

Rynek Mocy – gwarancją bezpiecznej transformacji energetycznej

Ocena funkcjonowania rynku mocy
w Polsce

Warszawa, wrzesień 2024 roku



Broszura została opracowana przez TGPE we współpracy z Ernst & Young Consulting i Octo Legal.

Spis treści

01	Wprowadzenie	3
02	Geneza wprowadzenia rynku mocy w Polsce	5
03	Główne rozwiązania rynku mocy w Polsce	7
04	Efekty rynku mocy w Polsce	9
05	Ocena dotychczasowego funkcjonowania rynku mocy	13
06	Analiza potrzeb dalszego stosowania rynku mocy	15
07	Potrzeba dalszego stosowania rynku mocy	27
08	Propozycje TGPE zmian w funkcjonowaniu rynku mocy	29
09	Podsumowanie	32

Wprowadzenie

Geneza raportu

Rynek mocy w Polsce został uruchomiony w 2021 r. jako środek dopuszczalnej pomocy publicznej. Oznacza to, że w Polsce funkcjonuje dwutowarowy rynek, na którym prowadzi się handel energią elektryczną i mocą. Zgodnie z art. 103 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, Rada Ministrów jest zobowiązana do oceny funkcjonowania mechanizmu najpóźniej w 2024 r. Wyniki oceny powinny być przedstawione Sejmowi Rzeczypospolitej Polskiej wraz z propozycjami zmian rynku mocy lub jego zniesienia.

Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie (TGPE) we współpracy z firmami doradczymi opracowało raport przedstawiający ocenę funkcjonowania rynku mocy i sytuacji w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) wraz z częścią analityczną zawierającą analizę scenariuszową funkcjonowania KSE do 2040 r. z perspektywą do 2050 r. Na podstawie wyników prac sformułowano wnioski co do zasadności dalszego funkcjonowania rynku mocy oraz propozycje niezbędnych zmian.



Podejście i metodyka przeprowadzonych analiz

Na potrzeby kompleksowej oceny funkcjonowania w Polsce rynku mocy i osiąganych dzięki niemu efektów, przeprowadzono analizę, która obejmowała w szczególności 3 główne zagadnienia:

1

Analizę dotychczasowego funkcjonowania rynku mocy, w tym jego roli w zapewnieniu zrównoważenia bilansu mocy i przeprowadzaniu niskoemisyjnej transformacji energetycznej.

2

Prognozy dalszej transformacji sektora wytwarzania energii elektrycznej z uwzględnieniem najnowszych dokumentów rządowych i unijnych, wpływające na potrzebę dalszego funkcjonowania rynku mocy.

3

Propozycje zmian w regulacjach rynku mocy w kontekście dalszego funkcjonowania, w tym w latach trzydziestych, a także jego usprawnienia i dostosowania do nowych niskoemisyjnych technologii. Istotną zmianą w obecnych regulacjach rynku mocy będą te, które umożliwiają wykorzystanie możliwości przesunięcia terminu wejścia w życie limitu emisji 550 g CO₂/kWh z 1 lipca 2025 r. na 1 stycznia 2029 r.

Geneza wprowadzenia rynku mocy w Polsce

Potrzeba wprowadzenia rynku mocy w Polsce

W UE rozwijany jest rynek energii oparty na kształtowaniu cen hurtowych na bazie krótkoterminowych kosztów krańcowych (ustalenie ceny energii na podstawie kosztów zmiennych produkcji ostatniej – najdroższej jednostki potrzebnej do zrównoważenia w danym momencie popytu i podaży).

Model ten, w powiązaniu z rozwojem źródeł odnawialnych, które charakteryzują się bardzo niskimi kosztami zmiennymi, prowadzi do kształtowania się cen hurtowych na poziomie nie pozwalającym na pokrycie pełnych kosztów (ang. *missing money*) w jednostkach wytwórczych zapewniających moc i energię w KSE niezależnie od pogody.

Źródła odnawialne z najwyższym potencjałem i tempem rozwoju (elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne) charakteryzują się kosztami zmiennymi zbliżonymi do zera, jednak w celu zachowania ich opłacalności, przychód z ich działalności musi również pozwolić na spłatę kosztów stałych - kapitałowych i operacyjnych. Jednostki te mają dodatkowe wsparcie niezależne od cen energii na rynku, w postaci np. cen gwarantowanych czy dodatkowych przychodów ze sprzedaży zielonych certyfikatów.

W związku ze znaczącym ryzykiem wcześniejszego zakończenia działalności przez jednostki konwencjonalne oraz brakiem przesłanek ekonomicznych do budowy nowych źródeł wytwórczych, pojawiło się ryzyko niedoborów mocy w systemie elektroenergetycznym. Podjęto zatem działania w celu wprowadzenia w Polsce rynku mocy, które zostały znacznie przyspieszone po wystąpieniu niedoborów mocy w KSE latem 2015 r., skutkujących ograniczeniami w dostawach energii elektrycznej do odbiorców przemysłowych.

W celu zapewnienia w systemie odpowiedniego poziomu mocy dyspozycyjnych niezbędnego do pokrycia zapotrzebowania, wprowadzono w Polsce rynek mocy. W grudniu 2017 r. uchwalono ustawę o rynku mocy, która weszła w życie w dniu 7 lutego 2018 roku, kiedy KE przyjęła decyzję akceptującą polski mechanizm w latach 2021 - 2030.

Główne rozwiązania rynku mocy w Polsce

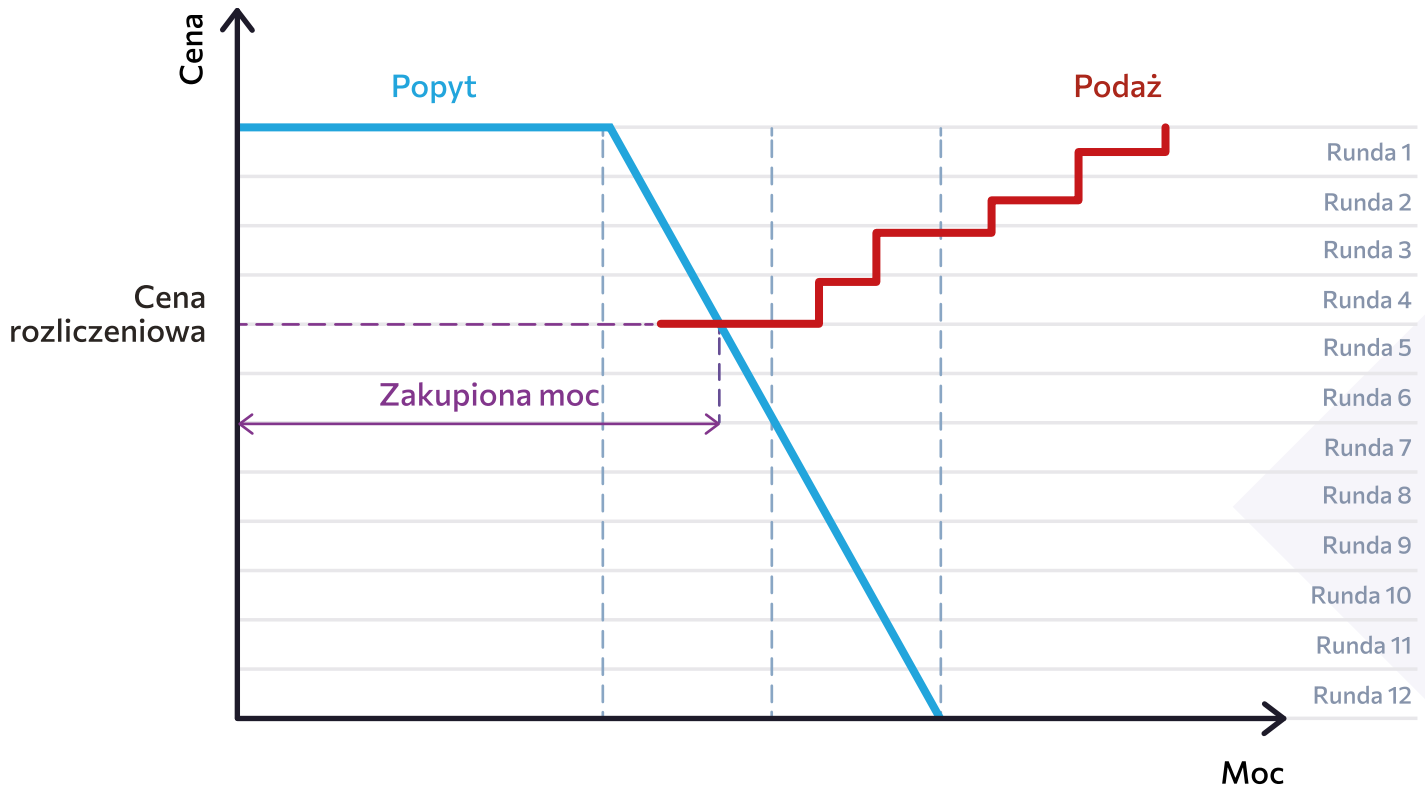
Zasady działania rynku mocy

W ramach tego mechanizmu, moc niezbędna dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii do odbiorców kupowana jest przez operatora systemu przesyłowego od dostawców mocy. Zawierane są umowy mocowe, które ustalają ilości i ceny zakupionej mocy (obowiązków mocowych) oraz zobowiązują dostawców mocy do utrzymywania mocy w dyspozycyjności oraz dostarczania ich do systemu. Dyspozycyjność mocy jest weryfikowana poprzez testy i demonstracje. Brak dostaw mocy lub negatywny wynik weryfikacji dyspozycyjności wiąże się z wysokimi karami.

Zakup mocy na rynku pierwotnym prowadzony jest w sposób konkurencyjny na aukcjach głównych przeprowadzanych na 5 lat przed rokiem dostaw oraz w kwartalnych aukcjach dodatkowych rozgrywanych z około rocznym wyprzedzeniem do okresu dostaw. Dostawcy mocy mogą ponadto przenosić obowiązki mocowe w ramach transakcji obrotu wtórnego.

Aukcje mają charakter aukcji holenderskiej (odwróconej), parametry aukcji ustalają rozporządzenia ministra właściwego ds. energii. Przecięcie krzywych podaży i popytu ustala cenę zamknięcia aukcji i oferty mocowe, które wygrały aukcje. Na wykresie ilustracja przebiegu aukcji.

Rys. 1 - Ilustracyjny przebieg aukcji rynku mocy



Umowy mocowe, wynikające z aukcji głównych mogą zostać zawarte na okres jednego roku w przypadku jednostek istniejących i DSR, 5-7 lat w przypadku jednostek modernizowanych oraz 15-17 lat w przypadku jednostek nowych.

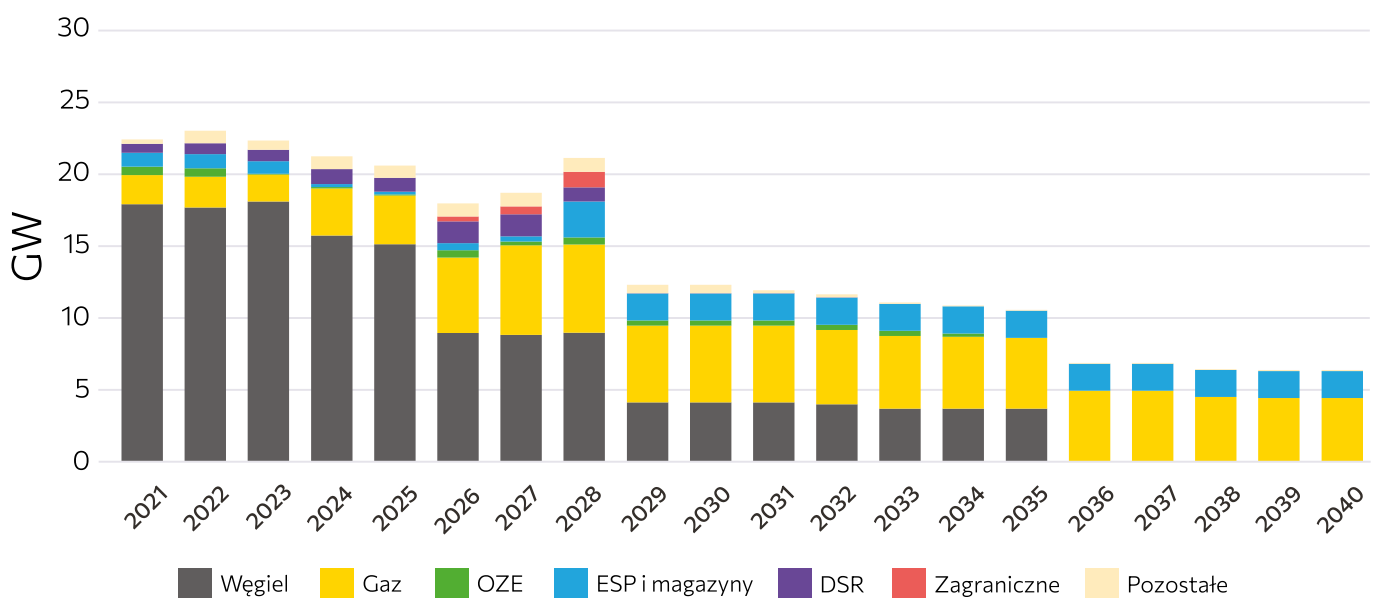
W rynku mocy mogą brać udział krajowe jednostki wytwórcze, magazyny energii oraz jednostki redukcji zapotrzebowania (DSR – ang. *Demand Side Response*). Od roku dostaw 2025 w aukcjach mogą uczestniczyć jednostki zagraniczne.

Efekty rynku mocy w Polsce

Podsumowanie dotychczasowego funkcjonowania rynku mocy

Dotychczas aukcje mocy przeprowadzono na lata 2021-2028 (aukcje główne) oraz poszczególne kwartały lat 2021-2025 (aukcje dodatkowe), przy czym udział w aukcjach na dostawy mocy od 1 lipca 2025 r. jest ograniczony do jednostek spełniających limit emisji 550 g CO₂ na kWh wytworzonej energii elektrycznej.

Rys. 2 - Moc zakontraktowana w dotychczasowych aukcjach głównych rynku mocy w perspektywie 2040 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie wyników aukcji rynku mocy publikowanych przez URE

Główne efekty rynku mocy

Zapewniono zrównoważenie bilansu mocy i zapobieżenie przerwom w dostawach energii elektrycznej z powodu braku wymaganych ilości mocy, a przez to strat u odbiorców końcowych. Poziom strat odbiorców z powodu braku dostaw energii wynosi od kilku do kilkudziesięciu tysięcy zł/MWh.

Zawarte umowy mocowe umożliwiły sfinansowanie:

- ✓ Budowy jednostek wytwórczych i magazynów o łącznej mocy **11 GW**,
- ✓ Modernizacji jednostek wytwórczych o łącznej mocy **14 GW**,
- ✓ Utrzymania wysokiej dyspozycyjności istniejących jednostek wytwórczych o łącznej mocy od **3 – 10 GW rocznie**,
- ✓ Mechanizmu obniżania poboru mocy i energii w okresach niedoboru mocy poprzez stworzenie jednostek redukcji zapotrzebowania o łącznej zdolności redukcji mocy przekraczającej **1,5 GW**.

Zrównoważenie bilansu mocy

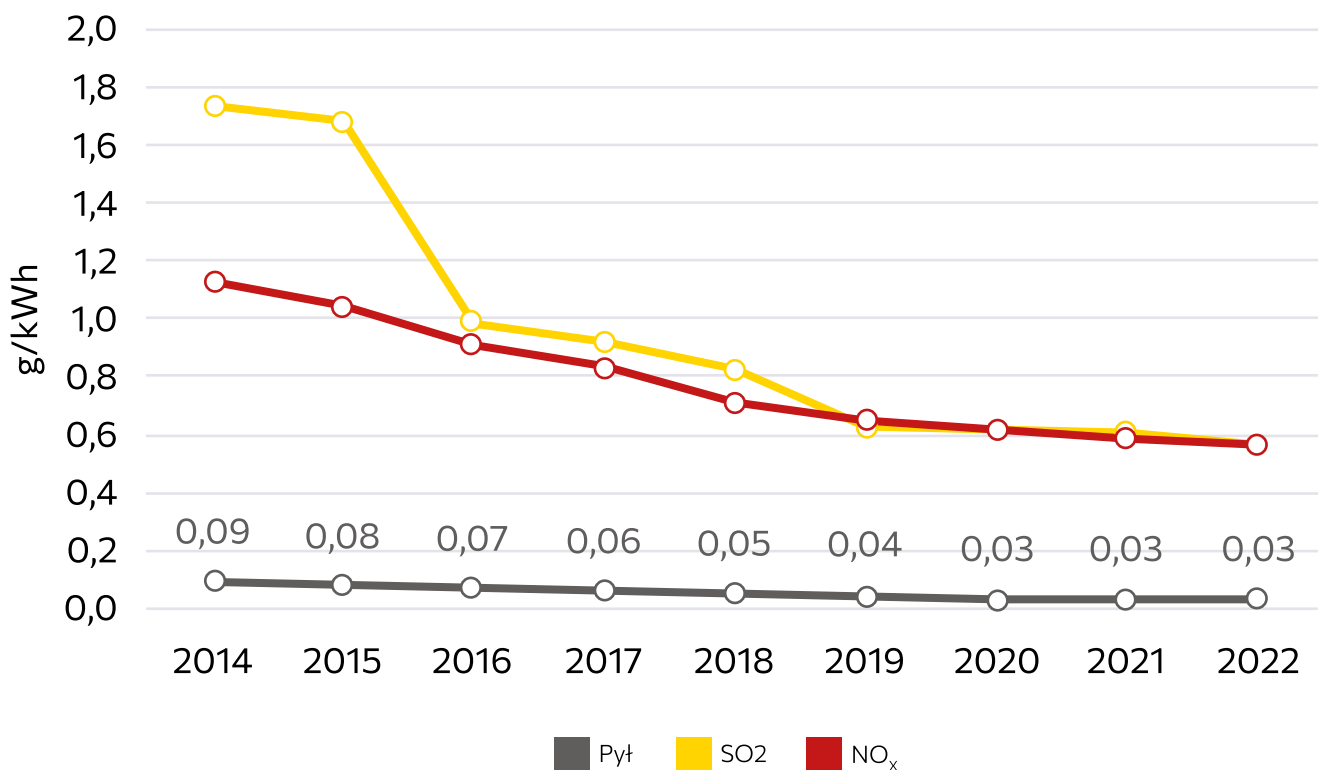
W okresie funkcjonowania rynku mocy nie wystąpiły przerwy w dostawach energii z powodu braku mocy, nawet w warunkach pandemii COVID oraz wstrzymania dostaw gazu i węgla z Rosji. Potwierdzeniem skuteczności działania mechanizmu są okresy przywołania, ogłoszone w dniu 23 września 2022 r., w godzinach 19:00-21:00, kiedy istniało realne ryzyko ograniczeń dostaw energii. Uruchomiono wtedy zakontraktowane jednostki wytwórcze oraz zadziałał mechanizm redukcji popytu, w ramach którego jednostki DSR sprawnie ograniczyły pobór energii z sieci. Podjęte działania umożliwiły utrzymanie rezerwy mocy powyżej wymaganego poziomu.

Efekty klimatyczno-środowiskowe

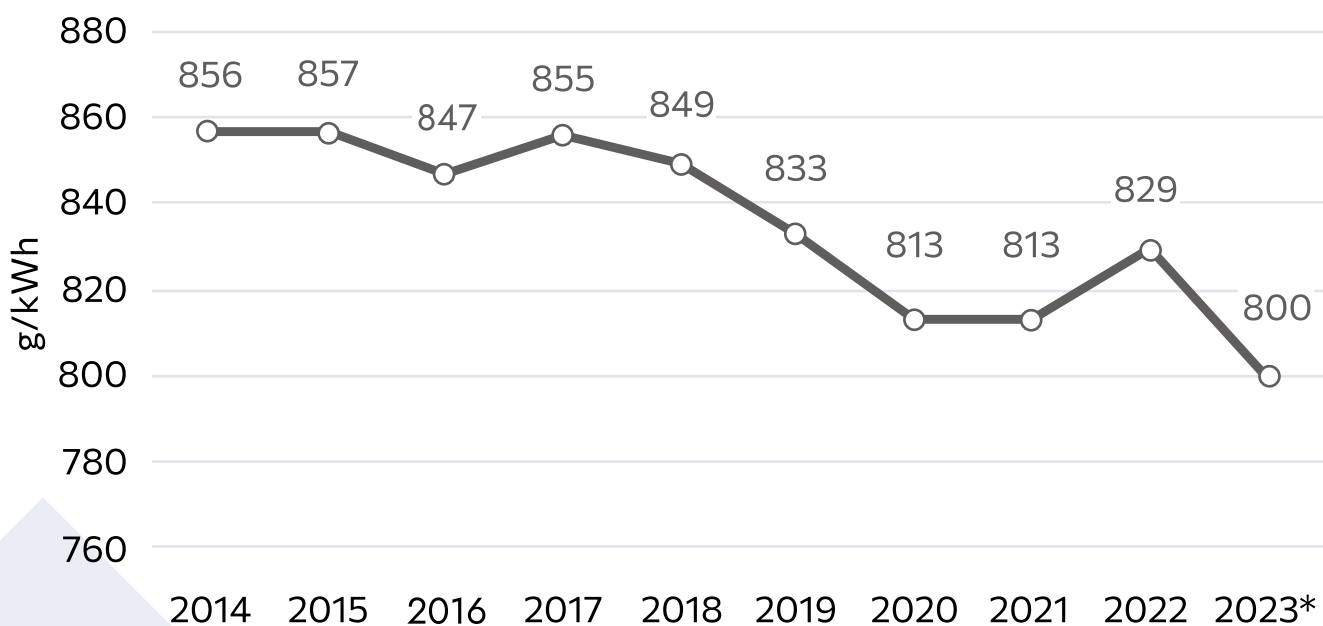
Budowy nowych wysokosprawnych źródeł wytwórczych oraz modernizacje istniejących pozwoliły na obniżanie emisji CO₂ i zanieczyszczeń.



Rys. 3 - Wskaźnik emisji SO₂, NO_x i pyłu w elektrowniach i elektrociepłowniach ogółem [g/kWh]



Rys. 4 - Wskaźnik emisji CO₂ w elektrowniach i elektrociepłowniach ogółem w odniesieniu do produkcji brutto [g/kWh]

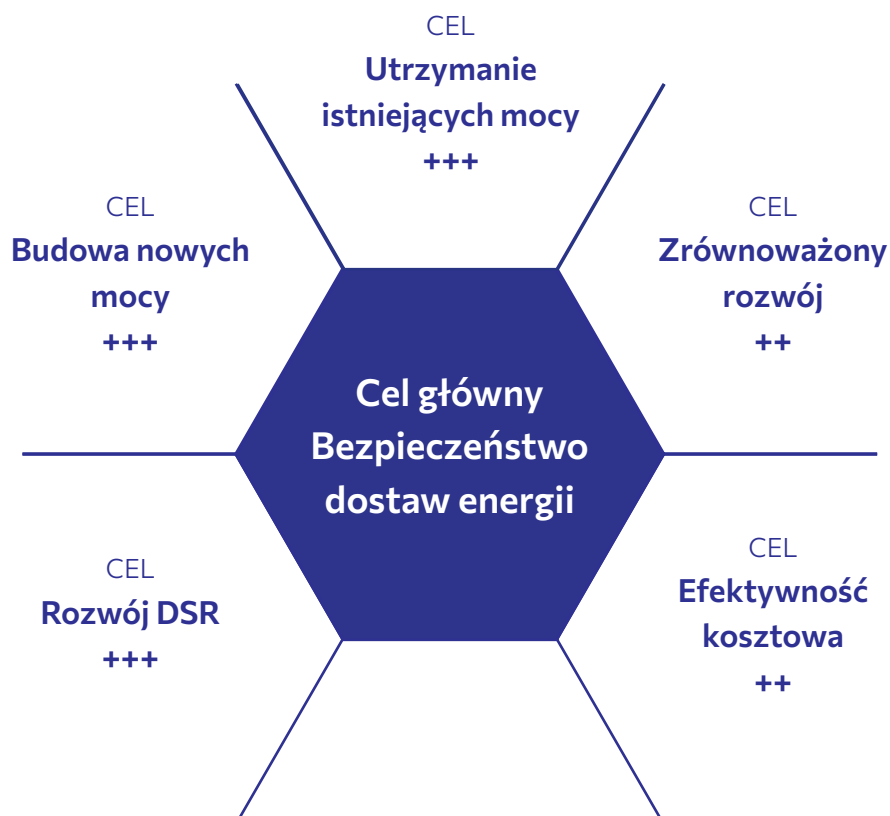


* Wartość dla 2023 r. oszacowana na podstawie danych produkcji z 2023 r. i wskaźników emisji z 2022 r.

Ocena dotychczasowego funkcjonowania rynku mocy

Stopień osiągnięcia celów rynku mocy

Głównym celem rynku mocy w Polsce jest zapewnienie średnioterminowego i długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, w sposób efektywny kosztowo, niedyskryminacyjny i zgodny z zasadami zrównoważonego rozwoju.



Spełnienie zakładanych celów

Analizy funkcjonowania rynku mocy i uzyskiwanych efektów pozwalają stwierdzić, że cel główny i cele cząstkowe są osiągnięte w co najmniej zakładanym stopniu. W zakresie zrównoważonego rozwoju niższa ocena wynika z dużego udziału jednostek węglowych w nowych mocach zakontraktowanych w pierwszej aukcji głównej.

Ryzyka w dalszym osiągnięciu celów

Rozporządzenie (UE) 2019/943 w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej z 2019 roku wprowadziło limit emisji 550 g CO₂/kWh od 1 lipca 2025 roku dla jednostek mogących brać udział w rynku mocy, co wykluczyło udział jednostek węglowych, a więc znacząco ograniczyło podaż mocy dyspozycyjnych w Polsce. Tegoroczna nowelizacja rozporządzenia umożliwia przesunięcie terminu obowiązywania limitu emisji 550 g CO₂/kWh na 1 stycznia 2029 roku, pod warunkiem spełnienia szeregu wymagań. Niewykorzystanie derogacji stwarza zagrożenie dla dalszego równoważenia bilansu mocy.

Analiza potrzeb dalszego stosowania rynku mocy

Uwarunkowania regulacyjne

Ocena rynku mocy dokonywana zgodnie z art. 103 ustawy o rynku mocy, powinna zawierać propozycje jego zmian albo jego zniesienia.

Art. 103 ust. 1 ustawy o rynku mocy

„Rada Ministrów, nie później niż w 2024 r., na podstawie analiz bilansowych krajowego systemu elektroenergetycznego i oceny stopnia rozwoju rynku energii, dokona oceny funkcjonowania rynku mocy i przedłoży Sejmowi Rzeczypospolitej Polskiej informację o skutkach jej obowiązywania wraz z propozycjami zmian rynku mocy albo zniesienia rynku mocy.”

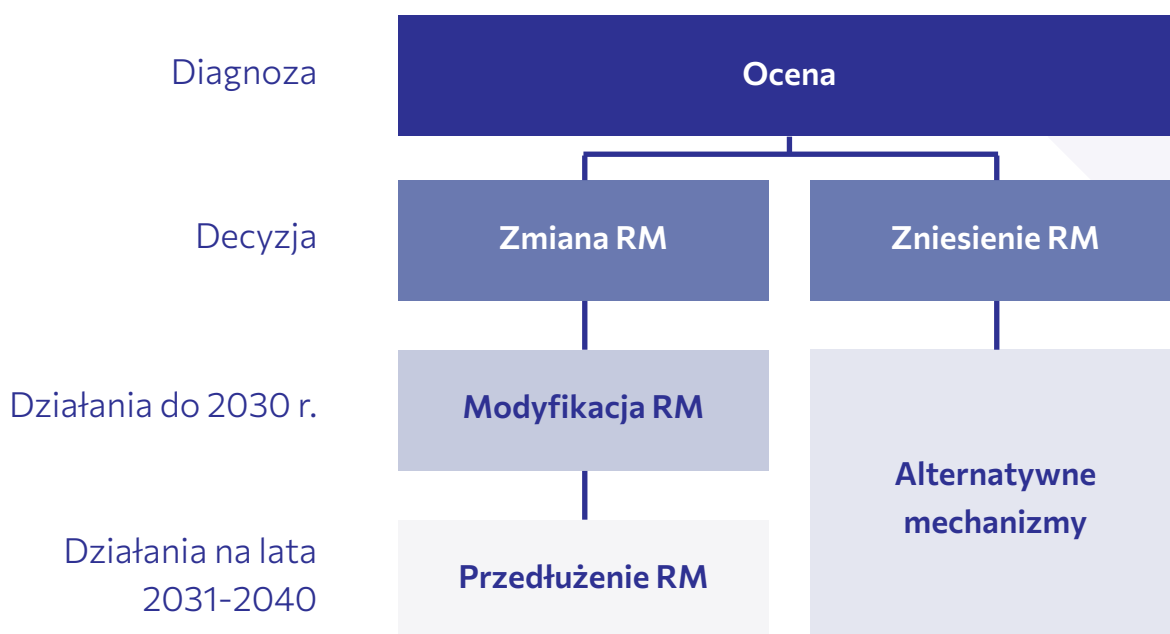
Zgodnie z unijnym rozporządzeniem 2019/943 w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej, Komisja Europejska (KE) zatwierdza mechanizmy mocowe na okres nie dłuższy niż 10 lat. W ostatnim czasie zmienia się unijne podejście do rynku mocy, który może stać się trwałym segmentem rynku energii (wcześniej mechanizmy mocowe uznawane były za tymczasowe).

*Na podstawie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1747 z dnia 13 czerwca 2024 r. zmieniającego rozporządzenia (UE) 2019/942 i (UE) 2019/943 w odniesieniu do poprawy struktury unijnego rynku energii elektrycznej.

Znowelizowany Art. 21 rozporządzenia (UE) 2019/943*

„1. Wdrażając środki, o których mowa w art. 20 ust. 3 niniejszego rozporządzenia, zgodnie z art. 107, 108 i 109 TFUE, państwa członkowskie mogą wprowadzić mechanizmy zdolności wytwórczych.”

Uwzględniając te uwarunkowania, analizy prowadzono przy założeniu prowadzenia następujących działań.



Uwzględniając dobre dotychczasowe efekty, analizy w zakresie potrzeby utrzymania i dalszego stosowania rynku mocy podzielono na dwa etapy:

Etap I (Okres do 2030 r.)

Zmiany w mechanizmie rynku mocy.

Etap II (Lata 2031-2040)

Ewentualne przedłużenie rynku mocy (przedłożenie do KE propozycji kolejnego mechanizmu na okres nie dłuższy niż 10 lat).

Wyzwania związane z dekarbonizacją do 2030 r.

Rynek mocy pozwolił na zrównoważenie bilansu mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Unia Europejska i tym samym Polska zwiększa jednak tempo dekarbonizacji, podnosząc istotnie krajowe cele energetyczno-klimatyczne na rok 2030. Szczegółowe cele dekarbonizacyjne są ustalane w Krajowym Planie na rzecz Energii i Klimatu (KPEiK).

Cel dla polskiej elektroenergetyki – udział energii z OZE



Unijne regulacje wprowadzające ambitniejsze cele klimatyczne przewidują przy tym szereg możliwości wsparcia w ich osiągnięciu. Głównie są to unijne fundusze przeznaczone na budowę nowych, niskoemisyjnych jednostek wytwórczych i magazynowych, rozwój sieci a także mechanizmy osłonowe związane z odchodzeniem od paliw kopalnych.

Ponadto wprowadzane są ułatwienia dla OZE w zawieraniu wieloletnich kontraktów terminowych, często warunkujących uzyskanie finansowania dłużnego na budowę nowych jednostek wytwórczych.

Dla powstawania jednostek wytwórczych, magazynów energii i DSR, czyli jednostek najbardziej przyczyniających się do zrównoważenia bilansu mocy i energii, najkorzystniejszym systemem wsparcia pozostaje rynek mocy.

*Źródło: Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Projekt Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 roku z dnia 29.02.2024 r. (scenariusz WEM) i prezentacja MKiŚ z dnia 06.09.2024 r. projektu KPEiK w scenariuszu WAM (ambitniejszym od WEM), <https://www.gov.pl/web/klimat/prekonsultacje-projektu-aktualizacji-krajowego-planu-w-dziedzinie-energii-i-klimatu-do-2030-roku>

Łagodniejsze podejście KE do mechanizmów mocowych oraz wprowadzenie możliwości odstępstwa w zakresie terminu wprowadzenia limitu emisji 550 g CO₂/kWh, świadczą o wysokim priorytecie, jaki bezpieczeństwo dostaw ma wśród unijnych prawodawców.

Prognozy transformacji elektroenergetyki i równoważenia bilansu mocy

Wyzwania związane z dekarbonizacją i transformacją energetyczną wymagają przeprowadzenia optymalizacji rozwoju przyszłego systemu elektroenergetycznego. Analizy prowadzono scenariuszowo z uwzględnieniem najnowszych dokumentów rządowych i unijnych z podziałem na okres do 2030 roku i okres 2031-2040, a część prognoz do 2050 roku.

Prognozy transformacji energetyki i równoważenia bilansu mocy

1

Scenariusz bez rynku mocy

Prowadzący do niedostatecznych działań po stronie podaźowej i braków mocy

2

Scenariusze zrównoważone

Dwa scenariusze z rynkiem mocy ze zrównoważonym bilansem mocy. Rozwój OZE i energetyki jądrowej jest jednakowy w obydwu scenariuszach

Scenariusz 1 węglowo-jądrowy

Utrzymanie zrównoważonego tempa odchodzenia od węgla

Scenariusz 2 gazowo-jądrowy

Szybkie odejście od węgla, budowa dodatkowych mocy gazowych

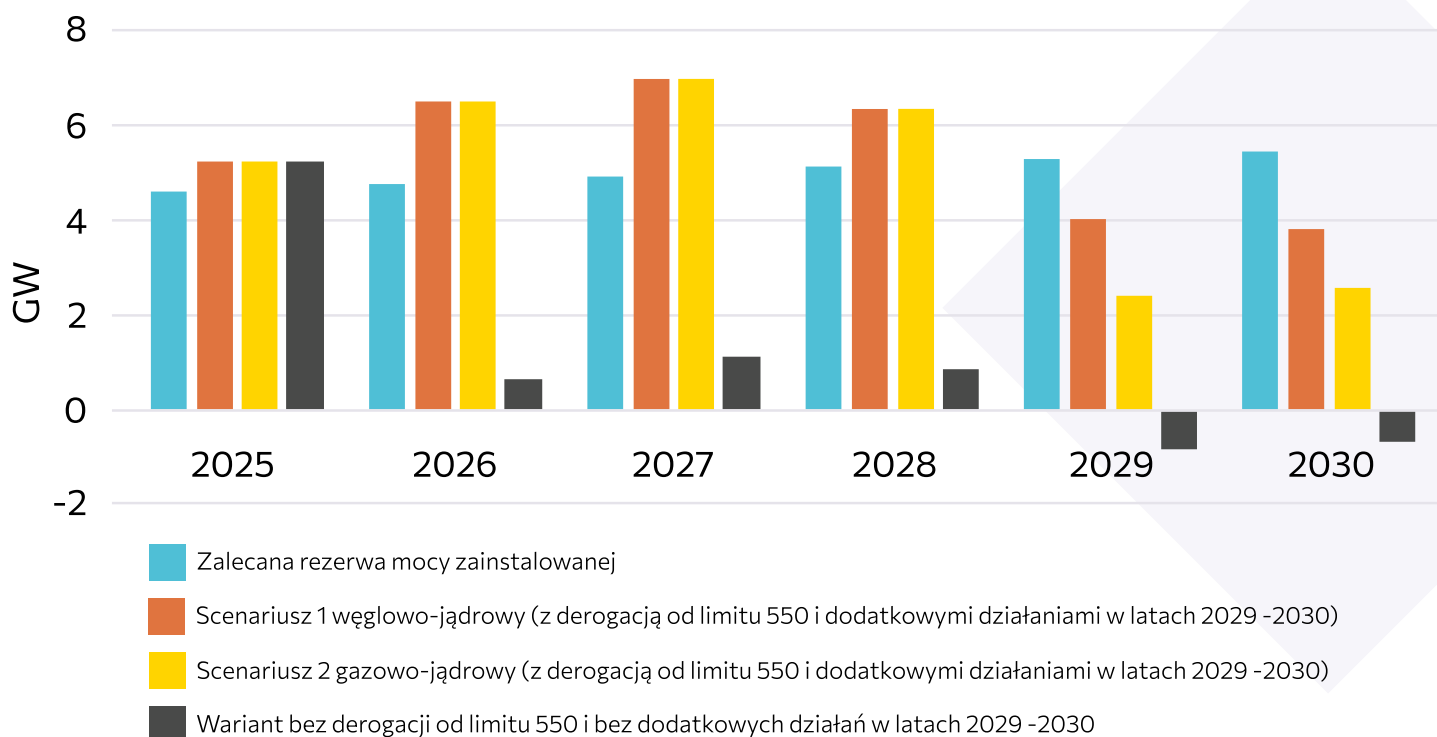
Prognozy bilansu mocy do 2030 roku

Zapotrzebowanie na moc czynną (wytwarzającą energię elektryczną) określono na podstawie danych historycznych z 10 lat jako średnia z 10 godzin w roku z najwyższym zapotrzebowaniem. W celu zapewnienia wymaganych standardów niezawodności dostaw energii w KSE, rezerwy mocy zainstalowanej powinny być na poziomie 18% mocy czynnej w szczycie obciążenia.

Podaż mocy w szczytach zapotrzebowania tworzą wszystkie technologie. Przy czym fotowoltaika pośrednio poprzez magazyny energii i elektrownie szczytowo – pompowe, a pozostałe źródła zależne od pogody (elektrownie wiatrowe i wodne) z uwzględnieniem współczynników zmniejszających. Podaż mocy z jednostek węglowych i gazowych zaliczanych do centralnie sterowanych (JWCD) określono na podstawie ankiet uzupełnionych przez wytwórców w wariacie zakładającym wsparcie w ramach rynku mocy i innych mechanizmów oraz bez wsparcia.



Rys. 5 - Rezerwy mocy zainstalowanej do 2030 r. [GW]
 – porównanie scenariuszy



Dodatkowe działania w latach 2029-2030 - budowa dodatkowych mocy gazowych i magazynów energii na podstawie wyników aukcji głównych rynku mocy na te lata oraz stworzenie warunków dla utrzymania większej ilości jednostek węglowych niż wynika to z ankiet wytwórców z 2024 roku.

Wyniki analiz wskazują, że od 2026 r. wystąpią istotne niedobory mocy, jeżeli nie wykorzystana zostanie możliwość przesunięcia terminu wejścia w życie limitu emisji 550 g CO₂/kWh. Ponadto jeżeli nie zostaną podjęte dalsze działania na rzecz zwiększenia podaży mocy w źródłach niezależnych od pogody po 2028 roku, jeszcze większe braki wystąpią w 2029 i 2030 roku. Działania na rzecz zrównoważenia bilansu mocy powinny być objęte najwyższym priorytetem, a rynek mocy jest w tym okresie niezbędny.

Dalsze wyzwania związane z transformacją w latach 2031-2040

UE przedstawiła oczekiwany udział energii elektrycznej ze źródeł zeroemisyjnych (OZE i energetyki jądrowej) w 2040 roku na poziomie 90%, w który Polska musi wnieść wkład na odpowiednim poziomie. Obecnie trwają prace nad celami na 2040 r. w znowelizowanym KPEiK. Mając na uwadze wysokie ambicje UE, można się spodziewać, że krajowy cel udziału energii z OZE w elektroenergetyce zostanie ustalony na poziomie co najmniej 60%.

Wysokie cele oznaczają przyspieszenie transformacji energetyki, w tym szybszego odchodzenia od węgla, a później gazu. Jednostki na węgiel będą wyłączane z eksploatacji w większości do 2040 roku. Gaz ziemny będzie musiał być stopniowo zastępowany biogazem i zielonym wodorem lub jednostki gazowe będą wyposażane w instalacje CCS/CCU (instalacje wychwytu oraz składowania lub utylizacji CO₂). W połowie lat trzydziestych powinna pojawić się energetyka jądrowa.

Konieczny będzie dalszy rozwój magazynów energii – magazyny bateryjne i elektrownie szczytowo-pompowe będą głównie magazynami krótkoterminowymi (dobowymi). W celu utrzymania prawidłowego bilansu mocy przez cały rok, konieczne jest wprowadzanie magazynów sezonowych, które będą rezerwowały w okresach zimowych źródła zależne od pogody.

Budowa nowych OZE będzie wspierana dotychczasowymi mechanizmami, dla energetyki jądrowej opracowuje się dedykowane systemy wsparcia, natomiast pozostałe technologie wytwórcze, magazyny i DSR będą wspierane głównie rynkiem mocy. W związku z tym konieczne jest szybkie opracowanie kompleksowych rozwiązań rynku mocy na lata 2031-2040.

Inne mechanizmy mocowe zapewniające zbilansowanie mocy i wspierające transformację

Proces dekarbonizacji elektroenergetyki w Polsce jest bardzo złożony, obarczony wieloma ryzykami. Zastępowanie jednostek węglowych o łącznej mocy ponad 20 GW nowymi, niskoemisyjnymi technologiami wiąże się z ryzykiem inwestycyjnym, a przede wszystkim z możliwością opóźnień w harmonogramach. Powinno się rozważyć utrzymanie części jednostek węglowych dla zapewnienia rezerw na wypadek opóźnień oraz złagodzenia ewentualnych negatywnych skutków tak dynamicznej transformacji elektroenergetyki.

Jednostki węglowe mają i będą miały w latach trzydziestych problemy z zapewnieniem przychodów na poziomie umożliwiającym pokrycie ich kosztów. Powinno się wprowadzić mechanizm rezerwy strategicznej na okres trzech lat przed finalnym wyłączeniem jednostki z eksploatacji oraz np. mechanizm płatności za przedterminowe wyłączenie jednostek z eksploatacji, podobny do rozwiązania wypróbowanego w Niemczech.

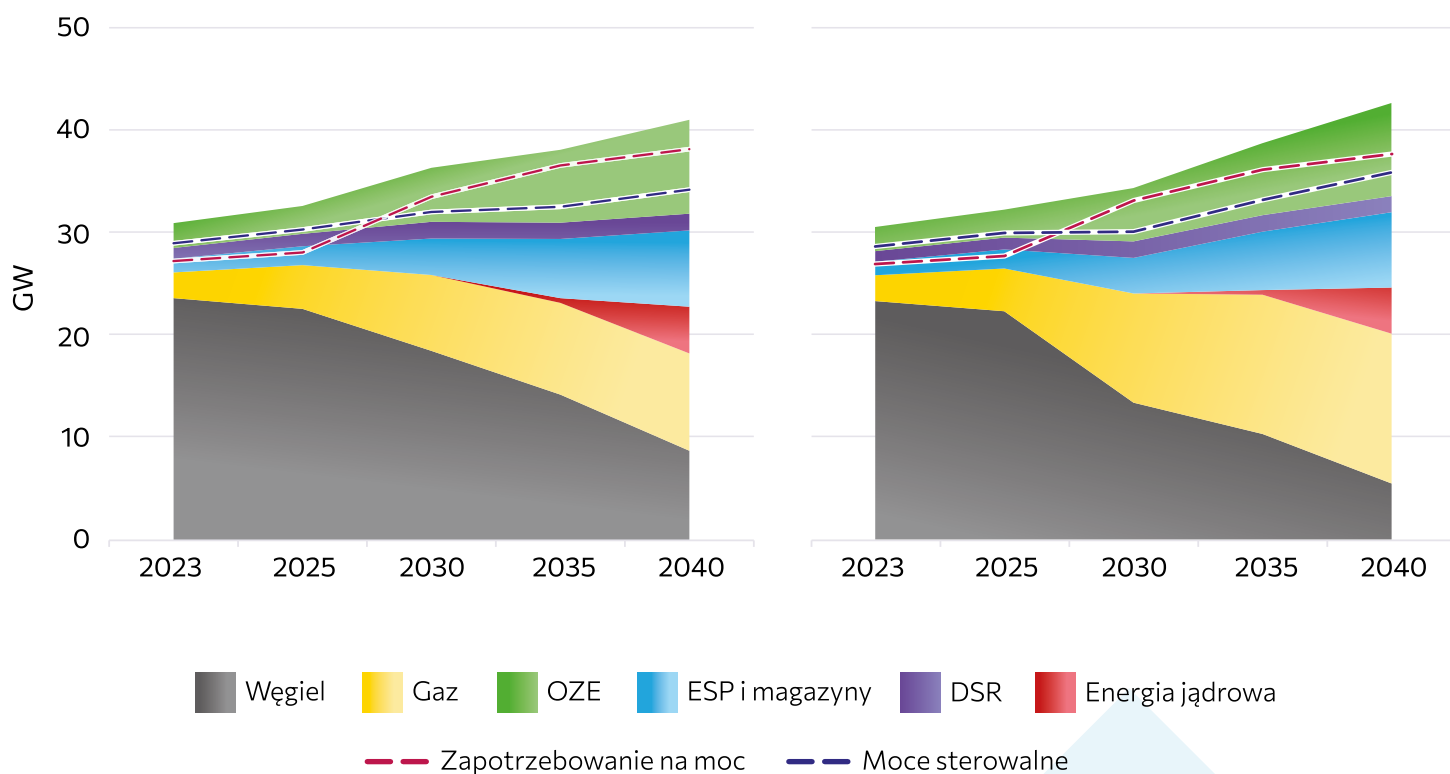
Prognozy zrównoważenia bilansu mocy i potrzeb inwestycyjnych

Opracowano dwa scenariusze zrównoważenia bilansu mocy do 2040 roku, różniące się tempem odchodzenia od węgla. W pierwszym jednostki węglowe będą zastępowane jednostkami gazowymi i jądrowymi. W drugim, zakładającym szybsze wycofanie węgla, budowane będzie więcej jednostek gazowych, które po kilku latach będą zastępowane jednostkami jądrowymi. Rozwój innych technologii jest jednakowy w obu scenariuszach.

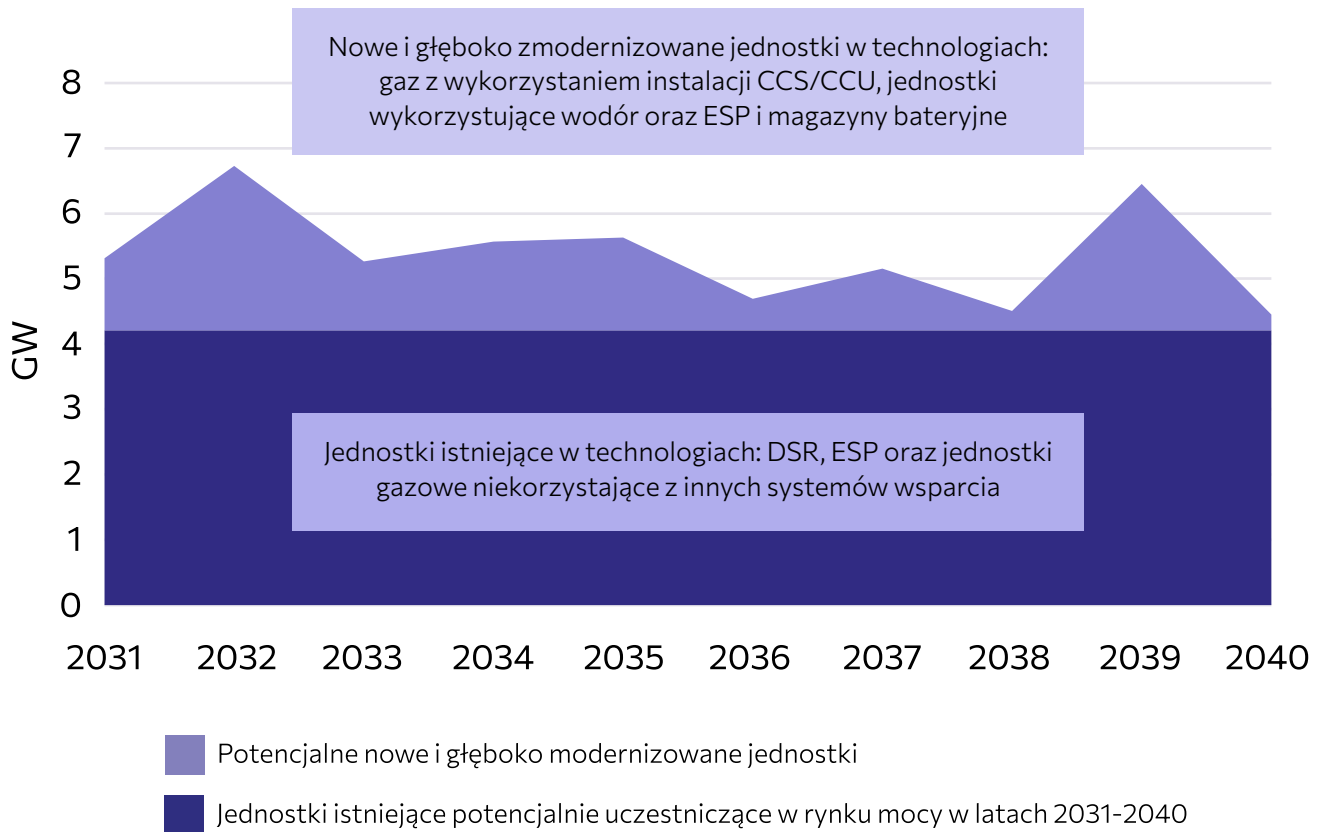
Na poniższych wykresach przedstawiono strukturę mocy w szczytach i ilości mocy oczekujące wsparcia rynkiem mocy w latach trzydziestych w pierwszym scenariuszu.

Rys. 6 – Pokrycie zapotrzebowania szczytowego na moc - Scenariusz 1 węglowo-jądrowy

Rys. 7 – Pokrycie zapotrzebowania szczytowego na moc - Scenariusz 2 gazowo-jądrowy



Rys. 8 – Moce mogące wymagać wsparcia rynkiem mocy w latach 2031-2040 (oczekiwane kontrakty do zawarcia w aukcjach na dany rok – w tym wieloletnie dla jednostek nowych i modernizowanych).



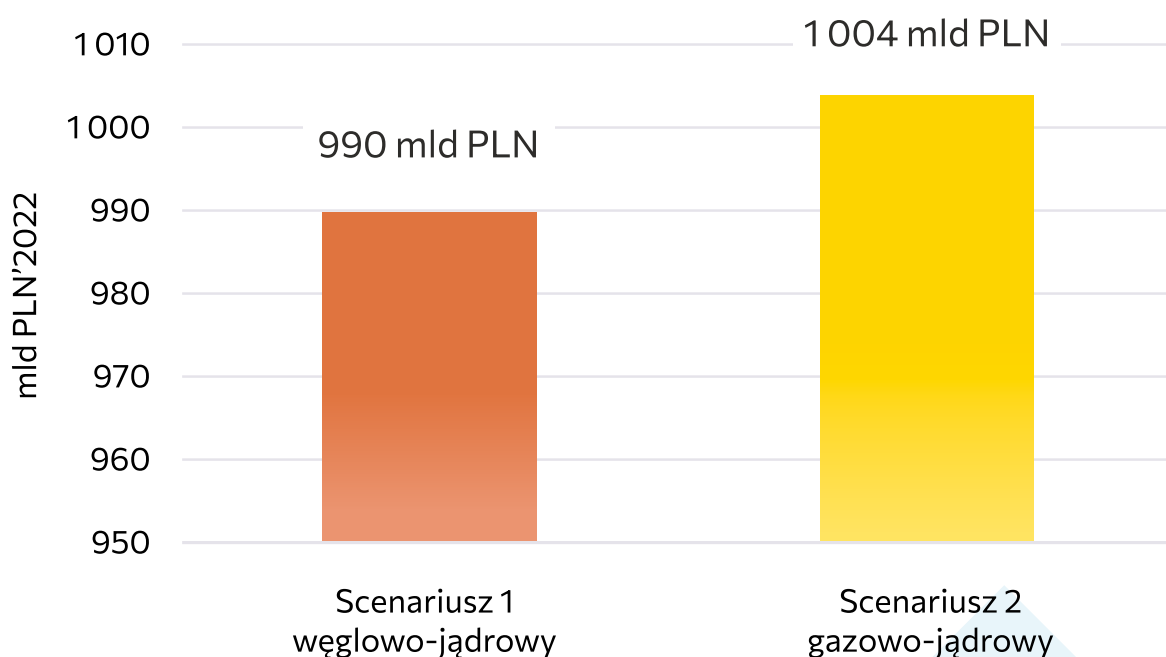
Głównym celem rynku mocy w latach trzydziestych będzie wsparcie sfinansowania budowy ponad 13 GW mocy w technologiach sterowalnych oraz wsparcie utrzymania ponad 5,5 GW mocy istniejących w tych technologiach i DSR. W obydwu scenariuszach łączne moce oczekujące rynku mocy są zbliżone.

Prognozy wielkości nakładów inwestycyjnych

Scenariusz 1 węglowo-jądrowy wiąże się z niższym poziomem nakładów inwestycyjnych w latach 2023-2050 w stosunku do Scenariusza 2 gazowo-jądrowego. Różnica ta spowodowana jest dodatkowymi nakładami inwestycyjnymi na źródła gazowe, w szczególności w okresie 2026-2040, czyli w czasie, kiedy najbardziej intensywnie rozwijane są nowe źródła OZE oraz kapitałochłonne elektrownie jądrowe.

Różnica w nakładach inwestycyjnych pomiędzy Scenariuszem 2 gazowo-jądrowym, a Scenariuszem 1 węglowo-jądrowym (ok. 14 mld PLN) mogłaby pozwolić na budowę dodatkowo ponad 1 300 MW mocy w morskich farmach wiatrowych, ponad 2 500 MW w lądowych farmach wiatrowych lub ponad 4 100 MW w farmach fotowoltaicznych.

Rys. 9 – Porównanie sumy nakładów inwestycyjnych w latach 2023-2050 w ramach analizowanych scenariuszy

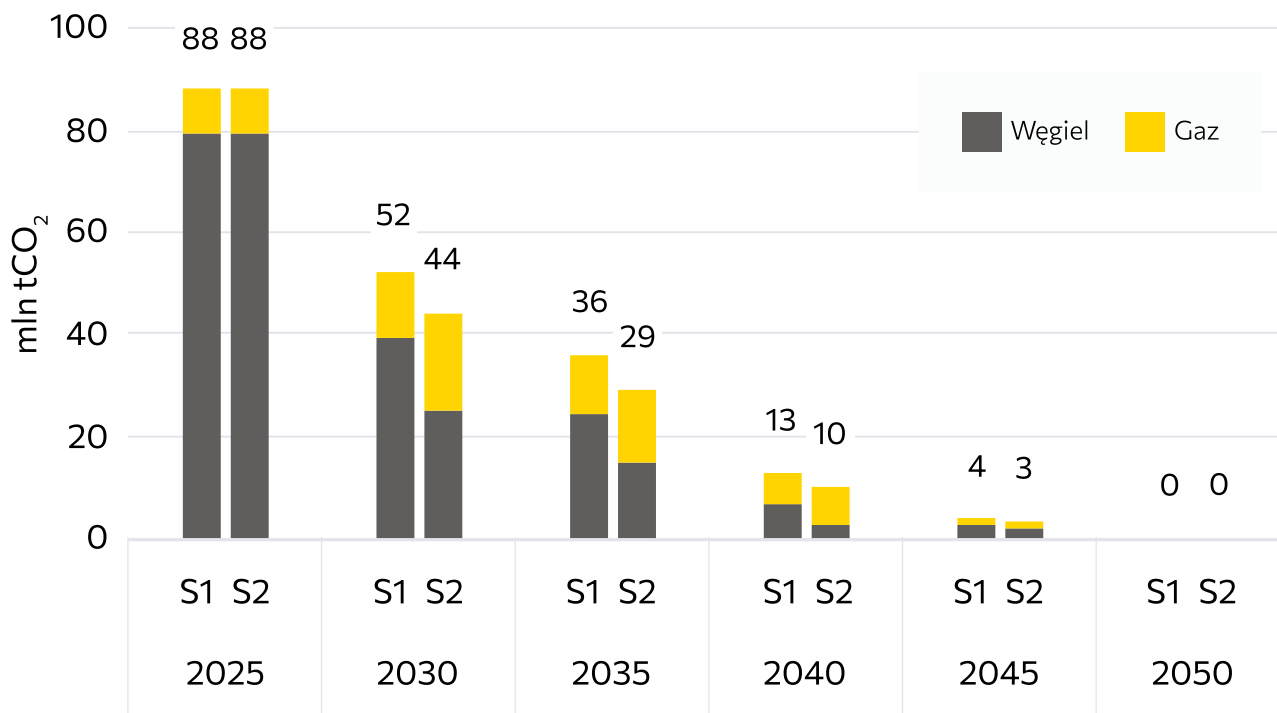


Prognozy rocznych emisji CO₂

Średnie roczne emisje CO₂ w latach 2030-2045 (okres największych różnic pomiędzy scenariuszami) kształtują się na poziomie średnio 23% wyższym w przypadku Scenariusza 1 węglowo-jądrowego względem Scenariusza 2 gazowo-jądrowego.

Różnica w rocznych emisjach pomiędzy scenariuszami zmniejsza się w kolejnych latach analizy. Oba analizowane scenariusze pozwalają na osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 roku.

Rys. 10 – Porównanie emisji CO₂ w ramach analizowanych scenariuszy w podziale na technologie



Średnie roczne emisje w latach 2030-2045

Scenariusz 1 węglowo-jądrowy	26 mln tCO ₂
Scenariusz 2 gazowo-jądrowy	21 mln tCO ₂

Potrzeba dalszego stosowania rynku mocy

W kontekście:

- > przewidywanej luki mocowej,
- > rozwoju mocy OZE zależnych od pogody,

a także

- > ograniczeń rynku jednotowarowego (szczególnie SPOT) w kreowaniu impulsów inwestycyjnych w dyspozycyjne/regulacyjne moce wytwórcze

istnieje pilna konieczność przygotowania kompleksowych regulacji, które pozwolą zapewnić bezpieczeństwo energetyczne i usprawnić rynek mocy.

Wśród potencjalnych systemów wsparcia możliwych do implementacji, **rynek mocy jest mechanizmem sprawdzonym, o potwierdzonej skuteczności w zakresie tworzenia warunków uzasadniających decyzje inwestycyjne dotyczące budowy nowych mocy wytwórczych**



zabezpiecza stały poziom przychodów zwiększając opłacalność projektów oraz możliwość pozyskania finansowania na ich realizację.

W przypadku jednostek istniejących, w warunkach rynkowych niegenerujących marży wystarczającej do pokrycia kosztów stałych, rynek mocy gwarantuje niezbędne wsparcie zapewniając bezpieczeństwo energetyczne poprzez utrzymanie dostępnej mocy w systemie.

Rynek mocy z perspektywy regulacji unijnych nie jest już rozwiązaniem tymczasowym, a KE ma uprościć procedury zatwierdzania mechanizmów mocowych.

Raport prezentuje szereg modyfikacji nowego rynku mocy, które nie tylko usprawnią jego działanie, ale dostosują mechanizm do szerszego niż obecnie zakresu technologii.

Przedłużenie rynku mocy na kolejny 10-letni okres jest głównym rozwiązaniem, które powinno zostać zaimplementowane w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego w KSE.



Propozycje TGPE zmian w funkcjonowaniu rynku mocy

Analiza obecnych rozwiązań rynku mocy w kontekście przewidywanych potrzeb KSE, w szczególności technologii nowych mocy, które powinien wspierać przyszły mechanizm, pozwoliła na zidentyfikowanie zmian regulacyjnych, które poprawią działanie rynku oraz zwiększą jego skalę.

Zmiany kluczowe

Zmiany umożliwiające uniknięcie niedoborów mocy w KSE w krótkiej perspektywie oraz zapobiegające przewidywanej, znaczącej luce mocowej w przyszłości (w tym związane z transformacją energetyczną i wprowadzaniem nowych technologii).

Okres I (druga połowa 2025 r. - 2028 r.)

1

Przygotowanie i implementacja regulacji umożliwiających przesunięcie terminu wejścia w życie limitu emisji 550 g CO₂/kWh z 1.07.2025 r. na 1.01.2029 r.



organizacja aukcji uzupełniających na okresy dostaw H2.2025-2028.

Okres II (lata 2031-2040)

1

Przedłużenie rynku mocy do 2040 roku: możliwość udziału w nim instalacji wytwórczych o różnych technologiach produkcji energii elektrycznej i jednostek redukcji mocy, pod warunkiem spełnienia przez nie limitu 550 g CO₂/kWh.

2

Wprowadzenie możliwości zawierania umów mocowych na nie więcej niż 25 okresów dostaw – poprzez wprowadzenie trzeciego poziomu jednostkowych nakładów inwestycyjnych.

3

Nowy rodzaj bonusu w formie dodatku do ceny zamknięcia aukcji - potencjalne umowy mocowe dla jednostek wytwórczych o bardzo niskiej emisyjności, zgodnej z wymogami taksonomii.

4

Możliwość zawierania wieloletnich umów mocowych z większym niż 5 lat wyprzedzeniem okresu dostaw - umożliwienie udziału w rynku mocy nowych jednostek wytwórczych o cyklu inwestycyjnym dłuższym niż 3-5 lat. Proponowana zmiana zakłada wprowadzenie możliwości uzyskania wieloletniego kontraktu mocowego dla okresu r+6 oraz r+7 w trakcie aukcji głównej r+5.

5

Potwierdzenie jednakowego traktowania krajowych i zagranicznych dostawców mocy przy sprawdzaniu stopnia realizacji obowiązków mocowych.

Propozycje zmian poprawiających efektywność

Zmiany usprawniające funkcjonowanie rynku mocy i racjonalizujące ryzyko dostawców mocy:

- 1 Urealnienie wpływu bateryjnych magazynów energii na zapewnienie wystarczalności mocy w systemie – zależność Korekcyjnego Współczynnika Dyspozycyjności (KWD) od użyteczności tej technologii w realizacji obowiązków mocowych oraz pojemności instalacji.
- 2 Dopuszczenie agregowania jednostek fizycznych planowanych i modernizowanych, w tym mniejszych niż 2 MW oraz zmiana limitu mocy dla jednostek zagregowanych.
- 3 Wprowadzenie do polskiego prawa wolumenu emisji 350 kg CO₂/kW.
- 4 Modyfikacje zasad wyznaczania parametrów aukcji zwiększające przewidywalność przyszłych warunków aukcji.
- 5 Inne, m.in.: racjonalizacja części obowiązujących sankcji; uregulowanie zmiany dostawcy mocy; możliwość współdzielenia przyłącza przez odrębne jednostki.

Proponowane zmiany powinny być dostosowywane do ewentualnych zmian w Polityce energetycznej Polski lub pełnym KPEiK w przypadku, gdy tempo transformacji będzie znacznie wyższe niż prognozowane na podstawie obecnych dokumentów.

Podsumowanie

Rynek mocy efektywnie wspiera transformację energetyczną

Rynek mocy sprawdził się jako narzędzie zapewniające zrównoważenie bilansu mocy oraz wspierające niskoemisyjną transformację energetyczną. Zagwarantowanie odpowiedniego poziomu mocy dyspozycyjnych w systemie zapewniło stabilność dostaw energii i umożliwiło szybki rozwój nowych mocy w najtańszych, ale zależnych od pogody OZE.

Dotychczasowe zmiany w unijnym rynku energii, a także aktualny bilans mocy w Polsce, nie wskazują na możliwość rezygnacji z rynku mocy lub odstąpienia od przeprowadzania nowych aukcji mocy.

Konieczne jest szybkie wprowadzenie zmian w rynku mocy dla umożliwienia przedłużenia udziału w nim jednostek węglowych poprzez wykorzystanie derogacji od terminu wejścia w życie limitu emisji 550 g CO₂/kWh. W przypadku zakończenia eksploatacji jednostek węglowych, utrzymujących się dzięki mechanizmowi rynku mocy, już od 2026 roku może wystąpić niedobór mocy, co zagraża bezpieczeństwu dostaw energii.

Przed polską elektroenergetyką stoją ogromne wyzwania w latach trzydziestych, w związku z zakończeniem eksploatacji kilkudziesięciu jednostek węglowych o mocy blisko 20 GW, które trzeba będzie zastąpić nowymi technologiami i magazynami energii. Rynek tylko energii elektrycznej, w związku z dużym udziałem dotacji, nie kreuje wystarczających sygnałów dla inwestorów.

Konieczne są wobec tego systemy wsparcia dla jednostek niezależnych od pogody, pozwalających na bilansowanie OZE, w celu uzyskania wymaganego tempa transformacji polskiej elektroenergetyki, a jednym z nich powinien być rynek mocy.

Część obecnych rozwiązań rynku mocy powinna zostać dostosowana do nowych technologii, kontraktowanych w latach trzydziestych. Doświadczenia z dotychczasowego funkcjonowania rynku mocy wskazują, że należałoby również podjąć kroki poprawiające efektywność jego działania.

Rynek mocy powinien być kontynuowany co najmniej w latach trzydziestych, dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego oraz efektywniejszego przeprowadzania transformacji klimatycznej elektroenergetyki.



**Towarzystwo Gospodarcze
Polskie Elekrownie**