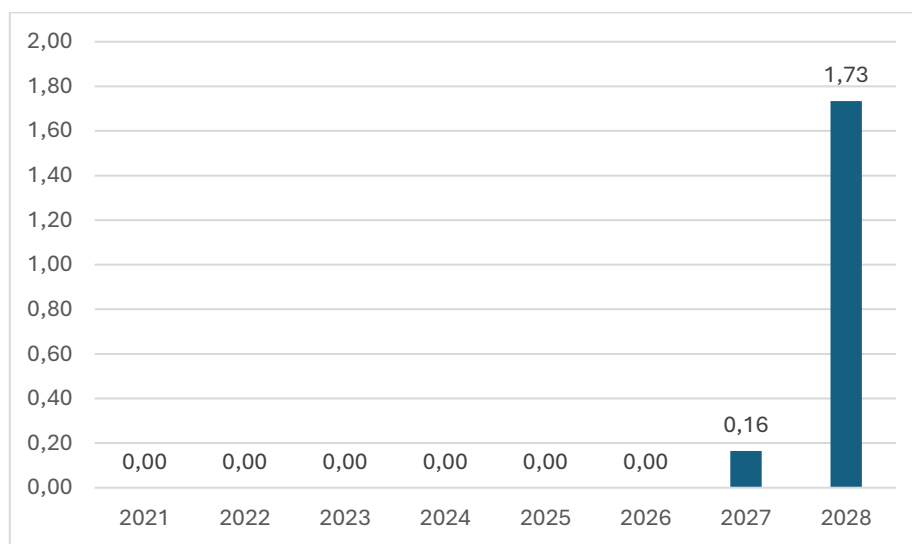
Łączny wolumen obowiązku mocowego nowych mocy, które wygrały aukcje mocy wynosi ponad 10 GW. Wśród wspomnianych nowych jednostek za niecałe 3 GW obowiązku mocowego odpowiadały jednostki węglowe, w tym blok 11 w Turowie opalany węglem brunatnym o obowiązku mocowym 410 MW oraz bloki na węgiel kamienny, w tym blok węglowy elektrowni Jaworzno 2, z obowiązkiem mocowym 787 MW oraz dwa bloki węglowe w Opolu z obowiązkiem mocowym 767 MW. Wszystkie obowiązujące kontrakty na nowe moce węglowe zostały zawarte w aukcji na 2021 r. Brak zawarcia aktywnych umów mocowych dla nowych jednostek wytwórczych na okres dostaw 2022 i 2023 jest związany z decyzjami inwestorów i terminem przeprowadzenia aukcji. W 2018 r. przeprowadzono trzy aukcje na kolejne trzy okresy dostaw (2021, 2022, 2023). Inwestorzy zdecydowali się na udział w pierwszej aukcji (na 2021 r.) w wyniku której zawarli umowy mocowe.

Rynek mocy pozwolił również na zapewnienie finansowania niemal 6 GW obowiązku mocowego nowych mocy gazowych, z których do największych należały blok gazowo-parowy w Rybniku o obowiązku mocowym niemal 795 MW, blok gazowy Ostrołęka C o obowiązku mocowym niemal 700 MW, dwa bloki gazowe w Dolnej Odrze o obowiązku mocowym ponad 667 MW, blok gazowo-parowy w Grudziądzu o obowiązku mocowym 518 MW, blok gazowo-parowy Adamów o obowiązku mocowym 493 MW, blok gazowo-parowy elektrociepłowni Żerań o obowiązku mocowym 433 MW, blok gazowo-parowy w Płocku o obowiązku mocowym 389 MW, czy elektrociepłownia Stalowa Wola o obowiązku mocowym 386 MW.

Rynek mocy pozwolił również na zapewnienie finansowania niemal 1,9 GW obowiązku mocowego w magazynach elektrochemicznych. Jak widać na wykresie poniżej, wyniki aukcji mocy wskazują na dynamiczny rozwój tego rynku. Pierwsze magazyny elektrochemiczne

pojawiły się na rynku mocy w aukcji na rok dostaw 2027 i odpowiadały za 0,16 GW obowiązku mocowego. W aukcji na kolejny rok dostaw (2028) magazyny elektrochemiczne odpowiadały już za ponad 1,7 GW obowiązku mocowego. Wszystkie magazyny zawarły umowy na 17 lat. Magazyny te nie funkcjonują w Polsce na masową skalę i wyniki aukcji mocy stanowią główne źródło informacji dotyczące rozwoju wielkoskalowych magazynów elektrochemicznych w Polsce.

Rysunek 6 Obowiązek mocowy w magazynach energii, które zawarły umowy mocowe w aukcjach na poszczególne okresy dostaw



Źródło: Opracowanie własne na podstawie ostatecznych wyników aukcji mocy ogłoszonych zgodnie z art. 39 ust. 3 ustawy o rynku mocy

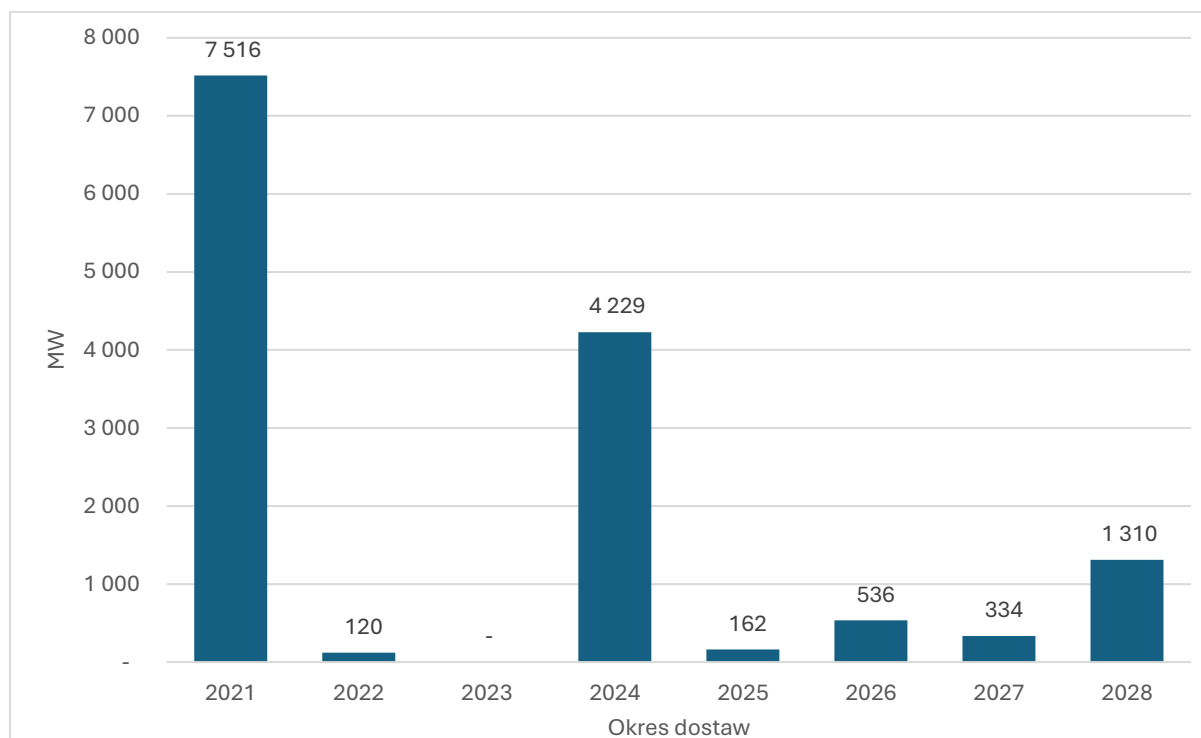
Rynek mocy nie przyczynił się do budowy nowych elektrowni szczytowo-pompowych, ani innych elektrowni wodnych z członem pompowym, a ich moc zainstalowana w systemie utrzymuje się na niezmiennym poziomie ok 1,8 GW.

### 3.4.3. Modernizacja mocy wytwórczych

Niejednokrotnie alternatywą dla budowy nowych mocy może okazać się modernizacja istniejących jednostek wytwórczych, skutkująca obniżeniem kosztów pracy związanych ze zużyciem paliwa, czy wpływem na środowisko naturalne. Ponadto, modernizacja może również umożliwić przedłużenie czasu pracy jednostek istniejących. Modernizacje były szczególnie istotne w perspektywie 2021 r., ponieważ zgodnie z art. 21 ust. 3 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych i emisji pochodzących z chowu zwierząt gospodarskich (Dz. Urz. UE L 334 z 17.12.2010, str. 17) do sierpnia 2021 r. wytwórcy musieli dostosować swoje jednostki wytwórcze do decyzji wykonawczej Komisji (UE) 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 r. ustanawiającej konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE, zwaną dalej „konkluzją BAT”. Mając powyższe na względzie „zapewnienie sygnałów cenowych do modernizacji mocy wytwórczych” przyjęto jako jeden z istotnych wskaźników celu dodatkowego „wdrożenie konkurencyjnego mechanizmu koordynacji budowy i wycofań mocy”. Na wykresie poniżej przedstawiono wolumen modernizowanych jednostek, które uzyskały

finansowanie z rynku mocy. Modernizacja jednostek rynku mocy najczęściej dotyczyła podtrzymania sprawności przetwarzania energii lub zmniejszenia emisyjności wytwarzania energii elektrycznej i nie obejmowała zwiększenia mocy osiągalnej netto danej jednostki rynku mocy.

Rysunek 7. Moce zakontraktowane w aukcjach mocy w poszczególnych latach dla modernizowanych jednostek wytwórczych.

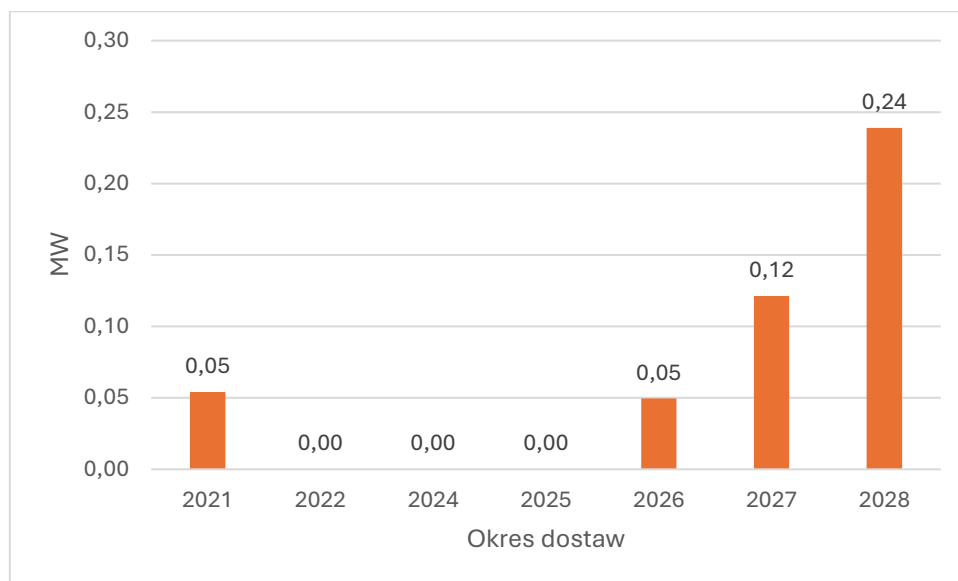


Źródło: Opracowanie własne na podstawie ostatecznych wyników aukcji mocy ogłoszonych zgodnie z art. 39 ust. 3 ustawy o rynku mocy

O istotnej roli w dostosowaniu do konkluzji BAT (ang. Best Available Techniques) świadczy fakt, że niemal 12 GW z ponad 14 GW obowiązku mocowego w modernizowanych jednostkach wytwórczych dotyczyło jednostek węglowych i było zawarte przed terminem przypadającym na dostosowanie się do konkluzji BAT. Ponadto, ok. 1 GW obowiązku mocowego dotyczył konwersji bloków węglowych na współspalanie biomasy, w stopniu umożliwiającym spełnienie limitu 550 gCO<sub>2</sub>/kWh.

Rynek mocy zapewnił również możliwość modernizacji niemal 0,5 GW elektrowni szczytowo-pompowych zapewniając możliwość zawarcia umów mocowych na okres 7 lat. Na wykresie poniżej przedstawiono obowiązek mocy modernizowanych elektrowni szczytowo-pompowych w poszczególnych latach.

Rysunek 8. Moce zakontraktowane w aukcjach mocy w poszczególnych latach przez elektrownie szczytowo-pompowe i inne elektrownie wodne z członem pompowym.

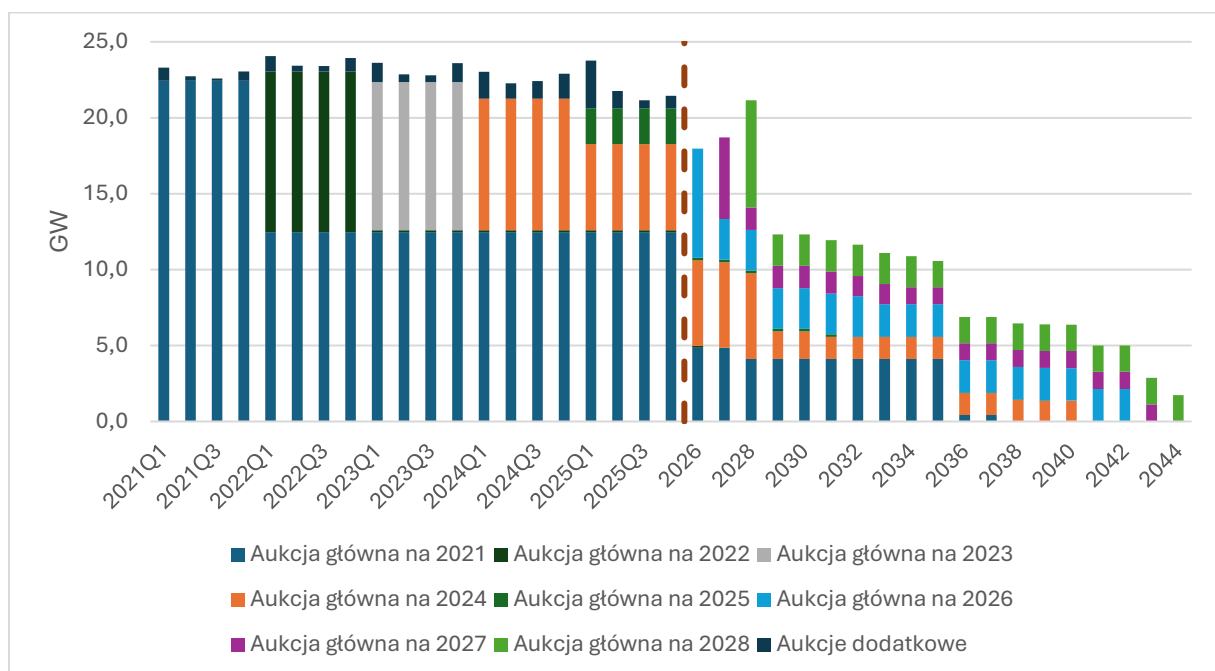


Źródło: Opracowanie własne na podstawie ostatecznych wyników aukcji mocy ogłoszonych zgodnie z art. 39 ust. 3 ustawy o rynku mocy oraz danych zawartych w rejestrze rynku mocy.

#### 3.4.4. Utrzymanie jednostek wytwórczych

Rynek mocy należy do mechanizmów mocowych o charakterze ogólnorynkowym. Oznacza to, że mogą w nim uczestniczyć nie tylko moce, których brakuje w systemie (np. nowe czy modernizowane), ale również jednostki istniejące. Takie podejście ma na celu przeciwdziałanie kaskadowemu przenoszeniu się problemów z rentownością z jednostek, które uzyskały wsparcie na najmniej rentowne jednostki, które wsparcia nie uzyskały. W ten sposób koszt mechanizmu mocowego powinien być w dłuższej perspektywie niższy niż kierowanych mechanizmów wsparcia, które miałyby adresować problemy finansowe poszczególnych grup dostawców mocy. Na wykresie poniżej przedstawiono całkowitą moc, która zawarła umowy mocowe w wyniku aukcji mocy.

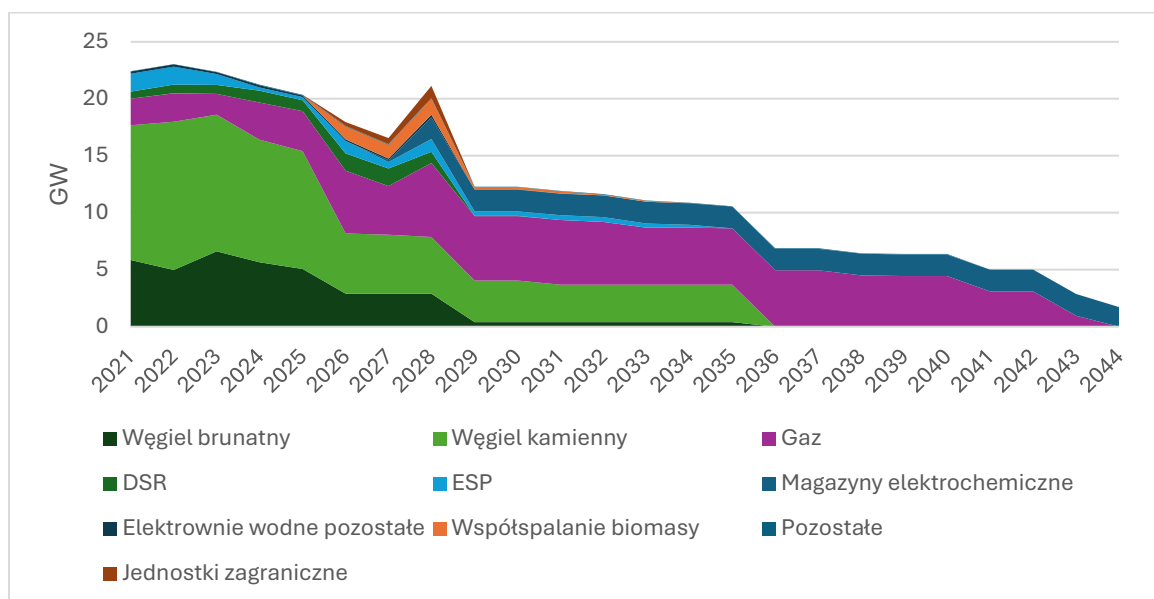
Rysunek 9. Moc zakontraktowana na aukcjach mocy w GW.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie ostatecznych wyników aukcji mocy ogłoszonych zgodnie z art. 39 ust. 3 ustawy o rynku mocy

Warto jednocześnie zauważyć, że rynek mocy stał się efektywnym narzędziem wspierania transformacji sektora elektroenergetycznego w związku z dostosowaniem przepisów ustawy o rynku mocy do limitów emisji wynikających z rozporządzenia rynkowego. W kontraktach na okresy dostaw 2021-2025 udział obowiązku mocowego zakontraktowanego w aukcjach głównych przez jednostki węglowe przekraczał 75 % całkowitej mocy zakontraktowanej w aukcjach głównych. W kontraktach na okresy dostaw 2026 i 2027 udział jednostek węglowych w kontraktach zawartych w wyniku aukcji głównych spadł do poniżej 50 %, a w okresie dostaw 2028 poniżej 40 %. Kontrakty zawarte w aukcjach głównych na poszczególne okresy dostaw, w podziale na paliwa są widoczne na wykresie poniżej.

Rysunek 10. Moc zakontraktowana na aukcjach głównych w podziale na paliwa.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie ostatecznych wyników aukcji mocy ogłoszonych zgodnie z art. 39 ust. 3 ustawy o rynku mocy oraz danych zawartych w rejestrze rynku mocy

Zmiany w udziale jednostek węglowych w obowiązku mocowym znalazły również odzwierciedlenie w udziale mocy węglowych w całkowitej mocy zainstalowanej. Jak wspomniano w podrozdziale 2.2, na koniec 2023 r. w KSE niemal połowę mocy zainstalowanych stanowiły elektrownie węglowe. Stanowiło to spadek o ponad 14 punktów procentowych udziału w mocy zainstalowanej względem 2020 r. i ponad 20 punktów procentowych względem 2018 r.

Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016–2035<sup>18</sup> wskazywała, że do 2020 r. 6,6 GW mocy w jednostkach centralnie dysponowanych zostanie wycofanych, w przypadku braku dostosowania jednostek istniejących do wymogów BAT, do 2025 r. byłoby to już niemal 10 GW. Rynek mocy zapobiegł ekonomicznym wycofaniom jednostek w wielkościach przewidywanych we wspomnianym opracowaniu. Jednocześnie nowe inwestycje pozwalały na odstawienie jednostek centralnie dysponowanych, które nie były już niezbędne do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw.

### 3.4.5. Wpływ na bezpieczeństwo dostaw

W toku notyfikacji polskiego rynku mocy do KE, OSP wykonywał analizy wystarczalności zasobów wytwórczych dla lat 2020, 2025 i 2030, które następnie były weryfikowane przez zewnętrznego konsultanta i które finalnie zostały wykorzystane w decyzji KE. Przedmiotowe analizy były wykonane z wykorzystaniem metod probabilistycznych, a ich wynikiem była oczekiwana liczba godzin w roku, w których zdolność wytwórcza nie zapewnia pokrycia zapotrzebowania na moc w systemie elektroenergetycznym (ang. *LOLE*). Zgodnie z wynikami tych analiz, przedstawionymi w pkt 12 decyzji KE, w scenariuszu bazowym wartość wskaźnika *LOLE* dla lat 2020 i 2025 wynosiła odpowiednio 176,4 i 101,7 h/rok. Wyniki te wskazywały na

<sup>18</sup> PSE S.A., „Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016-2035”, źródło: <https://www.pse.pl/-/prognoza-pokrycia-zapotrzebowania-szczytowego-na-moc-w-latach-2016-2035>, [dostęp: 07.10.2024 r.].

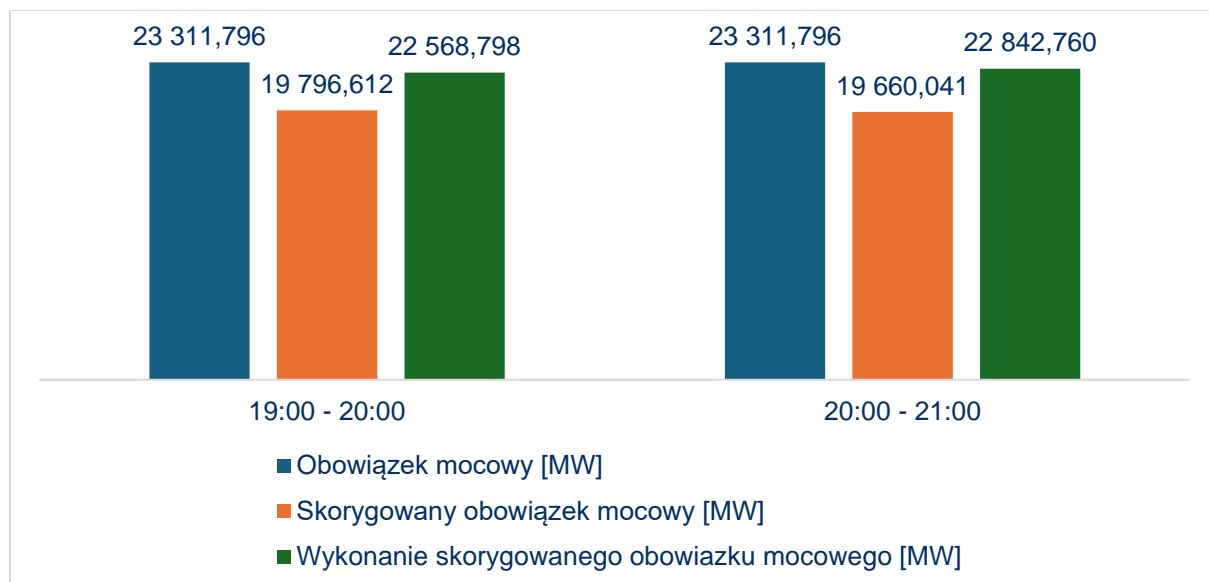
niespełnienie standardu bezpieczeństwa określonego na 3 h/rok we wszystkich analizowanych latach. Uzyskane wyniki pozwoliły także zewnętrznemu konsultantowi na oszacowanie brakujących mocy dyspozycyjnych w polskim systemie elektroenergetycznym na 2 750 MW w 2020 r. oraz 8 068 MW w 2025 r. (pkt 12 decyzji KE). Dla 2030 r. spółka PSE S.A. przeprowadziła dodatkową analizę wystarczalności zasobów wytwórczych (pkt 13 decyzji KE) otrzymując w najmniej konserwatywnym scenariuszu wartość wskaźnika LOLE na poziomie 12,56 h/rok, który przekraczał założony standard bezpieczeństwa (3 h/rok).

Od wprowadzenia rynku mocy do czasu przygotowania tego raportu nie były ogłaszane ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej zgodnie z art. 11 ust. 7 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. 2024 poz. 266, 834, 859, 1847 i 1881).

W dotychczasowym okresie funkcjonowania rynku mocy ogłoszono pięć okresów przywołania na rynku mocy – dwa miały miejsce 23 września 2022 r., a trzy miały miejsce 6 listopada 2024 r.

W oparciu o wyniki planowania dobowego pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego dla 23 września 2022 r., stwierdzono, że dostępna rezerwa mocy jest na poziomie między 3,8 %–5,6 % zapotrzebowania na moc w godzinach 19:15–20:30 w stosunku do wymaganych 9 % zapotrzebowania na moc. Z uwagi na spełnienie warunków określonych w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 13 września 2024 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym (Dz. U. poz. 1389), ogłoszono okresy przywołania na rynku mocy w godzinach 19:00–20:00 oraz 20:00–21:00. Wykonanie obowiązku mocowego w tych okresach przywołania na rynku mocy przedstawiono na rysunku poniżej.

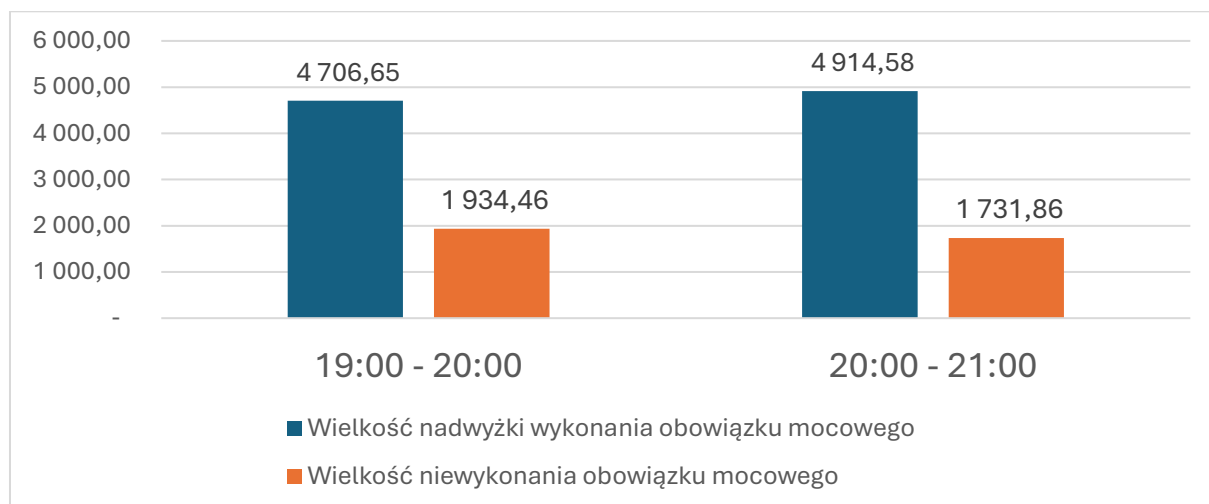
Rysunek 11. Wykonanie skorygowanych obowiązków mocowych w okresach przywołania na rynku mocy w dniu 23 września 2022 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych przekazanych przez OSP



Rysunek 12. Wielkości nadwyżki wykonania i niewykonania w dwóch okresach przywołania na rynku mocy w dniu 23 września 2022 r.



Źródło: Opracowanie własne

Jak widać na wykresach powyżej, wykonanie obowiązku mocowego przekracza skorygowany obowiązek mocowy (moc jednostek rynku mocy przywoływaną przez OSP), co świadczy o skuteczności mechanizmów mających na celu zapewnienie pewności dostaw mocy w okresach przewidywanych niedoborów mocy w systemie elektroenergetycznym.

6 listopada 2024 r. operator ogłosił okresy przywołania na rynku mocy w godzinach 16:00–17:00, 17:00– 18:00, 18:00–19:00.

Ogłoszenie okresów przywołania w tym dniu związane było z wystąpieniem ogólnoeuropejskiej sytuacji bardzo niskiej dostępności energii elektrycznej z OZE (tzw. dunkelflaute), która dla KSE poskutkowała dostępnością energii elektrycznej ze źródeł wiatrowych w wielkości poniżej 1 % mocy zainstalowanej oraz brakiem dostępności energii elektrycznej ze źródeł fotowoltaicznych (ze względu na porę wieczorną). Jednocześnie, ze względu na podobną sytuację w krajach ościennych – brak było możliwości wsparcia bilansu KSE importem energii.

Dzięki ogłoszeniu okresów przywołania na rynku mocy udało się odtworzyć wymaganą nadwyżkę mocy dostępnej dla OSP i zachować bezpieczną pracę systemu elektroenergetycznego.

Szczegółowe rozliczenie wyników okresów przywołania ogłoszonych na dzień 6 listopada 2024 r. nie jest dostępne w chwili opracowywania niniejszej oceny i zostanie opracowane na początku 2025 r.

Obecne wyniki *European Resource Adequacy Assessment 2023 Edition*<sup>19</sup> (ERAA2023) wskazują na zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w Polsce na poziomie standardu bezpieczeństwa 3 godzin na rok w 2025 niezależnie od scenariusza. W scenariuszu referencyjnym bezpieczeństwo dostaw powinno zostać zapewnione do 2030 r., czyli w okresie obowiązywania rynku mocy. W scenariuszu wrażliwości w 2028 i 2030 r. standard bezpieczeństwa byłby nieznacznie przekroczony (4,7 h/rok w 2028 r. oraz 4,4 h/rok w 2030 r.).

<sup>19</sup> ENTSO-E, *European Resource Adequacy Assessment 2023 Edition* ACER's approved and amended version, <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/>, [dostęp: 29.10.2024]

Warto zaznaczyć, że na wzrost poziomu bezpieczeństwa dostaw w 2030 r. wpływ będą mogły mieć jeszcze wyniki aukcji głównych na lata 2029 i 2030, jak również aukcji dodatkowych na lata 2029 – 2030 r., a w przypadku lat 2026 – 2028 r. wyniki aukcji dodatkowych na ten rok oraz ewentualnych aukcji uzupełniających, nad wprowadzeniem których trwają prace.

Jak można zauważyć, dzięki wprowadzeniu rynku mocy zwiększone zostało prawdopodobieństwo zapewnienia bezpieczeństwa dostaw w perspektywie do 2030 r. w porównaniu do prognoz sprzed wprowadzenia rynku mocy. Prognozowane wartości LOLE na lata 2031–2040 są zdecydowanie niższe niż wartości LOLE przewidywane dla lat 2025 i 2030 przed wprowadzeniem rynku mocy. Zgodnie z ERAA2023 w 2033 r. LOLE jest prognozowane na poziomie 8,5–12,3 h/rok, a zgodnie z oceną wystarczalności zasobów na poziomie krajowym stanowiącą załącznik nr 1, w latach 2031–2040 LOLE nie powinno przekroczyć 15 godzin na rok. Są to wartości wielokrotnie niższe niż prognozy przedstawione Komisji Europejskiej w toku notyfikacji obecnego rynku mocy (176,4 i 101,7 h/rok), przy czym w obu przypadkach przekraczają one wielkości akceptowalne i uznawane za bezpieczne.

### 3.4.6. Wpływ na środowisko

Jednostki wytwórcze centralnie dysponowane jako instalacje przemysłowe, które mogą powodować znaczne zanieczyszczenie poszczególnych elementów przyrodniczych albo środowiska jako całości, aby funkcjonować muszą posiadać pozwolenia zintegrowane, w związku z powyższym spełniają wymagane nimi standardy dot. wpływu na środowisko.

Poniżej przedstawiono poziom emisji z elektrowni i elektrociepłowni zawodowych w Polsce. W 2023 r. w porównaniu z 2018 r. emisja:

1. popiołu lotnego w energetyce zawodowej zmniejszyła się w 2023 r. o 67,7 % względem 2018 r. (w elektrowniach stosujących jako paliwo węgiel brunatny o 78 %, a w elektrowniach i elektrociepłowniach stosujących jako paliwo węgiel kamienny o 65,4 %);
2. dwutlenku siarki (SO<sub>2</sub>) o 60,7 % (w elektrowniach stosujących jako paliwo węgiel brunatny 68,1 %, a w elektrowniach i elektrociepłowniach stosujących jako paliwo węgiel kamienny o 56,5 %);
3. tlenków azotu (NO<sub>x</sub>) o 39,7 % (w elektrowniach stosujących jako paliwo węgiel brunatny o 40,9 %, a w elektrowniach i elektrociepłowniach stosujących jako paliwo węgiel kamienny o 42,7 %);
4. tlenku węgla (CO) o 42,1 % (w elektrowniach stosujących jako paliwo węgiel brunatny, o 57,7 % a w elektrowniach i elektrociepłowniach stosujących jako paliwo węgiel kamienny o 25,9 %);
5. dwutlenku węgla (CO<sub>2</sub>) o 23,6 % (w elektrowniach stosujących jako paliwo węgiel brunatny o 30,3 %, a w elektrowniach i elektrociepłowniach stosujących jako paliwo węgiel kamienny o 23,5 %).

Tabela 1 Poprawa wpływu energetyki na środowisko

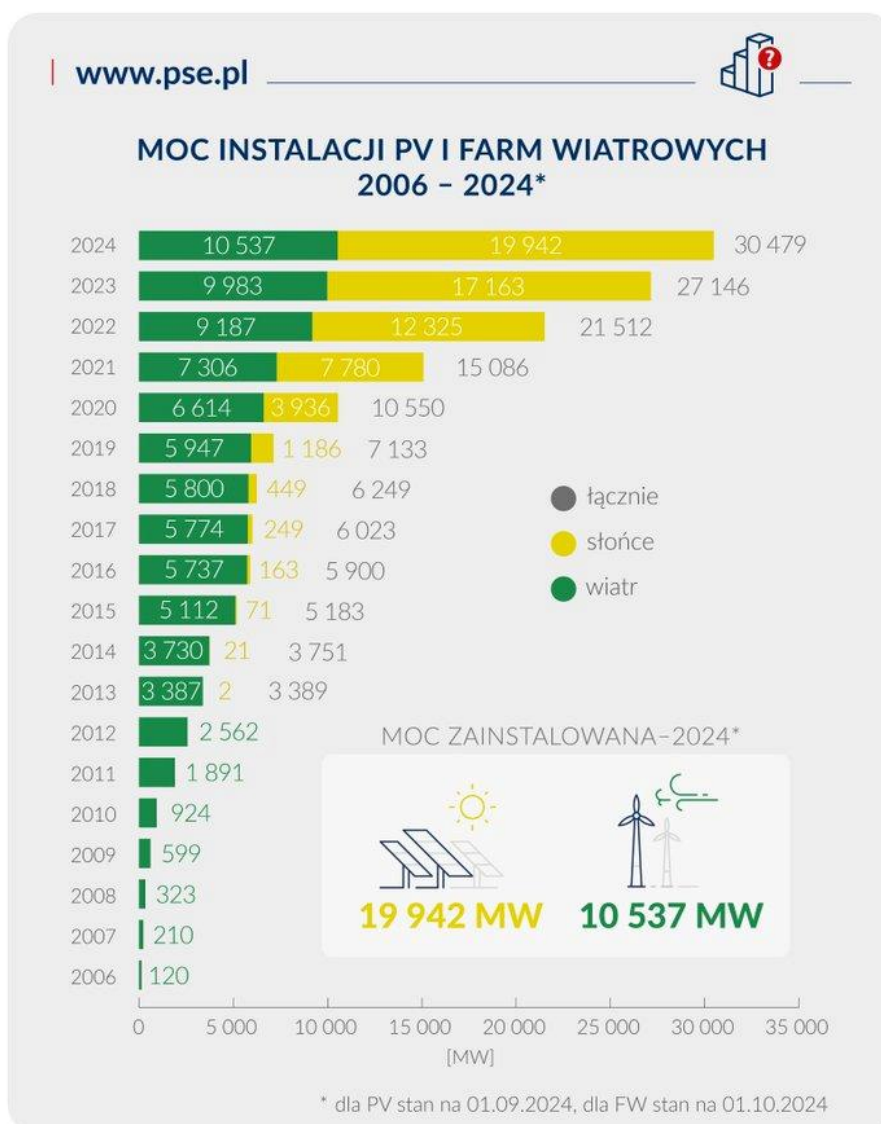
	2018	2021	2023
Popiół lotny [t], w tym:	7 934	4 743	2 563
el. na węgiel brunatny	2 421	1 284	532
el. i ec. na węgiel kamienny	5 175	3 088	1792
Dwutlenek siarki [t], w tym:	136 892	101 431	53 795
el. na węgiel brunatny	56 287	48 822	17 953
el. i ec. na węgiel kamienny	77 933	49 956	33 910
Tlenki azotu [t], w tym:	117 689	97 804	70 986
el. na węgiel brunatny	42 713	35 628	25 259
el. i ec. na węgiel kamienny	69 773	56 334	39 992
Tlenek węgla [t], w tym:	48 693	43 678	28 172
el. na węgiel brunatny	27 466	24 074	11 622
el. i ec. na węgiel kamienny	19 008	17 807	14 091
Dwutlenek węgla [tys. t], w tym:	140 001	136 044	106 941
el. na węgiel brunatny	52 691	49 310	36 738
el. i ec. na węgiel kamienny	83 378	80 886	63 809

Źródło: ARE S.A., EMITOR 2023 Emisja zanieczyszczeń środowiska w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych

### 3.4.7. Wpływ na rozwój OZE

Rynek mocy zapewnia produkcję energii elektrycznej ze źródeł sterowalnych, dostępnych również w przypadku ograniczonej dostępności odnawialnych źródeł wytwórczych oraz zapewniających możliwości regulacyjne, niezbędne do czasu realizacji istotnych wolumenów mocy dostępnej w magazynach energii elektrycznej. Obecnie głównymi ograniczeniami w przyłączeniu OZE nie jest brak mocy pozostających w rezerwie na wypadek niskiej produkcji z OZE, a raczej ograniczona zdolność tych źródeł do zwiększania i obniżania zapotrzebowania w związku ze zmianami produkcji OZE oraz coraz częściej zdarzające się okresy, w których generacja z OZE istotnie przewyższa zapotrzebowanie odbiorców energii elektrycznej. Od czasu wprowadzenia rynku mocy moce zainstalowane w fotowoltaice wzrosły ponad dwudziestokrotnie, a w elektrowniach wiatrowych na lądzie o ponad 40 %. Mimo tak znaczącego wzrostu mocy zainstalowanej ze źródeł niesterowalnych, rynek mocy pozwolił na utrzymanie w systemie źródeł sterowalnych pozwalając na finansowanie ich kosztów stałych oraz budowy nowych mocy. Na rysunku poniżej przedstawiono moc zainstalowaną w niesterowalnych technologiach OZE.

Rysunek 13. Moc zainstalowana w niesterowalnych odnawialnych źródłach energii elektrycznej.



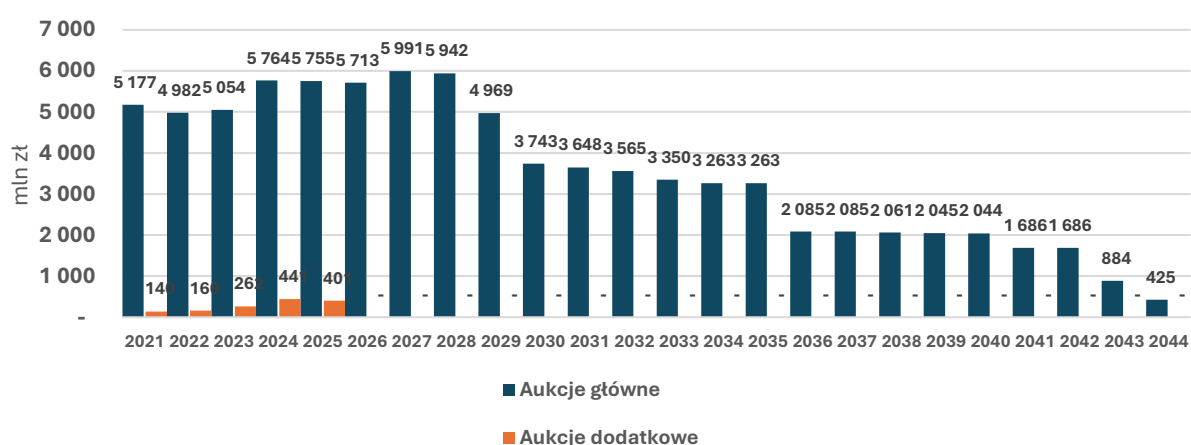
Źródło: Dane za PSE, [https://twitter.com/pse\\_pl/status/1846062280275882298](https://twitter.com/pse_pl/status/1846062280275882298).

Jak widać na wykresie powyżej, moc zainstalowana w niesterowalnych technologiach OZE wzrosła niemal trzykrotnie od czasu wprowadzenia rynku mocy. W 2024 r. moc zainstalowana w tych technologiach przekroczyła 30 GW. Dla porównania szczytowe zapotrzebowanie na moc w 2023 r. wyniosło 27,3 GW, czyli nieznacznie więcej niż moc zainstalowana w niesterowalnych OZE na koniec 2023 r., a minimalne zapotrzebowanie na moc w 2023 r. wynosiło 11,3 GW. Tak wysoka moc zainstalowana w niesterowalnych OZE będzie skutkowała w kolejnych latach koniecznością coraz większych redukcji produkcji z OZE, w szczególności w okresach niskiego zapotrzebowania oraz korzystnych dla OZE warunków atmosferycznych. Rozwiązaniem tych problemów może być zapewnienie odpowiedniej elastyczności z wykorzystaniem aktywnego udziału strony popytowej i ciepłownictwa oraz rozwój magazynów energii elektrycznej.

### 3.4.8. Finansowanie rynku mocy

Obowiązek mocy jest realizowany w zamian za wynagrodzenie, proporcjonalne do zakontraktowanego obowiązku mocowego oraz ceny zamknięcia aukcji, w której została zawarta umowa mocowa. Rozliczeń finansowych na rynku mocy, zgodnie z art. 61 ustawy o rynku mocy, dokonuje Zarządca Rozliczeń S.A. Zgodnie z art. 60 ust. 4 ustawy o rynku mocy cena obowiązku mocowego dla wieloletnich umów mocowych podlega corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem, określonym w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego. Wartość umów mocowych zawartych w toku dotychczasowych aukcji mocy (bez uwzględnienia waloryzacji) przedstawiono na wykresie poniżej.

Rysunek 14. Wartość nominalna umów mocowych zawartych w toku dotychczasowych aukcji mocy.



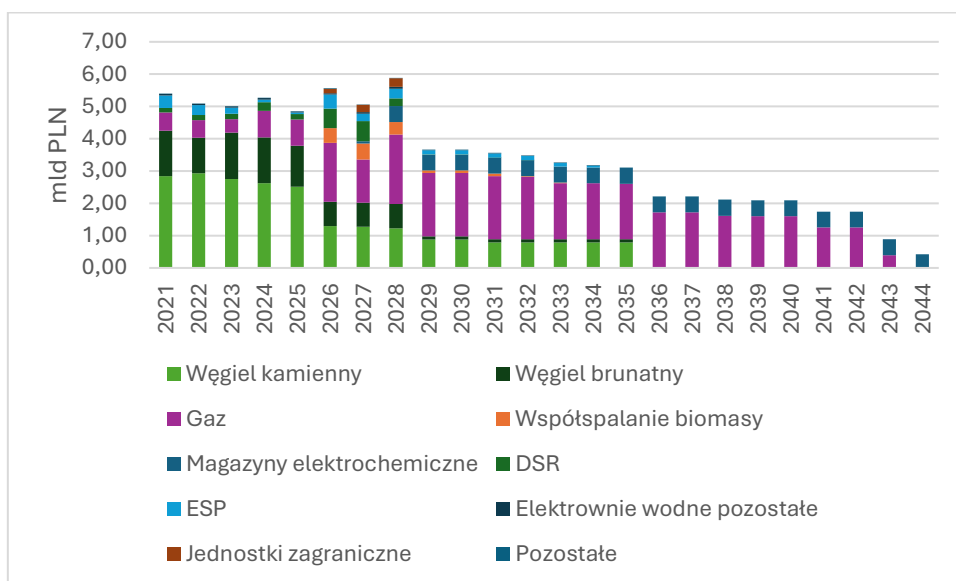
Źródło: Opracowanie własne na podstawie ostatecznych wyników aukcji mocy ogłoszonych zgodnie z art. 39 ust. 3 ustawy o rynku mocy

Rynek mocy zapewnił finansowanie dla wielu technologii. W aukcjach głównych na okresy dostaw 2021–2025 głównym beneficjentem środków z tytułu rynku mocy były elektrownie węglowe (75–85 % środków, bez uwzględnienia waloryzacji umów długoterminowych), w latach 2026–2028 udział ten spadł poniżej 40 %<sup>20</sup>. Udział nominalnej wysokości środków należnych jednostkom węglowym w wyniku zawartych kontraktów mocowych we wszystkich aukcjach głównych, względem nominalnej wartości wszystkich zawartych kontraktów mocowych we wszystkich aukcjach głównych<sup>21</sup> stanowi 39,4 %, dla porównania wartość kontraktów jednostek gazowych stanowi 39,2% wartości wszystkich kontraktów, magazynów elektrochemicznych 10 %, DSR 2,9 %, a elektrowni szczytowo-pompowych 3,2 %. Na wykresie poniżej przedstawiono koszt umów mocowych zawartych w wyniku aukcji głównych w podziale na paliwa.

<sup>20</sup> Udział jednostek węglowych przedstawiony w tym akapicie nie uwzględnia bloków w Połańcu (od 2026 roku), które zadeklarowały współspalanie biomasy od 2026 roku w stopniu wystarczającym do spełnienia limitu emisji

<sup>21</sup> łączna nominalna wartość umów mocowych zawartych w wyniku aukcji głównych do 2044 roku wynosi 83,2 mld PLN

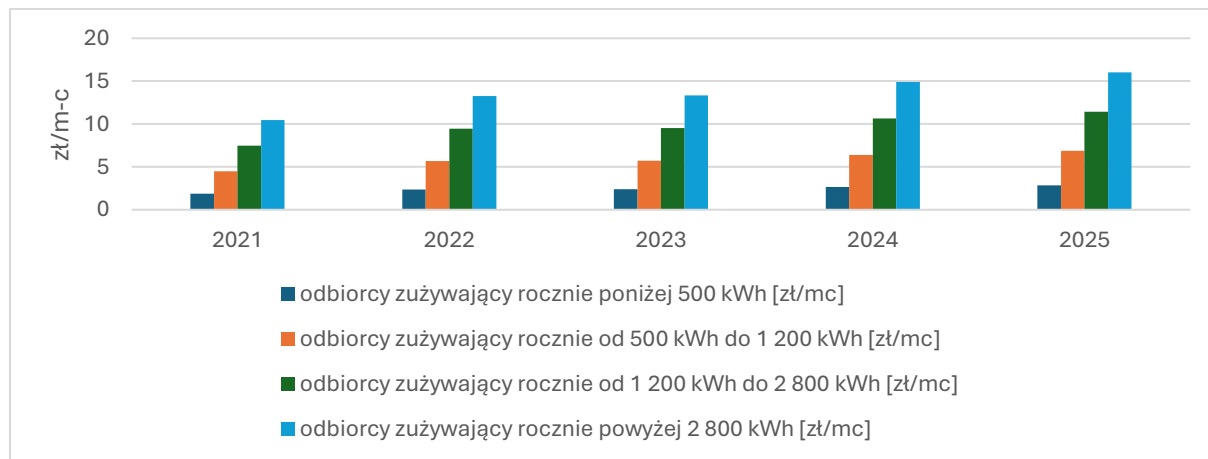
Rysunek 15. Koszt umów mocowych zawartych w wyniku aukcji głównych w podziale na paliwa.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie ostatecznych wyników aukcji mocy ogłoszonych zgodnie z art. 39 ust. 3 ustawy o rynku mocy oraz danych zawartych w rejestrze rynku mocy

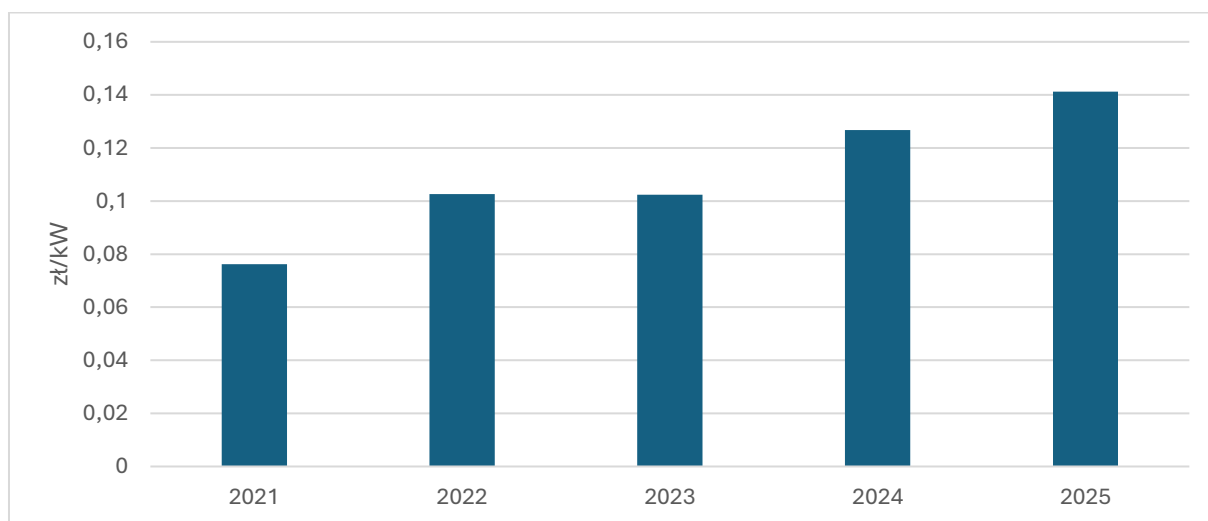
Koszt rynku mocy jest pokrywany z uiszczanej przez odbiorców końcowych energii elektrycznej opłaty mocowej, o której mowa w art. 69 ustawy o rynku mocy. Wysokość stawek opłaty mocowej kalkulowanych i publikowanych przez Prezesa URE została zaprezentowana na wykresach poniżej.

Rysunek 16. Stawki opłaty mocowej dla odbiorców ryczałtowych.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie stawek opłaty mocowej publikowanych przez Prezesa URE zgodnie z art. 74 ust. 4 ustawy o rynku mocy.

Rysunek 17. Stawki opłaty mocowej dla pozostałych odbiorców.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie stawek opłaty mocowej publikowanych przez Prezesa URE zgodnie z art. 74 ust. 4 ustawy o rynku mocy.

Należy podkreślić, że stawki opłaty mocowej są różne w zależności od typu odbiorcy końcowego. Część odbiorców końcowych – głównie gospodarstwa domowe – są podmiotami, dla których do 2028 r. stawka opłaty mocowej jest ustalana ryczałtowo. Tzw. odbiorcy ryczałtowi są podzieleni wewnątrz na 4 grupy w zależności od wielkości ich zapotrzebowania na energię elektryczną. Dla odbiorców końcowych innych niż w gospodarstwach domowych opłata mocowa jest kalkulowana proporcjonalnie do ich indywidualnego zużycia energii elektrycznej w godzinach szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną (stawka razy indywidualne zużycie). Dodatkowo, przedsiębiorstwa energochłonne korzystają z obniżenia opłaty mocowej w związku ze swoim płaskim profilem zużycia energii elektrycznej.

### 3.5. Ocena funkcjonowania rynku mocy

Rynek mocy stanowi brakujący segment w architekturze rynku energii elektrycznej, uprzednio funkcjonującego w Polsce jako rynek jednotowarowy (ang. *energy-only market*). Stworzył on odpowiednie zachęty do utrzymania, modernizacji i budowy nowych mocy wytwórczych i magazynów energii oraz aktywizacji odbiorców gotowych do redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP. Z uwagi na charakter usługi świadczonej na rynku mocy, obejmującej płatność za gotowość, dostawcy mocy otrzymali możliwość uzyskania stabilnego strumienia przychodów adresującego problem tzw. *missing money*. W przeprowadzanych od 2018 r. aukcjach mocy zakontraktowane zostały 103 jednostki wytwórcze, które poddane zostały modernizacjom (17 609 MW), na skutek których zwiększyły swoją moc o 234 MW. Zakontraktowano 27 nowych jednostek wytwórczych (8 581 MW) i 38 magazynów energii (1 899 MW), z czego 20 (nie licząc magazynów energii) to jednostki o emisyjności poniżej 550 gCO<sub>2</sub>/kWh. Kontraktami objętych zostało również wiele jednostek DSR o wolumenie dochodzącym do ok. 1 600 MW, których udział w rynku mocy skutecznie zastąpił wycofane usługi dotyczące redukcji zapotrzebowania.

Jak wskazano w sekcji „Wpływ na bezpieczeństwo dostaw” sytuacja w zakresie wystarczalności zasobów wytwórczych, od czasu uruchomienia rynku mocy, uległa istotnej poprawie w perspektywie 2025 r. W zakresie lat późniejszych sytuacja ta może jeszcze ulec zmianie

w związku z wynikami przeprowadzonych aukcji mocy i aukcji OZE, a także w związku z oddawaniem do eksploatacji nowych źródeł wytwórczych i trwałym odstawianiem istniejących jednostek wytwórczych.

Powyższe świadczy o tym, że wprowadzenie rynku mocy pozytywnie wpłynęło na dostępność w KSE mocy pozwalających na pokrycie zapotrzebowania i zachowanie wymaganych poziomów rezerw, na co wskazuje brak konieczności ogłaszania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz zaledwie pięciokrotna (tj. pięć godzin objął okres przywołania na rynku mocy) konieczność skorzystania z mechanizmu okresów przywołania na rynku mocy. Ma to również odzwierciedlenie w wynikach analiz wystarczalności zasobów wytwórczych wskazujących na poprawę sytuacji w okresie pomiędzy wystąpieniem o zgodę na wdrożenie rynku mocy a czasem obecnym.

### 3.5.1. Ocena rynku mocy przez uczestników ankiety MKiŚ

Poniżej przedstawiono opinie respondentów dot. funkcjonowania rynku mocy, które MKiŚ pozyskało w wyniki przeprowadzenia badania ankietowego<sup>22</sup>.

Rynek mocy, w stosunku do rynku energii, został oceniony znacznie bardziej przychylnie przez badanych. Respondenci pozytywnie ocenili wszystkie aspekty funkcjonowania rynku mocy z wyjątkiem roli jednostek zagranicznych w gwarantowaniu bezpieczeństwa energetycznego. Do najważniejszych efektów rynku mocy, zdaniem ankietowanych, należały: zapobiegnięcie wycofaniom ekonomicznym z rynku, wsparcie rozwoju DSR oraz zapewnienie niedyskryminacyjnego udziału jednostek zagranicznych. W następnej kolejności badani wskazywali możliwość uczestnictwa różnych typów jednostek oraz zapewnienie sygnałów cenowych do modernizacji istniejących mocy. Respondenci podnosili również szereg propozycji zmian w ramach rynku, w tym obniżenie kar, wydłużenie kontraktów mocowych oraz wprowadzenie różnych wartości korekcyjnych współczynników dyspozycyjności (KWD) w ramach jednej technologii w zależności od dodatkowych kryteriów. W szczególności istotną byłaby zmiana polegająca na wydłużeniu czasu wyprzedzenia kontraktacji z obecnych 5 lat, co pozwoliłoby na zapewnienie finansowania dla jednostek w technologiach charakteryzujących się dłuższym cyklem inwestycyjnym (np. elektrownie szczytowo-pompowe lub modułowe elektrownie jądrowe).

Rynek mocy jest również wskazywany przez respondentów jako jedyne rozwiązanie, które powinno być wykorzystywane do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw po 2030 r., niemniej z pewnymi zmianami. Zważywszy na fakt, że zgodnie z analizami jest widoczne ryzyko przekroczenia standardu bezpieczeństwa, które wpłynie negatywnie na bezpieczeństwo dostaw energii w Polsce, jest konieczne wprowadzanie dodatkowych zachęt do budowy nowych mocy wytwórczych oraz rozwoju technologii związanych z magazynowaniem energii oraz redukcją zapotrzebowania. W związku z tym jest rekomendowane przedłużenie funkcjonowania rynku mocy na kolejne lata.

Jednakże równocześnie Ministerstwo Klimatu i Środowiska, jak i respondenci ankiety wskazują na pewien zakres możliwych zmian. Najczęściej wskazywanymi dodatkowymi mechanizmami na rynku energii elektrycznej, uzupełniającymi obecny rynek, były produkty obniżające

---

<sup>22</sup> Badanie przywołane wcześniej, w części dot. rynku energii elektrycznej.



zapotrzebowanie szczytowe oraz kontrakty różnicowe na technologie zapewniające bezpieczeństwo systemu. Jednocześnie przeważająca liczba respondentów negatywnie oceniła możliwość wdrożenia alternatywnych rozwiązań (np. mechanizmu rezerwy strategicznej). Rynek mocy będzie wymagał dostosowania do nowych warunków funkcjonowania jednostek, jak również może występować konieczność uzupełniania tego rozwiązania innymi mechanizmami wspierającymi rozwój konkretnych technologii czy utrzymania istniejących jednostek węglowych. Do głównych wyzwań związanych z rynkiem mocy należy zapewnienie odpowiednich sygnałów inwestycyjnych dla nowych jednostek, ułatwienie transformacji energetycznej oraz wprowadzenie usprawnień w funkcjonowaniu tego mechanizmu. Często podnoszonym zagadnieniem przez ankietowanych była też zgodność tego mechanizmu z ambicjami transformacji energetycznej.

### 3.5.2. Ocena uczestników ankiety Prezesa URE

Prezes URE przygotował badanie ankietowe, którego celem było zebranie opinii uczestników rynku energii elektrycznej oraz ewentualnych propozycji zmian w polskim mechanizmie mocowym<sup>23</sup>. Ankieta, skierowana do wszystkich uczestników rynku energii elektrycznej, składała się z 25 pytań podzielonych na pięć bloków tematycznych, została opublikowana na stronie internetowej Urzędu Regulacji Energetyki. Badanie obejmowało następujące obszary tematyczne:

1. realizacja założonych celów wdrożenia mechanizmu mocowego;
2. organizacja i funkcjonowanie rynku mocy w Polsce;
3. wpływ na rynek energii oraz jego uczestników;
4. rynek wtórny;
5. perspektywy dalszego funkcjonowania rynku mocy w Polsce.

Uczestników ankiety poproszono również o wskazanie kwestii nie objętych pytaniami, a które są istotne w ich opinii w badanym obszarze.

W badaniu wzięły udział zarówno podmioty, które zawarły kontrakty na rynku mocy jak i te, które nie uczestniczyły w aukcjach. Reprezentują one sektor wytwarzania energii elektrycznej, agregatorów jednostek DSR, odbiorców końcowych, przedsiębiorstwa obrotu energią, sektor magazynowania energii elektrycznej oraz organizacje non-profit zajmujące się transformacją energetyczną w Polsce.

Większość podmiotów, które wzięły udział w badaniu, pozytywnie ocenia efekty wdrożenia rynku mocy w Polsce. Mechanizm mocowy, zdaniem respondentów wpłynął na poprawę bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej przez zapewnienie stabilnych przychodów dostawcom mocy, które ograniczając ryzyko inwestycyjne ułatwiły pozyskanie finansowania inwestycji. Szacowany spadek kosztu premii za ryzyko wynosił od 2 do 2,5 punktu procentowego. Zwrócono uwagę, że rynek mocy wspierał inwestycje w nowe i modernizacje istniejących mocy wytwórczych, wspierał rozwój w instalacje magazynowania, czy rozwój usług

---

<sup>23</sup> Podsumowanie ankietowego badania dot. funkcjonowania mechanizmu pomocy publicznej - Rynek Mocy w Polsce <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/publikacje/podsumowanie-ankietowego-badan/12171,Podsumowanie-ankietowego-badania-dot-funkcjonowania-mechanizmu-pomocy-publicznej.html> [dostęp 27.11.2024]

DSR. Zdaniem jednak niektórych respondentów poprawa bezpieczeństwa dostaw nastąpiła w horyzoncie krótkoterminowym, a obecna konstrukcja rynku mocy preferuje źródła konwencjonalne i w niewystarczającym stopniu wspiera rozwój DSR, magazynowania energii oraz źródeł OZE, jak również inwestycje w nowe moce.

Wpływ na rynek energii został również oceniony pozytywnie przez większą część uczestników badania, którzy wskazywali, że mechanizm mocowy przyczynił się do ograniczenia wzrostu hurtowych cen energii elektrycznej oraz ich stabilizacji. Zdecydowana większość respondentów opowiedziała się za pozostawieniem mechanizmu mocowego jako trwałego elementu uzupełniającego rynek energii w Polsce. Większość również nie akceptuje obniżenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, które mogłoby być skutkiem likwidacji rynku mocy.

Zdaniem respondentów funkcjonowanie rynku mocy poprawiłoby:

1. zapewnienie nowych inwestycji zwiększających elastyczność w KSE w kolejnych aukcjach mocy;
2. umożliwienie łączenia wsparcia z rynku mocy ze wsparciem dla źródeł odnawialnych;
3. dostosowanie mechanizmu do rozwoju technologicznego i zmian prawnych (V2G, cable-pooling, submetering, zmiana dostawcy mocy/agregatora, poprawa warunków udziału DSR);
4. zwiększenie przejrzystości i przewidywalności przepisów prawa, wydłużenie terminów dla dostawców mocy, w tym czasu na zrealizowanie inwestycji kapitałochłonnej, optymalizacja procesów regulacyjnych, ograniczenie wymogów regulacyjnych i kar;
5. wprowadzenie wcześniejszej waloryzacji umów mocowych;
6. rozszerzenie możliwości stosowania indywidualnych korekcyjnych współczynników dyspozycyjności oraz wprowadzenie indywidualnych korekcyjnych współczynników dyspozycyjności dla magazynów o różnych możliwościach pracy w trybie rozładowania;
7. zmiana zasad udziału jednostek zagranicznych w rynku mocy, tak aby zagraniczny OSP był zobowiązany do faktycznej dostawy mocy do polskiego systemu.

Niezależnie od powyższego Prezes Urzędu Regulacji Energetyki przekazał Ministrowi Klimatu i Środowiska własne rekomendacje zmian w rynku mocy, które obejmowały:

1. zmianę sposobu kształtowania ceny obowiązków mocowych dla istniejących jednostek wytwórczych;
2. modyfikację procedur związanych z ustanawianiem zabezpieczeń;
3. wprowadzenie oddzielnych koszyków aukcyjnych dla jednostek wytwórczych oraz źródeł zapewniających elastyczność systemu (magazyny energii, usługi DSR);
4. zmianę podejścia do wyznaczania współczynników KWD dla magazynów energii.

### **3.6. Propozycje zmian przekazywane przez uczestników rynku**

Dnia 2 października 2024 r. w Ministerstwie Klimatu i Środowiska, odbyło się spotkanie z przedstawicielami organizacji wytwórców, magazynów, odbiorców oraz think-tankami. Na spotkaniu większość uczestników spotkania zgodziła się, że rynek mocy spełnił swoje główne cele w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa dostaw oraz powinien być kontynuowany

w przyszłości, choć uważają za zasadne wprowadzenie pewnych zmian w mechanizmie i dostosowanie go do nowych wyzwań związanych z transformacją energetyczną. Zmiany te powinny w szczególności promować budowę nowych mocy, wprowadzić elementy mocniej premiujące elastyczność zasobów mocowych pozyskiwanych w ramach mechanizmu oraz zwiększyć efektywność kosztową mechanizmu. Wskazano również na konieczność zwiększenia efektu zachęty dla zakupu w ramach aukcji większej ilości mocy o parametrach dopasowanych do systemu elektroenergetycznego z dużą penetracją źródeł wytwórczych o niestabilnej generacji. W ramach dyskusji poddano także pod rozagę wprowadzenie rozwiązań, które wspartyby udział zasobów elastyczności (takich jak DSR i magazyny energii) i OZE w rynku energii, rynku bilansującym, rynku usług systemowych i usług elastyczności, tak aby jak najlepiej uwzględnić wyzwania przyszłego miks energetycznego. Pojawiły się również głosy podkreślające szczególną sytuację odbiorców przemysłowych, którzy mogą być zarówno beneficjentami mechanizmu jako dostawcy usług w ramach zasobów DSR, jak i płatnikami narażonymi na wysokie koszty. Podkreślono konieczność zapewnienia efektywności kosztowej mechanizmu oraz wskazano, że najważniejszymi beneficjentami rynku mocy są odbiorcy końcowi, którzy w ramach płatności za mechanizm muszą mieć zapewnione długoterminowe bezpieczeństwo energetyczne. Po spotkaniu uczestnicy mieli możliwość przesłania szczegółowych uwag, które będą analizowane podczas przygotowania ram funkcjonalnych rynku mocy po 2030 r.

## 4. Analiza wystarczalności zasobów

Zgodnie z art. 20 ust 1–3 oraz 21 ust. 1 rozporządzenia rynkowego podstawą do wprowadzenia mechanizmów wystarczalności zasobów jest stwierdzenie problemów z wystarczalnością zasobów w:

1. ocenie wystarczalności zasobów na poziomie europejskim lub
2. ocenie wystarczalności zasobów na poziomie krajowym.

Ocena wystarczalności zasobów na poziomie europejskim identyfikuje problemy z wystarczalnością zasobów przez ocenę ogólnej zdolności systemu elektroenergetycznego do zaspokajania obecnego i przewidywanego zapotrzebowania na energię elektryczną, odpowiednio, na poziomie Unii i na poziomie państw członkowskich. Ocena wystarczalności zasobów na poziomie europejskim obejmuje każdy rok w okresie 10 lat od daty tej oceny. Jest ona opracowywana w oparciu o dane przekazywane przez operatorów systemów przesyłowych.

Ocena wystarczalności zasobów na poziomie europejskim wykorzystuje centralne scenariusze referencyjne prognozowanego popytu i podaży, w tym ocenę ekonomicznej prawdopodobieństwa wycofania z eksploatacji aktywów wytwórczych, ich czasowego zamknięcia, wprowadzenia do eksploatacji nowych aktywów wytwórczych oraz środków służących osiągnięciu docelowych poziomów efektywności energetycznej i połączeń wzajemnych energii elektrycznej oraz odpowiednich poziomów wrażliwości dotyczących ekstremalnych zdarzeń meteorologicznych, warunków hydrologicznych, cen hurtowych oraz zmian cen emisji dwutlenku węgla. Ocena ta zawiera również odrębne scenariusze odzwierciedlające różne prawdopodobieństwo wystąpienia problemów z wystarczalnością mocy wytwórczych, które są rozwiązywane przez różne rodzaje mechanizmów zdolności

wytwórczych, czy warianty bez istniejących lub planowanych mechanizmów zdolności wytwórczych. Wyniki powinny być prezentowane z użyciem wielkości „oczekiwanej ilości niedostarczonej energii tzw. EENS” oraz „oczekiwanego czasu braku dostaw energii elektrycznej – LOLE”.

Oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym mają zasięg regionalny i opierają się na tej samej metodzie, co ocena wystarczalności zasobów na poziomie europejskim. Obejmuje ona centralne scenariusze referencyjne z oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim. Oceny krajowe mogą również uwzględniać dodatkowe poziomy wrażliwości oprócz tych, przyjętych w ocenie na poziomie Europejskim, w szczególności mogą:

1. przyjmować założenia uwzględniające specyfikę krajowego popytu i podaży na energię elektryczną;
2. korzystać z narzędzi i spójnych najnowszych danych uzupełniających te wykorzystywane na potrzeby oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim.

Oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim i krajowym podlegają publikacji oraz przedłożeniu ACER. Organ odpowiedzialny za ocenę wystarczalności zasobów należycie uwzględni opinię ACER i w razie konieczności zmienia swoją ocenę, lub publikuje sprawozdanie ze szczegółowym uzasadnieniem.

## 4.1. Europejska analiza wystarczalności zasobów (ERAA)

*European Resource Adequacy Assessment 2023 Edition*<sup>24</sup> było pierwszą oceną wystarczalności zasobów na poziomie Europejskim zatwierdzoną przez ACER<sup>25</sup>. Jak wspomniano w sekcji 3.4.5 wyniki tej oceny wskazują na prawdopodobne zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w Polsce do 2030 r., czyli w okresie obowiązywania rynku mocy. Wyniki wskazują, że w 2033 standard bezpieczeństwa nie jest utrzymany zarówno w centralnym scenariuszu referencyjnym (gdzie został przekroczony niemal trzykrotnie), jak i w scenariuszu wrażliwości (w którym został przekroczony ponad czterokrotnie). Wyniki te wskazują na ryzyko niedotrzymania standardu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej po 2030 r., w przypadku braku wprowadzenia mechanizmu mocowego.

Warto jednocześnie zaznaczyć, że Polska nie jest jedynym krajem, w którym przewiduje się, że oczekiwany czas braku dostaw energii elektrycznej przekroczy 3 godziny/rok. Taka sytuacja dotyczy 13 innych państw UE w obu scenariuszach, w tym w przypadku czterech przewiduje się bardziej napięty bilans mocy niż w Polsce, a w przypadku jednego porównywalny do polskiego. W scenariuszu wrażliwości tak rozumiany standard bezpieczeństwa nie zostałby utrzymany w 16 innych państwach UE, w tym w przypadku ośmiu przewiduje się bardziej napięty bilans mocy niż w Polsce.

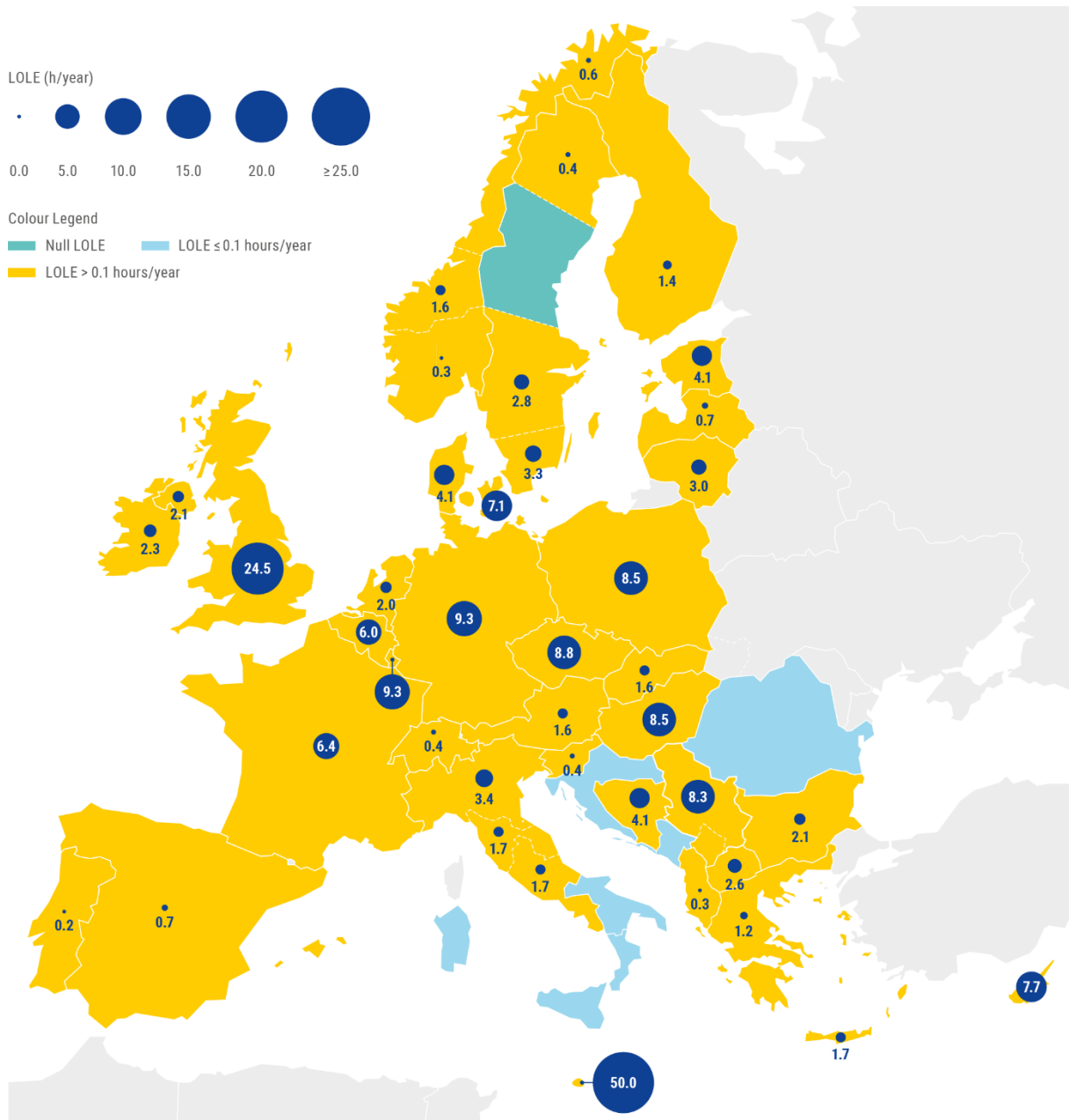
---

<sup>24</sup> Entso-E, *European Resource Adequacy Assessment 2023 Edition* ACER's approved and amended version, <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/> [dostęp: 29.10.2024].

<sup>25</sup> *Decision No 06/2024 OF THE European Union Agency For The Cooperation Of Energy Regulators of 2 May 2024 on the European Resource Adequacy Assessment for 2023* <https://www.acer.europa.eu/news-and-events/news/acer-approves-european-resource-adequacy-assessment-eraa-marking-milestone-security-electricity-supply-across-eu-member-states> [dostęp: 25.10.2024].

Na wykresach poniżej przedstawiono „oczekiwany czas przerw w dostawach energii elektrycznej”, będący skutkiem braku wystarczającej mocy zasobów wytwórczych w poszczególnych krajach, zamieszczona we wspomnianej ocenie.

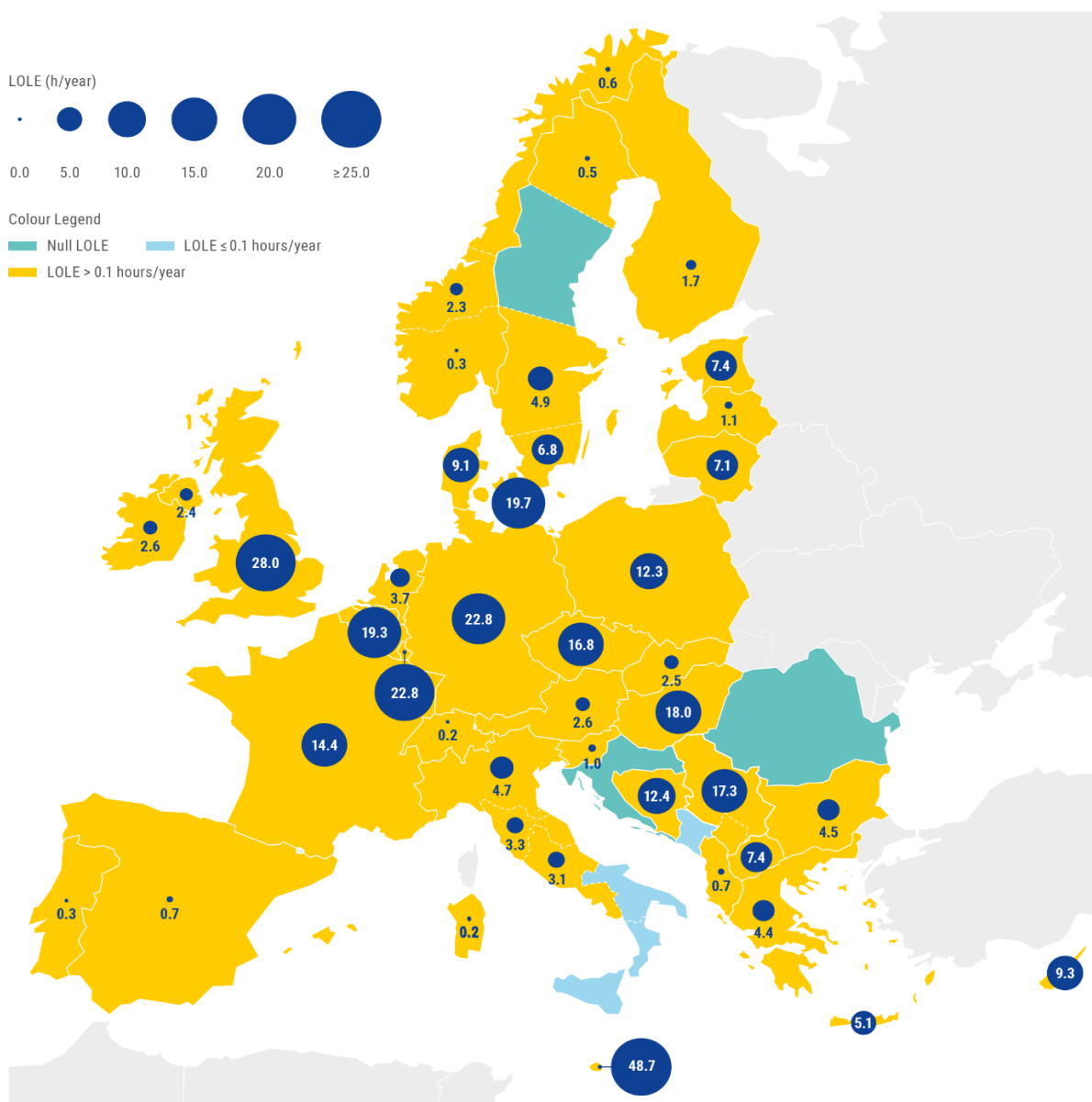
Rysunek 18. „Oczekiwany czas braku dostaw energii elektrycznej” w scenariuszu referencyjnym.



Źródło: European Resource Adequacy Assessment 2023 Edition<sup>26</sup>

<sup>26</sup> ENTSO-E, European Resource Adequacy Assessment 2023 Edition ACER's approved and amended version, <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/> [dostęp: 29.10.2024].

Rysunek 19. „Oczekiwany czas braku dostaw energii elektrycznej” w scenariuszu wrażliwości.



Źródło: European Resource Adequacy Assessment 2023 Edition<sup>27</sup>

## 4.2. Krajowa analiza wystarczalności zasobów (NRAA)

Zgodnie z art. 15i ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne operator systemu przesyłowego przeprowadza krajową ocenę wystarczalności zasobów (NRAA) zgodnie z art. 24 rozporządzenia rynkowego. Metodyka wykonywania NRAA jest zgodna z europejską metodyką oceny wystarczalności zasobów (ERAA), o której mowa w art. 23 ust. 5 rozporządzenia rynkowego, stosując ją odpowiednio w takim zakresie, w jakim została zastosowana przez ENTSO w ERAA.

<sup>27</sup> Entso-E, European Resource Adequacy Assessment 2023 Edition ACER's approved and amended version, <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/> [dostęp: 29.10.2024]

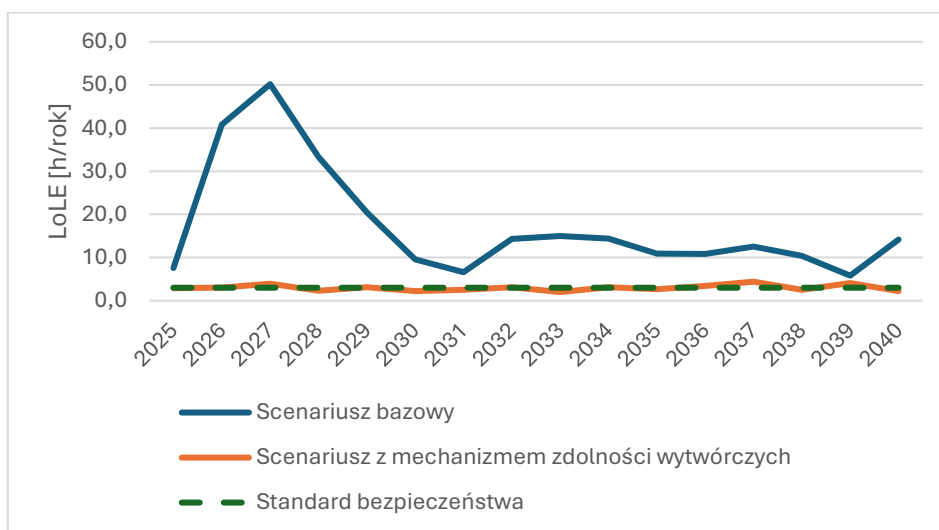
NRAA jest kluczowym elementem wspierającym podejmowanie decyzji w kwestiach strategicznych w celu utrzymania bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego. Celem tej oceny jest dostarczenie wglądu w oczekiwany rozwój przyszłego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w horyzoncie co najmniej średnioterminowym.

Wyniki tej oceny wskazują na prawdopodobne problemy z zapewnieniem bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w Polsce w całym okresie. Najwyższy niedobór mocy prognozowany jest na lata 2026 i 2027, w których bez funkcjonowania mechanizmu mocowego standard bezpieczeństwa przekroczony jest 15-krotnie. Wynika to w szczególności z faktu, że aktualne warunki rynkowe, w związku z brakiem możliwości wsparcia w ramach rynku mocy jednostek opalanych węglem kamiennym i brunatnym, nie pozwalają na uzyskiwanie stabilnych dodatkich marż na produkcji energii elektrycznej, przez co duża część jednostek zagrożona jest odstawieniem z powodów ekonomicznych. W celu zapobieżenia wycofaniom ekonomicznym istniejących jednostek wysokoemisyjnych w wielkości niezbędnej do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw Ministerstwo Klimatu i Środowiska wystąpiło z projektem wprowadzenia dodatkowej aukcji uzupełniającej, w ramach której możliwy byłby udział jednostek wytwórczych emitujących powyżej 550 kg CO<sub>2</sub>/MWh i ich konkurowanie z pozostałymi podmiotami, które spełniają limit (jednostki wytwórcze, magazyny energii, DSR, jednostki zagraniczne). Taką możliwość – w ograniczonym czasie i pod rygorystycznymi warunkami umożliwiła rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1747 z dnia 13 czerwca 2024 r. zmieniające rozporządzenia (UE) 2019/942 i (UE) 2019/943 w odniesieniu do poprawy struktury unijnego rynku energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 2024/1747 z 26.06.2024).

Wyniki NRAA udowadniają także, że bez utrzymania rynku mocy w kolejnej dekadzie, nie będzie możliwe dotrzymanie standardu bezpieczeństwa.

Na wykresie i w tabeli poniżej przedstawiono „oczekiwany czas przerw w dostawach energii elektrycznej”, będący skutkiem braku wystarczającej mocy zasobów wytwórczych w scenariuszu bazowym oraz scenariuszu uwzględniającym mechanizm zdolności wytwórczych, na podstawie wyników zamieszczonych we wspomnianej ocenie. Na wykresie przedstawiono również obowiązujący standard bezpieczeństwa w wysokości 3h/rok. Standard ten został obliczony zgodnie z metodą zatwierdzoną przez ACER.

Rysunek 20. „Oczekiwany czas braku dostaw energii elektrycznej” zgodnie z NRAA.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym 2025–2040 listopad 2024

Tabela 2 „Oczekiwany czas braku dostaw energii elektrycznej” zgodnie z NRAA

	Scenariusz bazowy	Scenariusz z mechanizmem zdolności wytwórczych <sup>28</sup>
2025	7,6	2,9
2026	40,8	3
2027	50,2	3,9
2028	33,3	2,3
2029	20,5	3,1
2030	9,6	2,2
2031	6,6	2,5
2032	14,3	3,1
2033	15,0	2
2034	14,4	3,1
2035	10,9	2,7
2036	10,8	3,4
2037	12,5	4,4
2038	10,4	2,5
2039	5,8	4,1
2040	14,2	2,2

Źródło: Opracowanie własne na podstawie oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym 2025–2040 listopad 2024

Jak widać na wykresie oraz w tabeli powyżej, pokrycie kosztów ponoszonych przez jednostki sterowalne, które nie są pokrywane przez rynek energii pozwoli na utrzymanie wartości LoLE na poziomie zgodnym z przyjętym standardem bezpieczeństwa.

Zgodnie z art. 103 ust. 1 ustawy o rynku mocy Rada Ministrów, dokona oceny funkcjonowania rynku mocy na podstawie analiz bilansowych krajowego systemu elektroenergetycznego. Ze

<sup>28</sup> W scenariuszu z mechanizmem zdolności wytwórczych należy uznać, że standard bezpieczeństwa dostaw wynoszący 3h/rok będzie dotrzymany, a niewielkie różnice wynikają z konieczności kwantyfikacji mocy.



względu na to, że wyniki oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym bezpośrednio determinują możliwość lub brak możliwości zastosowania różnych mechanizmów mocowych, ocenę funkcjonowania rynku mocy należy rozpatrywać łącznie z analizą wystarczalności zasobów. Dlatego właśnie NRAA stanowi załącznik nr. 1 do niniejszego dokumentu.

## 5. Podsumowanie i rekomendacje – rynek mocy po 2030 r.

Mając na względzie analizy bilansowe KSE i ocenę stopnia rozwoju rynku energii oraz ocenę dotychczasowego funkcjonowania rynku mocy, należy stwierdzić, że istnieje **potrzeba kontynuowania, w formule dostosowanej do obecnych wyzwań systemu elektroenergetycznego, mechanizmu wspierającego zapewnienie wystarczalności zasobów wytwórczych o charakterze ogólnorynkowym**. Rynek mocy powinien pozostać neutralny technologicznie, przy czym powinien on zapewniać otwartość na nowoczesne rozwiązania techniczne, technologiczne i organizacyjne (np. tzw. cable-pooling, technologie mieszane, konwersje technologii w kierunku nisko i zeroemisyjnych etc.).

Ryzyko przekroczenia standardu bezpieczeństwa w latach 2031–2040 jest istotnie niższe niż było to identyfikowane w prognozach aktualnych przed wprowadzeniem rynku mocy na lata 2021–2030. Zważywszy na fakt, że zgodnie z analizami jest widoczne jednak ryzyko niedotrzymania standardu bezpieczeństwa, które wpłynęłoby negatywnie na bezpieczeństwo dostaw energii w Polsce i rozwój gospodarczy, jest konieczne wprowadzanie dodatkowych zachęt do budowy nowych mocy wytwórczych oraz rozwoju technologii związanych z magazynowaniem energii oraz redukcją zapotrzebowania. W związku z tym jest rekomendowane przedłużenie funkcjonowania rynku mocy na kolejne lata.

W celu promowania budowy nowych elastycznych mocy, zwłaszcza w technologiach o niskiej lub zerowej emisyjności, jest zasadne wprowadzenie zmian w sposobie premiowania i kontraktowania jednostek w rynku mocy tak, aby premiować moc, która w krótkim czasie dostosowuje się do zmiany popytu i podaży na rynku energii elektrycznej.

W zależności od postępów przygotowania nowych rozwiązań funkcjonalnych rynku mocy jest zasadne skupienie wysiłków w pierwszej kolejności na perspektywie krótko- i średnioterminowej oraz rozważenie przygotowania reformy rynku mocy w dwóch etapach. W pierwszym z nich może okazać się konieczne przygotowanie rozwiązań dla dedykowanych przetargów, które zostaną włączone w zobowiązania rynku mocy. Natomiast w całym okresie, w zależności od tempa realizacji nowych inwestycji (np. gazowych lub wodorowych), jest zasadne rozważenie rozwiązań umożliwiających zapobieżenie wycofaniom ekonomicznym istniejących jednostek wysokoemisyjnych, w celu zmniejszenia ryzyka zakłóceń bezpieczeństwa dostaw do czasu powstania nowych zasobów niskoemisyjnych, mając na uwadze sytuację w regionie i czynniki makroekonomiczne.

Rynek mocy powinien być także uzupełniony funkcjonującymi obok niego dedykowanymi usługami wspierającymi elastyczność systemu elektroenergetycznego po stronie popytu i podaży oraz systemami wsparcia dla inwestycji wysoce kapitałochłonnych w formie np. dwustronnego kontraktu różnicowego.

Konieczne będzie również uelastycznienie lub dostosowanie elementów technicznych rynku mocy, takich jak zróżnicowanie korekcyjnych współczynników dyspozycyjności, do charakteru pracy źródeł oraz odpowiadającego na wyzwania związane z ich integracją w KSE, który umożliwi m.in. zaadresowanie kwestii ograniczonej pojemności magazynów i ograniczonego czasu możliwej redukcji strony popytowej.

W celu wywarcia pozytywnego wpływu na płynność w innych obszarach rynku energii, jest możliwe także nałożenie na część lub wszystkie jednostki rynku mocy dodatkowych obowiązków związanych np. z obowiązkiem aktywnego uczestnictwa w mechanizmie centralnego bilansowania systemu elektroenergetycznego lub jego wybranych elementach.

Ostatnia reforma rynku energii elektrycznej wskazuje na potrzebę przeprowadzenia oceny zapotrzebowania w zakresie elastyczności, zwłaszcza elastyczności nieopartej na paliwach kopalnych, oraz przeanalizowania możliwości promowania elastyczności w ramach mechanizmów zdolności wytwórczych. W związku z tym w mechanizmie rynku mocy po roku 2030 należy rozważyć elementy dotyczące elastyczności, kładąc nacisk w tym zakresie na udział magazynów energii i odpowiedzi strony popytowej. Należy rozważyć także utworzenie komplementarnego mechanizmu bazującego na rozwiązaniach istniejącego rynku mocy, dedykowanego technologiom elastyczności niebazującej na paliwach kopalnych. Pozwoli to na efektywniejszą transformację sektora energii elektrycznej spowodowaną zmianami technologicznymi i wyzwaniem klimatycznymi.

Niezależnie od powyższego, jest konieczne zapewnienie możliwie wysokiej efektywności kosztowej funkcjonowania mechanizmu, ponieważ jego funkcjonowanie jest przenoszone na odbiorców końcowych przez opłatę mocową. Zbyt wysoki poziom kosztów energii elektrycznej może mieć negatywny wpływ na sytuację gospodarstw domowych i przedsiębiorstw w Polsce przez negatywny wpływ na konkurencyjność polskiej gospodarki, w szczególności w funkcjonowaniu przedsiębiorstw energochłonnych.

## 6. Spis ilustracji

<i>Rysunek 1. Dynamika wzrostu mocy zainstalowanej w krajowym systemie elektroenergetycznym w latach 1960-2023.</i>	8
<i>Rysunek 2. Produkcja energii elektrycznej w latach 1950-2018.</i>	9
<i>Rysunek 3. Saldo wymiany energii elektrycznej z zagranicą w latach 2014-2023 - przepływy fizyczne.</i>	10
<i>Rysunek 4. Wolumen DSR zakontraktowany na poszczególne okresy dostaw.</i>	17
<i>Rysunek 5. Moce zakontraktowane w aukcjach mocy w poszczególnych latach dla nowych jednostek wytwórczych.</i>	18
<i>Rysunek 6. Obowiązek mocy w magazynach energii, które zawarły umowy mocowe w aukcjach na poszczególne okresy dostaw.</i>	19
<i>Rysunek 7. Moce zakontraktowane w aukcjach mocy w poszczególnych latach dla modernizowanych jednostek wytwórczych.</i>	20
<i>Rysunek 8. Moce zakontraktowane w aukcjach mocy w poszczególnych latach przez elektrownie szczytowo-pompowe i inne elektrownie wodne z członem pompowym.</i>	21
<i>Rysunek 9. Moc zakontraktowana na aukcjach mocy w GW.</i>	22
<i>Rysunek 10. Moc zakontraktowana na aukcjach głównych w podziale na paliwa.</i>	23
<i>Rysunek 11. Wykonanie skorygowanych obowiązków mocowych w okresach przywołania na rynku mocy w dniu 23 września 2022 r.</i>	24
<i>Rysunek 12. Wielkości nadwyżki wykonania i niewykonania w dwóch okresach przywołania na rynku mocy w dniu 23 września 2022 r.</i>	25
<i>Rysunek 13. Moc zainstalowana w niesterowalnych odnawialnych źródłach energii elektrycznej.</i>	28
<i>Rysunek 14. Wartość nominalna umów mocowych zawartych w toku dotychczasowych aukcji mocy.</i>	29
<i>Rysunek 15. Koszt umów mocowych zawartych w wyniku aukcji głównych w podziale na paliwa.</i>	30
<i>Rysunek 16. Stawki opłaty mocowej dla odbiorców ryczałtowych.</i>	30
<i>Rysunek 17. Stawki opłaty mocowej dla pozostałych odbiorców.</i>	31
<i>Rysunek 18. „Oczekiwany czas braku dostaw energii elektrycznej” w scenariuszu referencyjnym.</i>	37
<i>Rysunek 19. „Oczekiwany czas braku dostaw energii elektrycznej” w scenariuszu wrażliwości.</i>	38
<i>Rysunek 20. „Oczekiwany czas braku dostaw energii elektrycznej” zgodnie z NRAA.</i>	40

## 7. Spis tabel

<i>Tabela 1 Poprawa wpływu energetyki na środowisko</i>	27
<i>Tabela 2 „Oczekiwany czas braku dostaw energii elektrycznej” zgodnie z NRAA</i>	40

## 8. Załącznik

1. Ocena wystarczalności zasobów wytwórczych na poziomie krajowym.