



Minister Energii

SPRAWOZDANIE Z WYNIKÓW MONITOROWANIA BEZPIECZEŃSTWA DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

za okres od dnia 1 stycznia 2023 r. do dnia 31 grudnia 2024 r.



Warszawa, lipiec 2025 r.

Szanowni Państwo,

bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej stanowi jeden z kluczowych filarów funkcjonowania nowoczesnego państwa i gospodarki. W dobie rosnącego zapotrzebowania na energię, dynamicznych zmian klimatycznych, transformacji sektora energetycznego oraz geopolitycznych napięć, zapewnienie stabilnych, nieprzerwanych dostaw energii elektrycznej staje się wyzwaniem o strategicznym znaczeniu. Odnosi się to nie tylko do infrastruktury wytwórczej i przesyłowej, ale także do zdolności reagowania na sytuacje kryzysowe, elastyczności systemu energetycznego oraz poziomu krajowej samowystarczalności energetycznej. Transformacja energetyczna w Polsce nabiera tempa, a zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej staje się jednym z kluczowych wyzwań stojących przed państwem. Lata 2023 i 2024 były okresem intensywnych zmian – zarówno w strukturze wytwarzania, jak i w sposobie zarządzania systemem elektroenergetycznym.

Niniejsze Sprawozdanie stanowi kompleksową ocenę aktualnego stanu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem zmian strukturalnych w miksie energetycznym, poziomu rezerw mocy, rozwoju sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, a także wpływu polityki klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej na krajowe regulacje i strategię. W dokumencie przedstawiono również identyfikację głównych zagrożeń oraz rekomendacje służące zwiększeniu odporności systemu elektroenergetycznego. Szczególna uwaga poświęcona została zagadnieniom związanym z rozwojem odnawialnych źródeł energii, magazynowaniem energii, integracją technologii cyfrowych oraz rozbudową mechanizmów zarządzania popytem.

W obliczu transformacji energetycznej i konieczności zapewnienia zrównoważonego rozwoju, niezbędne jest wypracowanie skutecznych narzędzi wspierających zarówno bezpieczeństwo energetyczne, jak i cele klimatyczne. Prezentowane Sprawozdanie stanowi istotne źródło wiedzy dla dalszych decyzji strategicznych i inwestycyjnych, jak również symboliczny raport otwarcia dla tworzonego Ministerstwa Energii.

Oddaję w Państwa ręce niniejsze opracowanie z pełnym przekonaniem, że będzie ono stanowić źródło użytecznych informacji.

Życzę udanej lektury,

Miłosz Motyka

Minister Energii

Spis treści

Wstęp	5
Podsumowanie	9
1. Prognoza równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię w kolejnych 5 latach oraz możliwości równoważenia dostaw w okresie od 5 lat do co najmniej 15 lat, licząc od dnia sporządzenia sprawozdania	12
1.1. Wprowadzenie	12
1.2. Zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną	12
1.2.1. Założenia do przeprowadzonej analizy	12
1.2.2. Scenariusze pogodowe	13
1.2.3. Zapotrzebowanie na energię elektryczną	14
1.2.4. Zapotrzebowanie na moc elektryczną	15
1.3. Wielkości zdolności wytwórczych	16
1.3.1. Jednostki konwencjonalne biorące udział w mechanizmie centralnego bilansowania	17
1.3.2. Jednostki konwencjonalne niebiorące udziału w mechanizmie centralnego bilansowania	18
1.3.3. Elektrownie wiatrowe	18
1.3.4. Elektrownie fotowoltaiczne	18
1.3.5. Źródła na biomasę i biogaz	18
1.3.6. Elektrownie wodne przepływowe	18
1.3.7. Elektrownie szczytowo-pompowe	19
1.3.8. Energetyka jądrowa	20
1.4. Wyniki przeprowadzonych analiz wystarczalności	20
1.4.1. Metoda oceny niezawodności systemu elektroenergetycznego	20
1.4.2. Wyniki analizy wystarczalności – scenariusz nr 1	20
1.4.3. Wyniki analizy wystarczalności – scenariusz nr 2	21
1.4.4. Wyniki analizy wystarczalności – wymagana dodatkowa moc dyspozycyjna	22
2. Bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznej w latach 2023-2024	24
2.1. Bezpieczeństwo pracy sieci	24
2.2. Zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w latach 2023–2024	28
3. Źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną oraz możliwości dysponowania tymi źródłami	30
3.1. Krajowi wytwórcy energii elektrycznej	30
3.2. Wymiana energii elektrycznej z zagranicą	32
3.3. Wyzwania związane z kierunkami zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną	34
4. Stan infrastruktury technicznej sektora elektroenergetycznego	37
4.1. Podsektor wytwarzania	37
4.2. Podsektor przesyłu	43
4.3. Podsektor dystrybucji	47
4.4. Wybrane działania ministra właściwego do spraw energii w zakresie wsparcia rozwoju i pracy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej	53
5. Działania podejmowane dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz postępowanie w przypadku niedoborów jej dostaw	54
5.1. Postępowanie w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej	54
5.2. Zarządzanie transgranicznymi przepływami energii elektrycznej w systemie przesyłowym	55

5.2.1.	Umowy międzyoperatorskie związane z prowadzeniem ruchu systemów, w tym umowy dotyczące pomocy awaryjnej (umowy dwustronne i wielostronne)	55
5.2.2.	Inne umowy wielostronne wykorzystywane w sytuacjach awaryjnych	56
5.2.3.	Umowy związane z działaniem połączonych rynków energii	57
5.2.4.	TSO Security Cooperation (TSC)	62
5.2.5.	Współpraca w ramach RSC / RCC	62
5.2.6.	Funkcjonowanie przesuwników fazowych i międzyoperatorskie działania zaradcze	62
5.3.	Inne działania OSP dotyczące interwencyjnych dostaw energii elektrycznej	64
5.3.1.	Zarządzanie stroną popytową przez OSP	64
5.3.2.	Bieżące operatorskie środki zaradcze	65
5.3.3.	Pozostałe działania podejmowane dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw	67
5.4.	Nierynkowa redukcja generacji źródeł wiatrowych	68
6.	Planowane lub będące w budowie nowe moce wytwórcze energii elektrycznej	69
7.	Zamierzenia inwestycyjne w okresie najbliższych co najmniej 5 lat, w odniesieniu do zapewnienia zdolności przesyłowych połączeń międzysystemowych oraz linii elektroenergetycznych wewnętrznych, wpływające w sposób istotny na pokrycie bieżącego i przewidywanego zapotrzebowania kraju na energię elektryczną oraz na zdolności przesyłowe połączeń międzysystemowych	71
7.1.	Rozwój sieci przesyłowej	71
7.2.	Stan obecny połączeń transgranicznych	81
7.3.	Zasady zarządzania transgranicznymi ograniczeniami przesyłowymi	82
7.3.1.	Alokacja zdolności przesyłowych na rynku długoterminowym	83
7.3.2.	Alokacja zdolności na rynku dnia następnego	84
7.3.3.	Alokacja zdolności przesyłowych na rynku dnia bieżącego	85
7.3.4.	Udostępnianie zdolności przesyłowych na połączeniu z Ukrainą	85
7.3.5.	Alokacja zdolności przesyłowych – planowane modyfikacje	86
7.4.	Zamierzenia inwestycyjne w zakresie połączeń transgranicznych	87
7.4.1.	Synchronizacja systemów Państw Bałtyckich z systemami Europy kontynentalnej	87
7.4.2.	Połączenie Polska – Ukraina	87
7.4.3.	Połączenia Polska – Niemcy	88
7.4.4.	Połączenia Polska – Czechy	88
8.	Ocena funkcjonowania rynku mocy, o którym mowa w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy	89
8.1.	Certyfikacja ogólna	89
8.2.	Certyfikacja do aukcji głównych	90
8.3.	Certyfikacje do aukcji dodatkowych	92
8.4.	Aukcje główne	93
8.5.	Aukcje dodatkowe	95
8.6.	Łączna wielkość obowiązków mocowych	96
8.7.	Ogłoszenie okresu przywołania na rynku mocy	96
8.8.	Wyniki Oceny funkcjonowania rynku mocy	98
8.8.1.	Realizacja art. 103 ust. 1 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy	98
8.8.2.	Aukcje uzupełniające z udziałem mocy węglowych	99
8.8.3.	Aukcje dogrywkowe adresujące spadek dyspozycyjności magazynów energii elektrycznej	100

Wstęp

Podstawę do sporządzenia niniejszego sprawozdania stanowi art. 15b ust. 3-7 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz.U. z 2024 r. poz. 266).

Sprawozdanie zawiera informacje obejmujące okres 2023 i 2024 r. dotyczące:

- 1) prognozy równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię w kolejnych 5 latach oraz możliwości równoważenia dostaw w okresie następnych od 5 lat do co najmniej 15 lat, licząc od dnia sporządzenia sprawozdania;
- 2) bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej;
- 3) źródeł i kierunków zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną oraz możliwości dysponowania tymi źródłami;
- 4) stanu infrastruktury technicznej sektora elektroenergetycznego;
- 5) działań podejmowanych dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz postępowania w przypadku niedoborów jej dostaw;
- 6) planowanych lub będących w budowie nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej;
- 7) zamierzeń inwestycyjnych w okresie najbliższych co najmniej 5 lat, w odniesieniu do zapewnienia zdolności przesyłowych połączeń międzysystemowych oraz linii elektroenergetycznych wewnętrznych, wpływających w sposób istotny na pokrycie bieżącego i przewidywanego zapotrzebowania kraju na energię elektryczną oraz na zdolności przesyłowe połączeń międzysystemowych, z uwzględnieniem:
 - a) zasad zarządzania ograniczeniami przesyłowymi określonych w rozporządzeniu (WE) nr 714/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003,
 - b) istniejących i planowanych linii przesyłowych,
 - c) przewidywanych modeli (struktury) wytwarzania, dostaw, wymiany transgranicznej i zużycia energii elektrycznej umożliwiających stosowanie mechanizmów zarządzania popytem na energię elektryczną,
 - d) regionalnych, krajowych i europejskich celów w zakresie zrównoważonego rozwoju, w tym projektów stanowiących element osi projektów priorytetowych określonych w załączniku I do decyzji nr 1364/2006/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 6 września 2006 r. ustanawiającej wytyczne dla transeuropejskich sieci energetycznych oraz uchylającej decyzję 96/391/WE i decyzją nr 1229/2003/WE (Dz. Urz. UE L 262 z 22. 09. 2006, str. 1);
- 8) oceny funkcjonowania rynku mocy, o którym mowa w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy.

Na potrzeby opracowania niniejszego Sprawozdania wykorzystano dane, analizy i prognozy przygotowane według najlepszej wiedzy przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego – spółkę Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.¹ – zgodnie z art. 9c ust. 9a ustawy – Prawo energetyczne (dalej: ustawa – Prawo energetyczne).

Zgodnie z art. 9c ust. 9b ustawy – Prawo energetyczne użytkownicy systemu elektroenergetycznego, w szczególności OSD, przedsiębiorstwa energetyczne i odbiorcy końcowi są zobowiązani przekazywać OSP, na jego wniosek, dane niezbędne do sporządzenia informacji, o których mowa w ust. 9a, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych. W konsekwencji, dane ujęte w Sprawozdaniu mogą w pewnym zakresie odbiegać od prognoz ujętych w aktualizacji Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. prezentujących wizję i przyszłe plany rozwojowe polskiego sektora elektroenergetycznego.

¹ „Informacje Spółki PSE S.A. do sprawozdania Ministra Klimatu i Środowiska z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres 2023-2024” - Konstancin-Jeziorna, marzec 2025 r.

Ważniejsze skróty i symbole:

ACER	(ang. <i>Agency for Cooperation of Energy Regulators</i>) Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki
ARE S.A.	Agencja Rynku Energii S.A.
BREF	Dokument referencyjny sporządzony dla określonego rodzaju działalności i opisujący w szczególności stosowane techniki, aktualne wielkości emisji i zużycia, techniki uwzględniane przy okazji ustalania najlepszych dostępnych technik, a także opisujący konkluzje BAT oraz wszelkie nowe techniki
CACM	–Wytyczne Komisji Europejskiej dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (ang. <i>Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management</i>) wprowadzone Rozporządzeniem KE (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (DZ. U. UE L197/24, 25.07.2015 r.)
CORE CCR	Region wyznaczania zdolności przesyłowych, obejmujący obszar państw Europy Środkowo-Zachodniej i Środkowo-Wschodniej (Austrii, Belgii, Chorwacji, Czech, Francji, Niemiec, Węgier, Luksemburga, Holandii, Polski, Rumunii, Słowacji i Słowenii)
DECYZJA NR 1364/2006	Decyzja NR 1364/2006/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 6 września 2006 r. ustanawiająca wytyczne dla transeuropejskich sieci energetycznych oraz uchylająca decyzję 96/391/WE i decyzję nr 1229/2003/WE
Day-Ahead Market	Rynek Dnia Następnego – jest rynkiem kasowym (spot) dla energii elektrycznej, na którym w wyniku zawartych transakcji zawieranych z terminem realizacji na następną dobę, następuje fizyczna dostawa energii elektrycznej. Transakcje mogą dotyczyć zarówno wymiany wewnątrz danego obszaru rynkowego, jak i wymiany transgranicznej, w ramach dostępnych międzyobszarowych zdolności przesyłowych
DSR	<i>Demand Side Response</i> – rodzaj działalności prowadzonej na rynku energii elektrycznej polegającej na zmianie zapotrzebowania na energię elektryczną przez odbiorcę końcowego w zależności od wysyłanego sygnału (np. cenowego); może mieć formę usługi systemowej dostarczanej przez podmiot rynkowy na rzecz OSP i pozwalającej OSP na bilansowanie systemu elektroenergetycznego poprzez redukowanie zapotrzebowania na moc przez odbiorców końcowych, w ramach zawartych umów dwustronnych
EENS	(ang. <i>Expected Energy Not Supplied</i>) oczekiwana wielkość/ilość niedostarczonej energii odbiorcom, wynikająca z zapotrzebowania przewyższającego zdolność wytwórczą systemu
ENTSO-E	(ang. <i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i>) Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej
Explicit Auction	Aukcja explicit – aukcja, w której uczestnicy w trybie przetargowym nabywają prawo do korzystania ze zdolności przesyłowych na konkretnym przekroju lub granicy obszaru rynkowego, bez względu na to, czy dysponują kontraktem handlowym kupna (sprzedaży) samej energii; tj. dochodzi do osobnego nabywania zdolności przesyłowych oraz energii elektrycznej
Flow-Based Allocation (FBA)	Metodyka wyznaczania i alokacji zdolności przesyłowych między obszarami rynkowymi z uwzględnieniem fizycznych przepływów energii elektrycznej
Flow-Based Market Coupling	Mechanizm łączenia rynków (<i>market coupling</i>) funkcjonujący w oparciu o zdolności przesyłowe wyznaczone zgodnie z metodyką FBA.
IGCC	integrated gasification combined cycle - technologia bloku gazowo-parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa
Implicit Auction	Aukcja implicit – zintegrowany obrót zdolnościami przesyłowymi i energią elektryczną ujawniający pełne koszty obydwu elementów kosztowych produkcji, tj. mocy i energii oraz kosztów ograniczeń
Intra-Day Market	Rynek Dnia Bieżącego – rynek kasowy (spot), na którym prowadzony jest obrót energią

	elektryczną w trybie handlu ciągłego na obszarze całej Unii Europejskiej, do jednej godziny przed czasem dostawy. Terminem realizacji dostawy jest bieżąca doba handlowa. Transakcje mogą dotyczyć zarówno wymiany wewnątrz danego obszaru rynkowego, jak i wymiany transgranicznej, w ramach dostępnych międzyobszarowych zdolności przesyłowych
IPS/UPS	(ang. <i>Integrated Power System / Unified Power System</i>) system energetyczny obejmujący swoim zasięgiem zsynchronizowane systemy elektroenergetyczne państw byłego ZSRR, m.in. Białorusi i Rosji
IRiESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
IRZ	Interwencyjna Rezerwa Zimna
JAO	(ang. <i>Joint Allocation Office S.A.</i>) Biuro Przetargowe do organizowania rezerwacji na zdolności przesyłowe w wymianie międzysystemowej
JWCD	Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane
nJWCD	Jednostki wytwórcze niebędące JWCD
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
kV	kilowolt – jednostka napięcia elektrycznego = 10^3 V
LOLE	(ang. <i>Loss of Load Expectation</i>) oczekiwana sumaryczna liczba godzin w danym okresie (np. roku), w którym zdolność wytwórcza nie zapewnia pokrycia zapotrzebowania w systemie elektroenergetycznym
Market Coupling (MC)	Mechanizm łączenia rynków; dotyczy on organizacji międzyobszarowego handlu energią elektryczną, na potrzeby wymiany handlowej pomiędzy obszarami rynkowymi realizowanej przez NEMO w procesie obrotu energii elektrycznej na bazie ofert złożonych przez uczestników rynku oraz z wykorzystaniem zdolności przesyłowych wyznaczonych przez operatorów systemów przesyłowych
MRA	(ang. <i>Multilateral Remedial Actions</i>) wielostronne środki zaradcze; rodzaj działania podejmowanego przez OSP mający na celu zapewnienie stabilności działania sieci poprzez współpracę z OSP krajów sąsiednich
MRC	(ang. <i>Multi-Regional Coupling</i>) paneuropejski projekt integracji rynków <i>spot</i> energii elektrycznej
MVA	megawoltoamper – jednostka mocy znamionowej transformatorów = 10^6 VA
Mvar	megavar – jednostka mocy biernej = 10^6 Var
MW	megawat – jednostka mocy = 10^6 W
NEMO	(ang. <i>Nominated Electricity Market Operator</i>) Nominowani Operatorzy Rynku Energii, podmioty wyznaczone do wykonywania zadań związanych z funkcjonowaniem rynków dnia następnego i dnia bieżącego energii elektrycznej w Unii Europejskiej; funkcja jest przeważnie pełniona przez giełdy energii, w Polsce m.in. przez TGE S.A.
NTC	(ang. <i>Net Transfer Capacity</i>) metoda wyznaczania zdolności przesyłowych na granicach oparta na ich bilateralnym uzgadnianiu przez sąsiadujących operatorów systemów przesyłowych. Na ich podstawie przeprowadzane są aukcje na giełdach energii elektrycznej
GW	gigawat – jednostka mocy = 10^9 W
MWe	megawat elektryczny – jednostka mocy elektrycznej = 10^6 W
MWh	megawatogodzina - jednostka energii = 10^6 Wh
GWh	gigawatogodzina - jednostka energii = 10^9 Wh
TWh	terawatogodzina - jednostka energii = 10^{12} Wh
nN	niskie napięcie

NN	najwyższe napięcie
SN	średnie napięcie
WN	wysokie napięcie
OSD	operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego
OSP	operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego - spółka Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE S.A.)
OZE	odnawialne źródła energii
PEP2040	Polityka energetyczna Polski do 2040 r.
PST	(ang. <i>phase shifting transformers</i>) przesuwniki fazowe
RGCE	(ang. <i>Regional Group Continental Europe</i>) Grupa regionalna Europy kontynentalnej, obejmująca OSP z byłego obszaru synchronicznego UCTE
SE	stacja elektroenergetyczna
Rozporządzenie UE 2019/943	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (wersja przekształcona) (Dz. U. UE L158/54, 14.06.2019 r.)
Rozporządzenie 714/2009	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (Dz. U. UE L211/15, 14.08.2009 r.)
Rozporządzenie 2024/1747	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
SIDC	(ang. <i>single intraday coupling</i>) mechanizm jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego
SDAC	(ang. <i>single day-ahead coupling</i>) mechanizm jednolitego łączenia rynków dnia następnego
SMR	(ang. <i>small modular reactor</i>) mały modułowy reaktor (jądrowy)
UE	Unia Europejska
URE	Urząd Regulacji Energetyki
Ustawa RM	Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2025 r. poz. 610 z późn. zm.) - określa organizację rynku mocy oraz zasady świadczenia usługi pozostawania w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do systemu elektroenergetycznego i dostarczania tej mocy do systemu w okresach przywołania
Ustawa – Prawo energetyczne	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz.U. z 2024 r. poz. 266 z późn. zm.)
TGE	Towarowa Giełda Energii S.A.
TSO	(ang. <i>Transmission system operator</i>) – operator systemu przesyłowego
XBID	(ang. <i>Cross-Border Intraday (XBID)</i>) - mechanizm umożliwiający zawieranie transakcji handlowych na rynku energii elektrycznej w dobie bieżącej (<i>intra-day</i>)

Podsumowanie

1. W latach 2023-2024 krajowy system elektroenergetyczny funkcjonował stabilnie, pomimo rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną. Nie odnotowano ograniczeń w poborze mocy ani wyłączeń odbiorców spowodowanych niedoborem mocy w KSE.
2. Najwyższe zapotrzebowanie na moc występowało w miesiącach zimowych, chociaż w okresie letnim utrzymywał się relatywnie wysoki poziom zapotrzebowania z uwagi na intensywne wykorzystywanie urządzeń klimatyzacyjnych.
3. W analizowanym okresie zapewniony był odpowiedni poziom mocy w KSE, pomimo że na poszczególnych etapach planowania i prowadzenia ruchu identyfikowane były potencjalne zagrożenia bezpieczeństwa dostaw, które mogły zmaterializować się w przypadku wystąpienia konkretnych zdarzeń takich jak m.in. niedostępność konkretnych źródeł wytwórczych lub elementów sieci czy ekstremalnego poziomu zapotrzebowania na moc lub temperatury otoczenia. Jednak OSP skutecznie mitygował zidentyfikowane zagrożenia za pomocą dostępnych mu środków zaradczych. Ponadto są one adresowane w aktualnym Planie Rozwoju Sieci Przesyłowej oraz planach inwestycyjnych OSP.
4. W dniu 6 listopada 2024 r. rezerwa mocy w KSE w szczycie wieczornym zapotrzebowania była znacznie niższa od wymaganej z powodu niskiej generacji w źródłach wiatrowych, wzrostu zapotrzebowania i nieplanowej niedyspozycyjności kilku jednostek wytwórczych. Dzięki podjętym przez OSP działaniom, w tym ogłoszeniu okresu przywołania na rynku mocy, rezerwa mocy została odbudowana, a warunki bezpiecznej pracy KSE ciągłość dostaw energii elektrycznej do odbiorców zachowana.
5. Aby utrzymać obecny poziom bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych po 2030 r., konieczne jest przedłużenie funkcjonowania rynku mocy, przy utrzymaniu jego neutralności technologicznej oraz wspieraniu dyspozycyjnych technologii niskoemisyjnych, które w krótkim czasie dostosowują się do zmiany popytu i podaży na rynku.
6. Jednym z wyzwań dla KSE jest zastępowanie jednostek węglowych, dlatego na rynku mocy wprowadzono aukcje uzupełniające na drugą połowę 2025 r. i lata 2026-2028 r. oraz aukcje dogrywkowe na lata 2029-2030, które dostosowały kształt rynku mocy do zmienionych potrzeb rynku.
7. Transformacja sektora elektroenergetycznego postępuje – w latach 2023-2024 moc zainstalowana w KSE wzrosła kolejno o około 12,1% (do 67,77 GW) i 6,5% (do 72,19 GW), głównie dzięki zwiększeniu przyłączonych odnawialnych źródeł energii, szczególnie generacji fotowoltaicznej. Na koniec 2024 r. moc zainstalowana źródeł odnawialnych wynosiła 31,82 GW, co stanowiło 44,1% mocy osiągalnej w KSE.
8. Z uwagi na ten dynamiczny rozwój źródeł OZE rośnie znaczenie elastyczności systemu, aby mitygować konsekwencje zmienności produkcji z OZE i utrzymywać stabilność pracy systemu. Wymaga to rozwoju technologii i innowacyjnych rozwiązań w szczególności w takich obszarach jak magazynowanie energii w elektrowniach szczytowo-pompowych i magazynach bateryjnych, wykorzystanie odpowiedzi odbioru, wykorzystanie energii elektrycznej do celów grzewczych, przekształcanie nadwyżek energii elektrycznej w elektrolizerach w wodór lub procesach produkcji paliw alternatywnych. Elastyczność powinna być nabywana na zasadach rynkowych przez OSD, a uczestnicy rynku powinni odgrywać bardziej aktywną rolę na rynku.
9. Poza rozwojem lokalnych rynków elastyczności niezbędny jest aktywny udział jednostek wytwórczych, w tym OZE, a także magazynów energii i DSR, w rynku bilansującym oraz w rynku usług systemowych. Szczególnie segment usług systemowych po wprowadzeniu rynkowego wynagradzania za dostawę niektórych usług (od 14.06.2024 r.) staje się narzędziem dla bieżącego bilansowania przez OSP i zapewnienia elastyczności systemu elektroenergetycznego. Niezbędne jest jednak zwiększanie w tym segmencie rynku aktywności nowych uczestników, tak aby zwiększyć konkurencję w obszarze poszczególnych usług i obniżyć koszty przenoszone w opłatach sieciowych.

10. W ramach procesu transformacji i rozwoju niskoemisyjnych źródeł wytwórczych, stopniowo wzrastała moc elektrowni gazowych, która na koniec 2024 r. wynosiła 5,85 GW, co stanowiło około 8,2% ogółu mocy osiągalnej w KSE. Ukończenie realizowanych inwestycji pozwoli do 2028 r. zwiększyć moc osiągalną o dalsze 2,9 GW. Moce gazowe stanowią technologię przejściową, wspierającą proces transformacji. Źródła gazowe wpływają na zwiększenie elastyczności systemu elektroenergetycznego i będą pełniły rolę mocy rezerwowych dla OZE oraz wspomagały ich rozwój do momentu, w którym możliwe będzie zapewnienie stabilności pracy systemu przy wykorzystaniu zeroemisyjnych technologii i rozwiązań.
11. W kolejnych latach kluczowym zadaniem będzie zapewnienie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym wymaganego poziomu rezerwy mocy dostępnej dla OSP w szczytach zapotrzebowania na moc. Istotnym czynnikiem w tym kontekście będzie tempo trwałych odstawień z eksploatacji jednostek ciepłych biorących udział w mechanizmie centralnego bilansowania. Konieczne jest podejmowanie działań prowadzących do zwiększenia dostępności mocy dyspozycyjnych oraz stworzenie warunków zgodnych z unijnymi regulacjami służących zapewnieniu wystarczalności mocy wytwórczych i zachęcających do podejmowania niezbędnych inwestycji w zakresie generacji energii elektrycznej, tak aby uniknąć strukturalnego uzależnienia się od importu energii elektrycznej z sąsiednich systemów.
12. Warunkiem zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w horyzoncie najbliższych 5 lat jest terminowe zakończenie rozpoczętych inwestycji oraz utrzymanie funkcjonowania obecnie pracujących jednostek ciepłych. Ewentualne odstawienia obecnie eksploatowanych źródeł mogą następować w przypadku oddawania do eksploatacji ekwiwalentnej mocy dyspozycyjnej w stabilnych źródłach wytwórczych.
13. Niezbędne jest niezwłoczne rozpoczęcie budowy nowych, stabilnych źródeł wytwarzania energii elektrycznej, które wypełnią lukę bilansową KSE w okresie do 2040 r. i latach późniejszych. Brak takich inwestycji wywołałby zagrożenie niezbilansowania mocy w KSE, co przełożyłoby się na występowanie niedoborów mocy i w konsekwencji na przerwy w jej dostawach do odbiorców. Brak nowych inwestycji mógłby w skrajnych przypadkach grozić wystąpieniem awarii w funkcjonowaniu KSE generującej ryzyka dla możliwości utrzymania prawidłowego funkcjonowania zsynchronizowanego systemu Europy kontynentalnej i systemu krajów bałtyckich.
14. Źródłem nowych dostępnych mocy dyspozycyjnych mogą być w szczególności:
 - nowe konwencjonalne źródła wytwórcze, które aktualnie znajdują się na etapach przygotowawczych,
 - istniejące konwencjonalne jednostki węglowe uczestniczące w mechanizmie centralnego bilansowania, przy przedłużaniu ich eksploatacji,
 - nowe źródła kogeneracyjne budowane w miejsce likwidowanych jednostek węglowych,
 - nowe magazyny energii, w tym nowe elektrownie szczytowo-pompowe, a także towarzyszący im dalszy rozwój OZE,
 - nowe elektrownie biomasowe i biogazowe,
 - elektrownie jądrowe (te ujęte w PPEJ – zgodnie z harmonogramem przyjętym w tym dokumencie, oraz jednostki nieujęte w PPEJ, a planowane do realizacji równolegle, w tym budowa małych reaktorów jądrowych - SMR),
 - technologie wodorowe i paliw alternatywnych, po osiągnięciu przez nie wystarczającego poziomu rozwoju i komercjalizacji,
 - ewentualny import energii (w tym – w trybie pomocy międzyoperatorskiej) oraz formy ograniczania popytu, np. usługi DSR, w odpowiedzi na występowanie warunków skrajnych i zdarzeń ekstremalnych.
15. Planowanym inwestycjom w nowe moce wytwórcze do 2040 r. musi towarzyszyć skoordynowany rozwój infrastruktury sieciowej. Ma to szczególne znaczenie w związku z trwającym procesem transformacji sektora energii w celu obniżenia jego emisyjności (z perspektywą jego dekarbonizacji). Powoduje on szereg zmian strukturalnych w zapotrzebowaniu na energię i moc, miksie paliwowym i technologicznym czy uwarunkowaniach pracy sieci przesyłowych i

dystrybucyjnych, tworząc szereg wyzwań dla funkcjonowania KSE. OSP adresuje te wyzwania m.in. poprzez działania inwestycyjne, których skala i zakres może istotnie wzrastać w kolejnych latach. Realizacja tych inwestycji jest uzależniona od szeregu czynników zewnętrznych i materializacji związanych z nimi ryzyk. Dużym ułatwieniem dla prowadzenia procesu inwestycyjnego jest ustawa o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych (tzw. specustawa przesyłowa). Dzięki wprowadzonym przepisom skróceniu ulega czas realizacji kluczowych projektów inwestycyjnych.

16. Dzięki prawidłowej eksploatacji i zabiegom utrzymaniowym prowadzonym przez operatorów stan techniczny stacji i linii NN oraz 110 kV przekracza poziom zadowalający. Potrzebne są jednak dalsze działania inwestycyjne umożliwiające zwiększanie obciążalności linii elektroenergetycznych (w tym linii 110 kV należących do OSD), co jest istotne w okresach wysokich temperatur.
17. Rozwój energetyki rozproszonej, w tym głównie prosumenckiej, zmienia charakter sieci dystrybucyjnych – przestają one być jednokierunkowe, coraz większe wolumeny energii elektrycznej są dostarczane do niej przez aktywnych odbiorców oraz źródeł wytwórczych do niej przyłączonych zamiast z kierunku wyższych napięć. Zmiana ta niesie ze sobą wyzwania dla OSD związane z nadwyżkami energii czy wahaniami napięć i wymusza wzmożone działań inwestycyjnych oraz modernizacyjnych umożliwiających dostosowanie systemów dystrybucyjnych do nowych wyzwań.
18. W latach 2023 i 2024 Polska wdrażała kolejne rozwiązania na wspólnym wewnętrznym rynku energii elektrycznej UE oraz rozwijała współpracę systemów elektroenergetycznych z systemami sąsiednimi. Rozwijano i wprowadzano europejskie rozwiązania dotyczące alokacji zdolności przesyłowych na rynku dnia następnego i rynku dnia bieżącego. W latach 2023 - 2024 realizowano projekty w zakresie rozwoju platform bilansujących dla projektów MARI i PICASSO. Rok 2023 był pierwszym pełnym rokiem realizacji alokacji zdolności przesyłowych na rynku dnia następnego w oparciu o przepływy (FBA) w regionie Core.
19. Realizowany był Plan Działania, służący stopniowemu zwiększaniu udostępnianych przesyłowych zdolności międzyobszarowych w ramach rynku energii elektrycznej UE do poziomu 70% technicznych zdolności przesyłowych, który podlegał monitorowaniu przez Prezesa URE. Zakończenie realizacji Planu do końca 2025 r. nie jest zagrożone.
20. W 2023 r. uruchomione zostało połączenie elektroenergetyczne pomiędzy Polską i Ukrainą (jednotorowa linia synchroniczna o napięciu roboczym 400 kV, która zostało objęte alokacją mocy). W latach 2023 i 2024 trwały intensywne przygotowania z wiodącą rolą PSE (ze strony ENTSO-E) do synchronizacji systemów państw bałtyckich z obszarem synchronicznym Europy kontynentalnej, która nastąpiła ostatecznie w 2025 r.

1. Prognoza równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię w kolejnych 5 latach oraz możliwości równoważenia dostaw w okresie od 5 lat do co najmniej 15 lat, licząc od dnia sporządzenia sprawozdania

1.1. Wprowadzenie

W raporcie zaprezentowano wyniki analiz dotyczących możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (dalej: KSE) w latach 2025-2040 wraz z wnioskami i rekomendacjami.

Wynikiem analizy jest prognoza bilansu mocy KSE oraz probabilistycznych wskaźników wystarczalności zasobów wytwórczych, tj.:

- **LOLE** (ang. Loss of Load Expectation) - oczekiwany sumaryczny czas trwania deficytów mocy w rozpatrywanym okresie. Zgodnie z rozporządzeniem 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* standard bezpieczeństwa rozumiany jako dopuszczalny oczekiwany czas braku dostaw mocy elektrycznej do odbiorców wynosi 3 godziny na rok,
- **EENS** (ang. Expected Energy Not Supplied) - oczekiwany wolumen energii niedostarczonej w wyniku deficytów mocy w rozpatrywanym okresie.

Mimo faktu stosowania metody probabilistycznej, wyniki analiz pozostają wrażliwe na elementy otoczenia przyjmowane jako dane zdeterminowane, w tym przede wszystkim:

- terminy oddawania do eksploatacji obecnie budowanych konwencjonalnych jednostek wytwórczych,
- harmonogramy postojów remontowych jednostek wytwórczych,
- dostępność paliwa dla konwencjonalnych jednostek wytwórczych w perspektywie krótko- i średnioterminowej,
- tempo rozwoju nowych mocy w źródłach odnawialnych,
- techniczne możliwości wykorzystywania mocy połączeń transgranicznych,
- czynniki wpływające na strukturę zużycia energii w sektorze gospodarstw domowych, transportu, przemysłu i usług, zmiany zachodzące w obszarze efektywności energetycznej.

Biorąc pod uwagę zmienność m.in. powyższych czynników, ocena wystarczalności zasobów wytwórczych jest procesem ciągłym i na bieżąco aktualizowanym.

1.2. Zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną

1.2.1. Założenia do przeprowadzonej analizy

Długoterminową prognozę zapotrzebowania na moc i energię elektryczną netto w KSE opracowano, biorąc pod uwagę historyczne trendy statystyczne oraz projekcję zużycia energii finalnej. Wzięto pod uwagę czynniki wpływające na strukturę zużycia energii elektrycznej w sektorach gospodarstw domowych, transportu, przemysłu i usług, zmiany zachodzące w obszarze efektywności energetycznej, prognozy wzrostu PKB, zmiany technologiczne i konsumenckie oraz zmiany wynikające z dyrektyw unijnych dotyczących osiągnięcia przez Polskę wymaganego celu OZE w końcowym zużyciu energii finalnej.

Popyt na moc jest kształtowany przez szeroki zakres czynników. Z jednej strony wpływają na niego warunki zewnętrzne, co skutkuje zmianami zapotrzebowania na potrzeby produkcji chłodu i ciepła. Z drugiej strony pewna część popytu jest niezależna od pogody i ma charakter strukturalny, np. zapotrzebowanie związane z procesami przemysłowymi. Wykorzystana metoda uwzględnia występowanie obu tych elementów. Uwzględnienie sezonowości popytu wraz z jego odpowiedzią na

warunki pogodowe umożliwia analizę probabilistyczną z wykorzystaniem koncepcji scenariuszy pogodowych.

Dodatkowym elementem analizy było opracowanie modelu termoczułości, w postaci modelu autoregresyjnego, uwzględniającego temperaturę w celu odzwierciedlenia warunków pogodowych. Model termoczułości wykorzystuje reszty z modelu sezonowości oraz gradient temperatury, który jest różnicą między rzeczywistą temperaturą, a temperaturą referencyjną, czyli średnią godzinową temperaturą ze wszystkich dostępnych danych.

Połączenie modelu sezonowości i termoczułości, pozwoliło precyzyjnie odwzorować zapotrzebowanie w różnych warunkach zewnętrznych, zgodnie z bazą danych ENTSO-E - Pan-European Climatic Database (PECD) - tj. w różnych scenariuszach pogodowych.

Jednym z celów krajowej analizy wystarczalności zasobów wytwórczych było wskazanie ewentualnego, wymaganego wolumenu dodatkowej mocy dyspozycyjnej w systemie elektroenergetycznym oraz wymiany transgranicznej, potrzebnego w celu spełnienia wskaźników wystarczalności zasobów wytwórczych w KSE.

Dlatego obliczenia wykonano bez uwzględnienia:

1. mocy dostępnej w ramach połączeń transgranicznych:
Powodem takiego podejścia są liczne niepewności oraz zmieniające się uwarunkowania funkcjonowania systemów elektroenergetycznych w krajach sąsiednich, które w praktyce uniemożliwiają wiarygodne prognozowanie długoterminowe wykorzystywania połączeń transgranicznych;
2. efektów budowy źródeł jądrowych oraz innych potencjalnych nowych konwencjonalnych źródeł w rozpatrywanym horyzoncie analizy:
Wynika to z przyjętej metody i celu polegającego na odzwierciedleniu i prezentacji skutków sytuacji, gdy nie będą podejmowane dalsze działania dla odbudowy i rozwoju wolumenu mocy wytwórczej w KSE;
3. pracy DSR:
Powodem takiego podejścia są małe doświadczenia operacyjne oraz niepewność co do pracy DSR w przypadku występowania częstych oraz długich okresów niedoboru mocy dyspozycyjnej w systemie elektroenergetycznym. W związku z powyższym DSR traktowany jest jako dodatkowy środek zaradczy.

1.2.2. Scenariusze pogodowe

W związku z rosnącym stopniem nasycenia źródłami OZE, KSE jest coraz bardziej czuły na zmiany warunków pogodowych. Aby uwzględnić możliwe przyszłe zdarzenia pogodowe mające wpływ na sytuację bilansową, konieczne jest wzięcie pod uwagę danych obejmujących szeroki zakres kombinacji, zawierających zarówno warunki pogodowe „normalne” jak i „skrajne”.

Analizę przeprowadzono z wykorzystaniem bazy PECD, która zawiera projekcje zmian klimatycznych dla przyszłych lat. Baza ta zawiera dane między innymi o temperaturze, prędkości wiatru oraz nasłonecznieniu dla 36 scenariuszy pogodowych w rozdzielczości godzinowej. Na podstawie tych danych opracowano profile pracy dla elektrowni wiatrowych lądowych, morskich oraz źródeł fotowoltaicznych.

Wartości współczynników wykorzystania mocy zainstalowanej dla konwencjonalnych jednostek wytwórczych przemysłowych i zawodowych niebędących jednostkami centralnie dysponowanymi zostały wyznaczone w oparciu o dane historyczne generacji tych źródeł. Dla jednostek zawodowych wyznaczono krzywe termosensytywności opisujące relację obciążenia w funkcji temperatury. Dla każdego miesiąca w roku zastosowano odrębną krzywą termosensytywności. Dane dostosowano do wykorzystywanej w modelu granulacji godzinowej. Otrzymano krzywe charakteryzujące pracę jednostek dla poszczególnych scenariuszy pogodowych w postaci współczynników uwzględniających zarówno remonty planowe jak i awarie.

1.2.3. Zapotrzebowanie na energię elektryczną

Punktem odniesienia dla wykonanej analizy popytu są dane statystyczne Eurostat, które stanowią obszerny zbiór danych statystycznych przedstawiających bilans energetyczny od importu i krajowego zużycia energii pierwotnej, poprzez procesy jej transformacji, aż do zużycia finalnego w krajach europejskich, w tym także w Polsce. Dane statystyczne przedstawione są według zużycia poszczególnych typów paliw, w podziale na sektory: transportu, przemysłu, usług, gospodarstw domowych, końcowego zużycia nieenergetycznego, branży energetycznej i innych.

Prognoza bazowa zapotrzebowania na energię w KSE uwzględnia historyczne trendy i przewidywane zużycie energii finalnej. Zawiera analizę czynników wpływających na zużycie energii we wszystkich sektorach gospodarki, efektywność energetyczną, wzrost gospodarczy, zmiany w preferencjach konsumentów i postęp technologiczny oraz wymagania unijne dotyczące udziału energii ze źródeł odnawialnych.

W projekcji zużycia energii finalnej uwzględniono szereg makroczynników wpływających na strukturę zużycia energii w przyszłych latach. Wzięto pod uwagę czynniki o charakterze strukturalnym, wpływające na zmiany zużycia energii finalnej w poszczególnych sektorach: gospodarstw domowych, transportu, przemysłu i usług, tj. m.in.: zmiany zachodzące w obszarze efektywności energetycznej, wzrost gospodarczy w poszczególnych sektorach, zmiany konsumenckie i technologiczne², oraz zmiany w zakresie wykorzystywanych rodzajów energii.

Aby lepiej odwzorować postępującą transformację energetyczną do prognozy bazowej dodawane są wyniki indywidualnych prognoz dla sektorów tj.:

Prognoza zapotrzebowania w sektorze pojazdów elektrycznych

Prognozę zapotrzebowania na moc elektryczną pojazdów elektrycznych opracowano na podstawie analizy profili ruchu pojazdów, a także spodziewanej liczby pojazdów w poszczególnych latach prognozy. W ramach modelu uwzględniono wzorce codziennego ruchu pojazdów takie jak średnia długość przejazdów, godziny ładowania oraz średnie zużycie energii na kilometr pokonanej trasy.

Część zapotrzebowania na energię pojazdów elektrycznych ma charakter dynamiczny. Jednak jej wpływ na wyznaczanie wskaźników wystarczalności zasobów wytwórczych jest pomijalny, ponieważ w momentach niedoboru mocy cena energii elektrycznej jest wysoka, co sprawia, że ładowanie pojazdów staje się mniej opłacalne.

Prognoza zapotrzebowania w sektorze indywidualnych pomp ciepła

Prognozę zapotrzebowania na moc elektryczną pomp ciepła opracowano na podstawie analizy zapotrzebowania na ciepło w budynkach oraz spodziewanej liczby pomp ciepła w poszczególnych latach. W ramach modelu uwzględniono charakterystyki energetyczne budynków, średnie zapotrzebowanie na ogrzewanie w różnych okresach roku (zależne od temperatury zewnętrznej) oraz sprawności pomp ciepła. Prognoza uwzględnia wzrost liczby instalacji pomp ciepła wynikający z trendów rynkowych, regulacji prawnych oraz tempa modernizacji budynków.

Prognoza zapotrzebowania w sektorze centrów przetwarzania danych

Prognoza zapotrzebowania na moc elektryczną na potrzeby pracy centrów przetwarzania danych uwzględnia stały dobowy profil zapotrzebowania, wynikający z nieprzerywanej pracy serwerów oraz systemów chłodzenia. Moc centrów danych w poszczególnych latach została wyznaczona na podstawie trendów rynkowych, takich jak rozwój usług chmurowych oraz rosnąca liczba centrów obliczeniowych.

Prognoza zapotrzebowania w sektorze ciepłownictwa

W prognozie uwzględniono postępującą transformację ciepłownictwa w postaci zwiększonego udziału technologii Power to Heat (P2H) w strukturze wytwarzania ciepła. Potencjał kotłów elektrodowych oraz

² Zmiany technologiczne dotyczą m.in. rozwoju rynku pojazdów elektrycznych, elektrolizerów, centrów przetwarzania danych oraz wykorzystania pomp ciepła i elektryfikacji sektora ciepłownictwa w Polsce. Należy jednak nadmienić, że obszary te mają charakter strukturalny, a założenia odnośnie do tempa zachodzących w nich zmian, bardzo istotnie wpływają na przedmiotowe projekcje zapotrzebowania na energię.

przemysłowych pomp ciepła został oszacowany na podstawie danych pozyskanych z sektora wytwórczego w ramach corocznej ankietyzacji. Praca przemysłowych pomp ciepła została przyjęta w podstawie zapotrzebowania na ciepło, natomiast kotły elektrodowe zamodelowano jako źródła szczytowe.

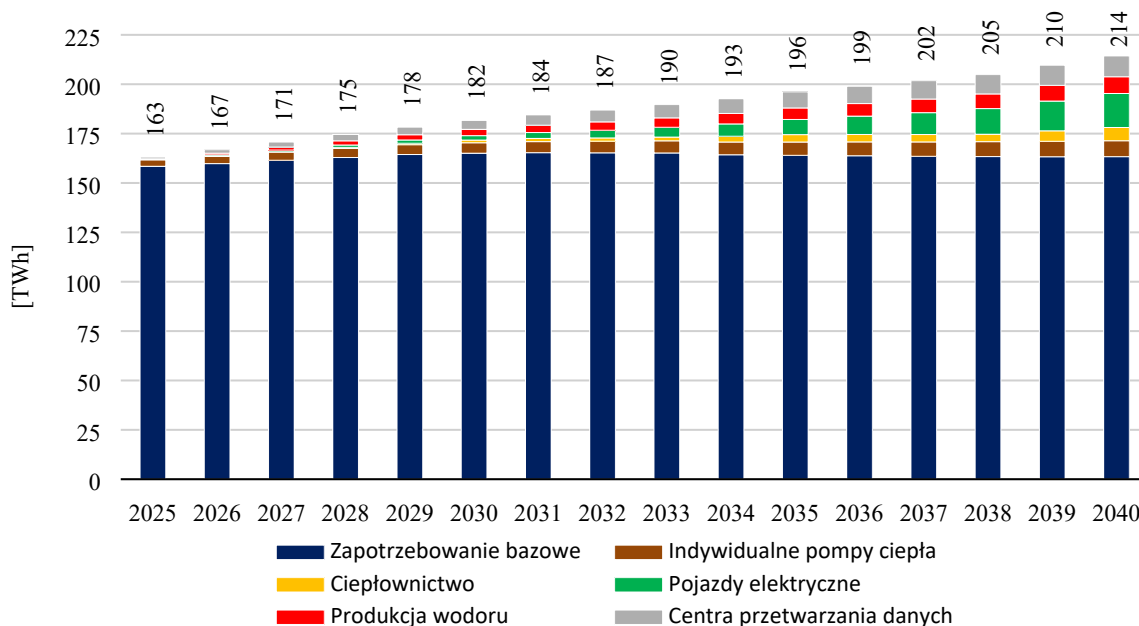
Prognoza zapotrzebowania w sektorze instalacji do produkcji wodoru

Prognoza zapotrzebowania instalacji do produkcji wodoru została opracowana w oparciu o przewidywany rozwój tej technologii, który został oszacowany na podstawie analiz własnych oraz zewnętrznych analiz sektorowych. Zapotrzebowanie na energię dla elektrolizerów uwzględnia zróżnicowane profile pracy urządzeń, które są optymalizowane pod kątem efektywnego wykorzystania nadmiarowej energii z odnawialnych źródeł. Przyjęto, że 70% mocy zainstalowanych w elektrolizerach będzie pracowało dynamicznie, tj. w okresach wysokiej generacji odnawialnych źródeł, a tym samym w okresach charakteryzujących się niskimi albo ujemnymi cenami energii elektrycznej. Przyjęto, że pozostałe 30% mocy zainstalowanej w elektrolizerach jest wykorzystywane w sposób ciągły, niezależnie od warunków zewnętrznych. Stanowi to minimalny poziom zapotrzebowania energetycznego niezbędnego do podtrzymania kluczowych procesów technologicznych, dla których elektrolizery są eksploatowane, co jest istotne zarówno ze względów technicznych i operacyjnych minimalizując ryzyko przestoju wynikających z nieregularnego zasilania.

Finalną prognozą uwzględnioną w analizie wystarczalności zasobów wytwórczych, jest suma prognozy bazowej oraz indywidualnych sektorów wykonana dla każdego scenariusza pogodowego oraz każdego roku kalendarzowego analizy (bez części dynamicznych prognozy pojazdów elektrycznych i prognozy zapotrzebowania w sektorze instalacji do produkcji wodoru).

Skumulowany roczny wskaźnik wzrostu (CAGR) prognozowanego zapotrzebowania na energię elektryczną w latach 2025 - 2040 wyniósł w przybliżeniu 1,8%.

Wyniki sumarycznej projekcji zapotrzebowania na energię elektryczną netto dla lat 2025-2040 zostały przedstawione na rys. 1.1.



Rys. 1.1 Projekcja zapotrzebowania na energię elektryczną³ (średnia ze scenariuszy pogodowych) [TWh]

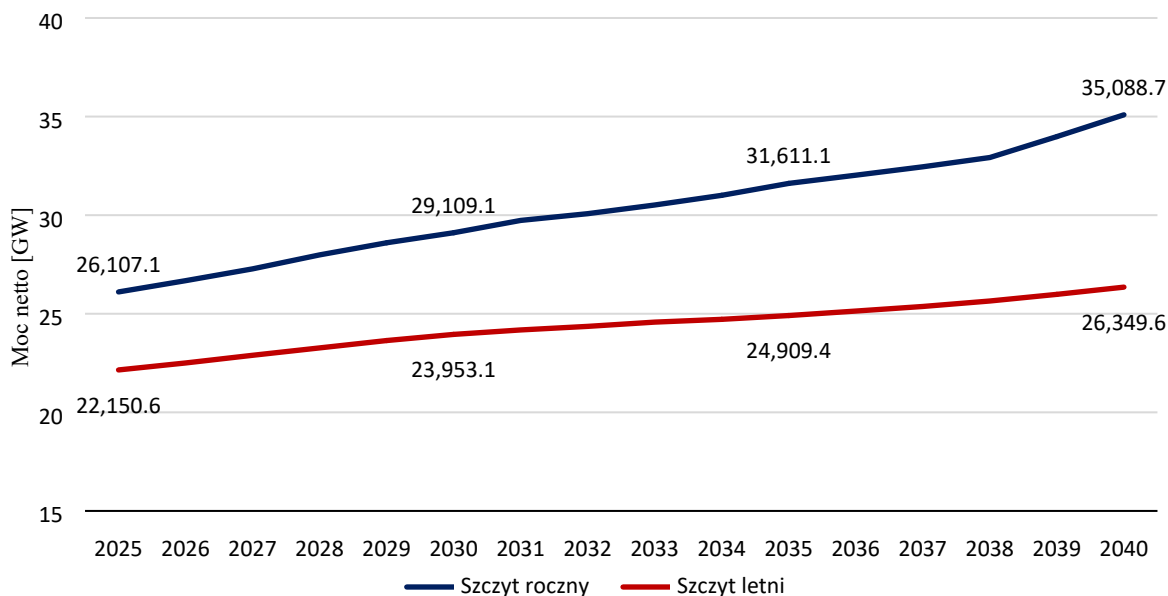
1.2.4. Zapotrzebowanie na moc elektryczną

Na potrzeby analiz opracowano roczne profile zapotrzebowania na moc w KSE. Wartości mocy netto stanowią wartości mocy brutto pomniejszone o sumę zapotrzebowania na moc np. w celu pokrycia

³ Zapotrzebowanie uwzględnia części dynamiczne prognozy pojazdów elektrycznych i prognozy zapotrzebowania w sektorze instalacji do produkcji wodoru

potrzeb przemian energetycznych, w których wytwarzana jest energia elektryczna lub potrzeb wynikających z pompowania wody w elektrowniach szczytowo-pompowych.

Wyniki projekcji zapotrzebowania na moc netto będące średnią arytmetyczną maksymalnych wartości zapotrzebowania na moc elektryczną w szczycie rocznym (zimowym) i letnim ze scenariuszy pogodowych w poszczególnych latach w okresie 2025 – 2040 przedstawia rys. 1.2.



Rys. 1.2 Projekcja zapotrzebowania na moc netto – średnia arytmetyczna maksymalnych wartości ze scenariuszy pogodowych [GW]

1.3. Wielkości zdolności wytwórczych

Wielkości zdolności wytwórczych w jednostkach konwencjonalnych biorących udział w mechanizmie centralnego bilansowania oraz pozostałych konwencjonalnych jednostek wytwórczych przemysłowych i zawodowych w poszczególnych latach, zostały określone na podstawie:

- przeprowadzonej na przełomie lat 2024 i 2025 ankietyzacji krajowych przedsiębiorstw energetycznych i inwestorów planujących budowę nowych konwencjonalnych jednostek wytwórczych,
- informacji przekazanych przez sektor wytwórczy dotyczących remontów planowanych dla konwencjonalnych jednostek wytwórczych oraz elektrowni szczytowo-pompowych na lata 2025-2027 (plany remontowe na lata późniejsze określono na podstawie danych ankietowych),
- aktualnych informacji dotyczących przewidywanych terminów oddania do eksploatacji konwencjonalnych jednostek wytwórczych będących w trakcie realizacji,
- obowiązków mocowych zakontraktowanych w dotychczas przeprowadzonych aukcjach mocy.

W analizie wystarczalności zasobów wytwórczych do 2040 r., wyznaczono dwa scenariusze różniące się dostępnością mocy dyspozycyjnej w KSE, tj.:

- **Scenariusz nr 1** – zakładający utrzymanie jednostek wytwórczych oraz realizację możliwych działań modernizacyjnych maksymalnie przedłużających ich okresy technicznej eksploatacji,
- **Scenariusz nr 2** – zakładający brak przeprowadzenia kolejnych (łącznie z już zaplanowanymi) aukcji rynku mocy, skutkujący brakiem rentowności wysokoemisyjnych jednostek wytwórczych (węglowych nieposiadających kontraktów mocowych oraz węglowych po wygaśnięciu dotychczas zakontraktowanych obowiązków mocowych). Założono, że jednostki te zostaną trwale odstawione⁴ z systemu.

⁴ Odstawienia niewynikające z braku dalszych technicznych możliwości eksploatacyjnych jednostek, a m.in. z uwarunkowań i przyczyn polityki klimatycznej UE i braku efektywności ekonomicznej

W zakresie rozwoju odnawialnych źródeł energii, prognozy ich mocy osiągalnych w poszczególnych latach zostały oszacowane m.in. na podstawie dotychczas przeprowadzonych oraz planowanych aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z OZE.

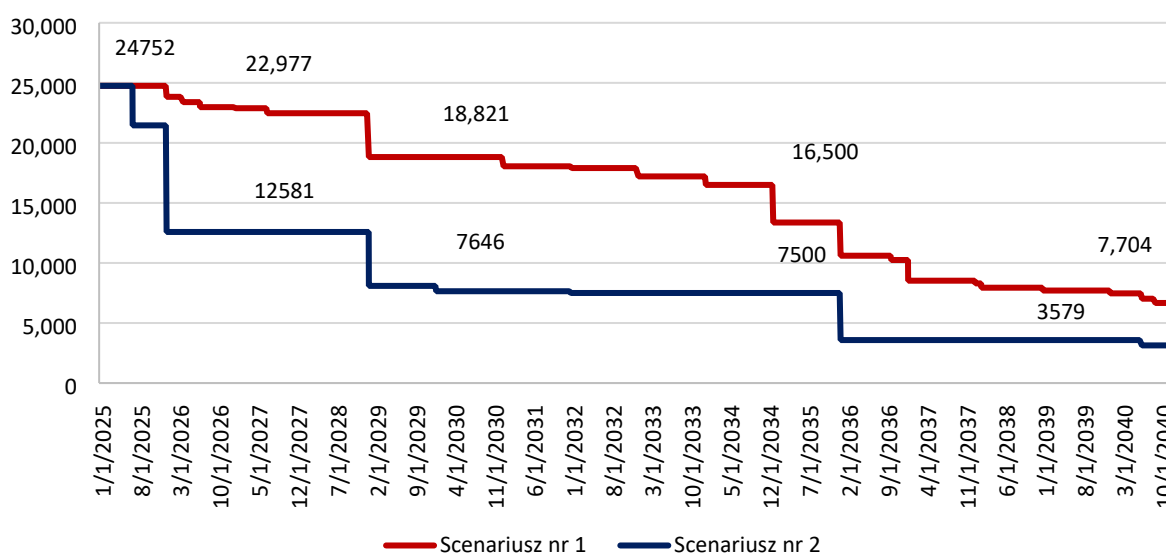
W zakresie rozwoju morskich elektrowni wiatrowych, w horyzoncie do 2031 r. przyjęto daty oddania do eksploatacji mocy w tej technologii na podstawie informacji wynikających z umów o przyłączenie (stan na koniec stycznia 2025 r.). Na tej podstawie założono oddanie do eksploatacji pierwszych jednostek w 2026 r. i ich stopniowy rozwój do poziomu 7,6 GW na koniec 2031 r. Dla późniejszego okresu uwzględniono także inwestycje, dla których wydano wstępne warunki przyłączenia i założono, że sumaryczna moc zainstalowana w tej technologii będzie dalej rosła.

1.3.1. Jednostki konwencjonalne biorące udział w mechanizmie centralnego bilansowania

Projekcję zmian mocy osiągalnej (z uwzględnieniem planowanych wycofań i modernizacji zwiększających moc zainstalowaną) w istniejących jednostkach konwencjonalnych biorących udział w mechanizmie centralnego bilansowania przedstawiono w tabeli 1.1. i na rys. 1.3

Tabela 1.1. Projekcja mocy osiągalnej (netto) w istniejących jednostkach konwencjonalnych centralnie dysponowanych na paliwa kopalne [MW]

Lata	2025	2027	2030	2035	2040
Scenariusz nr 1	24 752	22 977	18 821	16 500	7 704
Scenariusz nr 2	24 752	12 581	7 646	7 500	3 579



Rys. 1.3 Moc osiągalna netto istniejących jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych na paliwa kopalne [MW]

W zakresie nowych (tj. nie oddanych do eksploatacji przed 1 stycznia 2025 r.) zdeterminowanych jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych w perspektywie krótkoterminowej przyjęto jednostki konwencjonalne oraz magazyny energii elektrycznej posiadające kontrakty mocowe.

W tabeli 1.2. przedstawiono, w sposób narastający, moce (netto) planowanych do uruchomienia nowych konwencjonalnych jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych i magazynów elektrochemicznych.

Tabela 1.2. Skumulowane moce netto nowych konwencjonalnych jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych oraz moce magazynów elektrochemicznych [MW]

Rodzaj/Lata	2025	2026	2027	2028	2029 - 2040
Nowe konwencjonalne jednostki Wytwórcze centralnie dysponowane	0	563	2 180	2 740	2 897
Magazyny elektrochemiczne	0	0	173	2 113	6 110

1.3.2. Jednostki konwencjonalne niebiorące udziału w mechanizmie centralnego bilansowania

W zakresie jednostek zasilanych gazem, węglem kamiennym lub innymi paliwami nieodnawialnymi, posłużono się wynikami ankietyzacji sektora wytwórczego przeprowadzonej na przełomie lat 2024 i 2025, a wyniki przedstawia tabela 1.3.

Tabela 1.3 Moc osiągalna netto konwencjonalnych jednostek wytwórczych niebędących jednostkami centralnie dysponowanymi przyjęta w analizie wystarczalności zasobów wytwórczych w latach 2025-2040 [MW]

Paliwo/Lata	2025	2030	2035	2040
Gaz	2 184	2 138	2 102	1 946
Węgiel	3 902	2 992	1 488	1 465
Inne nieodnawialne	975	961	937	918
Suma:	7 061	6 091	4 527	4 329

1.3.3. Elektrownie wiatrowe

Wartości mocy osiągalnej elektrowni wiatrowych przyjęte do analizy wystarczalności zasobów wytwórczych przedstawiono w tabeli 1.4.

Tabela 1.4 Projekcja mocy osiągalnej (netto) elektrowni wiatrowych morskich i lądowych w latach 2025-2040 [MW]

Lata	2025	2030	2035	2040
Moc osiągalna elektrowni wiatrowych lądowych	10 786	15 078	23 042	25 816
Moc osiągalna elektrowni wiatrowych morskich	0	6 488	9 446	12 024

1.3.4. Elektrownie fotowoltaiczne

Projekcja zmian mocy osiągalnej elektrowni fotowoltaicznych została przedstawiona w tabeli 1.5.

Tabela 1.5 Projekcja mocy osiągalnej (netto) elektrowni fotowoltaicznych w latach 2025-2040 [MW]

Lata	2025	2030	2035	2040
Moc osiągalna elektrowni fotowoltaicznych	21 291	28 941	36 194	44 615

1.3.5. Źródła na biomasę i biogaz

Projekcja zmian mocy osiągalnej źródeł na biomasę i biogaz została przedstawiona w tabeli 1.6.

Tabela 1.6 Projekcja mocy osiągalnej (netto) źródeł na biomasę i biogaz w latach 2025-2040 [MW]

Lata	2025	2030	2035	2040
Moc osiągalna źródeł na biomasę	951	904	917	812
Moc osiągalna źródeł na biogaz	281	327	365	365

1.3.6. Elektrownie wodne przepływowe

Projekcja zmian mocy osiągalnej elektrowni wodnych przepływowych została przedstawiona w tabeli 1.7.

Tabela 1.7 Projekcja mocy osiągalnej (netto) elektrowni wodnych przepływowych w latach 2025-2040 [MW]

Lata	2025	2030	2035	2040
Moc osiągalna elektrowni wodnych przepływowych	1 008	1 022	1 027	1 027

1.3.7. Elektrownie szczytowo-pompowe

Projekcja zmian mocy osiągalnej elektrowni szczytowo-pompowych (ESP) została przedstawiona w tabeli 1.8.

Tabela 1.8 Projekcja mocy osiągalnej (netto) elektrowni szczytowo-pompowych w latach 2025-2040 [MW]

Lata	2025	2030	2035	2040
Moc osiągalna ESP	1 362	1 362	1 362	1 362

1.3.7.1. Wybrane działania ministra właściwego do spraw energii w zakresie wsparcia rozwoju elektrowni szczytowo-pompowych

Elektrownie szczytowo-pompowe (dalej: ESP) mają szczególne znaczenie dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w sytuacji konieczności szybkiego dostarczenia mocy do KSE. ESP pozwalają na zachowanie ciągłości dostaw energii elektrycznej, co jest kluczowe dla prowadzenia działalności gospodarczej, a także funkcjonowania i bezpieczeństwa pracy KSE.

Mimo szybkiego rozwoju innych technologii magazynowania, ESP-y są w dalszym ciągu najbardziej efektywnym sposobem magazynowania energii elektrycznej na dużą skalę. Obecnie w Polsce działa 6 elektrowni szczytowo-pompowych: Żarnowiec, Porąbka-Żar, Solina-Myczkowce, Dychów, Żydowo i Niedzica.

Co prawda uwarunkowania geograficzne Polski nie są szczególnie sprzyjające, ze względu na przewagę terenów nizinnych, to istnieje pewien potencjał budowy nowych jednostek, a także modernizacji istniejących ESP. W ubiegłych latach istotną barierę w powstawaniu nowych jednostek stanowiło niedostateczne uwzględnianie kwestii rozwoju elektrowni szczytowo-pompowych w obowiązujących przepisach wielu ustaw. Dlatego ustawą z dnia 14 kwietnia 2023 r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie elektrowni szczytowo-pompowych oraz inwestycji towarzyszących dokonano zebrania wszystkich niezbędnych regulacji dotyczących procesu inwestycyjnego w zakresie m.in. zagospodarowania przestrzennego, prawa budowlanego i ochrony przyrody, w jednym akcie prawnym, wprowadzając instytucję decyzji zintegrowanej. Ponadto elektrowniom szczytowo-pompowym nadano status inwestycji celu publicznego.

Według raportu pt. *„Rola elektrowni szczytowo-pompowych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym: uwarunkowania i kierunki rozwoju”* opracowanego przez Zespół działający przy Kancelarii Prezesa Rady Ministrów, w perspektywie do 2030 r. rozważane są inwestycje w rozbudowę istniejących ESP, jak również budowa nowych jednostek. Rozwój ESP został uwzględniony w dokumentach strategicznych. W znowelizowanym Krajowym Planie na rzecz Energii i Klimatu, w ramach modernizacji oraz budowy nowych obiektów przewiduje wzrost mocy magazynowej w elektrowniach szczytowo-pompowych o około 4 GW do 2040 roku. Ruszyły już pierwsze inwestycje. Spółka PGE Inwest 12, utworzona przez PGE S.A. i NFOŚiGW, rozpoczęła budowę elektrowni szczytowo-pompowej „Młoty” (750 MW). Projekt znajduje się w fazie przygotowania inwestycji. Rozważane są też inne potencjalne lokalizacje elektrowni szczytowo-pompowych: Tolkmicko (Spółka z grupy PKN ORLEN S.A., 1040 MW po 2035 r.), Rożnów II (Spółka z Grupy TAURON S.A. - 700 MW po 2035 r.) oraz w 7 innych: Sobel/Sobol – 1000 MW, Niewiastka – 1000 MW, Pilchowice III – 612 MW, Smolniki – 200 MW, Włocławek – 100 MW, Bełchatów – 1000 MW, Chojna – 5.6 MW).

Minister właściwy do spraw energii bierze również udział w projektowaniu wsparcia na rozwój magazynowania energii, w tym ESP, w ramach wykorzystania funduszy Unii Europejskiej. W procesie rewizji Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności, dodano Rozdział REPowerEU, w którym jako jeden z kamieni milowych umieszczono modernizację elektrowni szczytowo-pompowej Porąbka-Żar, z przeznaczeniem na ten cel 35 mln EUR z części pożyczkowej środków z KPO.

Rozwój potencjału ESP jest istotny z punktu widzenia transformacji energetycznej Polski i zapewnienia stabilnych dostaw energii elektrycznej dla odbiorców. ESP mogą pełnić rolę stabilizującą oraz służącą utrzymaniu parametrów jakościowych energii elektrycznej. ESP będą wspierały integrację OZE w KSE oraz ich dalszy rozwój. Na przestrzeni ostatnich lat, oprócz pracy interwencyjnej, elektrownie

szczytowo-pompowe zaczęły świadczyć usługi na rynku bilansującym, zwiększył się także udział pełnionych przez nie usług systemowych, w tym: kompensacji mocy biernej, black start – odbudowy systemu w przypadku blackoutu, ARNE – automatycznej regulacji napięcia elektrowni. Dodatkowo elektrownie szczytowo-pompowe, oprócz swojej głównej roli w magazynowaniu energii, pełnią funkcję przeciwpowodziową.

1.3.8. Energetyka jądrowa

W zakresie energetyki jądrowej nie zaprezentowano efektów budowy źródeł w rozpatrywanym horyzoncie analizy wystarczalności zasobów wytwórczych. Wynika to z przyjętej metody i celu polegającego na odzwierciedleniu i prezentacji skutków sytuacji, gdy nie będą podejmowane dalsze działania dla odbudowy i rozwoju wolumenu mocy wytwórczej w KSE.

Perspektywy rozwoju elektrowni jądrowych zostały opisane w rozdziale 6.

1.4. Wyniki przeprowadzonych analiz wystarczalności

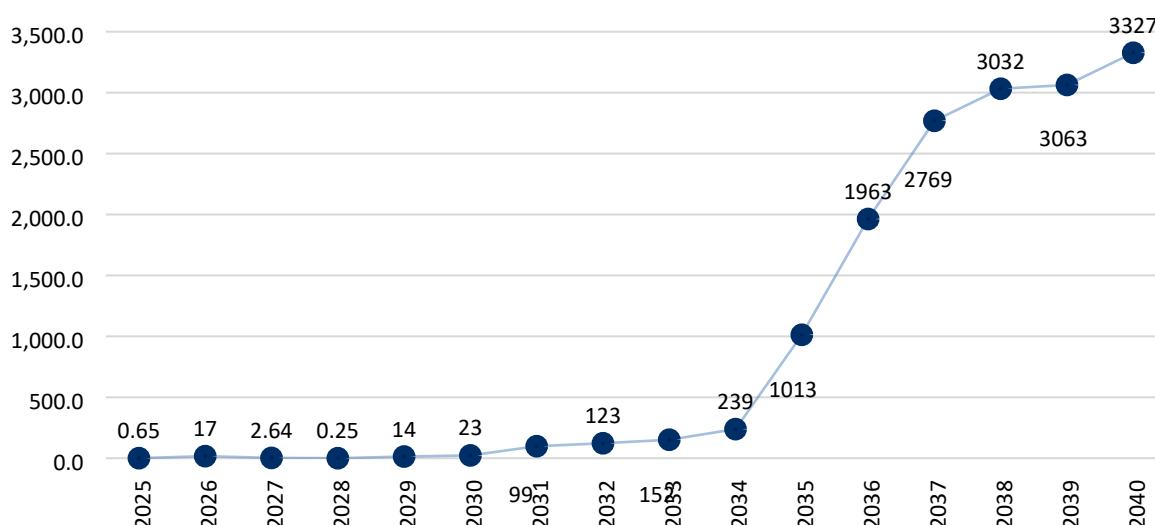
1.4.1. Metoda oceny niezawodności systemu elektroenergetycznego

Ocena niezawodności pracy KSE związana jest z zapewnieniem wystarczającej liczby źródeł wytwórczych pozwalających na pokrycie zapotrzebowania na moc w określonym czasie. W celu określenia niezawodności pracy KSE wyznaczone zostały następujące wskaźniki (opisane uprzednio w rozdz. 1.1):

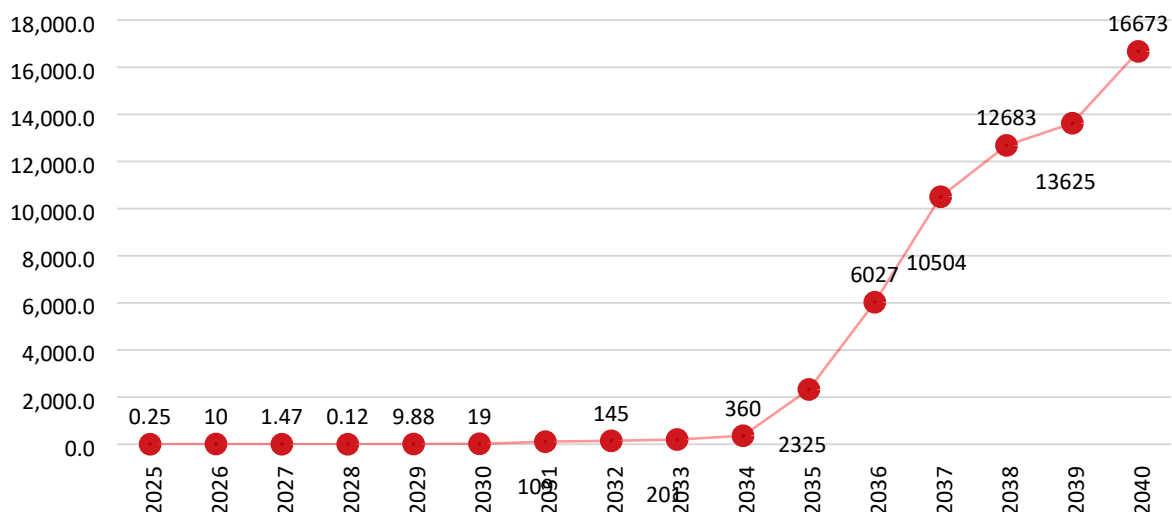
- **LOLE (Loss of Load Expectation)** - oczekiwana sumaryczna liczba godzin w danym okresie (roku), w którym zdolność wytwórcza nie zapewnia pokrycia zapotrzebowania w systemie elektroenergetycznym (LOLE jest równoznaczne z sumarycznym czasem trwania deficytów mocy w danym okresie).
- **EENS (Expected Energy Not Supplied)** - oczekiwana ilość niedostarczonej energii odbiorcom, wynikająca z zapotrzebowania przewyższającego zdolność wytwórczą systemu.

1.4.2. Wyniki analizy wystarczalności – scenariusz nr 1

Dla każdego z analizowanych lat wyznaczono wartości wskaźników LOLE oraz EENS w horyzoncie do 2040 r. Na poniższych wykresach i tabeli przedstawiono wartości wyżej wymienionych wskaźników dla rozpatrywanych scenariuszy pogodowych.



Rys. 1.4 Średnie wartości wskaźnika LOLE [h/rok] w latach 2025-2040



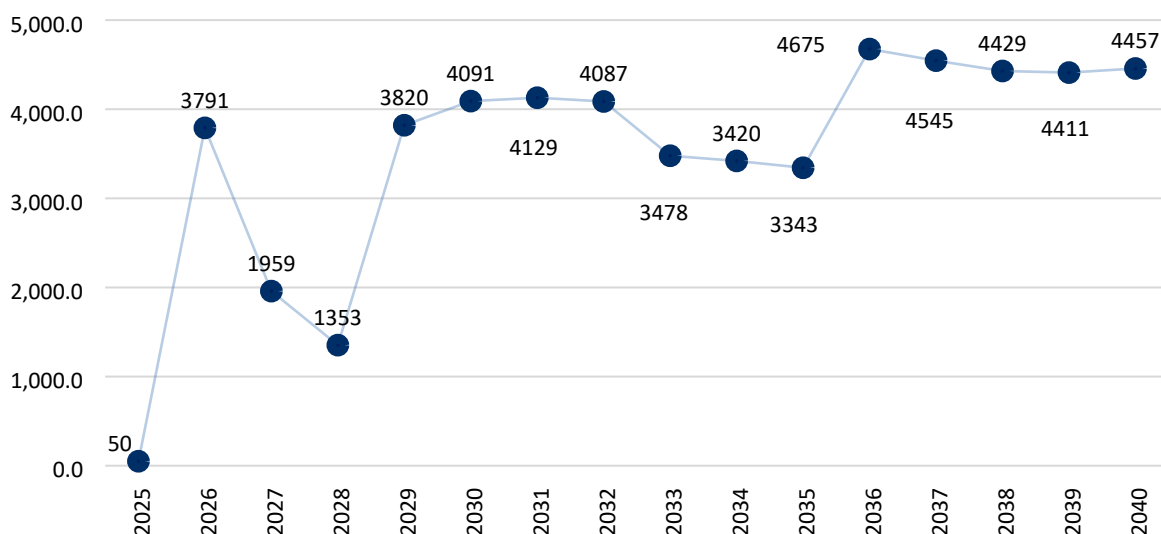
Rys. 1.5 Średnie wartości wskaźnika EENS [GWh/rok] w latach 2025-2040

Tabela 1.9 Wartości minimalne, średnie i maksymalne wskaźników LOLE oraz EENS w latach 2025-2040

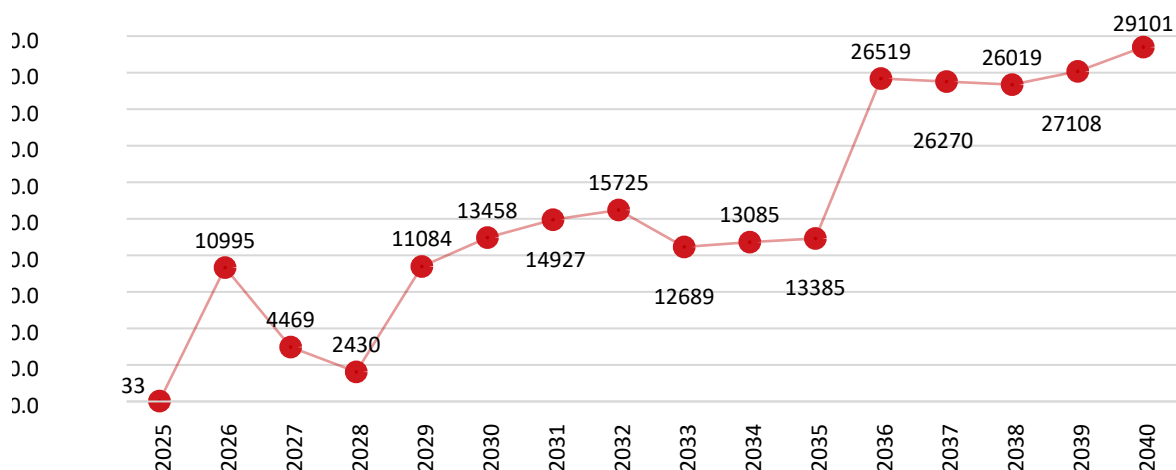
Wartości wskaźników LOLE i EENS																
Rok	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
LOLE [h]																
Minimum ze scenariuszy pogodowych	0,00	3,39	0,00	0,00	0,18	0,53	9,34	12	21	46	516	1178	1842	2129	2164	2478
Średnia ze scenariuszy pogodowych	0,65	17	2,64	0,25	14	23	99	123	152	239	1013	1963	2769	3032	3063	3327
Maksimum ze scenariuszy pogodowych	1,78	50	9,87	2,99	55	78	227	245	313	437	1549	2571	3404	3657	3669	3966
EENS [GWh]																
Minimum ze scenariuszy pogodowych	0,00	1,38	0,00	0,00	0,00	0,22	5,48	7,84	16	41	792	3022	5954	7522	7995	10293
Średnia ze scenariuszy pogodowych	0,25	10	1,47	0,12	9,88	19	109	145	201	360	2325	6027	10504	12683	13625	16673
Maksimum ze scenariuszy pogodowych	0,76	36	5,76	1,68	60	94	298	387	497	797	3642	8413	14101	16826	17904	21509

1.4.3. Wyniki analizy wystarczalności – scenariusz nr 2

Dla każdego z analizowanych lat wyznaczono wartości wskaźników LOLE oraz EENS w horyzoncie do 2040 r. Na poniższych wykresach i tabeli przedstawiono wartości wyżej wymienionych wskaźników dla rozpatrywanych scenariuszy pogodowych.



Rys. 1.6 Średnie wartości wskaźnika LOLE [h/rok] w latach 2025-2040



Rys. 1.7 Średnie wartości wskaźnika EENS [GWh/rok] w latach 2025-2040

Tabela 1.10 Wartości minimalne, średnie i maksymalne wskaźników LOLE oraz EENS w latach 2025-2040

Wartości wskaźników LOLE i EENS																
Rok	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
LOLE [h]																
Minimum ze scenariuszy pogodowych	25	3017	1418	833	2948	3276	3282	3254	2571	2504	2433	3861	3758	3655	3615	3659
Średnia ze scenariuszy pogodowych	50	3791	1959	1353	3820	4091	4129	4087	3478	3420	3343	4675	4545	4429	4411	4457
Maksimum ze scenariuszy pogodowych	108	4351	2430	1824	4629	4855	4890	4841	4177	4120	4011	5486	5348	5235	5211	5239
EENS [GWh]																
Minimum ze scenariuszy pogodowych	14	8366	2971	1319	6915	8720	9613	10217	7637	7884	7994	18334	18026	17807	18497	20068
Średnia ze scenariuszy pogodowych	33	10995	4469	2430	11084	13458	14927	15725	12689	13085	13385	26519	26270	26019	27108	29101
Maksimum ze scenariuszy pogodowych	77	13084	5787	3575	14571	17215	19122	20223	16595	17202	17551	32761	32505	32257	33564	35761

1.4.4. Wyniki analizy wystarczalności – wymagana dodatkowa moc dyspozycyjna

Dla uzyskanych wyników oszacowano wymaganą dodatkową moc dyspozycyjną celem spełnienia wskaźników wystarczalności zasobów wytwórczych. Jako standard bezpieczeństwa przyjęto spełnienie warunku utrzymania średniej wartości wskaźnika LOLE ze scenariuszy pogodowych na poziomie nie większym niż 3 godziny w roku.

Tabela 1.11 Wymagana dodatkowa moc dyspozycyjna netto w KSE w latach 2025-2040 [MW]

Scenariusz	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Nr 1	0	1000	0	0	1200	1800	3600	3800	4600	5600	9200	12000	14200	14800	16000	17600
Nr 2	1800	10000	8600	7200	10800	12000	13000	13400	13400	13800	14600	18000	18400	18600	19600	20800

Należy mieć na uwadze, że wymagana dodatkowa moc dyspozycyjna może być wyższa ze względu na następujące uwarunkowania:

- wzrost tempa transformacji energetycznej, szybszy niż założono wzrost zapotrzebowania na energię i moc oraz plany realizacji wielkich inwestycji przemysłowych na obszarach specjalnych stref ekonomicznych,
- wystąpienie skrajnie niekorzystnych warunków pogodowych w przyszłych latach,
- niepewność co do terminowego oddawania do eksploatacji źródeł konwencjonalnych, które będą jednostkami centralnie dysponowanymi,

- niepewność co do zakładanego tempa rozwoju odnawialnych źródeł energii, w szczególności morskich elektrowni wiatrowych, charakteryzujących się wysokim współczynnikiem wykorzystania mocy zainstalowanej,
- niepewność co do terminów trwałych odstawień istniejących jednostek wytwórczych.

Z tego powodu dla zapewnienia w przyszłości standardu bezpieczeństwa konieczne jest podejmowanie działań prowadzących do zwiększenia dostępnych mocy dyspozycyjnych. Źródłem takiej mocy mogą być w szczególności:

- nowe konwencjonalne źródła wytwórcze, które aktualnie znajdują się na różnych etapach przygotowawczych i nie są uwzględnione w niniejszej analizie,
- przedłużanie eksploatacji istniejących konwencjonalnych jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych,
- budowa nowych mocy źródeł kogeneracyjnych w miejsce likwidowanych jednostek węglowych,
- nowe magazyny energii, w tym nowe elektrownie szczytowo-pompowe, a także towarzyszący im dalszy rozwój OZE,
- nowe elektrownie biomasowe i biogazowe,
- elektrownie jądrowe, w tym również małe reaktory jądrowe (SMR),
- technologie wodorowe i paliw alternatywnych typu Power to Power (P2P), prawdopodobnie w latach 30-tych, po osiągnięciu przez nie wystarczającej komercjalizacji,
- ewentualny import energii (w tym – w trybie pomocy międzyoperatorskiej) oraz formy ograniczania popytu, np. usługi typu DSR, w odpowiedzi na występowanie warunków skrajnych i zdarzeń ekstremalnych.

2. Bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznej w latach 2023-2024

2.1. Bezpieczeństwo pracy sieci

Zarejestrowane zdarzenia awaryjne

W latach 2023 - 2024 warunki pracy KSE były zbliżone do warunków występujących w latach ubiegłych, choć okresy letnie determinowane były wysokim wzrostem generacji fotowoltaicznej. Mimo stosunkowo łagodnych warunków pogodowych omawiany okres charakteryzował się wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną. Rekordowe zapotrzebowanie na moc elektryczną brutto w przekroju okresów zimowych wystąpiło w dniu 9 stycznia 2024 r. i wyniosło 28 660 MW (o ponad 1000 MW większe od poprzedniej wartości maksymalnej – odnotowanej 12 lutego 2021 r.). W przekroju okresów letnich najwyższe zapotrzebowanie wystąpiło w dniu 11 lipca 2024 r. i wyniosło 24 261 MW. Tak duże obciążenia nie wywoływały zakłóceń pracy KSE. Dodatkowo w okresach obniżonego zapotrzebowania w dniach świątecznych nasiliły się problemy z kompensacją mocy biernej i wysokimi poziomami napięć. Jako działania zaradcze, oprócz wyłączeń nisko obciążonych linii 220 i 400 kV, dodatkowo, w szerszym zakresie niż zwykle, OSP wspólnie z OSD podejmował działania operacyjne mające na celu maksymalne wykorzystanie zasobów mocy biernej źródeł przyłączonych do sieci 110 kV i SN (jak odłączenie baterii kondensatorów czy zmiana nastaw układów regulacji napięć farm wiatrowych oraz farm fotowoltaicznych).

Z uwagi na niższą dopuszczalną obciążalność linii 110 kV w wyższych temperaturach otoczenia, trudne warunki pracy sieci 110 kV występowały na obszarach działania niektórych OSD. W odniesieniu do wcześniejszych lat dzięki przeprowadzonym modernizacjom i wzroście generacji fotowoltaicznej, warunki pracy sieci 110 kV w okresach letnich uległy pewnej poprawie. Niezależnie od tego, w okresach występowania temperatur otoczenia powyżej 25°C w celu likwidacji przeciążeń linii 110 kV, wprowadzono układy specjalne pracy sieci 110 kV, niekiedy wydzielające ciągi promieniowe czy układy sieci zasilane jednostronnie.

Awarie, które wystąpiły w omawianym okresie miały w większości charakter lokalny i były możliwe do likwidacji środkami będącymi w dyspozycji OSP. Awarie o charakterze obszarowym głównie związane były z trudnymi warunkami pogodowymi.

- W dniu 30 czerwca 2024 r. z powodu silnych wiatrów uszkodzeniu uległa linia 400 kV Dobrzeń – Trębaczew (złamane dwa słupy). Linia została załączona po odbudowie 15 lipca.
- W dniach 12-13 lipca 2024 r. przechodzący front burzowy spowodował awaryjne wyłączenie:
 - 20 linii 110 kV,
 - 1 autotransformatora 220/110kV.
- W dniu 16 lipca 2024 r. z powodu silnych wiatrów uszkodzeniu uległa linia 400 kV Dobrzeń – Pasikurovice t.1. Linię po wymianie słupów 355 i 356 załączono do ruchu 9 sierpnia.
- W dniach 13-16 września 2024 r. z powodu ulewnych deszczów i przechodzącej fali powodziowej awaryjnie wyłączono:
 - 1 linię 220 kV (Joachimów Łagisza),
 - 12 linii 110 kV,
 - 1 stację 110/SN (Prudnik),
 - łącznie maksymalne ograniczenia w sieci dystrybucyjnej wynosiły 23,8 MW.

W dniu 09 listopada 2023 r. w okresie znacznych przepływów mocy z północy na południe KSE (spowodowanych wysoką generacją wiatrową i importem mocy na połączeniach HVDC) przy planowym wyłączeniu linii 400 kV Połaniec – Ostrowiec na skutek złego stanu technicznego sieci 110 kV doszło do przepalenia przewodów roboczych kilku linii 110 kV już przy obciążeniu na poziomie 50-60% oficjalnie deklarowanej dopuszczalnej obciążalności. W wyniku tych zdarzeń Huta Ostrowiec, mając zasilanie tylko z linii 400 kV Kozienice – Połaniec, ograniczyła pobór mocy od godz. 23:50 w dniu 9 listopada 2023 r. do 19:20 w dniu 10 listopada 2023 r.

W rozpatrywanym okresie wielokrotnie polecano redukcję generacji mocy czynnej źródeł odnawialnych pracujących w KSE ze względu na trudne warunki bilansowe, tj. znaczny nadmiar mocy wytwarzanej w stosunku do zapotrzebowania w systemie (poza limitami rezerwy ujemnej), skutkujący koniecznością przywrócenia zdolności regulacyjnych. Szczególnie krytyczna sytuacja wystąpiła w dniu 23 kwietnia 2023 r. Wówczas w warunkach wysokiej generacji źródeł OZE i jednoczesnym niskim zapotrzebowaniu na energię elektryczną, OSP ze względu na uwarunkowania bilansowe ogłosił zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w godz. 11-17. W celu zrównoważenia podaży i popytu na energię elektryczną została zaniżona produkcja energii elektrycznej w elektrowniach. Następnie w ramach współpracy międzyoperatorskiej uzgodniono awaryjny eksport energii do sąsiednich systemów w wielkości sięgającej 1,7 GW. Jako ostateczne działanie polecono redukcję generacji źródeł fotowoltaicznych przyłączonych do sieci przesyłowej, 110 kV i średniego napięcia w wysokości około 2,2 GW.

W dniu 24 września 2024 r. po wprowadzeniu polecenia redukcji generacji PV na obszarze Enea Operator odnotowano przeciążenia linii 110 kV na obszarze ENERGA Operator Oddział w Kaliszu. W celu odciążenia linii służby ruchowe ODM Poznań (w uzgodnieniu ze służbami OSD) poleciły wprowadzenie podziałów na terenie ENERGA Operator Oddział w Kaliszu, Enea Operator Oddział w Poznaniu i TAURON Dystrybucja Oddział we Wrocławiu. Dodatkowo wymagane było zaangażowanie ODM Bydgoszcz w likwidację powstałych przeciążeń

Stosowane działania zapobiegawcze

Zagrożenie powstania rozległej awarii, powiązanej z pozbawieniem zasilania odbiorców na znacznym obszarze kraju pojawić się może w ekstremalnie trudnych warunkach pracy KSE. Ryzyko takiego stanu może zaistnieć zwykle, gdy w okresie skrajnie dużego zapotrzebowania na moc wystąpią znaczne anomalie pogodowe, przy których dojdzie do jednoczesnego wyłączenia dużej liczby elementów sieci oraz jednostek wytwórczych. Innym zagrożeniem jest negatywny wpływ systemów elektroenergetycznych krajów sąsiednich związany z ryzykiem wyłączeń kaskadowych w sieci przesyłowej, czy zakłóceniem częstotliwościowym. Zagrożenia te dotyczą zarówno okresów zimowych jak i letnich.

W stanach normalnych pracy KSE, stosując dostępne środki takie jak:

- odpowiednie planowanie prac remontowych i inwestycyjnych w sieci,
- zmiany układów pracy wybranych fragmentów sieci,
- zmiany grafików generacji wybranych jednostek wytwórczych,
- zmiany salda wymiany międzynarodowej,

OSP był w stanie zapewnić odpowiedni poziom niezawodności i bezpieczeństwa pracy sieci. W niektórych przypadkach odbywało się to jednak kosztem przesunięcia w czasie części prac remontowych oraz zmiany harmonogramów prac inwestycyjnych.

Lata 2023 - 2024 były kolejnym okresem intensywnej rozbudowy systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Spośród ważnych inwestycji należy wymienić:

- modernizację stacji Rzeszów mającą na celu przełączenie linii Rzeszów – Chmielnicka (Ukraina) do pracy na napięciu roboczym 400 kV. W tym celu zlikwidowano rozdzielnię 750 kV, dławiki D1 i D2 przełączono na rozdzielnię 400 kV. Przesył na linii 400 kV Rzeszów – Chmielnicka uruchomiono w dniu 01.05.2023 r.,
- zakończenie rozbudowy siatki uziemiającej w stacji Rogowiec, skutkujące przywróceniem układu pracy rozdzielni 400 kV na jeden węzeł elektryczny,
- zakończenie prac związanych z przebudową linii 400 kV Kozienice – Miłosna do relacji dwutorowej. W pracy pozostaje jeden tor linii (uruchomienie drugiego toru planowane jest w 2027 r.),
- uruchomienie nowej rozdzielni 400 kV Chełm wraz z AT-3 400/220 kV 500 MVA i linią 400 kV Lublin – Chełm,
- uruchomienie drugiego toru linii 400 kV Kromolice – Ostrów,
- uruchomienie nowej linii 400 kV Ostrołęka – Stanisławów,

- uruchomienie nowej dwutorowej linii 400 kV Krajnik – Plewiska. Dotychczasowa linia 400 kV Plewiska – Krajnik została czasowo odstawiona, a jej fragment jest wykorzystany w nowej relacji Krajnik – Plewiska tor 1,
- uruchomienie AT-3 220/110 kV w SE Żukowice o mocy 275 MVA,
- uruchomienie regulacji kątową AT-3 400/220 kV w stacji Wielopole,
- uruchomienie nowej rozdzielni 220 kV Wyszaków wraz z AT-1 220/110 kV 275 MVA - rozdzielnia wpięta została w linię 220 kV Miłosna – Ostrołęka, powstały nowe relacje 220 kV Miłosna – Wyszaków – Ostrołęka,
- modernizację linii 220 kV Rogowiec – Pabianice do parametrów obciążalności przewodu 525 AFL-8 +80°C. Linia po modernizacji nie podlega monitorowaniu,
- modernizację linii 220 kV Zgierz – Adamów do parametrów obciążalności przewodu AAAC ALC 403/60°C.

Po wymianie aparatury w torach prądowych zwiększono możliwości przesyłowe:

- linii 400 kV Krajnik – Vierraden (Niemcy),
- linii 220 kV Kozienice – Rożki tor 1 i 2,
- linii 220 kV Włocławek – Toruń Elana,
- linii 400 kV Gdańsk Błonia – Gdańsk,
- linii 400 kV Gdańsk Błonia – Gdańsk Przyjaźń,
- linii 400kV Dunowo – Słupsk,
- linii 400kV Słupsk – Żydowo Kierzkowo tor 1 i 2,
- linii 220kV Krajnik – Gorzów (w wyniku regulacji zwisów przewodów).

Mimo rozbudowy sieci w rejonie aglomeracji warszawskiej i licznych punktów transformacji (stacje Miłosna, Mościska, Mory, Praga, Piaseczno, Warszawa Towarowa i Ołtarzew) nadal występowały problemy w jej zasilaniu. W okresach wysokiego zapotrzebowania i niższej generacji Elektrociepłowni Siekierki w stanach awaryjnych nadal mogą występować przypadki niedopuszczalnych przekroczeń prądowych na ciągach wyprowadzających moc z rozdzielni 110 kV Praga, Mory i Miłosna oraz na linii 220 kV Mory – Warszawa Towarowa. Wzrost zapotrzebowania na moc aglomeracji warszawskiej wskazuje na potrzebę dalszej rozbudowy sieci NN na terenie miasta i w jego okolicach. Należy mieć na uwadze, że dalsza rozbudowa sieci przesyłowej i 110 kV na obszarze aglomeracji warszawskiej prowadzi do wzrostu prądów zwarciovych. Aby uniknąć przekroczenia ich dopuszczalnych wartości, oprócz dostosowania (w miarę możliwości) aparatury łączeniowej, konieczna będzie głęboka rekonfiguracja sieci 110 kV. Już w okresach zimowych 2023 - 2024 konieczne było wprowadzenie w rozdzielni 110 kV Elektrociepłowni Siekierki układu pracy na 3 węzły elektryczne wraz z odpowiednimi podziałami w sąsiednich stacjach.

W stanach wysokiej generacji farm wiatrowych, w związku z koniecznością obniżenia generacji w jednostkach ciepłych, obszar sieci ODM Katowice z obszaru o nadwyżce generacji staje się obszarem importującym moc. Stan ten powoduje, że dociągają się linie ze stacji Rogowiec w kierunku południowej części KSE. W celu ograniczenia potencjalnych dużych przeciążeń w stanach N-1 prewencyjnie wprowadza się układy specjalne. Działania te czasami mogą okazać się niewystarczające i ostatecznie konieczna może być zmiana rozkładu generacji (zmniejszenie generacji Elektrowni Bełchatów i zwiększenie w południowej części KSE).

W okresach obniżonego zapotrzebowania na moc w KSE, szczególnie w okresach świątecznych, problemem ruchowym lokalnie niekorzystnie wpływającym na bezpieczeństwo pracy KSE jest nadmierny wzrost napięć w sieci przesyłowej oraz sieci 110 kV spowodowany generacją mocy biernej przez odciążone linie przesyłowe. Z tego powodu po wyczerpaniu wszystkich podstawowych środków operatywnego obniżenia napięć, takich jak:

- odłączenie baterii kondensatorów podłączonych do sieci średniego napięcia,
- załączenie dostępnych dławików kompensacyjnych w sieci NN i WN,
- zmniejszenie generacji (lub zwiększenie poboru) mocy biernej przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane oraz jednostki koordynowane,
- zmiana przekładni transformatorów sprzęgających 400/110 oraz 220/110 kV,
- zmiana nastaw układów regulacji napięć farm wiatrowych oraz farm fotowoltaicznych,

konieczne staje się wyłączanie słabo obciążonych linii w tym linii 400 kV. W sieci przesyłowej najczęściej z tego powodu wyłączane są linie 400 kV:

- Elk Bis – Alytus (Litwa) (jeden tor),
- Gdańsk Przyjaźń – Pelplin (jeden tor),
- Grudziądz – Pelpin (jeden tor),
- Słupsk – Żydowo Kierzkowo (jeden tor),
- Łomża Systemowa – Elk Bis (jeden tor),
- Łomża Systemowa – Ostrołęka (jeden tor),
- Kromolice – Jasiniec,
- Miłosna – Stanisławów (jeden tor),
- Stanisławów – Siedlce Ujrzanów,
- Miłosna – Ołtarzew,
- Ostrołęka – Stanisławów,
- Płock – Ołtarzew,
- Rogowiec – Płock,
- Rogowiec – Ostrów,
- Trębaczew – Ostrów,
- Kozienice – Lublin Systemowa,
- Lublin Systemowa – Chełm,
- Kozienice – Stanisławów,
- Kozienice – Siedlce Ujrzanów,
- Połaniec – Kielce,
- Rzeszów – Skawina,
- Tarnów – Rzeszów,
- Czarna – Polkowice (jeden tor),
- Dobrzeń – Pasikowice (jeden tor),
- Kromolice – Ostrów (jeden tor),
- Kromolice – Plewiska (jeden tor),
- Krajnik – Plewiska (jeden tor),
- Gdańsk Błonia – Grudziądz,
- Grudziądz – Jasiniec.

Dla rozwiązania tego problemu OSP podjął działania zmierzające do instalacji w sieci przesyłowej dodatkowych dławików kompensacyjnych.

Ponadto należy mieć na uwadze, że większość polskich linii 220 kV i 400 kV została zaprojektowana zgodnie z praktyką stosowaną do drugiej połowy lat 90-tych, która nie uwzględniała nagrzewania się przewodów fazowych przez prąd i w związku z tym odległości przewodów fazowych od ziemi i obiektów krzyżowanych wymiarowano dla temperatury pracy $+40^{\circ}\text{C}$. Uzasadnieniem takiej praktyki (stosowanej nie tylko w Polsce, ale i w wielu krajach europejskich) był fakt, że przepływy mocy przyjmowane do projektowania linii były dużo niższe niż obecnie i ich wpływ na temperaturę przewodów był niewielki. Powszechnie stosowano przewody stalowo-aluminiowe, których dopuszczalna temperatura pracy długotrwałej wynosi $+80^{\circ}\text{C}$, ale z powodu stosowanej praktyki wymiarowania odległości doziemnych przewodów linii, dopuszczalna temperatura pracy przewodów było ograniczona do $+40^{\circ}\text{C}$. Praktyka ta przyniosła wymierne korzyści w postaci oszczędności w kosztach budowy linii (niższe słupy i związane z tym oszczędności stali i robocizny), ale jej skutki w postaci niedostatecznej zdolności przesyłowej linii są odczuwane obecnie. Obciążalność linii przy temperaturze przewodów $+40^{\circ}\text{C}$ jest bowiem o około połowę niższa niż obciążalność przy temperaturze przewodów $+80^{\circ}\text{C}$. Najtrudniejsza sytuacja występuje w lecie, w warunkach wysokich temperatur otoczenia. PSE S.A. wykonują corocznie prace modernizacyjne, mające na celu zwiększenie

dopuszczalnej obciążalności linii. Prace te polegają głównie na podwyższaniu lub wymianie wybranych słupów, regulacji zwisów i wymianie przewodów fazowych na nowe lub innego typu.

2.2. Zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w latach 2023–2024

W latach 2023-2024 nie wystąpiły ograniczenia w poborze mocy ani wyłączenia odbiorców spowodowane niedoborem mocy w KSE.

Podstawowe wskaźniki techniczne z zakresu bezpieczeństwa dostaw dla 2023 r.:

- Suma mocy osiągalnej brutto jednostek wytwórczych w KSE wyniosła 66 311 MW (stan na dzień 31 grudnia 2023 r.) i wzrosła o 6 734 MW w stosunku do analogicznego dnia w 2022 r.
- Moc osiągalna brutto JWCD w 2023 r. zwiększyła się o 1 363 MW w porównaniu z 2022 r., co wynikało głównie z uwzględnienia w źródłach gazowych mocy projektowej dwóch jednostek wytwórczych o łącznej mocy 1 366 MW w elektrowni Gryfino.
- Moc osiągalna brutto nJWCD w 2023 r. zwiększyła się o 5 371 MW w porównaniu z 2022 r., co wynikało głównie z przekazywania do eksploatacji źródeł fotowoltaicznych oraz farm wiatrowych o łącznej mocy 5 173 MW.
- Średnie roczne krajowe zapotrzebowanie brutto na moc w dniach roboczych w 2023 r. zmalało w stosunku do 2022 r., przy czym w szczycie wieczornym odnotowano spadek o 2,9%, natomiast w szczycie rannym o 2,4%.

Moc dyspozycyjna brutto w 2023 r. w elektrowniach krajowych w dniach roboczych była wyższa w stosunku do 2022 r. o 5,8% w szczycie wieczornym, natomiast o 10,5% w szczycie rannym.

Podstawowe wskaźniki techniczne z zakresu bezpieczeństwa dostaw dla 2024 r.:

- Suma mocy osiągalnej brutto jednostek wytwórczych w KSE wyniosła 71 498 MW (stan na dzień 31 grudnia 2024 r.) i wzrosła o 5 187 MW w stosunku do analogicznego dnia w 2023 r.
- Moc osiągalna brutto JWCD w 2024 r. zmniejszyła się o 675 MW w porównaniu z 2023 r., co wynikało głównie z:
 - wycofania z eksploatacji jednej jednostki wytwórczej o mocy 225 MW w elektrowni Połaniec,
 - wycofania z eksploatacji dwóch jednostek wytwórczych o łącznej mocy 450 MW w elektrowni Rybnik.
- Moc osiągalna brutto nJWCD w 2024 r. zwiększyła się o 5 862 MW w porównaniu z 2023 r., co wynikało głównie z przekazywania do eksploatacji źródeł fotowoltaicznych oraz farm wiatrowych o łącznej mocy 5 272 MW.
- Średnie roczne krajowe zapotrzebowanie brutto na moc w dniach roboczych w 2024 r. wzrosło w stosunku do 2023 r., przy czym w szczycie wieczornym odnotowano wzrost o 1,0%, natomiast w szczycie rannym o 0,3%.

Moc dyspozycyjna brutto w 2024 r. w elektrowniach krajowych w dniach roboczych była wyższa w stosunku do 2023 r. o 6,8% w szczycie wieczornym oraz o 7,2% w szczycie rannym.

Planowanie Koordynacyjne

W celu zapewnienia zdolności wytwórczych niezbędnych do pokrycia zapotrzebowania OSP realizuje planowanie koordynacyjne w KSE poprzez opracowywanie i udostępnianie planu koordynacyjnego dostępnych zasobów KSE, oraz planów koordynacyjnych wykorzystania zasobów KSE. Plan koordynacyjny dostępnych zasobów KSE jest opracowywany i udostępniany przez OSP dla 5-cio letniego horyzontu planowania, z uwzględnieniem danych planistycznych przekazywanych przez podmioty. Uczestnicy rynku energii sami, na podstawie bilansu mocy, wskazują optymalne dla nich okresy remontów urządzeń. OSP opracowuje następujące rodzaje planów koordynacyjnych

wykorzystania zasobów KSE: plan koordynacyjny dobowy (PKD) i bieżący plan koordynacyjny dobowy (BPKD). Plany koordynacyjne PKD i BPKD są planami realizacyjnymi, bazującymi na ofertach handlowych. W planach tych optymalizacji podlega dobór jednostek do pracy, ich Bieżące Punkty Pracy (BPP) i stany regulacji z wykorzystaniem mechanizmów rynkowych. Od 14 czerwca 2024 r., OSP wykonując Zintegrowany Proces Grafikowania, prowadzi jednocześnie dobór, rozdział obciążeń i nabywanie mocy bilansujących od Jednostek Grafikowych, minimalizując odchylenia od Programów Pracy dostarczonych przez Dostawców Usług Bilansujących.

3. Źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną oraz możliwości dysponowania tymi źródłami

3.1. Krajowi wytwórcy energii elektrycznej

Operator systemu przesyłowego, wypełniając przepisy ustawy – Prawo energetyczne, podejmuje działania, które mają na celu zapewnienie bezpieczeństwa pracy KSE. Przepisy nakładają na OSP obowiązek dysponowania mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci przesyłowej oraz jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV. OSP zobowiązany jest do bilansowania wytwarzania i zużycia energii elektrycznej oraz do uwzględniania w planowaniu pracy jednostek wytwórczych ograniczeń systemowych. Przy bilansowaniu wytwarzania i zużycia energii elektrycznej, brane jest pod uwagę zapotrzebowanie na energię elektryczną, ograniczenia sieciowe oraz parametry techniczne jednostek wytwórczych i ich możliwości regulacyjne. Ze względu na prowadzenie ruchu, jednostki wytwórcze dzielą się na: jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD) będące w dyspozycji OSP i jednostki wytwórcze niebędące JWCD (nJWCD).

W tabelach 3.1. i 3.2. przedstawiono strukturę mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach krajowych na koniec 2022, 2023 i 2024 r.

Tabela 3.1 Struktura mocy zainstalowanej w KSE [MW].

Wyszczególnienie	31.12.2022 r.	31.12.2023 r.	31.12.2024 r.
Ogółem, w tym:	60 446	67 770	72 188
Elektrownie zawodowe	38 867	40 552	40 365
Elektrownie zawodowe wodne	2 421	2 426	2 430
Elektrownie zawodowe ciepłne, w tym:	36 446	38 126	37 935
na węgla kamiennym	24 897	25 111	23 711
na węgla brunatnym	8 262	8 284	8 249
gazowe	3 288	4 732	5 976
Elektrownie wiatrowe i inne odnawialne	21 578	27 217	31 823
JWCD	27 129	29 524	28 861
nJWCD	33 317	38 246	43 327

Źródło: PSE S.A.

Tabela 3.2 Struktura mocy osiągalnej w KSE [MW].

Wyszczególnienie	31.12.2022 r.	31.12.2023 r.	31.12.2024 r.
Ogółem, w tym:	59 578	66 311	71 498
Elektrownie zawodowe:	38 787	40 348	40 262
Elektrownie zawodowe wodne	2 501	2 505	2 520
Elektrownie zawodowe ciepłne, w tym:	36 286	37 843	37 742
na węgla kamiennym	24 703	24 911	23 643
na węgla brunatnym	8 327	8 314	8 249
gazowe	3 256	4 617	5 851
Elektrownie wiatrowe i inne odnawialne	20 791	25 963	31 236
JWCD	28 176	29 539	28 864
nJWCD	31 402	36 772	42 634

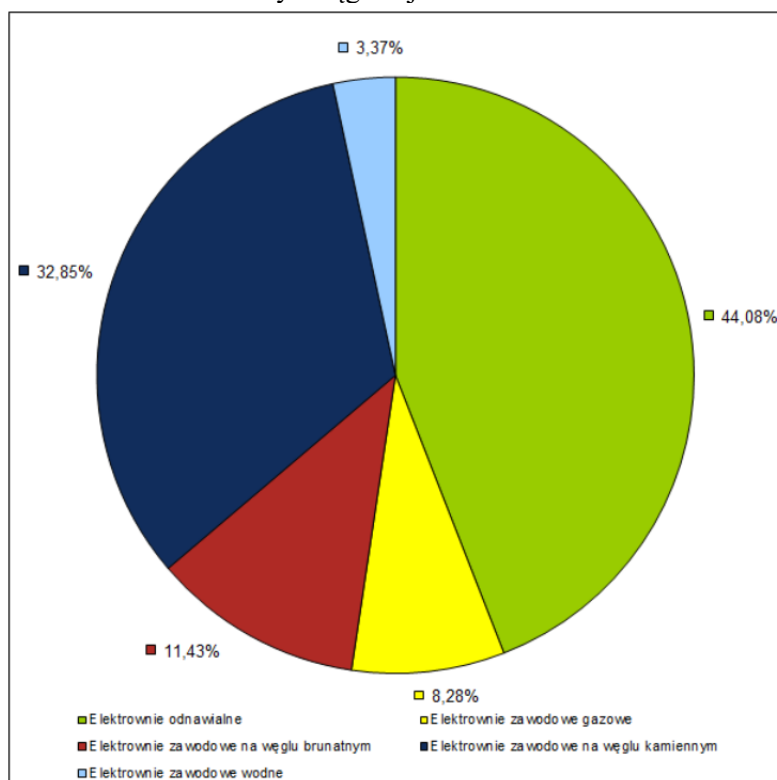
Źródło: PSE S.A.

Suma mocy osiągalnej elektrowni krajowych na dzień 31 grudnia 2024 r. wyniosła 71 498 MW i wzrosła o 5 187 MW w stosunku do stanu dla analogicznego dnia roku 2023 r. i o 11 920 MW względem końca 2022 r.

Łącznie suma mocy osiągalnej elektrowni zawodowych ciepłych na koniec 2024 r. stanowiła 52,8% ogółu mocy osiągalnej w KSE, przy czym udział elektrowni zawodowych na węgla kamiennym stanowił 33,1%, udział elektrowni zawodowych na węgla brunatnym 11,5%, a udział elektrowni gazowych 8,2%.

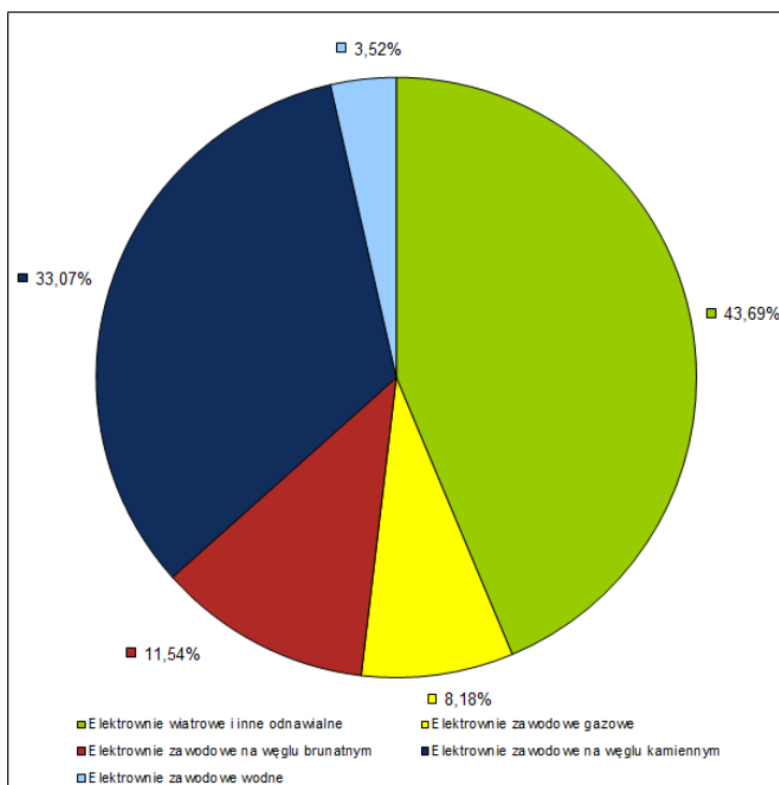
Moc osiągalna JWCD w 2024 r. zmniejszyła się o 675 MW w porównaniu z 2023 r., ale zwiększyła się o 668 MW względem 2022 r. Udział JWCD w mocy osiągalnej KSE w 2024 r. stanowił około 40,4%.

Moc osiągalna nJWCD w 2024 r. zwiększyła się o 5 862 MW w porównaniu z 2023 r. i o 11 232 MW względem 2022 r. Udział nJWCD w mocy osiągalnej KSE w 2024 r. stanowił około 59,6.



Źródło: PSE S.A.

Rys. 3.1 Struktura procentowa mocy zainstalowanej w KSE stan na 31.12.2024 r.



Źródło: PSE S.A.

Rys. 3.2 Struktura procentowa mocy osiągalnej w KSE stan na 31.12.2024 r.

Tabela 3.3 przedstawia wielkości roczne i strukturę produkcji energii elektrycznej oraz wielkości wymiany międzysystemowej i krajowego zużycia energii elektrycznej w 2024 r. na tle lat 2023 i 2022. Produkcja energii elektrycznej w elektrowniach krajowych w 2023 r. zmniejszyła się w porównaniu z 2022 r. o około 11,5 TWh. W 2024 r. względem 2023 r. nastąpił wzrost na poziomie około 3,4 TWh. Należy przy tym zaznaczyć, że w 2022 r. miał miejsce wymiana zagraniczna energii w kierunku eksportu, a w kolejnych latach sytuacja ta uległa zmianie. W 2023 r., Polska stała się eksporterem netto energii elektrycznej (3 889 GWh), ale w 2024 r. poziom eksportu spadł prawie o połowę do 1966 GWh.

Ponadto w 2024 r. w porównaniu z 2023 r., nastąpił wzrost produkcji energii elektrycznej: z gazu o około 22,8%, z OZE o około 20% i na węglu brunatnym o około 3,7%. W przypadku pozostałych źródeł wytwórczych odnotowano spadek produkcji energii elektrycznej.

Tabela 3.3 Struktura produkcji energii elektrycznej w elektrowniach krajowych, wielkości wymiany energii elektrycznej z zagranicą i krajowe zużycie energii elektrycznej w latach 2022-2024 [GWh].

Wyszczególnienie		2022	2023	Dynamika	2024	Dynamika
		[GWh]	[GWh]	[%]	[GWh]	[%]
1.	Produkcja energii elektrycznej ogółem	175 157	163 629	-6,58	166 990	2,05
1.1.	Elektrownie zawodowe, w tym:	147 555	128 420	-12,97	124 781	-2,83
1.1.1.	elektrownie zawodowe wodne	2 815	3 592	27,62	3 057	-14,89
1.1.2.	elektrownie zawodowe ciepłe, w tym:	144 740	124 828	-13,76	121 724	-2,49
1.1.2.1.	na węglu kamiennym	87 761	76 607	-12,71	69 112	-9,78
1.1.2.2.	na węglu brunatnym	46 978	34 571	-26,41	35 844	3,68
1.1.2.3.	gazowe	10 002	13 650	36,48	16 768	22,84
1.2.	Elektrownie wiatrowe i inne odnawialne	27 602	35 209	27,56	42 208	19,88
2.	Wymiana zagraniczna	-1 679	3 889	-	1 966	-49,46
3.	Krajowe zużycie energii	173 479	167 518	-3,44	168 956	0,86

Źródło: PSE S.A.

3.2. Wymiana energii elektrycznej z zagranicą

W latach 2023 i 2024 KSE pracowało synchronicznie z krajowymi systemami elektroenergetycznymi państw obszaru synchronicznego Europy kontynentalnej ENTSO-E (Niemcy, Czechy, Słowacja) i wydzieloną częścią krajowego systemu elektroenergetycznego Ukrainy⁵ (dwa generatory elektrowni Dobrotwór połączone synchronicznie ze stacją energetyczną Zamość) oraz do kwietnia 2023 r. asynchronicznie z całym systemem elektroenergetycznym Ukrainy. W maju 2023 r. nastąpiło uruchomienie linii Rzeszów - Chmielnicka EJ jako połączenia synchronicznego 400 kV. Ponadto w 2023 r. i 2024 r. KSE połączony był asynchronicznie z krajowym systemem elektroenergetycznym Szwecji przez podmorski kabel prądu stałego SwePol Link i krajowym systemem elektroenergetycznym Litwy przez linię 400 kV LitPol Link ze wstawką prądu stałego. Łącznie połączenia KSE Polski z krajami sąsiednimi obejmują kilkanaście międzysystemowych linii transgranicznych (na napięciach 110 kV, 220 kV, 400 kV oraz 750 kV pracująca na napięciu 400 kV).

Wymianę międzysystemową energii elektrycznej z poszczególnymi krajami w latach 2023-2024 [GWh] przedstawia tabela 3.4. Saldo fizycznej wymiany energii elektrycznej między Polską a sąsiednimi krajami wyniosło w 2023 r. 3889,5 GWh (bilans importowy), a w 2024 r. 1965,8 GWh (bilans importowy).

⁵ Wyłączona w latach 80-tych XX w. linia 750kV Chmielnicka – Rzeszów, została przywrócona do pracy w kwietniu 2023 r. w reżimie synchronicznym na napięciu 400 kV.

Tabela 3.4 Wymiana międzysystemowa energii elektrycznej z poszczególnymi krajami w latach 2023-2024 [GWh]

Lp.	Wyszczególnienie	2023			2024		
		Oddanie/ eksport	Pobór/ import	Saldo	Oddanie/ eksport	Pobór /import	Saldo
1.	Czechy	-5 412,3	807,7	-4 604,6	-5 788,8	1 243,4	-4 545,5
2.	Litwa	-997,5	1 530,6	533,1	-1 621,5	683,8	-937,7
3.	Niemcy	-703,8	8 191,4	7 487,6	-707,7	9 541,9	8 834,2
4.	Słowacja	-3 626,6	268,9	-3 357,6	-3 605,9	183,6	-3 422,3
5.	Szwecja	-253,9	4 042,9	3 788,9	-388,4	3 022,0	2 633,6
6.	Ukraina	-299,4	341,4	42,0	-1 134,2	537,6	-596,6
	Razem	-11 293,5	15 182,9	3 889,5	-13 246,5	15 212,3	1 965,8

Źródło: PSE S.A.⁶

Stan wymiany energii elektrycznej z zagranicą w latach 2023-2024, na poszczególnych liniach międzysystemowych, przedstawia tabela nr 3.5.

Tabela 3.5 Wymiana energii elektrycznej z zagranicą w latach 2023-2024 [GWh] na poszczególnych liniach - przepływy fizyczne

Wyszczególnienie	2023			2024		
	Oddanie/ eksport	Pobór/ import	Saldo	Oddanie/ eksport	Pobór /import	Saldo
Wymiana równoległa	-9 892,5	9 429,5	-463,1	-11 217,9	11 232,4	14,5
Lemesany [SK] - Krosno (400 kV)	-3 626,6	268,9	-3 357,6	-3 605,9	183,6	-3 422,3
Albrechtice [CZ] - Dobrzeń (400 kV)	-2 750,9	14,3	-2 736,6	-2 961,8	48,2	-2 913,6
Nosowice [CZ] - Wielopole (400 kV)	-1 767,6	332,6	-1 435,0	-2 248,9	438,5	-1 810,3
Hagenverder [DE] - Mikułowa (400 kV)	-653,7	5 108,9	4 455,1	-435,6	6 209,5	5 773,9
Liskovec [CZ]- Kopanina - Bujaków (220 kV)	-744,3	318,6	-425,7	-559,5	536,9	-22,6
Vierraden [DE] - Krajnik (220 kV)	-50,0	3 082,5	3 032,5	-272,1	3 332,4	3 060,3
Chmielnicka [UA] – Rzeszów (400 kV)	-299,4	303,7	4,3	-1 134,2	483,4	-650,8
Wymiana nierównoległa	-1 400,9	5 753,5	4 352,6	-2 028,6	3 979,9	1 951,3
Triniec [CZ] - Mnisztwo (110 kV)	-45,1	0	-45,1	-18,6	0	-18,6
Porici[CZ] - Boguszów (110 kV)	-104,4	128,1	23,7	-0,03	215,7	215,7
Nachod [CZ] - Kudowa (110 kV)	-0,001	14,2	14,2	0	4,1	4,1
Darkow [CZ] - Pogwizdów (110 kV)	0	0	0	0	0	0
Alytus [LT] - Elk (400 kV)	-997,5	1 530,6	533,1	-1 621,5	683,8	-937,7
Starno [SE] - Słupsk (prąd stały 450 kV)	-253,9	4 042,9	3 788,9	-388,4	3 022,1	2 633,6
Dobrotwór [UA] - Zamość (220 kV)	0	37,7	37,7	0	54,2	54,2
Razem	-11 293,5	15 182,9	3 889,5	-13 246,5	15 212,3	1 965,8

Źródło: PSE S.A.⁷

Saldo fizycznych przepływów energii elektrycznej z sąsiadującymi systemami, w okresie ostatnich lat przedstawia tabela nr 3.6.

Tabela. 3.6 Saldo fizycznych przepływów energii elektrycznej z sąsiadującymi systemami [GWh]

Rok	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Saldo przepływów fizycznych energii elektrycznej	-334	1 999	2 287	5 718	10 624	13 224	820	-1 679	3 889	1 966
Pobór (import)	14 459	14 016	13 271	13 839	17 869	20 434	15 100	15 238	15 183	15 212
Oddanie (eksport)	-14 792	-12 018	-10 984	-8 121	-7 245	-7 210	-14 280	-16 916	-11 293	-13 247

Źródło: PSE S.A.⁸

⁶ Dane za PSE S.A. <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-rocne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2023> (rok 2023) oraz <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-rocne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2024> (rok 2024), dostęp: [22.07.2025 r.].

⁷ Ibidem.

⁸ Ibidem.

Transgraniczne fizyczne przepływy energii elektrycznej są wynikiem zawieranych na połączonych rynkach energii elektrycznej transakcji handlowych, współpracy międzyoperatorskiej oraz zjawisk fizycznych występujących w połączonych synchronicznie systemach. Energia elektryczna jako towar podlegający handlowi na unijnym wewnętrznym rynku jest ujęta szeregiem regulacji prawa Unii Europejskiej.

Wielkość udostępnianych transgranicznych (międzyobszarowych) zdolności przesyłowych jest uzależniona od możliwości technicznych połączeń międzyobszarowych, zjawisk występujących w krajowych systemach przesyłowych, aktualnego stanu pracy systemu i musi być skorygowana na wypadek wystąpienia sytuacji awaryjnych. Operatorzy są zobowiązani przestrzegać przepisów prawnych w zakresie zasad alokowania zdolności przesyłowych, w tym m.in. minimalnych wielkości zdolności na połączeniach transgranicznych, które operatorzy są zobowiązani udostępnić.

Na europejskim rynku energii elektrycznej o wielkości i kierunku przepływów handlowych energii elektrycznej decydują relacje ofert cenowych składanych przez uczestników rynku w zakresie zakupu oraz sprzedaży energii elektrycznej na platformach handlowych. Rolą OSP jest zapewnienie bezpieczeństwa pracy systemu podczas realizacji przepływów energii elektrycznej, wynikających z transakcji handlowych zawieranych przez uczestników rynku. Podstawowym narzędziem OSP do utrzymania parametrów pracy systemu elektroenergetycznego jest rynek bilansujący, służący do bilansowania popytu i podaży energii w KSE w czasie rzeczywistym. W sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu, OSP ma prawo korzystać z narzędzi interwencyjnych, w tym po interwencyjną wymianę międzyoperatorską. Wymiana handlowa obserwowana na graniach KSE jest agregatem transakcji zawieranych przez indywidualnych uczestników rynku w ramach realizowanych przez nich strategii biznesowych.

W ujęciu historycznym od 1990 r. do 2013 r. Polska była eksporterem energii elektrycznej netto. W okresie 2014 do 2024 r., sytuacja uległa odwróceniu i Polska stała się importerem energii elektrycznej (z wyjątkiem lat 2015 i 2022) głównie z uwagi na wzrost kosztów energii wytwarzanej w kraju obciążonej ceną uprawnień do emisji CO₂. W 2022 r. nadwyżka eksportu wynikała ze wzrostu cen energii w państwach UE wywołanego wojną Rosji przeciw Ukrainie oraz pandemią Covid 19. W 2023 r. import netto wyniósł około 3889 GWh, a w 2024 r. Polska zaimportowała około 1966 GWh.

Dla utrzymania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oprócz utrzymania odpowiedniej mocy dyspozycyjnej w jednostkach krajowych, niezbędne jest również zapewnienie odpowiedniej mocy połączeń transgranicznych, pozwalających na ograniczanie ryzyka oraz zdarzeń losowych, w przypadku niedyspozycyjności jednostek wytwórczych lub nadprodukcji energii elektrycznej, w przypadku niewielkiego zapotrzebowania i towarzyszącemu mu zwiększonego wytwarzania z niesterowalnych OZE.

3.3. Wyzwania związane z kierunkami zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną

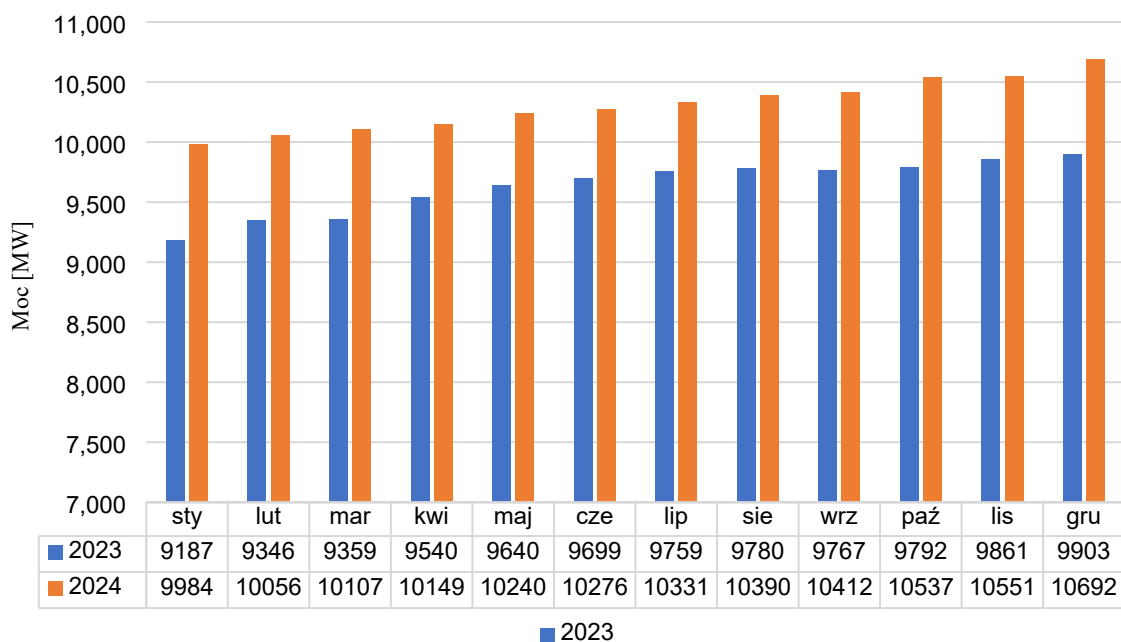
W latach 2023 i 2024 moc zainstalowana w źródłach fotowoltaicznych dynamicznie wzrastała, podczas gdy przyrost mocy lądowych elektrowni wiatrowych pozostawał na stosunkowo niskim poziomie.

Powodem takiego stanu rzeczy były:

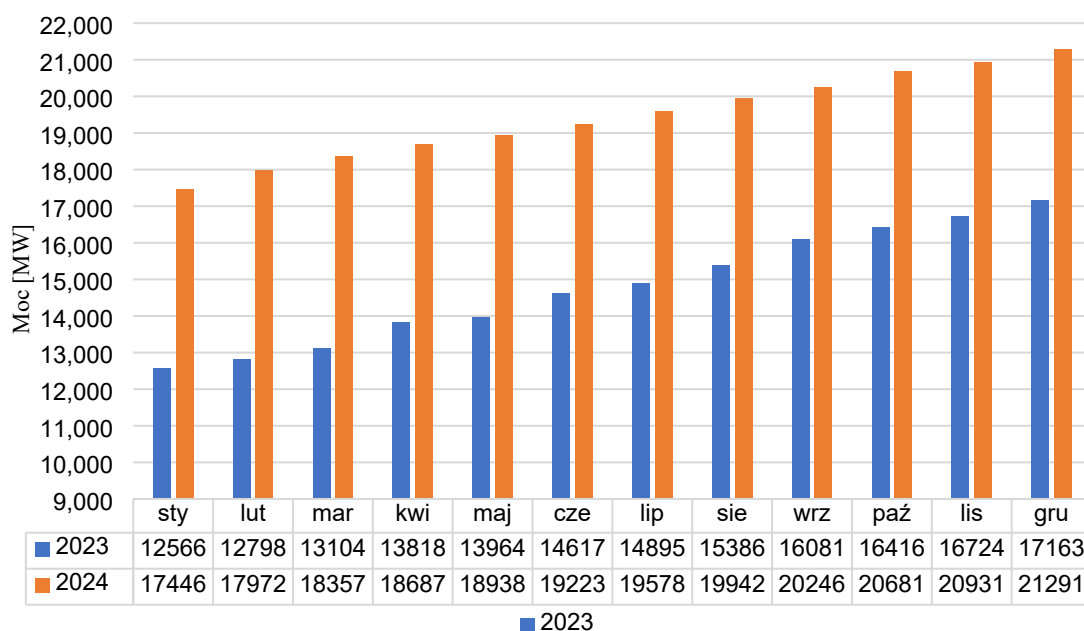
- programy wsparcia – uruchomione na poziomie krajowym, powiatowym a także gminnym,
- systemy aukcyjne – prowadzone przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, gwarantujące zwycięzcom, na mocy ustawy *o odnawialnych źródłach energii* oraz przepisów wykonawczych minimalną cenę, po jakiej zostanie zakupiona energia wytworzona z tych źródeł,
- w przypadku źródeł fotowoltaicznych zauważalny, spadający poziom nakładów dla tego typu inwestycji oraz wysoka dostępność tych źródeł w zastosowaniach prosumenckich, funkcjonujących w obszarze sieci najniższych napięć,
- w przypadku lądowych elektrowni wiatrowych, istniejące bariery administracyjne dotyczące odległości elektrowni wiatrowych od zabudowań mieszkalnych.

Możliwy jest dalszy rozwój lądowej energetyki wiatrowej, szczególnie w przypadku zniesienia barier administracyjnych. W 2026 r. spodziewane jest pojawienie się pierwszych morskich elektrowni wiatrowych, a w kolejnych latach spodziewany jest znaczący wzrost nowych instalacji w tej technologii. W latach 30-tych spodziewane jest także wprowadzenie do użytku nowych źródeł energetyki jądrowej.

Trendy przyrostu mocy zainstalowanej dla przykładowych rodzajów wytwarzania (źródła fotowoltaiczne i lądowe elektrownie wiatrowe) dla okresu 2023-2024 zostały zaprezentowane na rys. 3.3 i 3.4. W przypadku farm wiatrowych przyrost mocy w 2023 r. wyniósł około 7,8% r/r, a w 2024 r. dodatkowo o około 8% r/r. Natomiast w przypadku instalacji fotowoltaicznych w 2023 r. przyrost mocy kształtował się na poziomie około 39,2% r/r, a w 2024 r. nastąpił dodatkowy wzrost mocy o około 24,1% r/r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE S.A.
Rys. 3.3 Moc zainstalowana w farmach wiatrowych w latach 2023-2024 [MW]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE S.A.
Rys. 3.4 Moc zainstalowana w instalacjach fotowoltaicznych w latach 2023-2024

Dynamiczny rozwój OZE, w szczególności fotowoltaiki w połączeniu z obecnym stanem i spodziewanym rozwojem energetyki wiatrowej, w tym morskich elektrowni wiatrowych, powoduje, że praca źródeł fotowoltaicznych wpływa na pracę innych źródeł, w tym źródeł stabilnych uczestniczących w regulacji mocy wymiany i częstotliwości, odpowiedzialnych za bezpieczeństwo bilansowe KSE. Należy zakładać, że będą występowały częste sytuacje, w których generacja OZE będzie na tyle wysoka, że wymagana będzie jej redukcja w celu utrzymania koniecznego dla zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE poziomu generacji w źródłach stabilnych (patrz rozdział 5.4). Wymuszać to będzie zmienną pracę źródeł stabilnych, co najprawdopodobniej skutkować będzie obniżeniem ich dyspozycyjności oraz tym samym pogorszeniem i tak trudnej sytuacji bilansowej KSE.

4. Stan infrastruktury technicznej sektora elektroenergetycznego

4.1. Podsektor wytwarzania

Wielkość mocy osiągalnych źródeł wytwórczych na koniec 2024 r. wynosiła 71 498 MW i wzrosła o 5 187 MW w stosunku do stanu dla analogicznego dnia w 2023 r., co wynika przede wszystkim z przyrostu mocy w segmencie wytwarzania w źródłach odnawialnych. Udział mocy oraz strukturę źródeł wytwarzania przedstawiono w rozdziale 3.

Poniższa tabela przedstawia wykaz najważniejszych jednostek wytwórczych pracujących w KSE z wyszczególnieniem pojedynczych bloków energetycznych, ich mocy osiągalnej oraz rodzaju paliwa podstawowego.

Tabela 4.1 Wykaz najważniejszych jednostek wytwórczych w KSE

Nazwa wytwórcy	Nazwa Jednostki Wytwórczej	Moc osiągalna [MW]	Rodzaj paliwa podstawowego
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.	Bełchatów	4680	Węgiel brunatny
	Bełchatów B02	341	
	Bełchatów B03	347	
	Bełchatów B04	349	
	Bełchatów B05	348	
	Bełchatów B06	360	
	Bełchatów B07	357	
	Bełchatów B08	358	
	Bełchatów B09	362	
	Bełchatów B10	361	
	Bełchatów B11	358	
	Bełchatów B12	358	
	Bełchatów B14	781	
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.	Dolna Odra	849	Węgiel kamienny
	Dolna Odra B5	210	
	Dolna Odra B6	210	
	Dolna Odra B7	210	
	Dolna Odra B8	219	
PGE Energia Odnawialna S.A.	Dychów	85	Woda
	Dychów H1	28	
	Dychów H2	29	
	Dychów H3	28	
Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.	EC Stalowa Wola	450	Gaz ziemny
	EC Stalowa Wola Stalowa Wola BGP	450	
Orlen S.A.	EC Włocławek	465	Gaz ziemny
	EC Włocławek B1	465	
PGNiG TERMIKA SA	EC Żerań 2	497	Gaz ziemny
	EC Żerań 2 B20	497	
Nowe Jaworzno Grupa TAURON Sp. z o.o.	Jaworzno 2	910	Węgiel kamienny
	Jaworzno 2 JWCD B7	910	
TAURON Wytwarzanie S.A.	Jaworzno 3	1345	Węgiel kamienny
	Jaworzno 3 B1	225	
	Jaworzno 3 B2	225	
	Jaworzno 3 B3	225	
	Jaworzno 3 B4	225	
	Jaworzno 3 B5	220	
	Jaworzno 3 B6	225	
Veolia Energia Poznań ZEC S.A.	Karolin	212	Węgiel kamienny
	Karolin B2	100	
	Karolin B3	112	

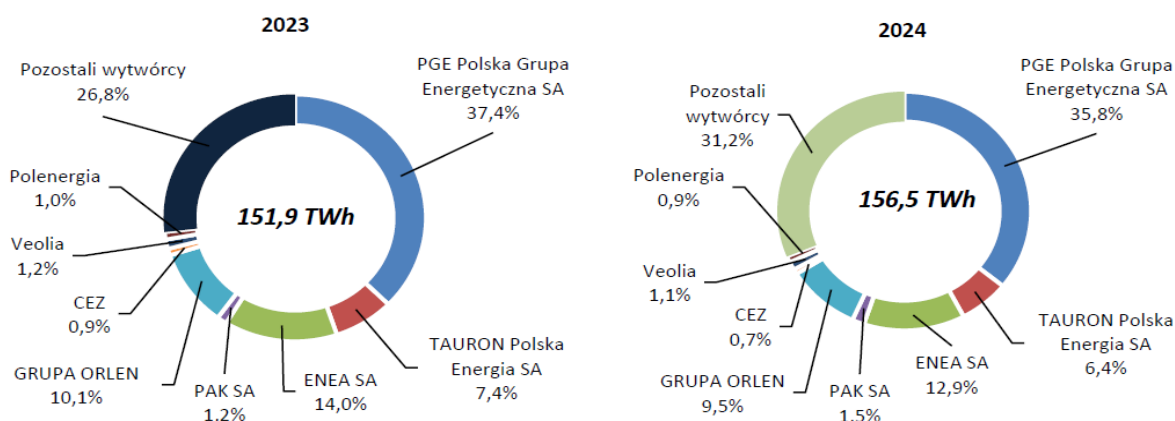
ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o.	Kozienice 1	1800	Węgiel kamienny
	Kozienice 1 B1	228	
	Kozienice 1 B2	228	
	Kozienice 1 B3	220	
	Kozienice 1 B4	228	
	Kozienice 1 B5	228	
	Kozienice 1 B6	228	
	Kozienice 1 B7	220	
	Kozienice 1 B8	220	
ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o.	Kozienice 2	2207	Węgiel kamienny
	Kozienice 2 B09	566	
	Kozienice 2 B10	566	
	Kozienice 2 B11	1075	
TAURON Wytwarzanie S.A.	Łagisza	460	Węgiel kamienny
	Łagisza B10	460	
TAURON Wytwarzanie S.A.	Łaziska 3	905	Węgiel kamienny
	Łaziska 3 B09	230	
	Łaziska 3 B10	225	
	Łaziska 3 B11	225	
	Łaziska 3 B12	225	
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.	Opole	3090	Węgiel kamienny
	Opole B1	357	
	Opole B2	358	
	Opole B3	358	
	Opole B4	355	
	Opole B5	829	
	Opole B6	833	
ENERGA Elektrownie Ostrołęka S.A.	Ostrołęka B	690	Węgiel kamienny
	Ostrołęka B B01	230	
	Ostrołęka B B02	230	
	Ostrołęka B B03	230	
Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A.	Pątnów	474	Węgiel brunatny
	Pątnów B9	474	
Orlen S.A.	Płock	630	Gaz ziemny
	Płock B01	630	
ENEA Elektrownia Połaniec S.A.	Połaniec	1674	Węgiel kamienny
	Połaniec B1	225	
	Połaniec B2	242	
	Połaniec B3	242	
	Połaniec B4	242	
	Połaniec B5	242	
	Połaniec B6	242	
	Połaniec B7	239	
PGE Energia Odnawialna S.A.	Porąbka Żar	540	Woda
	Porąbka Żar H1	135	
	Porąbka Żar H2	135	
	Porąbka Żar H3	135	
	Porąbka Żar H4	135	
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.	Rybnik	835	Węgiel kamienny
	Rybnik B5	209	
	Rybnik B6	209	
	Rybnik B7	209	
	Rybnik B8	208	
TAURON Wytwarzanie S.A.	Siersza	306	Węgiel kamienny
	Siersza B1	153	
	Siersza B2	153	

PGE Energia Odnawialna S.A.	Solina	198	Woda
	Solina H1	68	
	Solina H2	68	
	Solina H3	31	
	Solina H4	31	
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.	Turów	1830	Węgiel brunatny
	Turów B01	226	
	Turów B02	226	
	Turów B03	226	
	Turów B04	236	
	Turów B05	236	
	Turów B06	236	
	Turów B11	444	
PGE Energia Odnawialna S.A.	Żarnowiec	716	Woda
	Żarnowiec H1	179	
	Żarnowiec H2	179	
	Żarnowiec H3	179	
	Żarnowiec H4	179	
Energia OZE SA	Żydowo	167	Woda
	Żydowo H1	55	
	Żydowo H2	55	
	Żydowo H3	57	

Źródło danych: Giełdowa Platforma Informacyjna, grudzień 2024 r.

W 2024 r., podobnie jak w latach poprzednich, utrzymywała się tendencja spadkowa udziału wytwórców z największych grup kapitałowych w wolumenie energii wprowadzonej do KSE (PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., ENEA S.A., Orlen S.A.). Tendencja ta jest wynikiem stopniowego zmniejszenia produkcji energii elektrycznej brutto w 2024 r. w porównaniu z 2023 r. pochodzącej z paliw kopalnych, które dominują w strukturach wytwarzania energii w tych grupach. Mimo tego zjawiska nadal największym udziałem w rynku w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej dysponuje grupa kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. W 2023 r. jej udział w rynku energii elektrycznej wyniósł 37,4%, natomiast w 2024 r. stanowił 35,8%⁹⁾. Grupa ta w badanym okresie utrzymywała również pozycję lidera na rynku sprzedaży do odbiorców końcowych.

Udział grup kapitałowych w energii elektrycznej wprowadzonej do sieci prezentuje rysunek poniżej.



*Uwaga: Do grupy „pozostałych wytwórców” zaliczono zarówno wytwórców funkcjonujących w grupach kapitałowych (np. Azoty, E.ON, FORTUM), jak i wytwórców działających samodzielnie na rynku wytwarzania energii elektrycznej, tj. poza grupami kapitałowymi. Wzrost udziału w 2024 r. tej grupy wytwórców wynika z istotnego wzrostu wytwarzania w instalacjach PV.

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

Rys. 4.1 Udział grup kapitałowych w wolumenie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci w latach 2021–2022 (przy uwzględnieniu struktury podmiotowej według stanu na 31 grudnia danego roku)

⁹⁾ Udział liczony według wolumenu energii elektrycznej wprowadzonej do sieci. Przy czym przy obliczeniu tego wskaźnika uwzględniono strukturę podmiotową według stanu na 31 grudnia danego badanego roku.

Wskaźnik udziału rynkowego trzech największych podmiotów, mierzony według energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych oraz ilość energii elektrycznej oddanej z magazynu energii do KSE), w 2024 r.¹⁰ utrzymywał tendencję spadkową i wyniósł 58,2 proc. (spadek o 3,2 punktu procentowego w porównaniu z 2023 r.). Wyraźny trend spadkowy, kolejny rok z rzędu, utrzymywał też wskaźnik udziału trzech największych wytwórców w mocy zainstalowanej – spadek o 2,2 punktu procentowego.

W gronie trzech największych wytwórców pod względem wolumenu energii wprowadzonej do KSE, skupionych w grupach kapitałowych w badanym 2024 r., byli: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., ENEA S.A. i Orlen S.A. Wytwórcy grupy kapitałowej TAURON Polska Energia S.A. drugi rok z rzędu występują na czwartej pozycji. Z kolei pod względem wielkości mocy zainstalowanej, w 2024 r. podobnie jak w 2023 r., do grupy trzech największych wytwórców należały podmioty skupione w trzech grupach kapitałowych: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., ENEA S.A. i TAURON Polska Energia S.A.

Tabela 4.2 Udziały w rynku i stan koncentracji podsektora wytwarzania*

Rok	Liczba podmiotów, które dysponują przynajmniej 5% udziałem w zainstalowanych mocach	Liczba podmiotów, które dysponują przynajmniej 5% udziałem w energii wprowadzonej do sieci	Udział trzech największych podmiotów w mocach zainstalowanych [%]	Udział trzech największych podmiotów w energii wprowadzonej do sieci [%]	Wskaźnik HHI ¹¹	
					moc zainstalowana	energia wprowadzona do sieci
2022	4	4	48,3	66,1	1 156,7	2 088,1
2023	4	4	44,2	61,4	976,2	1 762,1
2024	4	4	42,0	58,2	915,1	1 597,7

* Dla wszystkich podmiotów działających w sektorze wytwarzania, które są objęte obowiązkiem statystycznym, z uwzględnieniem mocy zainstalowanej i energii wprowadzonej do sieci ze źródeł wiatrowych i wodnych. Przy obliczeniu wskaźników udziału rynkowego trzech największych podmiotów oraz wskaźników HHI, zarówno według energii wprowadzonej do sieci, jak i według mocy zainstalowanej, uwzględniono strukturę podmiotów według stanu na 31 grudnia badanego roku.

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

Tabela 4.3 oraz rys. 4.2 i 4.3 i przedstawiają strukturę wiekową kotłów energetycznych.

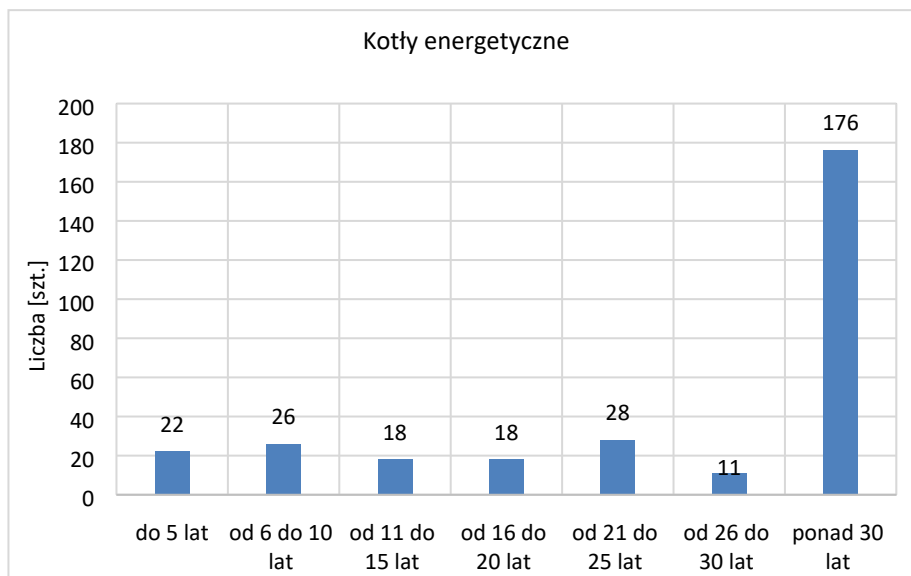
Tabela 4.3 Struktura wiekowa kotłów energetycznych

Kotły energetyczne			
Wiek	Ilość [szt.]	Wydaźność [t/h]	Struktura [%]
do 5 lat	22	10 432	10,5
od 6 do 10 lat	26	4 181	4,2
od 11 do 15 lat	18	5 700	5,7
od 16 do 20 lat	18	3 105	3,1
od 21 do 25 lat	28	5 493	5,5
od 26 do 30 lat	11	6 292	6,3
ponad 30 lat	176	64 592	64,7
RAZEM	299	99 795	100,0

Źródło: ARE S.A., Statystyka Elektroenergetyki Polskiej, 2023

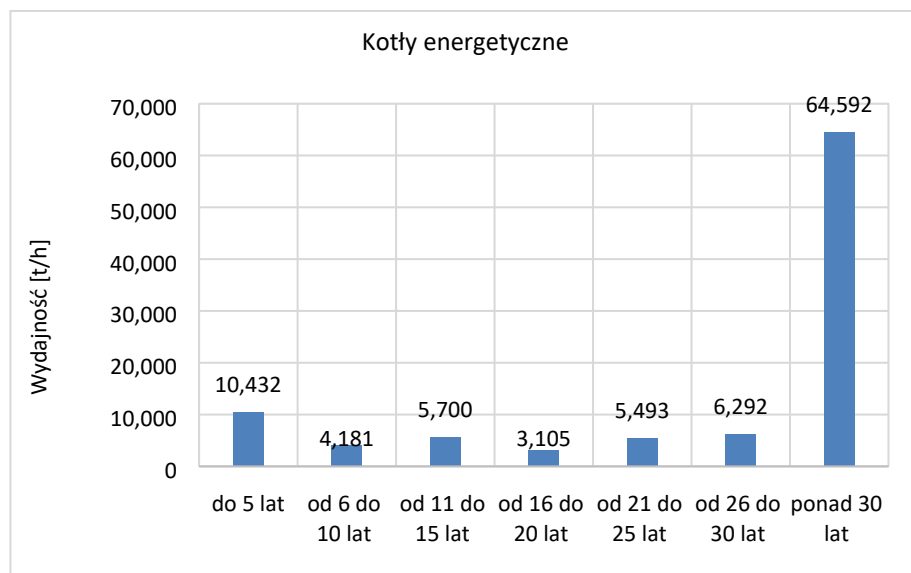
¹⁰ Przy obliczeniu wskaźników udziału rynkowego trzech największych podmiotów, zarówno według energii wprowadzonej do sieci, jak i według mocy zainstalowanej, uwzględniono strukturę podmiotową według stanu na 31 grudnia danego roku.

¹¹ Wskaźnik Herfindahla-Hirschmana (HHI) określany jest jako suma kwadratów indywidualnych udziałów w rynku wszystkich przedsiębiorstw tworzących daną gałąź: HHI > 5 000 – koncentracja bardzo wysoka, HHI od 1 800 do 5 000 – koncentracja wysoka, HHI od 750 do 1 800 – koncentracja średnia, poniżej 750 – niska koncentracja (według „Raportu z postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku energii elektrycznej i gazu”, Bruksela 2005 oraz J. Kamiński: „Metody szacowania siły rynkowej w sektorze energetycznym”, Polityka Energetyczna, Tom 12, Zeszyt 2/2, 2009).



Źródło: ARE S.A., Statystyka Elektroenergetyki Polskiej, 2023

Rys. 4.2 Struktura wiekowa kotłów energetycznych



Źródło: ARE S.A., Statystyka Elektroenergetyki Polskiej, 2023

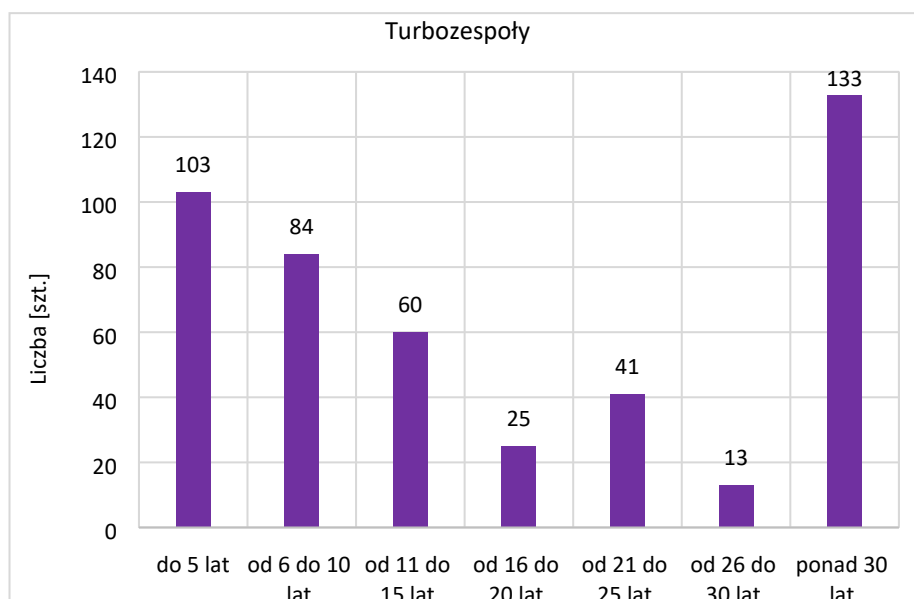
Rys. 4.3 Wydajność kotłów energetycznych wg czasu pracy

Tabela 4.4 oraz rys. 4.4 i 4.5 przedstawiają strukturę wiekową turbozespołów.

Tabela 4.4 Struktura wiekowa turbozespołów

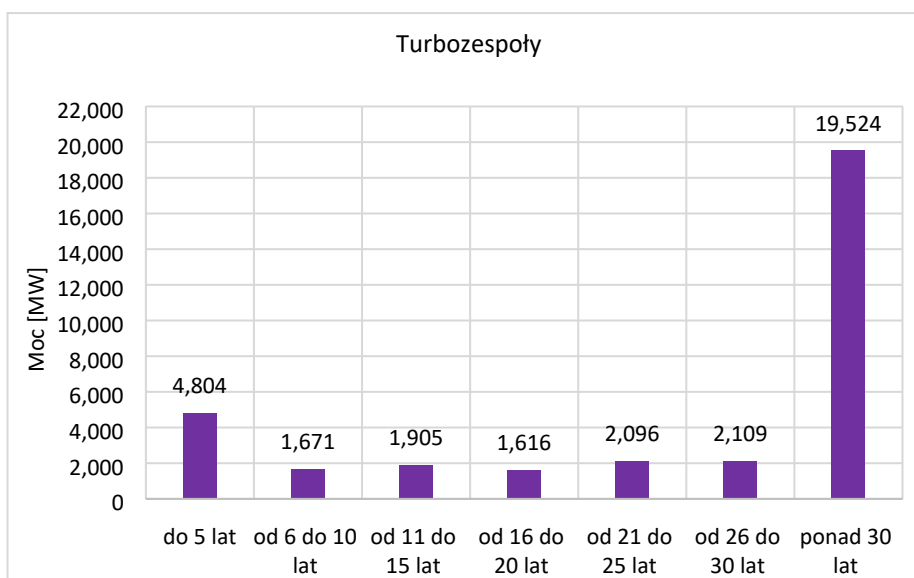
Turbozespoły			
Wiek	Ilość [szt.]	Moc [MW]	Struktura [%]
do 5 lat	103	4 804	14,2
od 6 do 10 lat	84	1 671	5,0
od 11 do 15 lat	60	1 905	5,6
od 16 do 20 lat	25	1 616	4,8
od 21 do 25 lat	41	2 096	6,2
od 26 do 30 lat	13	2 109	6,3
ponad 30 lat	133	19 524	57,9
RAZEM	459	33 725	100,0

Źródło: ARE S.A., Statystyka Elektroenergetyki Polskiej, 2023



Źródło: ARE S.A., Statystyka Elektroenergetyki Polskiej, 2023

Rys. 4.4 Struktura wiekowa turbozespołów



Źródło: ARE S.A., Statystyka Elektroenergetyki Polskiej, 2023

Rys. 4.5 Moc osiągnięta turbozespołów wg czasu pracy

Wśród wszystkich instalacji w KSE dominują bloki kondensacyjne. Moc zainstalowana w turbozespołach kondensacyjnych lub upustowo-kondensacyjnych stanowi około 86% mocy wszystkich bloków występujących w elektrowniach ciepłych zawodowych w Polsce. Pod względem wielkości, polska energetyka opiera się na blokach klasy 200 MW, 300 MW, 400 MW, 500 MW oraz najnowszych klasy 900 i 1000 MW.

W polskich elektrowniach zawodowych dominują kotły pyłowe, których łączna wydajność odpowiada około 80% udziału w rynku. Innym, istotnym rodzajem tego typu urządzeń są kotły fluidalne, które w liczbie stanowią około 13% sumarycznej wydajności.

Pomimo statystycznie starzejącego się majątku wytwórczego energetyki zawodowej, znajduje się on w dobrej kondycji dzięki licznym remontom i modernizacjom, które przedłużają życie polskich bloków energetycznych. Obecnie większość kotłów i turbozespołów w energetyce pracuje od ponad 30 lat. Nie oznacza to, że wszystkie jednostki są na wyczerpaniu swojej żywotności technicznej. Większość

obiektów przeszła gruntowne modernizacje, których efektem było przedłużenie czasu pracy do 300 tys. godzin. Oznacza to, że ze względów technicznych większość bloków jest wciąż zdolnych do dalszej produkcji energii elektrycznej, jednak z powodu uwarunkowań rynkowych i przepisów prawnych zmniejsza się znacznie czas pracy tych jednostek w ciągu roku.

4.2. Podsektor przesyłu

Operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP) - zdefiniowanym w ustawie – Prawo energetyczne jako przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej – jest spółka Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. Wynika to z decyzji wydanej przez Prezesa URE w zakresie przyznanej koncesji w dniu 15 kwietnia 2004 r. na okres od 1 lipca 2004 r. do 31 grudnia 2030 r., a także z decyzji wydanej przez Prezesa URE w dniu 16 czerwca 2014 r. wyznaczającej PSE S.A. operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego na okres od 2 lipca 2014 r. do 31 grudnia 2030 r. na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej.

OSP ponosi odpowiedzialność za ruch sieciowy w systemie przesyłowym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu oraz eksploatację, konserwację, remonty i niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi. Jego obowiązkiem jest również bilansowanie systemu polegające na równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami energii oraz zarządzanie ograniczeniami systemowymi w celu zapewnienia bezpiecznego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

Do głównych celów działalności PSE S.A. należy:

- zapewnienie bezpiecznej i ekonomicznej pracy KSE jako części wspólnego, europejskiego systemu elektroenergetycznego, z uwzględnieniem wymogów pracy synchronicznej i połączeń asynchronicznych;
- zapewnienie niezbędnego rozwoju krajowej sieci przesyłowej oraz połączeń transgranicznych;
- udostępnianie na zasadach rynkowych zdolności przesyłowych dla realizacji handlowej wymiany transgranicznej;
- tworzenie infrastruktury technicznej dla działania krajowego hurtowego rynku energii elektrycznej.

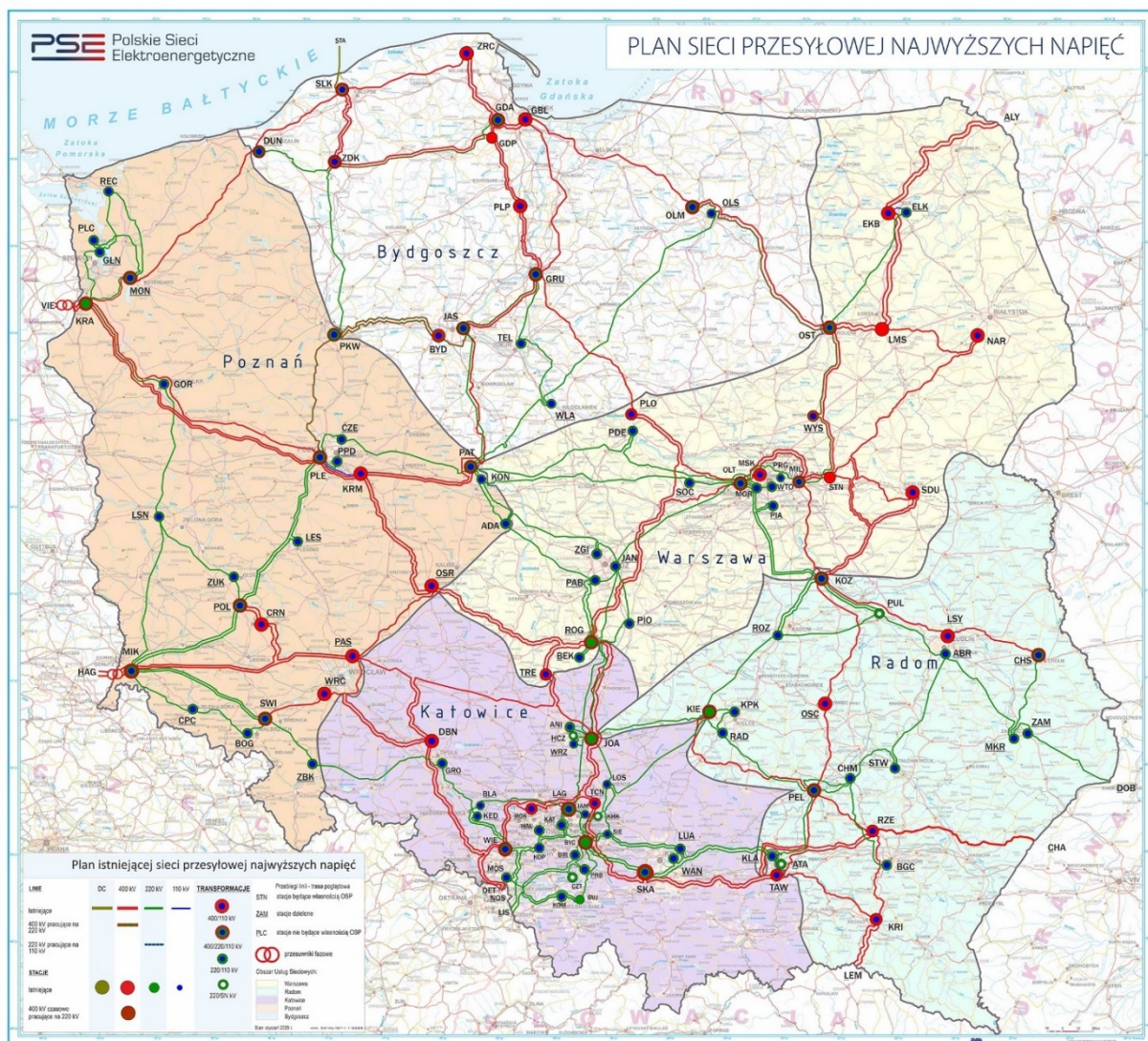
Według stanu na 31 grudnia 2024 r., w skład infrastruktury sieciowej najwyższych napięć zainstalowanej w sieci przesyłowej OSP wchodziło ponad 311 linii elektroenergetycznych o łącznej długości ponad 16 599 km, gdzie:

- 1) 16 599 km stanowiły linie elektroenergetyczne przesyłowe o napięciu znamionowym, według zestawienia:
 - 140 linii o napięciu 400 kV o łącznej długości 9 416 km,
 - 171 linii o napięciu 220 kV o łącznej długości 7 183 km,

Ponadto OSP realizował swoje zadania operatora systemu przesyłowego w oparciu o:

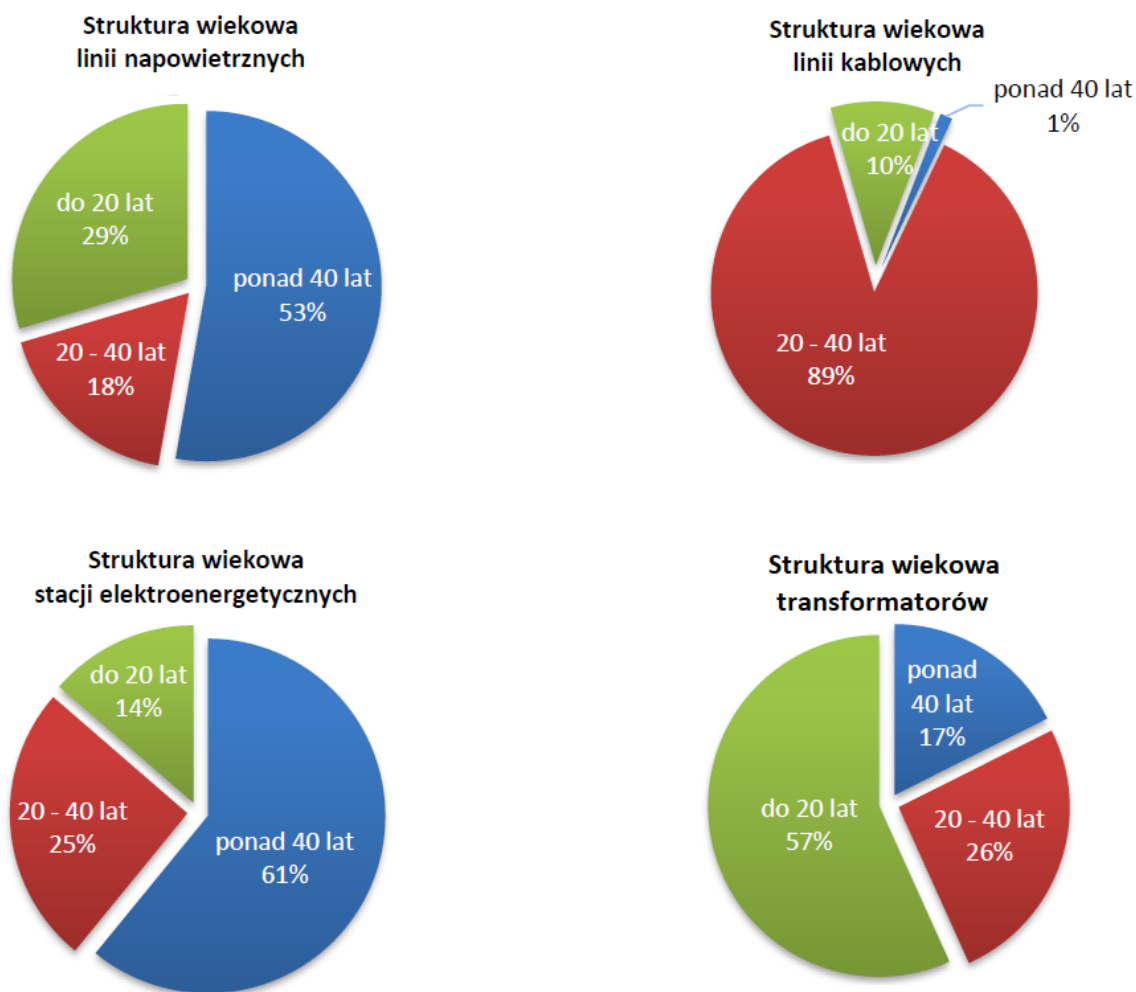
- 109 stacji najwyższych napięć (NN);
- podmorskie połączenie 450 kV DC Polska – Szwecja o całkowitej długości 254 km (z czego 127 km należy do PSE S.A.),
- dysponując transformatorami sieciowymi o mocy 62,37 GVA.

Schemat elektroenergetycznej sieci przesyłowej wysokich i najwyższych napięć przedstawia rys. 4.6.



Źródło: PSE S.A.

Rys. 4.6 Mapa sieci przesyłowej – stan na 1.01.2025 r.



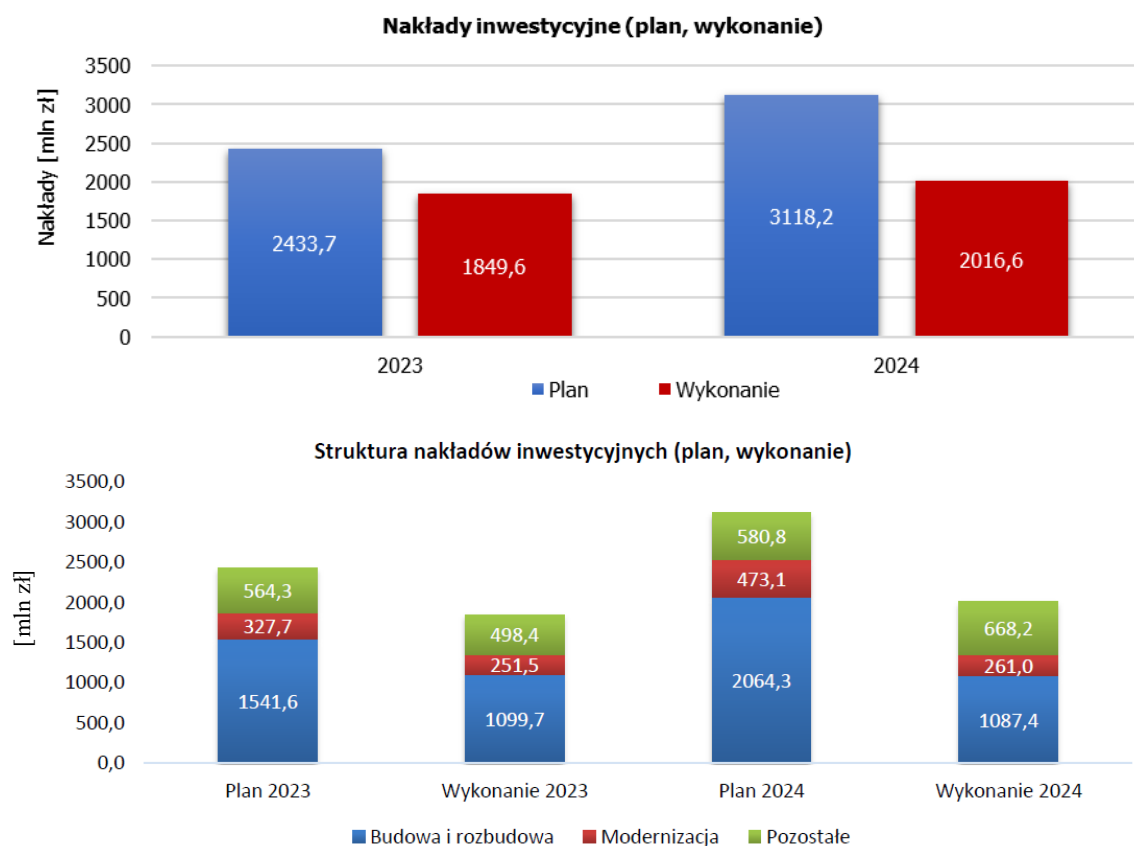
Uwaga: w strukturze wiekowej linii kablowych został uwzględniony kabel prądu stałego o napięciu 450 kV łączący stację Słupsk (Polska) ze stacją Starno (Szwecja).

Źródło: URE na podstawie sprawozdania z realizacji planu rozwoju PSE S.A. za 2024 r.

Rys. 4.7 Majątek OSP – struktura wiekowa

Nakłady inwestycyjne wynikające z uzgodnionego z Prezesem URE planu rozwoju OSP na 2023 r. wynosiły 2 433,7 mln zł. Spółka zrealizowała nakłady w wysokości 1 849,6 mln zł, co stanowi 76% planu.

Nakłady inwestycyjne wynikające z uzgodnionego z Prezesem URE planu rozwoju OSP na 2024 r. wynosiły 3 118,2 mln zł. Spółka zrealizowała nakłady w wysokości 2 016,6 mln zł, co stanowi 64,7% planu.



Źródło: URE.

Rys. 4.8 Nakłady inwestycyjne OSP w podziale na plan i wykonanie oraz ich struktura

Tabela 4.5 Efekty rzeczowe zadań inwestycyjnych PSE S.A. w latach 2023-2024

Rodzaj urządzeń	Efekty rzeczowe zadań inwestycyjnych	
	2023 r.	2024 r.
Linie napowietrzne 400 kV [km]	387,7	458,8
Linie napowietrzne 220 kV [km] (jeżeli [-] demontaż)	-105,4	1,8
Linie kablowe 220 kV [km]	-	0,3
Trakty światłowodowe [km]	751	906,0
Transformatory 400/220 kV oraz nN/110 kV [MVA]	2 180	-135,0
Urządzenia kompensujące moc bierną [Mvar]	-389	-

Źródło: URE na podstawie sprawozdania z realizacji planu rozwoju PSE S.A. za lata 2023-2024.

W ostatnich latach prowadzono znaczące inwestycje w budowę nowych mocy wytwórczych, które są niezbędne nie tylko ze względu na zaspokojenie potrzeb odbiorców energii elektrycznej, ale również konieczność głębokiej modernizacji sektora wytwórczego w odpowiedzi na postawione cele europejskiej polityki klimatycznej. W celu zapewnienia bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej w okresie do 2040 r., planowanym inwestycjom w nowe moce wytwórcze musi towarzyszyć skoordynowany rozwój infrastruktury sieciowej, w tym linii przesyłowych zwiększających możliwość wymiany mocy z sąsiednimi systemami elektroenergetycznymi.

Uwagę należy zwrócić na zwiększenie nadzoru nad terminową realizacją przez wytwórców zadań w zakresie inwestycji związanych z odtworzeniem istniejących lub budową nowych mocy. Nadmierne przesunięcia w czasie realizacji inwestycji mimo zastosowania zidentyfikowanych przez OSP środków zaradczych mogą zagrozić dotrzymaniu warunków bezpiecznej pracy KSE.

W latach 2023 - 2024 nie wystąpiły ograniczenia w poborze mocy ani wyłączenia odbiorców spowodowane brakiem mocy w KSE, jak również nie wystąpiły awarie systemowe i sieciowe powodujące ograniczenia odbiorców. Na podstawie analiz niezawodności pracy sieci oraz bilansów mocy KSE na poszczególnych etapach planowania i prowadzenia ruchu identyfikowano jedynie potencjalne zagrożenia bezpieczeństwa dostaw, tj. okresowe trudności w spełnieniu kryterium N-1 pracy sieci. Trudności te mogły występować w przypadku materializacji konkretnych zdarzeń takich jak m.in. niedostępność konkretnych źródeł wytwórczych lub elementów sieci, ekstremalny poziom zapotrzebowania na moc lub temperatury otoczenia, czy wysoki poziom generacji w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych. Zidentyfikowane zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci były mitygowane za pomocą środków zaradczych dostępnych dla OSP. Ponadto są one adresowane w aktualnym Planie Rozwoju Sieci Przesyłowej oraz planach inwestycyjnych OSP.

Transgraniczną wymianę energii elektrycznej umożliwiają połączenia najwyższych i wysokich napięć z systemami elektroenergetycznymi sąsiednich krajów. Połączenia transgraniczne szczegółowo zostały opisane w rozdziale 7.2.

4.3. Podsektor dystrybucji

Operatorami systemu dystrybucyjnego (OSD) zgodnie z ustawy – Prawo energetyczne, są przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej. Podobnie jak OSP, tak OSD jest w zakresie swojego majątku odpowiedzialny za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi. Na terenie naszego kraju działa 5 głównych OSD (ENEA Operator Sp. z o.o., ENERGA OPERATOR S.A., STOEN Operator Sp. z o.o., PGE Dystrybucja S.A., TAURON Dystrybucja S.A.) oraz 184 innych jednostek, posiadających koncesję prezesa URE na dystrybucję energii elektrycznej według stanu na koniec 2024 r.

Elektroenergetyczne sieci dystrybucyjne w Polsce stanowią sieci:

- o napięciu 110 kV,
- średniego napięcia,
- niskiego napięcia.

Sieci średniego i niskiego napięcia stanowią najczęściej linie napowietrzne, jednak coraz częściej są stosowane linie kablowe – najczęściej w miejscach, gdzie nie jest możliwa budowa linii napowietrznej (np. w miastach) lub lepszym rozwiązaniem jest budowa linii kablowej.

Obszary działania pięciu głównych OSD w kraju przedstawia rys. 4.9.



Źródło: ARE S.A., Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2023

Rys. 4.9 Obszary działania operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych

Natomiast charakterystykę ww. OSD przedstawia tabela 4.6.

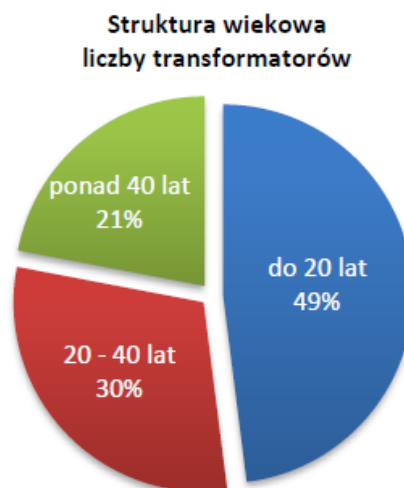
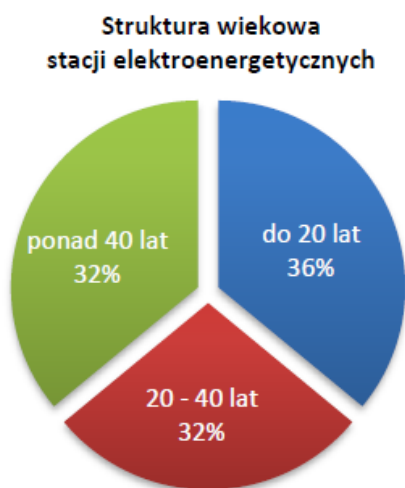
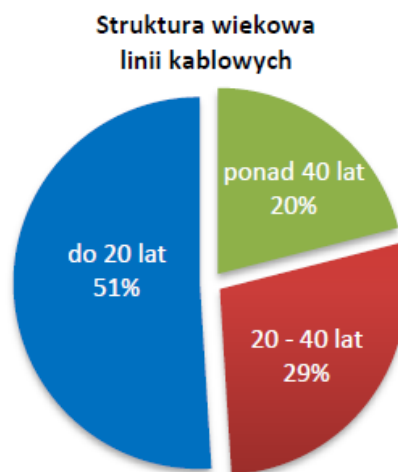
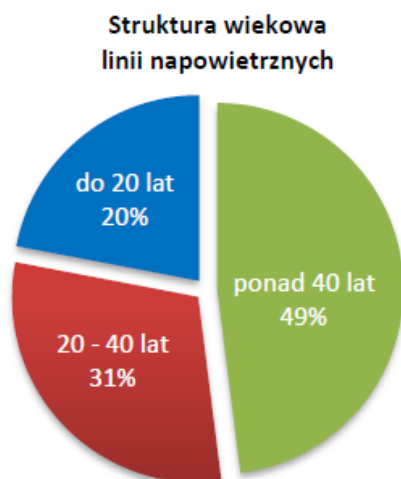
Tabela 4.6 Charakterystyka największych przedsiębiorstw dystrybucyjnych pełniących rolę OSD w 2024 r.

Wyszczególnienie	Obszar działalności	Liczba klientów
	[tys. km ²]	[mln]
ENEA Operator Sp. z o.o.	58,17	2,84
ENERGA OPERATOR S.A.	75,00	3,42
STOEN Operator Sp. z o.o.	0,51	1,16
PGE Dystrybucja S.A.	129,94	5,80
TAURON Dystrybucja S.A.	57,07	5,99

Źródło: ARE S.A. – dane wstępne.

Na koniec 2024 r. w skład infrastruktury sieciowej zainstalowanej w sieciach dystrybucyjnych operatorów systemów dystrybucyjnych (pięciu największych OSD) wchodziło: 802 687 km linii napowietrznych i kablowych, w tym:

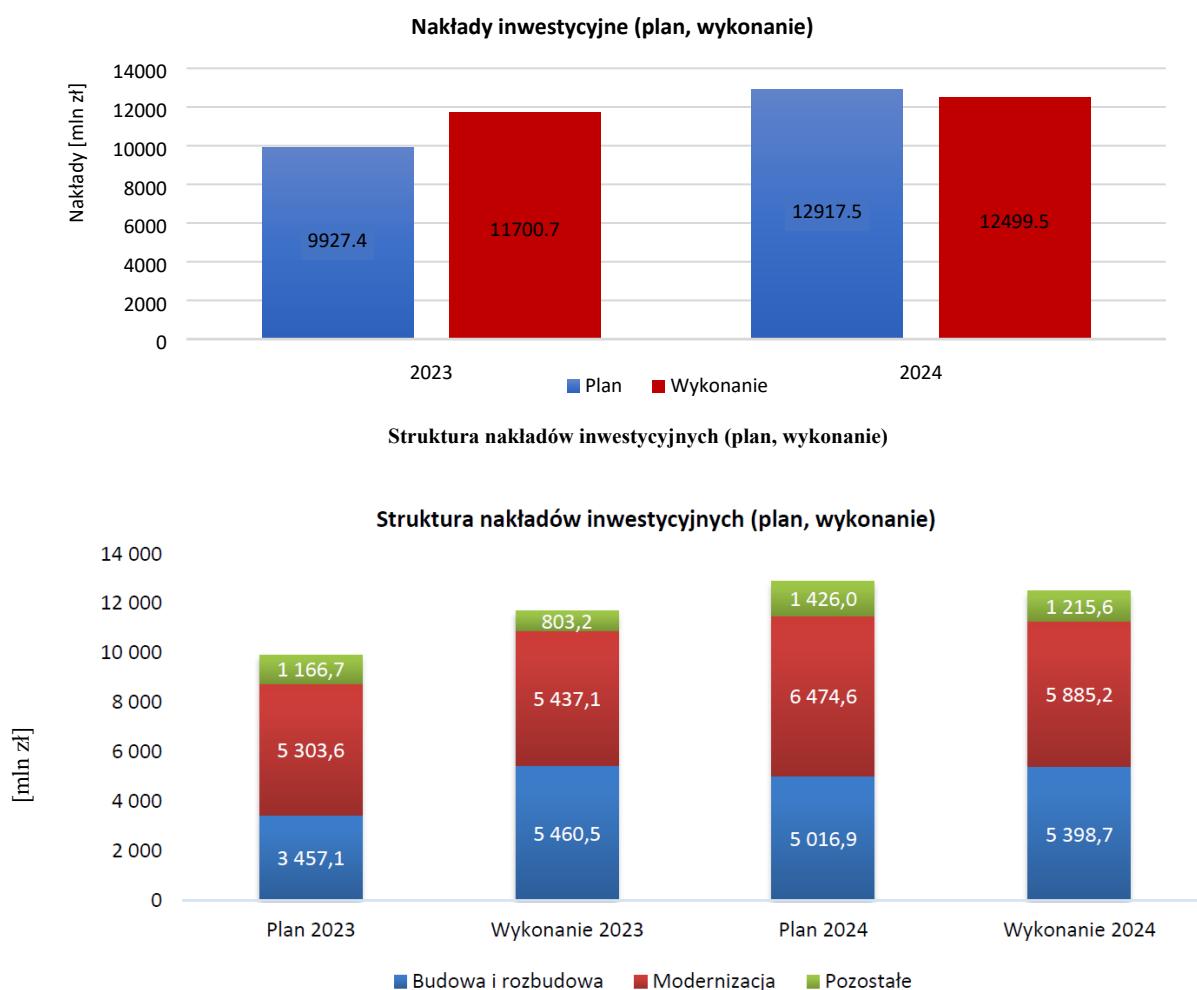
- 29 987,1 km linii napowietrznych o napięciu 110-220 kV (w tym linii 2-torowych: 5 322,1 km),
- 759,6 km linii kablowych o napięciu 110-220 kV,
- 212 028,9 km linii napowietrznych SN (w tym linii 2-torowych: 1 158,3 km),
- 98 372,5 km linii kablowych SN,
- 279 480,7 km linii napowietrznych nN (w tym linii 2-torowych: 6 030,4 km),
- 182 058,3 km linii kablowych nN,
- 274 840 stacji elektroenergetycznych.



Źródło: URE na podstawie sprawozdań z realizacji planów rozwoju OSD za 2024 r.

Rys. 4.10 Majątek OSD – struktura wiekowa

Nakłady inwestycyjne wynikające z uzgodnionych z Prezesem URE planów rozwoju OSD na 2023 r. wynosiły około 9 927 mln zł. OSD zrealizowali nakłady w wysokości około 11 701 mln zł, co stanowi około 118% planu. Z kolei nakłady inwestycyjne wynikające z uzgodnionych z Prezesem URE planów rozwoju OSD na 2024 r. wynosiły około 12 918 mln zł. OSD zrealizowali nakłady w wysokości około 12 499,5 mln zł, co stanowi około 97% planu.



Źródło: URE.

Rys. 4.11 Nakłady inwestycyjne OSD w podziale na plan i wykonanie oraz ich struktura

Tabela 4.7 Efekty rzeczowe wybranych zadań inwestycyjnych pięciu największych OSD¹²

Rodzaj urządzeń	Sumaryczne efekty rzeczowe wybranych zadań inwestycyjnych pięciu największych OSD					
	2023 r.			2024 r.		
	Zdemonutowane	Zmodernizowane	Nowe	Zdemonutowane	Zmodernizowane	Nowe
Linie napowietrzne 110-220 kV [km]	4	254	66	8	392	53
Linie kablowe 110-220 kV [km]	0	41	8	0	24	38
Linie napowietrzne SN [km]	637	407	62	891	401	59
Linie kablowe SN [km]	20	2 936	1 291	25	2 194	1 555
Linie napowietrzne nN [km]	573	1 128	520	567	1 538	531
Linie kablowe nN [km]	925	826	5 218	57	756	4 016
Stacje elektroenergetyczne [szt.] (łączna liczba) w tym:	32	1 936	2 211	15	2 404	2 479
Stacje elektroenergetyczne WN/SN [szt.]	1	32	12	0	71	22
Stacje elektroenergetyczne SN/SN [szt.]	1	17	0	1	10	2
Stacje elektroenergetyczne SN/nN [szt.]	30	1 887	2 199	14	2 323	2 455

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych URE.

Tabela 4.8 Efekty rzeczowe wybranych zadań inwestycyjnych pięciu największych OSD¹⁹

¹² i ¹⁹ ENEA Operator Sp. z o.o.; ENERGA OPERATOR S.A.; STOEN Operator Sp. z o.o.; PGE Dystrybucja S.A.; TAURON Dystrybucja S.A.

Rodzaj urządzeń	Grupa przyłączeniowa	Sumaryczne efekty rzeczowe wybranych zadań inwestycyjnych pięciu największych OSD	
		2021 r.	2022 r.
		Nowe	Nowe
Przylączy do nowych odbiorców i IŁDTPoOSŁ ¹³ - zakres rzeczowy inwestycji [km] - przylączy napowietrzne	II	1,7	-
	III	0,4	0,3
	IV	5,8	6,1
	V	196,0	190,8
	VI	0,5	-
Razem:		204,3	197,3
Przylączy do nowych odbiorców i IŁDTPoOSŁ- zakres rzeczowy inwestycji [km] - przylączy kablowe	II	0,0	0,0
	III	29,4	72,0
	IV	304,0	344,5
	V	4 092,9	3 656,9
	VI	1,1	0,9
Razem:		4 427,5	4 074,2

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych URE.

Wśród mierników oceny stanu sieci dystrybucyjnej wyróżnić należy:

- stopień wykorzystania obciążalności dopuszczalnej,
- długości obwodów niskiego napięcia,
- długości ciągów średniego napięcia,
- ocenę przekrojów zainstalowanych przewodów,
- napięcia na końcach obwodów nN,
- wartości wskaźników przerw w zasilaniu odbiorców końcowych.

W celu zapewnienia zadowalającej jakości zasilania odbiorców końcowych, OSD starają się utrzymywać ww. parametry na dobrym poziomie, tzn. skracają obwody niskiego napięcia i długości ciągów SN oraz wymieniają przewody o małej średnicy na przewody o większej średnicy. Również zwiększenie udziału linii kablowych wpływa na zmniejszenie ich awaryjności. Są one mniej narażone na działanie warunków atmosferycznych oraz uszkodzenia mechaniczne.

Zgodnie z § 48 ust. 1 pkt 2 i 3 rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. z 2025 r. poz. 919). OSD mają obowiązek wyznaczenia i opublikowania wskaźników czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej za dany rok.

Wartości wskaźników za lata 2023 i 2024 przedstawia tabela 4.9 i 4.10.

¹³ IŁDTPoOSŁ - Infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego oraz ogólnodostępnych stacji ładowania

Tabela 4.9 Wskaźniki przeciętnych systemowych przerw w zasilaniu odbiorców w 2023 r.

Wyszczególnienie		Jednostka miary	PGE Dystrybucja S.A.	TAURON Dystrybucja S.A.	ENEA Operator Sp. Z o.o.	ENERGA-Operator S.A.	Stoen Operator Sp. z o.o.
Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej w przeliczeniu na jednego odbiorcę (SAIDI)	SAIDI nieplanowe	min./odb.	351,14	134,2	112,42	136,6	37,96
	SAIDI nieplanowe +katastrofalne		271,29	149,54	114,89	160,7	38,97
	SAIDI planowe		41,22	30,62	23,98	28,5	8,07
Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich w przeliczeniu na jednego odbiorcę (SAIFI)	SAIFI nieplanowe	szt./odb.	4,03	2,25	2,19	1,98	0,83
	SAIFI nieplanowe +katastrofalne		4,05	2,26	2,19	1,99	0,83
	SAIFI planowe		0,24	0,18	0,14	0,16	0,16
Wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI)		szt./odb.	8,91	3,32	5,15	7,85	0,55
Liczba obsługiwanych odbiorców		szt.	5727903	5930646	2789998	3364388	1140874

Źródło: Na podstawie informacji publikowanych przez OSD

Ilość niedostarczonej energii elektrycznej w wyniku awarii sieciowych w sieci dystrybucyjnej w 2023 r. oszacowano na 14,9 GWh. Łącznie ilość niedostarczonej energii elektrycznej w wyniku awarii sieciowych była o 46,4 GWh niższa niż w 2022 r. Największe ograniczenia dostaw energii elektrycznej, związane z awariami sieciowymi w sieci dystrybucyjnej z powodu złych warunków atmosferycznych, wystąpiły w styczniu 2023 r. i wynosiły 4,8 GWh.

Tabela 4.10 Wskaźniki przeciętnych systemowych przerw w zasilaniu odbiorców w 2024 r.

Wyszczególnienie		Jednostka miary	PGE Dystrybucja S.A.	TAURON Dystrybucja S.A.	ENEA Operator Sp. Z o.o.	ENERGA-Operator S.A.	Stoen Operator Sp. z o.o.
Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej w przeliczeniu na jednego odbiorcę (SAIDI)	SAIDI nieplanowe	min./odb.	241,99	133,24	98,55	124,16	35,3
	SAIDI nieplanowe +katastrofalne		265,01	176,88	99,89	130,69	36,15
	SAIDI planowe		38,24	33,02	26,34	32,46	7,79
Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich w przeliczeniu na jednego odbiorcę (SAIFI)	SAIFI nieplanowe	szt./odb.	3,88	2,19	1,86	2,1	0,71
	SAIFI nieplanowe +katastrofalne		3,89	2,22	1,86	2,11	0,71
	SAIFI planowe		0,24	0,2	0,14	0,19	0,13
Wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI)		szt./odb.	8,9	3,17	4,65	7,93	0,6
Liczba obsługiwanych odbiorców		szt.	5793732	5981632	2827774	3401904	1143850

Źródło: Na podstawie informacji publikowanych przez OSD

Ilość niedostarczonej energii elektrycznej w wyniku awarii sieciowych w sieci dystrybucyjnej w 2024 r. oszacowano na 15,9 GWh. Łącznie ilość niedostarczonej energii elektrycznej w wyniku awarii sieciowych była o 1 GWh wyższa niż w 2023 r. Największe ograniczenia dostaw energii elektrycznej, związane z awariami sieciowymi w sieci dystrybucyjnej z powodu złych warunków atmosferycznych, wystąpiły w lipcu 2024 r. i wynosiły 6,8 GWh.

4.4. Wybrane działania ministra właściwego do spraw energii w zakresie wsparcia rozwoju i pracy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej

Bardzo dynamiczny wzrost liczby składanych do operatorów systemu dystrybucyjnego i operatora systemu przesyłowego, wniosków o wydanie warunków przyłączenia oraz podpisanych umów o przyłączenie spowodował, że wzrosła liczba odmów wydania warunków przyłączenia, a także wydłużył się czas realizacji przyłączeń do sieci.

W celu przyspieszenia i ułatwienia realizacji inwestycji w sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, kluczowe dla rozwoju gospodarczego państwa i systemu elektroenergetycznego oraz rozwoju OZE w Polsce, minister właściwy do spraw energii podjął prace legislacyjne, które zakończyły się przyjęciem ustawy z dnia 7 lipca 2023 r. *o zmianie ustawy o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych oraz niektórych innych ustaw* (Dz.U. poz. 1506).

Projekt ustawy powstał w odpowiedzi na pilną potrzebę wprowadzenia udogodnień regulacyjnych dla realizacji kluczowych z punktu widzenia Krajowego Systemu Elektroenergetycznego zadań inwestycyjnych w zakresie sieci przesyłowej i dystrybucyjnej. Było to istotne działanie w perspektywie potrzeb inwestycyjnych związanych z transformacją energetyczną odzwierciedlonych w planach inwestycyjnych przyjętych przez operatora systemu przesyłowego oraz operatorów systemów dystrybucyjnych na kolejne lata.

Wprowadzone zmiany dały możliwość efektywniejszego wykorzystania istniejących mechanizmów prawnych, które pozwolą na znaczne skrócenie oraz uproszczenie procedur administracyjnych związanych z realizacją inwestycji w sieci elektroenergetyczne, co przyczyni się do skuteczniejszej i szybszej integracji odnawialnych źródeł energii z systemem elektroenergetycznym.

Ponadto ważnym elementem wspierającym rozwój sieci dystrybucyjnych oraz integracji OZE były rozwiązania legislacyjne wprowadzone ustawą z dnia 28 lipca 2023 r. *o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw* (Dz.U. poz. 1681), związane z wprowadzeniem ram prawnych dla rozwoju usług elastyczności.

Wdrożenie docelowych rozwiązań w zakresie usług elastyczności, w tym w zakresie prac nad wydaniem nowego rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego zaplanowanych na lata 2025-2026 sprawi, że OSD będą uprawnieni do zakupu różnego rodzaju usług elastyczności, tak aby efektywniej zarządzać ograniczeniami sieci dystrybucyjnej, zarówno na płaszczyźnie technicznej jak i zachowań użytkowników tego systemu, oraz zarządzania jej rozwojem. W dłuższej perspektywie OSD będzie mógł korzystać z usług elastyczności, aby ograniczyć inwestycje w określonych punktach sieci dystrybucyjnych - a przez to przesunąć środki na inne kluczowe i pilne zadania inwestycyjne, a także aby zmniejszyć straty techniczne, poprawić parametry sieci i pewność zasilania odbiorców, ograniczyć konieczność stosowania nierynkowych działań interwencyjnych OSP oraz zwiększyć możliwości przyłączeniowe dla OZE.

Obserwowana w ostatnich latach zmiana technologiczna (przede wszystkim dynamiczny rozwój OZE) nie pozostaje bez wpływu na sieć elektroenergetyczną, która obecnie wykazuje znaczące ograniczenia jeżeli chodzi o możliwość przyłączania nowych źródeł wytwórczych. Dlatego kluczowym działaniem realizowanym przez ministra właściwego do spraw energii jest reforma systemu w obszarze przyłączeń do sieci pozwalająca przede wszystkim na przyspieszenie procesu transformacji energetycznej i zwiększenie liczby obiektów możliwych do przyłączenia (a także pozwalająca na implementację do polskiego prawa przepisów dyrektywy UE 2024/1711 EMD).

Planowane zmiany ustawowe wpłyną na zwiększenie przejrzystości procesu przyłączenia do sieci elektroenergetycznych – zarówno przesyłowych, jak i dystrybucyjnych – oraz pozwolą na zoptymalizowanie wykorzystania istniejącej infrastruktury i usprawnienie procesu przyłączania do sieci elektroenergetycznych. Docelowo projektowane zmiany pozwolą na przyspieszenie procesu transformacji energetycznej i zwiększenie liczby obiektów możliwych do przyłączenia przy równoczesnej optymalizacji kosztów i nakładów wynikających z chociażby odblokowania niewykorzystywanych i nierealizowanych wydanych warunków przyłączenia oraz zwiększenia elastyczności sieci oraz rozwoju inwestycji w zakresie magazynowania energii. Projekt ustawy został umieszczony w Wykazie prac legislacyjnych Rządu pod znakiem UC84.

5. Działania podejmowane dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz postępowanie w przypadku niedoborów jej dostaw

5.1. Postępowanie w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej

Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzane przez OSP zgodnie z przepisami ustawy – Prawo energetyczne:

1. Do czasu wejścia w życie przepisów wydanych na podstawie art. 11 ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne, lecz nie dłużej niż na okres 72 godzin, w przypadku powstania zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej,
lub
2. Na czas oznaczony, w drodze rozporządzenia wydawanego przez Radę Ministrów na podstawie art. 11 ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne, na wniosek ministra właściwego do spraw energii.

Ad 1.

Przepisy art. 11c – 11f ustawy – Prawo energetyczne określają okoliczności, w następstwie których może powstać zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej stanowiące podstawę do podjęcia przez OSP określonych działań oraz ustanawiają mechanizm służący mitygacji skutków takich zdarzeń, tj. ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej do czasu wejścia w życie rozporządzenia Rady Ministrów, o którym mowa w art. 11 ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne, na okres nie dłuższy niż 72 godziny.

Powyższe przepisy umożliwiają OSP sprawne podejmowanie określonych działań, w tym również pozwalają na wprowadzanie ograniczeń w sytuacjach zagrożenia dla funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, które mogą wystąpić nagle i wymagają natychmiastowych działań OSP dla zapobieżenia skutkom tych zagrożeń.

Ponadto w zakresie postępowania w stanach zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej przepisy te określają obowiązki i uprawnienia OSP oraz użytkowników systemu, w tym wytwórców i odbiorców energii elektrycznej oraz hierarchiczność służb dyspozytorskich i ich uprawnienia, jak też sankcje za niewykonywanie poleceń ruchowych, nieprzestrzeganie procedur postępowania i wymiany informacji lub niestosowanie się do obowiązujących zasad i kryteriów w zakresie bezpieczeństwa pracy KSE. Powyższe regulacje określają również obowiązki wytwórców energii elektrycznej w zakresie podejmowania działań w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz obowiązki OSP do pokrywania kosztów tych działań. Przepisy te umożliwiają OSP, w zakresie niezbędnym do przywrócenia prawidłowego funkcjonowania KSE, podejmowanie działań dających podstawę ochrony systemu elektroenergetycznego i jego użytkowników przed skutkami rozległej awarii w systemie.

Dodatkowo OSP jest zobowiązany do natychmiastowego informowania ministra właściwego do spraw energii oraz Prezesa URE o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i podjętych działaniach w celu jego usunięcia oraz do przedłożenia w terminie 60 dni od daty zniesienia ograniczeń, raportu zawierającego w szczególności ustalenia, dotyczące przyczyn powstałego zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz zasadności podjętych działań i zastosowanych środków w celu jego usunięcia.

Powyższe regulacje określają również zasady odpowiedzialności odszkodowawczej OSP z tytułu wprowadzonych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, w tym limity tej odpowiedzialności w zależności od liczby odbiorców objętych ograniczeniami.

Opisane narzędzia znajdują zastosowanie jedynie do ograniczania lub likwidacji skutków zaistniałych stanów zakłóceńowych czy awaryjnych, bądź przeciwdziałania wystąpieniu tych skutków. W żadnym

przypadku narzędzia te nie mogą być wykorzystywane, jako mechanizm służący do równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię. Nie mogą również służyć jako mechanizm wykorzystywany do bieżącego bilansowania systemu w stanach normalnej pracy KSE.

Ad 2.

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne OSP wprowadza ograniczenia w wyniku wydania przez Radę Ministrów rozporządzenia na podstawie art. 11 ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne. Mechanizm ten polega na ograniczeniach w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, realizowanych przez wskazanych odbiorców na podstawie komunikatów ogłaszanych przez OSP, zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 8 listopada 2021 r. w *sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła* (Dz. U. poz. 2209). Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej są wprowadzane zgodnie z *Planem wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej*, sporządzanym według zasad określonych w powołanym rozporządzeniu i corocznie uzgadnianym z Prezesem URE. Plany obowiązujące w latach 2023 i 2024 zostały uzgodnione odpowiednio:

- na okres 01.01.2023 r. – 31.05.2023 r. decyzją Prezesa URE z dnia 31 maja 2022 r., znak: DRE.WOSE.481.1.3.2022.MFr,
- na okres 01.06.2023 r. – 31.05.2024 r. decyzją Prezesa URE z dnia 25 maja 2023 r., znak: DRE.WOSE.481.1.3.2023.MFr,
- na okres 01.06.2024 r. – 31.12.2024 r. decyzją Prezesa URE z dnia 27 maja 2024 r., znak: DRE.WOSE.481.1.4.2024.MFr.

W latach 2023 - 2024 OSP nie zgłaszał do ministra właściwego do spraw energii wniosku o wprowadzenie przez Radę Ministrów ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej w drodze rozporządzenia, o którym mowa w art. 11 ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne.

5.2. Zarządzanie transgranicznymi przepływami energii elektrycznej w systemie przesyłowym

W niniejszym rozdziale opisano współpracę PSE z innymi OSP w regionie oraz wymieniono szczegółowo umowy międzyoperatorskie dotyczące bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego oraz współpracy w sytuacjach awaryjnych, zasady wykorzystywania działań zaradczych na kontrolę przepływów transgranicznych, a także zasady działania połączonych rynków energii w różnych horyzontach czasowych. Ponadto zasady zarządzania transgranicznymi ograniczeniami przesyłowymi zostały szczegółowo przedstawione w rozdziale 7.3, w kontekście zamierzeń inwestycyjnych i w odniesieniu do zapewnienia zdolności przesyłowych połączeń międzysystemowych.

5.2.1. Umowy międzyoperatorskie związane z prowadzeniem ruchu systemów, w tym umowy dotyczące pomocy awaryjnej (umowy dwustronne i wielostronne)

Zasady współpracy OSP z obszaru synchronicznego Europy kontynentalnej reguluje umowa Synchronous Area Framework Agreement (**SAFA**), która weszła w życie w kwietniu 2019 r., wypełniając wymagania rozporządzenia Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. *ustanawiającego wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (SOGL)*. Od momentu podpisania umowa była wielokrotnie aktualizowana.

Szczegółowe zasady współpracy na połączeniach transgranicznych KSE z innymi systemami regulują opisane niżej umowy dwustronne.

Umowy *System Operating Agreement (SOA)* określające zasady współpracy ruchowej na połączeniach transgranicznych synchronicznych i asynchronicznych zawarte przez PSE S.A. z następującymi OSP:

- a) niemieckim 50Hertz – umowa z dnia 24 października 2008 r. (ostatnia aktualizacja w 2021 r.), dotycząca połączeń synchronicznych pomiędzy systemem polskim i niemieckim;
- b) czeskim ČEPS – umowa z dnia 19 stycznia 2010 r. dotycząca połączeń synchronicznych pomiędzy systemem polskim i czeskim (ostatnia aktualizacja w 2020 r.);
- c) słowackim SEPS – umowa z dnia 2 lipca 2014 r., dotycząca połączenia synchronicznego pomiędzy systemem polskim i słowackim (ostatnia aktualizacja w 2022 r.);
- d) szwedzkim Svk – umowa z dnia 28 listopada 2014 r. (ostatnia aktualizacja w 2022 r.) dotycząca połączenia kablowego pomiędzy systemem polskim i szwedzkim. Umowa zawiera również zasady udzielania i rozliczania pomocy awaryjnej. Dnia 30.06.2020 r. zawarto Side Letter Agreement do umowy SOA z Svk wdrażający rozwiązanie tymczasowe w zakresie procedury uzgadniania i rozliczania „zakupów przeciwnych i redysponowania”, stanowiącego wypełnienie zobowiązań wynikających z art. 16(8) rozporządzenia UE 2019/943. Trwają prace nad przyjęciem rozwiązania docelowego;
- e) ukraińskim UKRENERGO – umowa z dnia 15 października 2011 r. dotycząca pracy połączenia promieniowego Zamość – Dobrotwór pracującego z wydzielonymi z systemu ukraińskiego blokami Elektrowni Dobrotwór (ostatnia aktualizacja w 2022 r.)
- f) litewskim LITGRID – umowa obowiązująca od 2015 r. (ostatnia aktualizacja w 2022 r.) dotycząca pracy asynchronicznego połączenia LitPol Link pomiędzy systemem polskim i litewskim, pracującego poprzez wstawkę stałoprądową. Umowa zawiera również zasady udzielania i rozliczania pomocy awaryjnej. 30 grudnia 2019 r. podpisano Side Letter Agreement do umowy SOA z LITGRID wdrażający rozwiązanie tymczasowe w zakresie procedury uzgadniania i rozliczania „zakupów przeciwnych i redysponowania”, stanowiący wypełnienie zobowiązań wynikających z art. 16(8) rozporządzenia UE 2019/943. Obecnie trwają prace nad przyjęciem rozwiązania docelowego.

5.2.2. Inne umowy wielostronne wykorzystywane w sytuacjach awaryjnych

Umowy na dostawy awaryjne – określające zasady i procedury zamawiania, a także udzielania i rozliczania pomocy awaryjnej na połączeniach transgranicznych. Celem dostaw awaryjnych jest przywrócenie bezpiecznych warunków pracy danego systemu. Czas trwania dostawy i wielkość mocy jest ustalana przez dyspozytorów, w zależności od możliwości partnera udzielającego pomocy oraz dostępnych zdolności przesyłowych. Umowy na dostawy awaryjne należy traktować jako środki nadzwyczajne, wykorzystywane wyłącznie w warunkach zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Umowy nie gwarantują otrzymania pomocy awaryjnej – o możliwościach i zakresie zastosowania decydują aktualne warunki sieciowe i bilansowe w połączonych i indywidualnych systemach przesyłowych.

Zestawienie umów na dostawy awaryjne, zawartych przez PSE S.A.:

Umowy dwustronne:

- a) z niemieckim 50Hertz – *General Agreement on Emergency Energy Exchange* – umowa z dnia 22 czerwca 2016 r. (ostatnia aktualizacja w 2021 r.);
- b) z czeskim ČEPS – *General Agreement on Emergency Exchange* – umowa z dnia 11 marca 2011 r. (ostatnia aktualizacja w 2022 r.);
- c) z czeskim ČEPS – *Agreement on assistance for active power delivery* – umowa z dnia 16 sierpnia 2022 r.;
- d) ze słowackim SEPS – *General Contract For Emergency Deliveries* – umowa z dnia 22 sierpnia 2017 r. (ostatnia aktualizacja w 2022 r.);

- e) z węgierskim MAVIR – *Agreement on Emergency Exchange and Commercial Conditions to the Contract on Provision of Mutual Emergency Energy Delivery from Abroad for Securing the System's Services between the Power Systems of Poland and Hungary through the Power System of Slovakia* – umowa z dnia 18 lipca 2019 r.;
- f) z ukraińskim UKRENERGO – *Agreement on Emergency Energy Exchange* – umowa z dnia 5 sierpnia 2019 r. Ze względu na charakter pracy połączenia (promieniowa praca na KSE wydzielonych bloków Elektrowni Dobrotwór) zapisy umowy przewidują realizację dostaw w stronę KSE, natomiast w stronę systemu ukraińskiego wyłącznie w przypadku odbudowy tego systemu;
- g) Zasady i procedury zamawiania dostaw awaryjnych z Litwy i Szwecji określone są w umowach SOA wskazanych powyżej. Ponadto PSE S.A. współpracowały w 2020 r. ze szwedzkim OSP na podstawie umów Maintenance Agreement oraz Framework Agreement zawartych w dniu 24 sierpnia 2012 r., które określają zasady wzajemnej współpracy i pomocy technicznej w przypadku awarii połączenia pomiędzy Polską i Szwecją.

Umowy wielostronne:

- h) niemieckim 50Hertz, duńskim Energinet, szwedzkim Svk – *Agreement on cross border rescheduling using High-Voltage Direct-Current links over the Baltic Sea* – umowa z dnia 28 grudnia 2009 r., która daje możliwość jednoczesnej korekty grafików na połączeniach stałoprądowych pomiędzy obszarami Europy kontynentalnej (w ramach którego pracują systemy Polski, Niemiec oraz zachodnia część systemu Duńskiego) oraz obszarem Nordel (system Szwecji i wschodnia część systemu Danii) a w efekcie zmianę przepływów na połączeniach transgranicznych pomiędzy stronami umowy w zamkniętej pętli (tzw. DC loop flow). Uruchomienie DC loop flow pozwala na zmniejszanie przeciążeń występujących na połączeniach synchronicznych pomiędzy Polską i Niemcami lub Danią i Szwecją. DC loop flow może być zamówiony i zrealizowany w bieżącej dobie, na prośbę jednego z partnerów umowy. Czas trwania oraz wielkość przepływu mocy jest ustalana przez dyspozytorów – zależy wprost od dostępnych (tj. niewykorzystanych przez rynek) zdolności przesyłowych;
- i) węgierskim MAVIR i słowackim SEPS – *Contract on Provision of Mutual Emergency Energy Delivery from Abroad for Securing the System's Services between the Power Systems of Poland and Hungary through the Power System of Slovakia* – umowa z dnia 11 grudnia 2015 r. Przedmiotem umowy są zasady współpracy stron w zakresie tranzytu dostaw awaryjnych pomiędzy systemami Polski i Węgier (ostatnia aktualizacja w 2020 r.).

5.2.3. Umowy związane z działaniem połączonych rynków energii

Realizacja procesów alokacji zdolności przesyłowych

Spółka PSE S.A., pełniąc funkcję OSP jest odpowiedzialna za zarządzanie zdolnościami przesyłowymi połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi (tzw. połączenia transgraniczne), zgodnie z art. 9c ust. 2 pkt 7 ustawy – Prawo energetyczne. PSE S.A. prowadziła w okresie 2023 - 2024 alokację zdolności przesyłowych w ramach wdrożonych mechanizmów jednolitego łączenia rynków.

Najważniejszymi umowami regulującymi zasady alokacji zdolności przesyłowych w ramach wdrożonych mechanizmów jednolitego łączenia rynków są:

- “Day-Ahead Operational Agreement” (DAOA) – umowa ramowa dla Single Day-Ahead Coupling (SDAC) zawarta przez NEMOs i TSOs;
- TSO Cooperation Agreement for Market Coupling (TCMC) – umowa ramowa dla Single Day-

Ahead Coupling (SDAC) i dla Single Intraday Coupling (SIDC) zawarta przez TSOs [Umowa TCMC stanowi połączenie wcześniej obowiązujących umów “TSO Cooperation Agreement for Single Day-Ahead Coupling” (TCDA) i “TSO Cooperation Agreement for Single Intraday Coupling” (TCID)];

- „Day-Ahead Operational Agreement for the Core Flow-Based Market Coupling Project for the Core Region” (Core DAOA) – umowa ramowa dla FBMC w Regionie Core zawarta przez NEMOs i TSO;
- „Core TSOs Day-Ahead Operational Agreement” (Core TSOs DAOA) – umowa ramowa dla FBMC w Regionie Core zawarta przez TSO;
- “Intraday Operational Agreement” (IDOA) – umowa ramowa dla Single Intraday Coupling (SIDC) zawarta przez NEMOs i TSO.

Krótkoterminowa alokacja zdolności przesyłowych na wszystkich granicach KSE z krajami członkowskimi UE odbywa się w ramach paneuropejskich mechanizmów jednolitego łączenia rynków dnia następnego oraz jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego, zgodnie rozporządzeniem Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. *ustanawiającym wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi* (CACM).

Mechanizm jednolitego łączenia rynków (Market Coupling) działa w trybie aukcji typu implicit organizowanej wspólnie przez Nominowanych Operatorów Rynku Energii (NEMO) oraz OSP ze wszystkich państw członkowskich UE. Przedmiotem aukcji są zdolności przesyłowe alokowane wraz z energią elektryczną w ramach jednego mechanizmu umożliwiającego łączenie ofert i efektywną alokację zdolności przesyłowych na terenie całej UE.

Alokacja zdolności przesyłowych w ramach jednolitego rynku dnia następnego jest realizowana w Regionie Core w oparciu o metodę Flow-based Allocation - Core Flow Based Market Coupling (Core FBMC). Wdrożenie Core FBMC stanowi istotną zmianę jakościową w procesie alokacji zdolności w ramach rynku dnia następnego.

Metoda ta pozwala na wyznaczanie zdolności przesyłowych w oparciu o fizyczne przepływy w całym regionie. Dzięki temu możliwe jest uwzględnienie ograniczeń technicznych sieci w procesie wyznaczania i alokacji zdolności przesyłowych dla wymiany handlowej. Przy tej metodzie brane są również pod uwagę współzależności między transakcjami wymiany handlowej na poszczególnych granicach obszarów rynkowych a przepływami mocy w połączonym systemie elektroenergetycznym.

13 czerwca 2024 r. uruchomiono mechanizm aukcji w ramach jednolitego rynku dnia bieżącego (ang. Intra Day Auctions - IDA), stanowiący uzupełnienie mechanizmu handlu ciągłego w tym segmencie oraz pozwalający na wycenę zdolności przesyłowych. Zdolności przesyłowe w ramach IDA są ekstrahowane z domeny Flow-based w formie cNTC, w ramach mechanizmu Intraday Capacity Calculation (IDCC). Niewdrożenie pełnego Flow-based dla rynku dnia bieżącego wynika z ograniczeń po stronie platformy XBID (centralny system informatyczny obsługujący SIDC).

Mechanizm Intraday Capacity Calculation obecnie działa w dwóch instancjach (IDCC(a) na godzinę 15:00 D-1 oraz IDCC(b) na godzinę 22:00 D-1). W następnych latach planowane jest wdrożenie procesów IDCC (c) (d) (e), w ramach których zdolności przesyłowe będą ekstrahowane z domeny Flow-based odpowiednio na godziny 4:00, 10:00 i 16:00 doby D.

W 2024 r. realizowano również projekty, których celem jest wdrożenie 15-minutowych produktów rynkowych (15 min Market Time Unit - MTU) w obszarach SIDC i SDAC. 13 czerwca 2024 r. PSE, w ramach uruchomienia drugiego etapu reformy Rynku Bilansującego, wdrożyły 15-minutowy okres rozliczenia niezbilansowania (15 min Imbalance Settlement Period - ISP) co pozwoliło na rozpoczęcie stosowania produktów handlowych o granulacji kwadransowej (15 min MTU) w ramach SIDC.

Wdrożenie produktów 15-minutowych zwiększyło elastyczność uczestników rynku w zakresie możliwości bilansowania swoich pozycji handlowych. W pierwszym etapie wprowadzono obrót

produktami 15-minutowymi wewnątrz polskiego obszaru rynkowego. Wdrożenie 15 min MTU na połączeniach transgranicznych KSE objętych mechanizmem SIDC zostało wdrożone 18 marca 2025 r. Wdrożenie 15 min MTU w obszarze stosowania mechanizmu SDAC jest planowane na 30 września 2025 r. (jednocześnie dla wszystkich obszarów rynkowych objętych tym mechanizmem). W celu zapewnienia możliwości technicznych dla wykonywania symulacji działania SDAC i IDA, w 2024 r. prowadzono działania w celu wdrożenia nowego narzędzia Simulation Facility. Podjęto również działania w kierunku przygotowania do etapowego rozszerzanie obszaru stosowania SDAC i SIDC o państwa Wspólnoty Energetycznej (Energy Community).

Od maja 2023 r. PSE S.A. wspólnie z OSP z Ukrainy - UKRENERGO rozpoczęła alokację zdolności przesyłowych na granicy z polsko-ukraińskiej, w trybie aukcji jednostronnych, obsługiwanych przez OSP na podstawie dedykowanych umów. Jednocześnie w 2023 r. trwały prace nad wdrożeniem docelowego modelu aukcji skoordynowanych obsługiwanych przez wspólne biuro aukcyjne Joint Allocation Office S.A. (JAO), którego właścicielami są operatorzy systemów przesyłowych, w tym PSE S.A., który został uruchomiony w dniu 16 stycznia 2024 r.

Alokacja długoterminowych zdolności przesyłowych na przekroju synchronicznym realizowana była w ramach skoordynowanych przetargów typu explicit, organizowanych przez JAO. Zasady działania biura aukcyjnego w zakresie alokacji długoterminowych zdolności przesyłowych w ramach wspólnej europejskiej platformy alokacji określa, zawarta w 2018 r. pomiędzy biurem aukcyjnym i ww. operatorami, umowa wielostronna Single Allocation Platform Cooperation Agreement (SAP CA).

W ramach skoordynowanych przetargów, PSE S.A. w 2024 r. udostępniały zdolności na profilu technicznym obejmującym połączenia z obszarami regulacyjnymi operatorów systemów przesyłowych 50Hertz, CEPS i SEPS. Procedura zarządzania ograniczeniami przesyłowymi oraz metoda alokacji realizowana była zgodnie ze zharmonizowanymi zasadami alokacji dla horyzontu długoterminowego (ang. Harmonised allocation rules for long-term transmission rights), w których uczestniczyło 29 OSP z 23 krajów w Europie. Jeżeli zachodzi konieczność zasady są aktualizowane na kolejny rok kalendarzowy przez wszystkich zaangażowanych OSP i publikowane na stronach internetowych platformy alokacji.

Alokacja zdolności przesyłowych realizowana była w ramach przetargu rocznego (okres rezerwacji od dnia 1 stycznia do 31 grudnia) oraz przetargów miesięcznych (okres rezerwacji od pierwszego do ostatniego dnia miesiąca). Alokacja zdolności przesyłowych odbywała się na podstawie złożonych ofert, w drodze optymalizacji maksymalizującej wartość rynkową zgłoszonych ofert, w wyniku której wyznaczany był zestaw akceptowanych ofert uczestników rynku z określonymi wolumenami alokowanych mocy oraz ceny przetargowe na każdym z kierunków przesyłu.

Od lipca 2022 r. nastąpiła zmiana produktu oferowanego w ramach aukcji z praw fizycznych (PTR) umożliwiających posiadaczowi nominowanie wymiany transgranicznej na prawa finansowe (FTR) typu opcja uprawniające posiadacza do wypłaty równej różnicy cen pomiędzy obszarami rynkowymi. Produkty typu FTR są docelowym rozwiązaniem w regionie Core i mają na celu uproszczenie działania procesu długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych i tym samym zabezpieczenia pozycji handlowych przez uczestników rynku energii.

Ograniczenia alokacji

Ograniczenia alokacji są narzędziem operatorskim stosowanym w celu zapewnienia wymagań bezpieczeństwa związanych z dostępnością dostatecznych rezerw mocy wytwórczych w systemie elektroenergetycznym. Stosowanie ograniczeń alokacji jest przewidziane w prawie UE w rozporządzeniu UE 2019/943, w tym szczegółowo w CACM. Stanowią one ograniczenia, których należy przestrzegać podczas alokacji zdolności w celu utrzymania systemu przesyłowego w granicach operacyjnych limitów bezpieczeństwa, i które nie zostały przełożone na transgraniczne zdolności przesyłowe, lub które są potrzebne do zwiększenia efektywności alokacji zdolności. Ograniczenia alokacji mają charakter dwukierunkowy, z niezależnymi wartościami dla kierunków do i z KSE.

Ponieważ ograniczenia alokacji mogą powodować powstawanie przepływów nieintuicyjnych skutkujących ujemnym przychodem z alokacji (ang. Congestion Income) na wybranych granicach oraz ze względu na fakt, że ograniczanie alokacji na granicach KSE obejmują wiele CCR, konieczne było zawarcie dedykowanej umowy pomiędzy OSP z CCR CORE, Szwecji oraz Litwy w zakresie odpowiedniego uwzględnienia wpływu ograniczeń alokacji na proces rozliczeń Congestion Income. Umowa ta obowiązuje od momentu wdrożenia mechanizmu CORE Flow-Based Market Coupling w 2022 r. Analogiczna umowa na rozliczenie i redystrybucję ujemnych wartości Congestion Income została również podpisana w 2024 r. pomiędzy PSE S.A., 50Herz, CEPS, SEPS, SvK oraz Litgrid dla alokacji zdolności w ramach IDA.

W ramach drugiego etapu reformy rynku bilansującego, z dniem 13 czerwca 2024 r. uruchomiony został Rynek Mocy Bilansujących odbywający się w trybie podstawowym przed procesami SDAC i SIDC. Pozwala on na zarezerwowanie docelowo wymaganych poziomów rezerw przed rozwiązaniami rynku, co pozwala na zdjęcie części potencjalnych ofert z rynków w ramach Market Coupling. Taki mechanizm powinien pozwolić na zmniejszenie wpływu ograniczeń bilansowych na połączone systemy elektroenergetyczne.

MultiNEMO Arrangements (MNA)

Realizując przepisy rozporządzenia CACM, 9 lutego 2021 r. uruchomiono w Polsce mechanizm umożliwiający prowadzenie aukcji w ramach łączenia rynku dnia następnego NEMO, tzw. Multi-NEMO Arrangements (MNA). Był to kolejny krok do stworzenia jednolitego ogólnoeuropejskiego rynku energii elektrycznej. Działanie wielu NEMO w obszarze Polski oparte jest na Regulaminie MNA – Regulation Implementing Conditions for Cross-Zonal Capacity Allocation and Other Necessary Mechanisms to Support Operation of More Than One NEMO In Poland, który określa zasady współpracy NEMO i PSE S.A. w związku z realizacją procesów SIDC i SDAC. Każdy NEMO działający w Polsce podpisuje z PSE S.A. umowę Accession Form to MultiNEMO Arrangements Operational Agreement (AF to MNA OA).

Obecnie w polskim obszarze rynkowym działa trzech NEMO: TGE S.A., Nord Pool EMCO oraz EPEX SE. Od 2022 r. wszyscy NEMO działający w polskim obszarze rynkowym realizują zarówno proces Single Day-Ahead Coupling (SDAC) jak i Single Intraday Coupling (SIDC). W tym samym roku w regionie Core nastąpiło również przejście z mechanizmu NTC na skoordynowany mechanizm Flow Based, istotnie poprawiający efektywność procesu alokacji zdolności przesyłowych. W 2022 r. miało również miejsce uruchomienie wymiany w horyzoncie dnia bieżącego na granicy ze Słowacją, w ramach projektu LIP 17. W 2024 r., w ramach Reformy Rynku Bilansującego, PSE wprowadziły kwadransowy okres rozliczania niezbilansowania (15 min ISP). Dzięki temu, działające w polskim obszarze rynkowym NEMO mogą oferować produkty 15-minutowe (15 min MTU) w ramach jednolitego łączenia rynku dnia bieżącego (SIDC).

Docelowo, produkty 15-minutowe będą również wdrażane na połączeniach transgranicznych, co zwiększy elastyczność uczestników w bilansowaniu swoich pozycji handlowych. Dodatkowo, 13 czerwca 2024 r. uruchomiono handel aukcyjny w ramach SIDC poprzez implementację aukcji Intraday (IDA). Wdrożenie pierwszego etapu SIDC 15 min MTU oraz IDA w 2024 r. wymagało ścisłej współpracy z NEMO, aby dostosować proces przekazywania wyników rynkowych oraz rozszerzyć istniejące ustalenia, m.in. w zakresie przetwarzania danych. We wszystkich tych przypadkach konieczna była aktualizacja odpowiednich załączników do Regulaminu MNA oraz umów AF to MNA, poprzedzona dokładną analizą rynkową i techniczną oraz uzgodnieniami z NEMO.

W związku z wdrożeniem aukcji IDA w latach 2023 - 2024:

a) zawarto następujące umowy:

- Side Letter to the Intraday Operations Agreement (“IDOA”) for the operation of Intraday Auctions in the Core Capacity Calculation Region (“Core IDA”) – umowa regulująca implementację oraz operacje powiązane z aukcjami IDA w regionie Core;
- Agreement on Congestion Income Redistribution across Capacity Calculation Regions due to

active Polish allocation constraints following implementation of Intraday Auctions – umowa regulująca proces redystrybucji przychodów z ograniczeń (congestion income – CI) ze względu na topologię i ograniczenia występujące w konfiguracji IDA;

- Side Letter to Market Operations Agreement on LitPol Link – umowa w celu uzgodnienia procesu dystrybucji CI dla LitPol Link w ramach aukcji IDA przez zaangażowanie Nord Pool EMCO AS do czasu wdrożenia rozwiązania docelowego przez JAO;
 - JAO Service Level Agreement for the Implicit Allocation related to the Intraday Auctions in the CCR Hansa (JAO SLA IMPALL – HANSA) - umowa pomiędzy OSP z regionu Hansa i JAO określająca obowiązki JAO w kontekście zarządzania CI generowanego z aukcji IDA;
- b) aktualizowano istniejące umowy w zakresie uwzględnienia nowych procesów powiązanych z aukcjami IDA:
- Intraday Operations Agreement (IDOA);
 - Service Level Agreement for XBID CMM and SM Central Administrator role;
 - Core TSOs Intraday Operational Agreement (Core TSOs IDOA);
 - Service Level Agreement for JAO services to Core CCR;
 - JAO Service Level Agreement for the Implicit Allocation in the bidding zones of PL, SE and LT (JAO SLA IMPALL-PL-SE-LT);
 - Bilateralne umowy System Operation Agreement (SOA) z sąsiednimi OSP;
 - Regulamin MNA.

Platformy bilansujące

W latach 2023 - 2024 realizowano projekty w zakresie rozwoju platform bilansujących dla projektów:

- **MARI** – platforma wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną (mFRR Platform),
- **PICASSO** – platforma wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną (aFRR Platform),
- **TERRE** – platforma wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych.

Rozwój platform bilansujących jest związany z realizacją obowiązków wynikających z rozporządzenia Komisji Europejskiej (EU) 2017/2195 *ustanawiającego wytyczne w zakresie bilansowania* (EBGL) i jest oparty na następujących umowach:

- a) **Principal Agreement regarding Electricity Balancing platforms** – umowa parasolowa dla platform bilansujących MARI i PICASSO wdrażająca postanowienia EBGL i określające funkcje międzyplatformowe;
- b) **MARI, PICASSO i TERRE Platform Cooperation Agreements** – umowy dotyczące współpracy i zarządzania platformami;
- c) **MARI i PICASSO Common Service Provider Agreements** – umowy zapewniające funkcjonowanie, rozwój i świadczenie usług wspólnych, tj. hostingu i monitoringu;
- d) **Capacity Management Module Common Service Provider Agreement** – umowa zapewniająca funkcjonowanie i rozwój modułu do zarządzania zdolnościami przesyłowymi dla wszystkich platform (CMM).

Ze względu na zmiany rozporządzenia 2019/943 wprowadzone 13 czerwca 2024 r. rozporządzeniem 2024/1747, przesuwające czas zamknięcia bramki jednolitego łączenia rynku dnia bieżącego z godziny przed czasem rzeczywistym na 30 min przed czasem rzeczywistym w terminie do 1 stycznia 2026 r., członkowie projektu TERRE zdecydowali o jego zamknięciu w 2025 r. W związku z tym z dniem 31 grudnia 2024 r. PSE S.A. zmieniła status w projekcie TERRE na byłego członka projektu.

5.2.4. TSO Security Cooperation (TSC)

PSE S.A. uczestniczy w pracach regionalnej inicjatywy Transmission System Operators Security Cooperation (TSC), powołanej w 2008 r., zrzeszającej obecnie 16 OSP z Europy Środkowej. OSP współpracują w ramach TSC na rzecz poprawy bezpieczeństwa pracy połączonych systemów elektroenergetycznych w regionie TSC, w szczególności metod zapobiegania ograniczeniom sieciowym i stosowania środków zaradczych w sposób skoordynowany.

Zasady stosowania i rozliczania środków zaradczych w regionie TSC zostały uregulowane umową Agreement on Intermediate Phase of Multilateral Remedial Actions within TSC (Umowa Intermediate) z dnia 31 sierpnia 2015 r., pomiędzy: 50Hertz Transmission GmbH, Energinet.dk, Amprion GmbH, Austrian Power Grid AG, Elektro-Slovenija d.o.o., Swissgrid ag, TenneT TSO GmbH (Niemcy), TenneT TSO B.V. (Królestwo Niderlandów), TransnetBW GmbH, z późniejszymi aneksami. Od 2015 r. umowa była kilkakrotnie aktualizowana, ostatni raz w 2020 r.

5.2.5. Współpraca w ramach RSC / RCC

W celu polepszenia jakości współpracy międzyoperatorskiej w ramach inicjatywy TSC, 10 OSP z TSC powołało spółkę TSCNET Services GmbH (TSCNET) z siedzibą w Monachium. TSCNET rozpoczęła działalność operacyjną z dniem 1.05.2015 r. Obecnie udziałowcami TSCNET jest 16 OSP zrzeszonych w TSC. Działalność TSCNET obejmuje usługi wsparcia OSP w procesach planowania operacyjnego, a także wsparcia przy opracowywaniu i wdrażaniu nowych procesów regionalnych.

Od 1 lipca 2022 r. TSCNET, w rozumieniu rozporządzenia 943/2019, jest jednym z Regionalnych Centrów Koordynacyjnych (ang. Regional Coordination Centers – RCCs), które zgodnie z ww. rozporządzeniem świadczy, wraz ze spółką CORESO, usługi dla OSP z Central SOR (ang. System Operation Region - region pracy systemu obejmujący swoim zasięgiem 3 CCRy: Core, NIB, SWE). RCC realizuje min. zadania w zakresie: skoordynowanego wyznaczanie zdolności przesyłowych, skoordynowanych analiz bezpieczeństwa, tworzenia wspólnych modeli sieci, prognoz wystarczalności systemu na poziomie regionalnym sporządzanych w przedziałach czasowych od następnego tygodnia do co najmniej następnego dnia oraz przygotowywanie działań ograniczających ryzyko, regionalnej koordynacja planowania wyłączeń, określania wielkości rezerwy mocy na poziomie regionalnym, ułatwiania zakupów mocy bilansującej na poziomie regionalnym oraz wsparcia oceny spójności planów obrony przed zagrożeniami oraz planów odbudowy systemów przesyłowych. Swoje zadania RCC realizuje na podstawie i w zgodzie z metodami opracowanymi na podstawie kodeksów sieci i wytycznych.

W celu formalnego przekształcenia TSCNET i CORESO w RCC przeprowadzono prace nad dokumentami organizacyjnymi tych spółek (umowy spółki, regulaminy wewnętrzne) oraz nad dokumentem RCC Establishment Provisions, który stanowi podstawę do funkcjonowania RCC. Zostały one przedłożone do akceptacji regulatorów. Prezes URE wydał decyzję w tej sprawie w dniu 30 czerwca 2022 r. W IV kwartale 2022 r. prowadzone były ponadto prace nad aktualizacją umów serwisowych, na podstawie których TSCNET świadczy usługi na rzecz OSP zrzeszonych w ramach TSC – Basic Service Agreement (BSA) oraz „Coordinated Security Assessment Service Agreement” (CSA SA).

5.2.6. Funkcjonowanie przesuwników fazowych i międzyoperatorskie działania zaradcze

Funkcjonowanie fizycznych przesuwników fazowych w latach 2023–2024

W początkowym okresie funkcjonowania przesuwniki fazowe (Phase Shifters - PST), były wykorzystywane do praktycznie ciągłego ograniczania nieplanowych przepływów z systemu niemieckiego (ujemne położenie zaczeów) do polskiego. Wraz ze zmianą struktury przepływów mocy w regionie, przesuwniki są coraz częściej wykorzystywane do regulacji przepływów pomiędzy systemami polskim i niemieckim. W Tabeli 5.1 zestawiano wielkości procentowego wykorzystania przesuwników w podziale na pozycję zaczeów w latach 2023 i 2024 w porównaniu do 2019 r., który

był pierwszym rokiem funkcjonowania przesuwników w obu lokalizacjach (stacje Vierraden i Mikułowa).

Tabela 5.1 Procentowe wykorzystanie przesuwników fazowych w podziale na pozycję zaczepów w latach 2023 i 2024 na tle 2019 r.

Międzyoperatorski środek zaradczy		Procent godzin wykorzystania przesuwników w podziale na pozycje zaczepów					
		Ujemne („odpychanie”)		Dodatnie („przyciąganie”)		Neutralne	
		2019	2023 - 2024	2019	2023 - 2024	2019	2023 - 2024
Bezkosztowe (przesuwniki fazowe)	Vierraden	73%	50%	2%	16%	25%	34%
	Mikułowa	76%	35%	0,4%	3%	24%	62%

Międzyoperatorskie działania zaradcze

W latach 2023-2024, podobnie jak w latach poprzednich, podejmowane były międzyoperatorskie działania zaradcze, tj. środki o charakterze doraźnym mające na celu zapewnienie bezpiecznej pracy połączonych systemów.

Skala redysponowania (redispatchingu) dwustronnego z niemieckim OSP 50Hertz w latach 2023-2024 przedstawiona jest w ujęciu miesięcznym, w tabelach 5.2. i 5.3. Tabele określają skalę redispatchingu dwustronnego (użycie redispatchingu wielostronnego nie było konieczne). Zestawiano wielkości sumaryczne redispatchingu dwustronnego wyrażone w ilości energii redysponowanej zrealizowanego na przekroju PSE S.A./50Hertz w poszczególnych miesiącach 2023 i 2024 r.

Tabela 5.2 Zestawienie redispatchingu dwustronnego zrealizowanego na przekroju PSE S.A./50Hertz w poszczególnych miesiącach 2023 r.

Rok	Miesiąc	Redispatching dwustronny [MWh]		Koszt redispatchingu dwustronnego poniesiony przez PSE S.A. zgodnie z zasadami rozliczeń PST	Koszt całkowity redispatchingu dwustronnego poniesiony przez operatorów
		Eksport	Import	PLN	PLN
2023	styczeń	-	-	-	-
	luty	-	-	-	-
	marzec	-	-	-	-
	kwiecień	-	-	-	-
	maj	-	-	-	-
	czerwiec	-	-	-	-
	lipiec	-	-	-	-
	sierpień	-	-	-	-
	wrzesień	2250	-	0	b.d. *
	październik	1400	-	0	b.d. *
	listopad	-	-	-	-
	grudzień	1000	-	0	b.d. *
Razem		4650	-	0	b.d. *

*Ze względu na opóźnienia w udostępnieniu cen, przez 50 Hertz, PSE S.A. nie można wyznaczyć kosztu całkowitego redispatchingu dwustronnego poniesionego przez operatorów.

Źródło: PSE S.A.

Tabela 5.3 Zestawienie redispatchingu dwustronnego zrealizowanego na przekroju PSE S.A./50Hertz w poszczególnych miesiącach 2024 r.

Rok	Miesiąc	Redispatching dwustronny [MWh]		Koszt redispatchingu dwustronnego poniesiony przez PSE S.A. zgodnie z zasadami rozliczeń PST	Koszt całkowity redispatchingu dwustronnego poniesiony przez operatorów
		Eksport	Import	PLN *)	PLN *)
2024	styczeń	1516	-	0	b.d. *
	luty	564	-	0	b.d. *
	marzec	-	-	-	-
	kwiecień	4125	-	0	b.d. *
	maj	-	-	-	-
	czerwiec	-	-	-	-
	lipiec	-	-	-	-
	sierpień	-	-	-	-
	wrzesień	-	-	-	-
	październik	500	-	0	b.d. *
	listopad	-	-	-	-
	grudzień	-	-	-	-
Razem		6705	-	0	b.d. *

*Ze względu na opóźnienia w udostępnieniu cen, przez 50 Hertz, PSE S.A. nie można wyznaczyć kosztu całkowitego redispatchingu dwustronnego poniesionego przez operatorów.

Źródło: PSE S.A.

5.3. Inne działania OSP dotyczące interwencyjnych dostaw energii elektrycznej

5.3.1. Zarządzanie stroną popytową przez OSP

5.3.1.1 Redukcja zapotrzebowania na polecenie OSP

W okresie do dnia 31 grudnia 2020 r. OSP nabywał usługi redukcji zapotrzebowania „na polecenie OSP” (DSR - Demand Side Response) w ramach trzech programów: Programu Gwarantowanego, Programu Bieżącego oraz Programu Bieżącego Uproszczonego, przy czym Program Gwarantowany zapewniał gwarancję redukcji ze względu na płatności za gotowość, a potencjał strony popytowej zakontraktowany w umowach był oceniany na równoważność wytwarzania o mocy około 500 MW. Programy powyższe, uzupełnione możliwością bezpośredniego uczestnictwa przez odbiorców w mechanizmie bilansowania handlowego i składania ofert bilansujących na rynku bilansującym, stanowiły całość zarządzania stroną popytową do dnia 31 grudnia 2020 r. Wszystkie ww. programy DSR dawały możliwości udziału odbiorców w procesie bilansowania systemu, poprzez redukcję mocy czynnej lub zdolność przesunięcia w czasie zużycia energii elektrycznej pobieranej z sieci elektroenergetycznej.

W związku z postanowieniami pkt 16g Decyzji notyfikacyjnej Rynku Mocy (Decyzja notyfikacyjna Komisji Europejskiej z dnia 7 lutego 2018 r. zatwierdzająca mechanizm zdolności wytwórczych mających na celu zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej (rynek mocy)), począwszy od 2021 r. kontraktowanie usług w ramach Programu Gwarantowanego nie było już możliwe.

W związku z powyższym, od 2021 r. wszystkie Programy DSR zostały zastąpione nową usługą redukcji poboru mocy przez odbiorców w KSE, którą jest interwencyjna ofertowa redukcja poboru mocy przez odbiorców (usługa IRP) nabywana przez OSP w ramach przetargu otwartego. Usługa IRP ma charakter elastyczny i dobrowolny. Dostawcy nie mają obowiązku przystąpienia do składania propozycji sprzedaży (złożenia ofert) dla produktów w odpowiedzi na wezwanie OSP do składania propozycji sprzedaży. Zgodnie z umowami, wyznaczana jest maksymalna jednostkowa cena netto za redukcję poboru mocy, a w składanych ofertach dostawcy definiują szczegółowo oferowane produkty i ich parametry wraz z propozycją ceny jednostkowej. PSE S.A. uruchomiły w dniu 28 grudnia 2020 r. postępowanie publiczne, w trybie przetargu nieograniczonego, na świadczenie usługi IRP, w wyniku którego usługa została pozyskana na okres od 1 kwietnia 2021 r. do 31 marca 2022 r. Usługę IRP świadczyło sześciu dostawców: CMC Poland Sp. z o.o., Enel X Polska Sp. z o.o., Enspirion Sp. z o.o., Lerta S.A., Polenergia Obrót S.A. oraz Tauron Sprzedaż Sp. z o.o.

PSE S.A. w 2022 r. ustanowiła System Kwalifikowania Dostawców Usługi IRP w celu pozyskania umów na świadczenie usługi IRP na okres od 1 kwietnia 2022 r. do 31 marca 2023 r. W ramach powyższego systemu, odbiorca może w każdym dniu przystąpić do systemu, poprzez odpowiednie zalogowanie na platformie i w ten sposób nabyć uprawnienia do składania ofert redukcji w sytuacji wezwania OSP. W wyżej wymienionym okresie usługę IRP świadczyło pięciu dostawców: CMC Poland Sp. z o.o., Enel X Polska Sp. z o.o., Enspirion Sp. z o.o., Lerta JRM Sp. z o.o. oraz Tauron Sprzedaż Sp. z o.o.

PSE S.A. ustanawiała System Kwalifikowania Dostawców Usługi IRP w celu pozyskania umów na świadczenie usługi IRP również w dniach 1 marca 2023 r. oraz 1 marca 2024 r., odpowiednio na okres od 1 kwietnia 2023 r. do 31 marca 2024 r. oraz na okres od 1 kwietnia 2024 r. do 31 marca 2025 r. Usługę IRP w pierwszym z powyższych okresów świadczyło sześciu dostawców, tj. CMC Poland Sp. z o.o., Enel X Polska Sp. z o.o., Enspirion Sp. z o.o., Lerta JRM Sp. z o.o., Respect Energy S.A. oraz Tauron Sprzedaż Sp. z o.o., a drugim także sześciu następujących dostawców, tj. Enel X Polska Sp. z o.o., Enspirion Sp. z o.o., Lerta JRM Sp. z o.o., Respect Energy S.A., Tauron Sprzedaż Sp. z o.o. i Veolion Sp. z o.o.

5.3.1.2 Redukcja zapotrzebowania na polecenie OSP

OSP dostrzegł możliwość wykorzystania potencjału aktywnych odbiorców energii elektrycznej do zwiększania poboru mocy w okresach wysokiej generacji ze źródeł OZE oraz niskiego zapotrzebowania na energię elektryczną w KSE, aby zminimalizować konieczność zastosowania redysponowania nierynkowego. Do katalogu usług systemowych w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej została wprowadzona z dniem 21 grudnia 2023 r., Zmianami nr 10/2023 WDB, nowa usługa systemowa: Interwencyjne ofertowe zwiększenie poboru mocy przez odbiorców (usługa IZP). Usługa IZP polega na dobrowolnym i czasowym zwiększeniu na polecenie OSP poboru mocy przez aktywnych odbiorców energii elektrycznej. W zamian za wynagrodzenie usługę IZP może świadczyć każdy odbiorca przyłączony do sieci elektroenergetycznej, który został pozytywnie zweryfikowany przez operatora systemu, do którego jest przyłączony oraz posiada aktywny certyfikat ORed. Odbiorcy energii będą mogli świadczyć usługę IZP bezpośrednio PSE S.A., jeżeli posiadają 1 MW lub więcej potencjału zwiększenia mocy. Odbiorcy o mniejszym potencjale zwiększenia mocy niż 1 MW mogą świadczyć usługę poprzez podmiot zajmujący się agregacją, reprezentujący interesy odbiorców w relacjach z OSP.

W dniu 30 sierpnia 2024 r. PSE S.A. ustanowiła System Kwalifikowania Dostawców Usługi IZP w celu pozyskania umów na świadczenie usługi IZP na okres od 1 października 2024 r. do 31 marca 2025 r. usługę świadczyło trzech dostawców: Enel X Polska Sp. z o.o., Enspirion Sp. z o.o. oraz Respect Energy S.A.

Podobnie jak przed 2021 r., odbiorcy posiadający sterowane odbiory mają również możliwość bezpośredniego uczestnictwa w mechanizmie bilansowania handlowego i składania ofert bilansujących na rynku bilansującym.

5.3.2. Bieżące operatorskie środki zaradcze

Bieżące operatorskie środki zaradcze poprawy bilansu wykorzystane są przez OSP w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa pracy KSE. Wykorzystanie tych działań jest ograniczone czasowo i bardzo niepewne, gdyż wynika z aktualnej sytuacji w systemie polskim i sąsiednich systemach połączonych z KSE i coraz częściej z rynkowych możliwości wykorzystania zasobów i usług do bilansowania u poszczególnych operatorów. Do bieżących operatorskich środków zaradczych zaliczane są:

Odwołanie prac sieciowych powodujących zmniejszenie mocy dyspozycyjnej jednostek wytwórczych i zmniejszone zdolności importowe wymiany równoległej

W szczególnych sytuacjach OSP może odwołać prace sieciowe, powodujące ograniczenie wyprowadzenia mocy z elektrowni krajowych oraz dla zwiększenia zdolności importowych KSE, które mogą być wykorzystane przez podmioty w rynkowym bilansowaniu systemu.

Ogłoszenie okresu przywołania na rynku mocy

OSP ogłasza okres przywołania na rynku mocy po ustaleniu, w procesie bilansowania dobowego lub po dokonaniu aktualizacji bilansu dobowego, że nadwyżka sumarycznej mocy osiągalnej netto jednostek wytwórczych przyłączonych do systemu, pomniejszonej o ubytki mocy wynikające z prowadzonych remontów, postojów awaryjnych, warunków atmosferycznych i ograniczeń sieciowych oraz o moc osiągalną netto jednostek wytwórczych przyłączonych do systemu niezaoferowaną operatorowi, ponad zapotrzebowanie sieci, wynosi mniej niż wielkość wymagana, określona zgodnie z art. 9g ust. 4 pkt 9 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2024 r. poz. 266). Operator może nie ogłaszać okresu przywołania na rynku mocy, jeżeli w procesie bilansowania dobowego lub po dokonaniu aktualizacji bilansu dobowego nadwyżka sumarycznej mocy osiągalnej netto jednostek wytwórczych przyłączonych do systemu, pomniejszona o ubytki mocy wynikające z prowadzonych remontów, postojów awaryjnych, warunków atmosferycznych i ograniczeń sieciowych oraz o moc osiągalną netto jednostek wytwórczych przyłączonych do systemu niezaoferowaną dla operatora, ponad zapotrzebowanie sieci nie jest niższa niż 1100 MW oraz uzna, że nie ma zagrożenia dla pokrycia zapotrzebowania sieci.

Bieżące korzystanie z usługi generacji wymuszonej względami sieciowymi (GWS)

OSP dokonując bilansowania produkcji z zapotrzebowaniem, ze względu na wymagania sieciowe, wydaje polecenia przywołania do pracy lub zmiany poziomu generacji jednostki wytwórczej nJWCD objętej umową GWS, celem zapewnienia prawidłowego funkcjonowania KSE (zazwyczaj ze względu na spełnienie kryterium bezpiecznej pracy sieci dystrybucyjnej). Zdolności wytwórcze nJWCD objęte umową GWS i jednocześnie nie będące na rynku bilansującym, są również wykorzystywane przez OSP w sytuacji wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

W 2023 r. obowiązywały Umowy GWS z następującymi podmiotami:

- Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA S.A. (Elektrociepłownia Wrocław, Elektrociepłownia Czechnica),
- Veolia Energia Poznań S.A. (Elektrociepłownia Karolin),
- Veolia Energia Łódź S.A. (Elektrociepłownia Łódź 3, Elektrociepłownia Łódź 4),
- PGE Energia Ciepła S.A. (Elektrociepłownia Gdańska, Elektrociepłownia Gdyńska, Elektrociepłownia Kraków Łęg, Elektrociepłownia Bydgoszcz, Elektrociepłownia Lublin-Wrotków, Elektrociepłownia Rzeszów, Elektrociepłownia Pomorzany, Elektrownia Szczecin, Elektrociepłownia Gorzów),
- Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o. (Elektrociepłownia Nowa Sarzyna).

W 2024 r. obowiązywały Umowy GWS z następującymi podmiotami:

- Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA S.A. (Elektrociepłownia Wrocław),
- Veolia Energia Poznań S.A. (Elektrociepłownia Karolin) (dawniej Veolia Energia Poznań ZEC S.A.),
- Veolia Energia Łódź S.A. (Elektrociepłownia Łódź 3, Elektrociepłownia Łódź 4),
- PGE Energia Ciepła S.A. (Elektrociepłownia Gdańska, Elektrociepłownia Gdyńska, Elektrociepłownia Kraków Łęg, Elektrociepłownia Bydgoszcz, Elektrociepłownia Lublin-Wrotków, Elektrociepłownia Rzeszów, Elektrociepłownia Pomorzany, Elektrownia Szczecin, Elektrociepłownia Gorzów),
- Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o. (Elektrociepłownia Nowa Sarzyna),
- CEZ Skawina S.A.

Praca z przeciążeniem

Usługa ta była świadczona na rzecz OSP przez zdolne do takiej pracy jednostki wytwórcze aktywne (JG_{wa}). Praca z przeciążeniem polegała na krótkookresowym prowadzeniu ruchu JG_{wa} z obciążeniem powyżej jej mocy osiągalnej. Była ona kontraktowana w ramach porozumień w sprawie warunków świadczenia usług systemowych.

Od 14 czerwca 2024 r. tj., od momentu wdrożenia drugiego etapu reformy Rynku Bilansującego, tzw. KM2, OSP zaprzestał kontraktować usługę pracy z przeciążeniem.

Bieżące uzgadnianie pomocy awaryjnej - operatorski import energii

OSP zawarł z zagranicznymi operatorami systemów elektroenergetycznych umowy, które pozwalają w szczególnych przypadkach, po wykorzystaniu wszystkich środków dostępnych w kraju, na operatorski import energii. Wielkość takiego importu jest jednak ograniczona oraz obciążona dużym ryzykiem braku dostępności niezbędnej mocy w systemach sąsiednich (np. niekorzystne warunki pogodowe powodujące problemy bilansowe mają przeważnie szerszy zasięg obszarowy). Na podstawie zebranych doświadczeń szacuje się, że możliwe do uzgodnienia w trybie operatorskim dostawy mocy z innych systemów mogą wynieść od 100 do 700 MW.

Jednakże na powyższe szacunki trzeba nałożyć ograniczenia warunków pracy sieci. Od czasu wdrożenia mechanizmu FB wyznaczania zdolności przesyłowych (Day-Ahead - czerwiec 2022; Intra-Day - maj 2024) w regionalnie skoordynowanym procesie, przekroczenie alokowanych zdolności powinno być przeprowadzone zgodnie z analizą rozprywową i za zgodą zaangażowanych w proces OSP.

Dodatkowo, udział sąsiednich operatorów w europejskich platformach bilansujących powoduje, że operatywne pozyskiwanie mocy na potrzeby innego operatora, odbywa się przede wszystkim ze wspólnego w kontynentalnej Europie stosu dostępnej energii (ograniczonego zdolnościami przesyłowymi) i nie ma limitu kosztowego.

W konsekwencji powyższych ograniczeń, dostępność operatywnej wymiany energii elektrycznej, zarówno import przy deficycie jak i eksport przy nadwyżce energii elektrycznej, jest coraz bardziej uzależniona od szeroko pojętych warunków rynkowych, zasobów i usług bilansujących w całej Europie.

5.3.3. Pozostałe działania podejmowane dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw

W celu realizacji zadań w zakresie zapewnienia bieżącego bezpieczeństwa pracy KSE, w tym dotrzymywania ciągłości i niezawodności dostaw energii elektrycznej oraz dotrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej, OSP zawiera z wytwórcami dysponującymi JWCD, porozumienia w sprawie warunków świadczenia usług systemowych. W ramach zawieranych porozumień, OSP uzyskał dostęp do usługi uruchomienia jednostek wytwórczych, jak również Regulacyjnych Usług Systemowych (RUS), do których należy zaliczyć: udział w regulacji pierwotnej, udział w regulacji wtórnej, pracę z zaniżeniem lub z przeciążeniem oraz udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej (ARNE). Powyższe usługi w 2023 r. oraz w okresie od dnia 1 stycznia do dnia 13 czerwca 2024 r. były świadczone przez wytwórców na podstawie zawartych porozumień oraz na warunkach określonych w zatwierdzonym przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (Prezes URE) dokumencie Warunki Dotyczące Bilansowania (WDB).

Zgodnie z decyzjami Prezesa URE nr DRR.WRE.744.17.2023.ŁW z dnia 27 września 2023 r. oraz z dnia 26 stycznia 2024 r., którymi z dniem 14 czerwca 2024 r. został wdrożony II etap reformy RB, wszystkie jednostki JWCD obligatoryjnie świadczą usługi bilansujące. Usługa uruchamiania nie jest już kontraktowana, ponieważ koszty uruchomień powinny być uwzględniane przez Wytwórców w ofertach bilansujących. Biorąc pod uwagę, że porozumienia w sprawie warunków świadczenia usług systemowych obowiązywały do dnia 13 czerwca 2024 r., OSP zawarł ze wszystkimi wytwórcami posiadającymi jednostki JWCD umowy o świadczenie usługi ARNE, które obowiązywały od dnia 14 czerwca do dnia 31 grudnia 2024 r.

W latach 2023 - 2024, OSP posiadał zawarte umowy o świadczenie usługi ARNE i usługi pracy kompensatorowej z następującymi podmiotami:

- PGE Energia Odnawialna S.A. (Elektrownie wodne: Żarnowiec, Porąbka-Żar, Dychów i Solina),
- ENERGA Wytwarzanie S.A. (Elektrownia wodna Żydowo).

Dodatkowo w celu zapewnienia możliwości obrony i odbudowy zasilania KSE, OSP zawiera umowy o świadczenie usług systemowych w zakresie odbudowy KSE. W latach 2023 - 2024, OSP posiadał zawarte umowy z następującymi podmiotami:

- Zespół Elektrowni Wodnych Niedzica S.A. (Elektrownia wodna Niedzica),
- ENERGA Wytwarzanie S.A. (Elektrownia wodna Włocławek),
- TAURON Ekoenergia Sp. z o. o. (Elektrownia wodna Rożnów),
- Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o. (Elektrociepłownia Nowa Sarzyna),
- PGE Energia Odnawialna S.A. (Elektrownie wodne: Żarnowiec, Dychów i Solina).

5.4. Nierynkowa redukcja generacji źródeł wiatrowych

Na funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego istotnie wpływał rozwój mocy zainstalowanej odnawialnych źródeł energii (OZE), zwłaszcza źródeł fotowoltaicznych (PV) i wiatrowych (FW). Ich moc zainstalowana na koniec 2023 r. wyniosła odpowiednio około 17 GW oraz 10 GW, a na koniec 2024 r. wynosiła odpowiednio około 21 GW oraz 11 GW. W efekcie powyższego w KSE występują okresy z dużymi nadwyżkami mocy, co w sytuacji braku wystarczającego zapotrzebowania na energię elektryczną wymagało podjęcia przez OSP działań o charakterze interwencyjnym w postaci wydawania poleceń redukcji generacji (tzw. redukcje ze względów bilansowych). OSP w 2023 r. wydał polecenia redukcji dla PV w 4 dobach oraz dla FW w jednej dobie. Skala wydanych poleceń redukcji ze względów bilansowych 2024 r. była już znacząco wyższa, tj. OSP wydał polecenia reedukacji w 60 dobach w przypadku PV oraz w 31 dobach w przypadku FW.

Zgodnie z obowiązującymi przepisami, w szczególności rozporządzenia 2019/943, nierynkowe redysponowanie podlega rekompensacie finansowej. Podstawowe znaczenie dla określenia ram prawnych ustalania wysokości rekompensat finansowych z tytułu redysponowania nierynkowego ma art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943.

OSP w latach 2023 i 2024 realizował proces rozpatrywania wniosków przekazywanych przez właścicieli PV i FW o rekompensaty z tytułu redysponowania nierynkowego oraz proces wypłaty tych rekompensat.

Nierynkowe redukcje stosowano jako środek ostateczny, po wyczerpaniu innych dostępnych dla OSP środków zaradczych. Konieczność redukowania generacji PV lub FW była spowodowana dużą nadwyżką podaży energii elektrycznej ponad jej zapotrzebowanie, ze względu na wysoką generację źródeł OZE przy niskim zapotrzebowaniu na energię elektryczną. Nierynkowa redukcja generacji pozwala na zbilansowanie KSE, w szczególności na uzyskanie niezbędnej regulacyjności w zakresie ujemnej rezerwy mocy, tj. zdolności instalacji wytwórczych do zaniżenia produkcji energii elektrycznej.

6. Planowane lub będące w budowie nowe moce wytwórcze energii elektrycznej

Analiza przedsięwzięć inwestycyjnych w zakresie budowy nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej w kraju została sporządzona na podstawie danych PSE S.A. oraz danych Ministerstwa Klimatu i Środowiska. W przypadku inwestycji będących dopiero na etapie planowania, posłużono się zestawieniem podmiotów ubiegających się o przyłączenie do Krajowej Sieci Przesyłowej, publikowanym przez PSE S.A., jak i informacjami, które zostały pozyskane przez OSP bezpośrednio od przedsiębiorstw energetycznych w wyniku przeprowadzonej ankietyzacji na przełomie 2024 i 2025 r.

Analiza działań inwestycyjnych podejmowanych w celu modernizacji i rozbudowy majątku wytwórczego energetyki, stanowi istotny element oceny długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w szczególności możliwości równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.

Do największych jednostek wytwórczych energii elektrycznej oddanych do użytku w okresie sprawozdawczym należą dwa bloki gazowo-parowe w Elektrowni PGE Gryfino Dolna Odra, których łączna moc wynosi 1,34 GW (netto).

Obecnie w Polsce, realizowanych jest szereg przedsięwzięć w nowe moce wytwórcze energii elektrycznej o dużej skali i kluczowym znaczeniu dla funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego. Jeżeli budowane obecnie jednostki zostaną zrealizowane zgodnie z zakładanymi harmonogramami, będzie okresie do 2028 r. do krajowego systemu wprowadzone zostaną nowe źródła konwencjonalne o mocy około 2,9 GW (netto).

Z informacji pozyskanych przez PSE S.A. od przedsiębiorstw energetycznych w ramach przeprowadzonej ankietyzacji wynika, że do 2030 r. sumaryczna moc elektryczna budowanych i planowanych inwestycji w źródła wytwórcze spalające gaz ziemny wynosi około 9,36 GW¹⁴ (netto). Jednakże ze względu na wysoką niepewność i początkowy stopień zaawansowania, inwestycje o mocy około 6,46 GW spośród planowanych 9,36 GW, nie zostały uwzględnione w analizie wystarczalności zasobów wytwórczych w rozdziale 1.

Niezależnie od powyżej przedstawionych danych, ankietyzacją zostały objęte również elektrociepłownie zawodowe oraz wybrane elektrownie i elektrociepłownie przemysłowe. Biorąc pod uwagę planowane do realizacji projekty o mocy od 2 MW wzwyż, do 2033 r. inwestorzy zadeklarowali ich łączną moc na poziomie około 1,56 GW. Są to projekty głównie oparte na spalaniu gazu, odpadów komunalnych i biomasy.

Jednym z kluczowych celów w odniesieniu do rozwoju sektora elektroenergetycznego w Polsce, zgodnie z aktualizowanym Krajowym Planem w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. jest wdrożenie energetyki jądrowej. W ramach *Programu Polskiej Energetyki Jądrowej* (PPEJ) planowane jest uruchomienie w latach 2035-2040 pierwszej wielkoskalowej elektrowni jądrowej na Pomorzu oraz pierwszego bloku drugiej siłowni planowanej w ramach programu, łączna moc zainstalowana wielkoskalowych jednostek jądrowych może wynieść w 2040 r. około 3,5 GW (netto), a po 2040 r. około 7,7 GW (dwa kolejne bloki drugiej elektrowni jądrowej w ramach PPEJ).

Ponadto obok zakładanych inwestycji w duże bloki jądrowe, istnieje zainteresowanie inwestorskie w zakresie budowy małych reaktorów jądrowych (SMR). Mimo że technologię SMR charakteryzuje niepewność wdrożeniowa i nie jest obecnie powszechnie wykorzystywana w sektorze energetycznym na świecie, to perspektywa jej rozwoju jest optymistyczna i obiecująca. Potencjalne wdrożenie technologii SMR przy obserwowanym zainteresowaniu budową tego rodzaju reaktorów przez przedsiębiorstwa energetyczne w Polsce może sprawić, że wielkość mocy jądrowych zainstalowanych w systemie będzie znacznie wyższa od prezentowanych założeń. Małe modułowe reaktory mogą w przyszłości stanowić stabilne i zeroemisyjne źródło energii elektrycznej, a dzięki pracy w podstawie obciążenia systemu elektroenergetycznego oraz cechom regulacyjnym mogą uzupełniać pracę bloków

¹⁴ Moc osiągalna elektrowni gazowych na koniec 2024 r. wynosiła 5851 MW, co stanowiło około 8,2% ogółu mocy osiągalnej w KSE.

wielkoskalowych. Z przeprowadzonej przez OSP ankietyzacji wynika, że potencjał budowy reaktorów SMR szacowany jest na ponad 35 tego typu projektów inwestycyjnych.

Polityka klimatyczno-energetyczna UE prowadzić będzie do tego, że w przyszłości jeszcze większą rolę w systemie elektroenergetycznym będą pełniły odnawialne źródła energii. Przy czym zakłada się, że w Polsce rozwój ten oparty będzie w dużym stopniu na farmach wiatrowych na morzu. Zgodnie z PEP2040 moc zainstalowana energetyki wiatrowej na morzu miałaby osiągnąć w 2030 r. blisko 5,9 GW. Prognozy oparte na planowanych projektach inwestycyjnych wskazują możliwość dynamicznego rozwoju tej gałęzi elektroenergetyki w kolejnych dekadach.

Rozwój energetyki odnawialnej obejmował będzie także energetyką słoneczną. Do końca 2024 r. według danych OSP, w systemie elektroenergetycznym moc zainstalowana źródeł fotowoltaicznych wzrosła do wartości około 21,29 GW, a w perspektywie do 2030 r. szacowany jest wzrost do poziomu około 29 GW.

Z przygotowywanej przez OSP analizy wystarczalności zasobów wytwórczych wynika, że w „pesymistycznym” scenariuszu (nr 2) dotyczącym wcześniejszych odstawień źródeł wytwórczych potrzeba dodatkowo do końca 2030 r. 12 GW nowych stabilnych mocy, pracujących w systemie elektroenergetycznym, ponad inwestycje obecnie budowane o mocy 2,9 GW (netto).

Konieczne jest zatem zwiększanie strony podażowej bilansu KSE, którą powinny stanowić krajowe konwencjonalne źródła wytwórcze oraz magazyny energii o stabilnym profilu pracy, które będą stanowiły moce rezerwowe, dla krajowych źródeł OZE.

7. Zamierzenia inwestycyjne w okresie najbliższych co najmniej 5 lat, w odniesieniu do zapewnienia zdolności przesyłowych połączeń międzysystemowych oraz linii elektroenergetycznych wewnętrznych, wpływające w sposób istotny na pokrycie bieżącego i przewidywanego zapotrzebowania kraju na energię elektryczną oraz na zdolności przesyłowe połączeń międzysystemowych

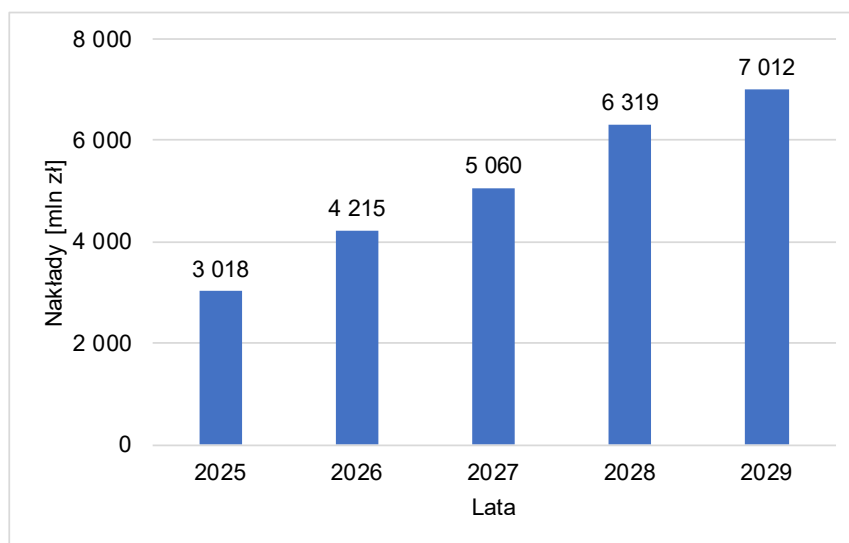
7.1. Rozwój sieci przesyłowej

Działalność inwestycyjna PSE S.A. w zakresie inwestycji rzeczowych polega na budowie, rozbudowie i modernizacji obiektów krajowej sieci przesyłowej (dalej KSP) oraz niezbędnej infrastruktury towarzyszącej, zwłaszcza teleinformatycznej. Z uwagi na wykonywaną działalność gospodarczą, istniejący majątek oraz rodzaj realizowanych zadań inwestycyjnych (nowobudowane i modernizowane linie elektroenergetyczne oraz nowobudowane, rozbudowywane i modernizowane stacje elektroenergetyczne), inwestycje realizowane przez PSE S.A. charakteryzują się długim okresem przygotowania do realizacji oraz wieloletnim cyklem realizacji, zaś ich zasięg terytorialny dotyczy obszaru całego kraju.

Plany inwestycyjne polskiego operatora zostały określone w perspektywie średnio i długoterminowej w następujących dokumentach:

- **Plan Rozwoju Sieci Przesyłowej (PRSP)** w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną obejmujący dziesięcioletni horyzont czasu.
- **Plan Zamierzeń Inwestycyjnych (PZI)** obejmujący okres pięcioletni. PZI podlega corocznej aktualizacji według zasad planowania kroczącego tzn. corocznie opracowywany jest plan na kolejny okres pięcioletni, którego pierwszy rok planistyczny stanowi Plan Inwestycji Rzeczowych (PIR).

Obowiązujący PRSP na lata 2025 - 2034 został uzgodniony z prezesem URE w dniu 20 grudnia 2024 r. Aktualne zamierzenia inwestycyjne przewidywane do realizacji w najbliższych latach, dotyczące działalności związanej z przesyłem energii elektrycznej, zostały ujęte w PZI na lata 2025 - 2029. Szacowane nakłady na zamierzenia ujęte w PZI wynoszą około 25,6 mld zł. Nakłady te w ujęciu rocznym przedstawiono na Rys. 7.1.



Źródło: PSE S.A.

Rys. 7.1 Roczne planowane nakłady inwestycyjne PSE S.A. [mln zł]

W latach 2025 - 2029 planuje się 153 zadania inwestycyjne w zakresie budowy, rozbudowy i modernizacji stacji i linii elektroenergetycznych oraz dodatkowo 143 zamierzenia inwestycyjne do warunkowej lub późniejszej realizacji, dla których podjęcie inwestycji jest uzależnione m.in. od uwarunkowań systemowych oraz od decyzji podmiotów zewnętrznych w zakresie realizacji inwestycji po stronie inwestora.

W tabeli 7.1 zestawiono szczegółowy wykaz zamierzeń inwestycyjnych realizowanych, planowanych do realizacji, a także do warunkowej lub późniejszej realizacji przez PSE S.A. w latach 2025 - 2029.

Tabela 7.1 szczegółowy wykaz zamierzeń inwestycyjnych realizowanych, planowanych do realizacji, a także do warunkowej lub późniejszej realizacji przez PSE S.A. w latach 2025-2029

Lp.	ZAMIERZENIE INWESTYCYJNE
	Inwestycje realizowane
1	Budowa stacji 400(220)/110 kV Wyszaków
2	Przełączenie toru linii 400 kV Ostrołęka – Wyszaków – Stanisławów pracującego na napięciu 220 kV na napięcie 400 kV wraz z wymianą transformatora 220/110 kV w stacji Wyszaków na jednostkę 400/110 kV
3	Rozbudowa stacji 220/110 kV Praga dla przyłączenia stacji 110 kV/SN Gołędzinów
4	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 220/110 kV Praga dla przyłączenia linii 110 kV Bródno 1 i Bródno 2
5	Modernizacja stacji 220/110 kV Mory
6	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Miłosna /włączony zakres zadania: Wymiana transformatora 400/110 kV wraz z dostosowaniem infrastruktury w stacji 400/220/110 kV Miłosna/
7	Budowa nowej stacji 220/110 kV w rejonie Warszawy wraz z wprowadzeniem linii 220 kV Mory – Kozienice/Piasieczno
8	Rozbudowa rozdzielni 400 kV i 110 kV w stacji 400/110 kV Siedlce Ujrzanów
9	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Ostrołęka dla przyłączenia bloku w Elektrowni Ostrołęka
10	Budowa stacji 400/110 kV Kutno (Witonia) wraz z wprowadzeniem linii 400 kV ze stacji Stryków (Dmosin) i nowej stacji w rejonie Konina /poprzednia nazwa: Budowa stacji 220/110 kV Kutno wraz z wprowadzeniem linii 220 kV Konin – Sochaczew/
11	Budowa stacji 400/220/110 kV Stryków (Dmosin) wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Rogowiec – Płock/Ołtarzew i linii 220 kV Janów – Ołtarzew
12	Modernizacja stacji 220/110 kV Podolszyce
13	Modernizacja stacji 220/110 kV Piotrków
14	Rozbudowa i modernizacja stacji 400/220/110 kV Polkowice
15	Modernizacja stacji 220/110 kV Żukowice
16	Rozbudowa stacji 400/110 kV Pasikowice w związku z wprowadzeniem linii 400 kV i wymianą transformatora 400/110 kV
17	Budowa linii 400 kV Mikułowa – Świebodzice wraz z rozbudową stacji 400/220/110 kV Świebodzice i stacji 400/220/110 kV Mikułowa
18	Modernizacja linii 220 kV Mikułowa – Leśniów
19	Modernizacja linii 220 kV Świebodzice – Żąbkowice
20	Budowa linii 400 kV relacji Dobrzeń – nacięcie linii Pasikowice – Ostrów
21	Budowa linii 400 kV relacji Trębaczew – nacięcie linii Joachimów (Rokitnica) – Wielopole
22	Rozbudowa i modernizacja stacji 400/110 kV Rokitnica
23	Wymiana 4 słupów linii 400 kV Joachimów – Trębaczew
24	Modernizacja stacji 220/110 kV Boguszów
25	Modernizacja stacji 220/110 kV Leszno Gronowo - etap II
26	Rozbudowa i modernizacja stacji 400/110 kV Ostrów /poprzednia nazwa: Modernizacja stacji 400/110 kV Ostrów/
27	Podwieszenie drugiego toru 400 kV na linii Ostrów – Kromolice wraz z rozbudową stacji 400/110 kV Ostrów i stacji 400/110 kV Kromolice
28	Budowa stacji 400/220/110 kV Baczyna wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Krajnik – Plewiska oraz linii 220 kV Krajnik – Gorzów /włączony zakres zadania: Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Baczyna w związku z instalacją drugiego transformatora 400/110 kV/
29	Budowa linii 400 kV Baczyna – Plewiska

Lp.	ZAMIERZENIE INWESTYCYJNE
30	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Plewiska
31	Modernizacja stacji 400/220/110 kV Plewiska w zakresie rozdzielni 110 kV
32	Rozbudowa i modernizacja rozdzielni 220 kV w stacji 400/220/110 kV Pątnów
33	Budowa linii 220 kV Pomorzany – nacięcie linii Krajnik – Glinki
34	Rozbudowa stacji 110 kV Pomorzany o rozdzielnię 220 kV
35	Przebudowa linii 220 kV Krajnik – Glinki
36	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/220 kV Krajnik dla przyłączenia farmy fotowoltaicznej Banie 2
37	Modernizacja stacji 400/220/110 kV Morzyczyn /włączony zakres zadania: Modernizacja stacji 400/220/110 kV Morzyczyn - etap II/
38	Modernizacja stacji 220/110 kV Konin
39	Modernizacja stacji 220/110 kV Gorzów
40	Modernizacja stacji 220/110 kV Adamów
41	Modernizacja (przebudowa) linii 220 kV Adamów – Konin tor I i tor II /włączony zakres zadania: Budowa linii 220 kV Konin – nacięcie linii Pątnów – Podolszyce wraz z rozbudową stacji 220/110 kV Konin/
42	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Kromolice dla przyłączenia farmy fotowoltaicznej Młodzikowo
43	Rozbudowa stacji 400 kV Gdańsk Przyjaźń oraz stacji 400(220)/110 kV Żydowo Kierzkowo wraz z instalacją urządzeń do kompensacji mocy biernej oraz przystosowaniem stacji 400/220/110 kV Gdańsk I do przełączenia toru linii 400 kV Dunowo – Żydowo Kierzkowo – Gdańsk I i Piła Krzewina – Żydowo Kierzkowo na napięcie 400 kV
44	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Pątnów wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Kromolice – Pątnów
45	Rozbudowa i modernizacja stacji 400/110 kV Żarnowiec
46	Modernizacja linii 400 kV Słupsk – Żarnowiec z budową odcinka linii 400 kV Choczewo – nacięcie linii Słupsk – Żarnowiec
47	Modernizacja linii 400 kV Żarnowiec – Gdańsk I/Gdańsk Przyjaźń – Gdańsk Błonia
48	Rozbudowa stacji 400/110 kV Gdańsk Błonia wraz z instalacją urządzeń do kompensacji mocy biernej
49	Budowa stacji 400 kV Choczewo
50	Przebudowa linii 400 kV Choczewo – Żarnowiec na dwutorową linię 400 kV (Budowa linii 400 kV Choczewo – Żarnowiec)
51	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Grudziądz Węgrowo dla przyłączenia bloku nr 1 w Elektrowni Grudziądz
52	Rozbudowa i przebudowa stacji 400/220/110 kV Koźmin
53	Wymiana transformatorów wraz z dostosowaniem infrastruktury w stacji 220/110 kV Olsztyn I
54	Rozbudowa stacji 220/110 kV Sochaczew
55	Modernizacja stacji 220/110 kV Zamość
56	Rozbudowa stacji 220/110 kV Stalowa Wola wraz z instalacją transformatora 220/110 kV
57	Modernizacja stacji 400/220/110/15 kV Połaniec
58	Modernizacja linii 220 kV Połaniec – Chmielów tor II
59	Rozbudowa i modernizacja stacji 220/110 kV Chmielów /poprzednia nazwa: Modernizacja stacji 220/110 kV Chmielów/
60	Modernizacja linii 220 kV Abramowice – Puławy
61	Modernizacja stacji 400/110 kV Krosno Iskrzynia
62	Rozbudowa i modernizacja stacji 220/110 kV Radkowice /połączone dwa zadania: Modernizacja stacji 220/110 kV Radkowice, Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Radkowice dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej Chałupki/
63	Rozbudowa i modernizacja stacji 750/400/110 kV Rzeszów wraz z instalacją urządzeń do kompensacji mocy biernej
64	Budowa stacji 400/110 kV Jarosław Systemowa wraz z wprowadzeniem linii Rzeszów – Chmielnicka przełączonej na napięcie 400 kV
65	Rozbudowa stacji 400/110 kV Lublin Systemowa
66	Modernizacja stacji 220/110 kV Rożki
67	Dostosowanie obiektów i urządzeń do wymogów Rozporządzenia Komisji UE z dnia 24 listopada 2017 r. dotyczącego stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemu elektroenergetycznego (NC ER)

Lp.	ZAMIERZENIE INWESTYCYJNE
68	Rozbudowa oraz modernizacja Systemu Ochrony Technicznej dla stacji NN
69	Utworzenie Centrum Alarmowego w strukturach PSE S.A.
70	Rozbudowa oraz modernizacja węzłów LAN/WAN na stacjach NN
71	Rozbudowa systemu monitorowania jakości energii elektrycznej
72	Modernizacja układów pomiarowo-rozliczeniowych JWCD oraz potrzeb ogólnych elektrowni
73	Modernizacja układów pomiarowych energii elektrycznej - etap I
74	Rozbudowa i modernizacja stacji 400/220/110 kV Wielopole
75	Rozbudowa i modernizacja stacji 400/220 kV Joachimów
76	Modernizacja stacji 400/220 kV Rogowiec
77	Rozbudowa i modernizacja stacji 400/110 kV Tucznawa
78	Modernizacja (przebudowa) linii 400 kV Rogowiec – Joachimów, Rogowiec – Tucznawa (Joachimów)
79	Modernizacja stacji 220/110 kV Wrzosowa
80	Modernizacja stacji 220/110 kV Wanda
81	Rozbudowa i modernizacja stacji 400/110 kV Tarnów
82	Wymiana transformatora wraz z dostosowaniem infrastruktury w stacji 220/110 kV Siersza
83	Budowa linii 220 kV Nysa – nacięcie Ząbkowice – Groszowice wraz z budową stacji 220/110 kV Nysa
84	Budowa linii 220 kV Podborze – nacięcie Kopanina – Liskovec, Podborze – nacięcie Bujaków – Liskovec, Podborze – nacięcie Bieruń – Komorowice, Podborze – nacięcie Czeczott – Moszczenica i linii 400 kV Podborze – nacięcie Nosovice – Wielopole, Podborze – nacięcie Dobrzeń – Dietmarowie wraz z budową stacji 400/220/110 kV Podborze
85	Modernizacja linii 400 kV Rzeszów – Krosno Iskrzynia
86	Modernizacja linii 220 kV Jamki – Łagisza
87	Modernizacja stacji 220/110 kV Łośnice
88	Modernizacja stacji 220/110 kV Halemba
89	Rozbudowa stacji 220/110 kV Błachownia wraz z wprowadzeniem linii 220 kV Groszowice – Kędzierzyn
90	Wymiana transformatora wraz z dostosowaniem infrastruktury w stacji 220/110 kV Groszowice
91	Wymiana transformatora wraz z dostosowaniem infrastruktury w stacji 220/110 kV Jamki
92	Modernizacja stacji 220 kV Bujaków
93	Dostosowanie infrastruktury stacji do instalacji transformatorów
94	Modernizacja stacji przekształtnikowej AC/DC Słupsk
95	Zakup i montaż urządzeń do kompensacji mocy biernej - etap II
96	Modernizacja populacji transformatorów - etap V
97	Modernizacja populacji transformatorów - etap VI
98	Modernizacja populacji transformatorów - etap VII
99	Modernizacja populacji transformatorów - etap VIII
100	Budowa linii 400 kV Piła Krzewina – Plewiska
101	Rozbudowa rozdzielni 400 kV i 110 kV w stacji 400/220/110 kV Dunowo wraz z instalacją transformatorów 400/110 kV
102	Budowa linii 400 kV Dunowo – Żydowo Kierzkowo – Piła Krzewina
103	Rozbudowa i modernizacja stacji Piła Krzewina wraz z przełączeniem toru linii 400 kV Piła Krzewina – Plewiska pracującego na napięciu 220 kV na napięcie 400 kV
104	Przełączenie linii 220 kV Bydgoszcz Zachód – Jasiniec do pracy na napięciu 400 kV
105	Dostosowanie stacji Bydgoszcz Zachód do pracy na napięciu 400 kV wraz z instalacją autotransformatora 400/110 kV i urządzeń do kompensacji mocy biernej
106	Modernizacja stacji 220/110 kV Toruń Elana
107	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Jasiniec wraz z instalacją autotransformatora 400/110 kV oraz przełączeniem linii 220 kV Jasiniec – Grudziądz Węgrowo na napięcie 400 kV

Lp.	ZAMIERZENIE INWESTYCYJNE
108	Modernizacja linii 400 kV Dunowo – Słupsk
109	Rozbudowa stacji 400/110 kV Słupsk dla przyłączenia MFW Bałtyk Środkowy i MFW Bałtyk Środkowy II
110	Budowa stacji 220/110 kV Wigry
111	Budowa stacji 220/110 kV Norki
112	Budowa linii 220 kV Elk Bis – Granica RP
113	Modernizacja linii 220 kV Ostrołęka – Elk
114	Rozbudowa stacji 400/110 kV Elk Bis wraz z przebudową stacji 220/110 kV Elk
Inwestycje planowane	
115	Rozbudowa i modernizacja stacji 400/110 kV Mościska /poprzednia nazwa: Modernizacja stacji 400/110 kV Mościska/
116	Modernizacja stacji 400/110 kV Narew
117	Modernizacja stacji 220/110 kV Janów
118	Modernizacja stacji 220/110 kV Zgierz
119	Modernizacja stacji 400/220 kV Kielce
120	Rozbudowa i modernizacja stacji 400/110 kV Ostrowiec
121	Modernizacja stacji 220/110 kV Boguchwała
122	Modernizacja stacji 220/110 kV Klikowa
123	Modernizacja stacji 400/110 kV Trębaczew
124	Modernizacja (przebudowa) linii 220 kV Joachimów – Łośnice
125	Modernizacja stacji 400/220/110 kV Łagisza
126	Modernizacja stacji 220/110 kV Moszczenica
127	Modernizacja stacji 220/110 kV Komorowice
128	Modernizacja stacji 220/110 kV Ząbkowice
129	Rozbudowa i modernizacja stacji 220/110 kV Cieplice /poprzednia nazwa: Modernizacja stacji 220/110 kV Cieplice/
130	Modernizacja stacji 400/110 kV Wrocław
131	Modernizacja stacji 400/220/110 kV Mikołowa
132	Modernizacja stacji przekształtnikowej AC/DC Słupsk - faza II
133	Modernizacja populacji transformatorów - etap IX
134	Wymiana przewodów odgromowych na wybranych liniach 220 kV i 400 kV - etap I
135	Modernizacja układów pomiarowych energii elektrycznej - etap 2
136	Modernizacja transformatorów 400/110 kV w stacji 400/110 kV Żarnowiec i stacji 400/110 kV Dobrzeń
137	Budowa zbiorników do celów przeciwpożarowych w wybranych stacjach NN /poprzednia nazwa: Budowa zbiorników do celów przeciwpożarowych w stacjach 220/110 kV Bieruń i 220/110 kV Katowice oraz modernizacja odwodnienia terenu stacji 220/110 kV Bieruń/
138	Program modernizacji wyłączników
139	Budowa drogi dojazdowej do stacji 400/110 kV Czarna
140	Modernizacja wybranych jednostek transformatorowych
141	Modernizacja wyposażenia jednostek transformatorowych
142	Modernizacja systemów SSiN w celu zapewnienia zdalnego sterowania uziemnikami z ośrodków nadrzędnych CN/RCN
143	Modernizacja układu sterowania pompami pożarowymi stałych urządzeń gaśniczych (SUG) w stacji Słupsk DC
144	Program modernizacji przekładników
145	Modernizacja linii kablowych 110 kV w stacji 400/110 kV Żarnowiec

Lp.	ZAMIERZENIE INWESTYCYJNE
146	Modernizacja wybranych linii NN w celu ograniczenia oddziaływania linii na otoczenie /poprzednia nazwa: Modernizacja wybranych linii 220 kV w celu ograniczenia oddziaływania linii na otoczenie/
147	Program wymiany ograniczników przepięć
148	Dostawa i montaż linii kablowej 6 kV w stacji 400/220/110 kV Ostrołęka
149	Dostawa i montaż linii kablowej 6 kV w stacji 220 kV Bujaków
150	Modernizacja oświetlenia przeszkodowego na wybranych liniach NN
151	Dostosowanie siatek uziemiających w wybranych stacjach NN do aktualnych warunków zwarciovych
152	Wdrożenie technologii cyfrowej w stacji 220/110 kV Piaseczno
153	Wymiana części składowych, dodatkowych i peryferyjnych
	Wykaz zamierzeń inwestycyjnych przewidzianych do warunkowej lub późniejszej realizacji
154	Rozbudowa stacji 400/110 kV Narew dla przyłączenia nowych obiektów do KSE
155	Rozbudowa stacji 400/110 kV Płock dla przyłączenia nowych obiektów do KSE
156	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Ołtarzew dla przyłączenia nowych obiektów do KSE
157	Budowa linii 400 kV Grudziądz – Płock
158	Modernizacja (przebudowa) linii 400 kV Płock – Ołtarzew
159	Budowa linii 400 kV Stryków (Dmosin) – Kutno (Witonia) – nowa stacja w rejonie Konina /poprzednia nazwa: Budowa linii 400 kV Stryków – nacięcie linii Pątnów – Jasiniec/
160	Budowa stacji 400/110 kV w rejonie CPK wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Rogowiec (Dmosin) – Ołtarzew
161	Rozbudowa stacji 400 kV Łomża Systemowa dla przyłączenia nowych obiektów do KSE /poprzednia nazwa: Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400 kV Łomża Systemowa dla przyłączenia magazynu energii Kalinowo/
162	Rozbudowa stacji 400 kV Stanisławów dla przyłączenia nowych obiektów do KSE
163	Rozbudowa stacji 220/110 kV Pabianice dla przyłączenia nowych obiektów do KSE /poprzednia nazwa: Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Pabianice dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej Wymysłów Francuski/
164	Rozbudowa stacji 220/110 kV Zgierz dla przyłączenia nowych obiektów do KSE
165	Rozbudowa stacji 400/110 kV Mościska dla przyłączenia nowych obiektów do KSE /poprzednia nazwa: Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Mościska dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej Mościska BESS/
166	Rozbudowa stacji 400/110 kV Trębaczew dla przyłączenia nowych obiektów do KSE /poprzednia nazwa: Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/110 kV Trębaczew dla przyłączenia instalacji fotowoltaicznej Kluczbork/
167	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Ostrołęka dla przyłączenia nowych obiektów do KSE /poprzednia nazwa: Rozbudowa rozdzielni 110 kV stacji 400/220/110 kV Ostrołęka dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej Kolno I/
168	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Mikułowa dla przyłączenia nowych obiektów do KSE
169	Rozbudowa stacji 400/110 kV Pasikurovice dla przyłączenia nowych obiektów do KSE /poprzednia nazwa: Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/110 kV Pasikurovice dla przyłączenia instalacji fotowoltaicznej Brzezinka/
170	Budowa nowej stacji 400/110 kV w rejonie Legnicy wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Mikułowa – Pasikurovice oraz Czarna – Pasikurovice
171	Budowa stacji 400/110 kV w rejonie Głogowa wraz z budową linii 400 kV nowa stacja w rejonie Głogowa – nacięcie linii 400 kV Czarna – Polkowice
172	Budowa stacji 220/110 kV Żagań wraz z wprowadzeniem linii 220 kV
173	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Leśniów
174	Rozbudowa stacji 400/110 kV Czarna dla przyłączenia nowych obiektów do KSE
175	Rozbudowa stacji 400/220 kV Krajnik dla przyłączenia nowych obiektów do KSE
176	Rozbudowa stacji 400/110 kV Kromolice dla przyłączenia nowych obiektów do KSE /poprzednia nazwa: Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Kromolice dla przyłączenia magazynu energii Krerowo/
177	Rozbudowa stacji 220/110 kV Reclaw dla przyłączenia nowych obiektów do KSE /poprzednia nazwa: Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Reclaw dla przyłączenia instalacji fotowoltaicznej Reclaw/
178	Budowa nowej stacji 400 kV w rejonie Konina wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Kromolice – Pątnów
179	Budowa linii 400 kV Gdańsk Błonia – Olsztyn Mątki
180	Budowa linii 400 kV Choczewo – nacięcie linii Gdańsk Błonia – Grudziądz Węgrowo

Lp.	ZAMIERZENIE INWESTYCYJNE
181	Budowa linii 400 kV Gdańsk Przyjaźń – Choczewo
182	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Olsztyn Mątki wraz z przełączeniem toru linii 220 kV Olsztyn Mątki – Olsztyn I – Ostrołęka na napięcie 400 kV /poprzednia nazwa: Budowa linii 220 kV Olsztyn Mątki – Olsztyn I wraz z przełączeniem toru linii 400 kV Olsztyn Mątki – Olsztyn I – Ostrołęka pracującego na napięciu 220 kV na napięcie 400 kV/
183	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Grudziądz Węgrowo dla przyłączenia nowych obiektów do KSE
184	Rozbudowa stacji 400/110 kV Żarnowiec dla przyłączenia nowych obiektów do KSE
185	Rozbudowa stacji 400/110 kV Pelplin dla przyłączenia nowych obiektów do KSE /poprzednia nazwa: Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Pelplin dla przyłączenia magazynu energii Klonówka/
186	Budowa linii 400 kV Kozienice – stacja w rejonie Stalowej Woli. Budowa linii 400 kV Połaniec/Rzeszów - stacja w rejonie Stalowej Woli /poprzednia nazwa: Budowa linii 400 kV Kozienice – stacja w rejonie Stalowej Woli. Budowa linii 400 kV Połaniec – stacja w rejonie Stalowej Woli/
187	Rozbudowa stacji 400/220 kV Kielce /poprzednia nazwa: Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 400/220 kV Kielce/
188	Rozbudowa stacji 400/110 kV Ostrowiec dla przyłączenia nowych obiektów do KSE
189	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Chełm dla przyłączenia nowych obiektów do KSE /poprzednia nazwa: Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 400/220/110 kV Chełm dla przyłączenia magazynu energii Karolinów MEI/
190	Rozbudowa stacji 220/110 kV Mokre dla przyłączenia nowych obiektów do KSE
191	Rozbudowa stacji 220/110 kV Abramowice dla przyłączenia nowych obiektów do KSE /poprzednia nazwa: Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Abramowice dla przyłączenia magazynu energii Moniaki/
192	Rozbudowa stacji 220/110 kV Poręba dla przyłączenia nowych obiektów do KSE
193	Rozbudowa stacji 220/110 kV Kopanina dla przyłączenia nowych obiektów do KSE
194	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Łagisza dla przyłączenia nowych obiektów do KSE
195	Rozbudowa stacji 400/220 kV Byczyna dla przyłączenia nowych obiektów do KSE
196	Rozbudowa stacji 220/110 kV Klikowa dla przyłączenia nowych obiektów do KSE
197	Rozbudowa stacji 220/110 kV Ząbkowice dla przyłączenia nowych obiektów do KSE
198	Rozbudowa stacji 400/110 kV Dobrzeń dla przyłączenia nowych obiektów do KSE
199	Rozbudowa stacji 220/110 kV Groszowice dla przyłączenia nowych obiektów do KSE /poprzednia nazwa: Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Groszowice dla przyłączenia farmy wiatrowej Ostroźnica/
200	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Skawina dla przyłączenia nowych obiektów do KSE
201	Budowa połączenia HVDC północ-południe
202	Budowa stacji 400 kV Krzemienica z wprowadzeniem linii 400 kV Dunowo-Słupsk i linii 400 kV Słupsk – Żydowo Kierzkowo
203	Budowa nowej stacji 400 kV w rejonie Trójmiasta wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Żydowo Kierzkowo – Gdańsk Przyjaźń
204	Budowa stacji 400/110 kV EJ1 przy Elektrowni Jądrowej /poprzednia nazwa: Budowa nowej stacji 400 kV na obszarze Pomorza Gdańskiego (Elektrownia Jądrowa) oraz linii zasilającej z SE Żarnowiec/
205	Budowa linii 400 kV od stacji 400/110 kV EJ1 przy Elektrowni Jądrowej do nacięcia linii Kromolice – Pątnów /poprzednia nazwa: Budowa linii 400 kV nowa stacja w rejonie Trójmiasta – nowa stacja w rejonie Konina/
206	Budowa linii 400 kV od stacji 400/110 kV EJ1 przy Elektrowni Jądrowej do nowej stacji w rejonie Trójmiasta /poprzednia nazwa: Budowa dwóch linii 400 kV od nowej stacji na obszarze Pomorza Gdańskiego (Elektrownia Jądrowa) do nowej stacji w rejonie Trójmiasta/
207	Budowa linii 400 kV nowa stacja w rejonie Trójmiasta – nacięcie linii Grudziądz Węgrowo – Jasiniec
208	Rozbudowa stacji 220/110 kV Włocławek Azoty dla przyłączenia nowych obiektów do KSE
209	Modernizacja (przebudowa) linii 220 kV Grudziądz Węgrowo – Toruń Elana
210	Budowa nowej stacji 400(220)/110 kV w rejonie Torunia z rozdzielnią 400 kV czasowo pracującą na napięciu 220 kV
211	Budowa linii 220 kV od stacji w rejonie Torunia do nacięcia linii 220 kV Grudziądz Węgrowo – Toruń Elana
212	Modernizacja (przebudowa) linii 220 kV Włocławek Azoty – Toruń Elana
213	Budowa linii 400 kV od stacji w rejonie Torunia do nacięcia linii 400 kV Grudziądz Węgrowo – Płock wraz z rozbudową rozdzielni 400 kV i 110 kV w stacji w rejonie Torunia
214	Budowa stacji 400/110 kV w rejonie Włocławka wraz z wprowadzeniem linii Grudziądz Węgrowo – Płock

Lp.	ZAMIERZENIE INWESTYCYJNE
215	Budowa nowej stacji 400/110 kV w rejonie Stalowej Woli
216	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Łagisza dla przyłączenia bloku gazowo-parowego w Elektrowni Łagisza
217	Budowa stacji 400/110 kV Wrzoski wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Dobrzeń – Wielopole/Detmarovice
218	Budowa linii 400 kV Świebodzice – Ząbkowice – Wrzoski/Groszowice wraz z rozbudową stacji 220/110 kV Ząbkowice o rozdzielnię 400 kV /poprzednia nazwa: Budowa linii 400 kV Świebodzice – Ząbkowice – Dobrzeń wraz z rozbudową stacji 220/110 kV Ząbkowice o rozdzielnię 400 kV/
219	Budowa nowej stacji 400/110 kV w rejonie Opola wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Dobrzeń – Pasikowice
220	Budowa nowej stacji 400/110 kV w rejonie Poznania wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Kromolice – Pątnów
221	Budowa zasobów mocy w KSE
222	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Ołtarzew
223	Modernizacja (przebudowa) linii 220 kV Podolszyce – Mory na odcinku Ołtarzew – Mory
224	Budowa stacji 400/220/110 kV w rejonie Warszawy z wprowadzeniem linii 400 kV Mościska – Miłosna
225	Instalacja transformatora 400/220 kV w stacji 400 kV Stanisławów
226	Modernizacja (przebudowa) linii 220 kV Mory – Praga – (Miłosna) Stanisławów
227	Modernizacja linii 400 kV Ołtarzew – Mościska – Miłosna
228	Wymiana transformatorów wraz z dostosowaniem infrastruktury w stacji 220/110 kV Mory
229	Wymiana transformatora wraz z dostosowaniem infrastruktury w stacji 220/110 kV Piaseczno
230	Budowa stacji 400/220/110 kV w rejonie Warszawy z wprowadzeniem linii 400 kV Kozienice – Miłosna
231	Modernizacja (przebudowa) linii 220 kV Ołtarzew – Mory tor II
232	Modernizacja (przebudowa) linii 400 kV Rogowiec – Płock
233	Modernizacja (przebudowa) linii 400 kV Rogowiec – Ołtarzew
234	Modernizacja (przebudowa) linii 400 kV Kozienice – Ostrowiec
235	Modernizacja (przebudowa) linii 220 kV Kielce – Radkowice
236	Rozbudowa stacji 400/220 kV Joachimów o rozdzielnię 110 kV
237	Modernizacja (przebudowa) linii 220 kV Błachownia – Groszowice
238	Rozbudowa stacji 400/110 kV Dobrzeń wraz z instalacją autotransformatora 400/110 kV
239	Budowa linii 400 kV Dobrzeń – Błachownia – Wielopole wraz z rozbudową stacji Błachownia o rozdzielnię 400 kV
240	Budowa linii 2 × 400 + 220 kV Byczyna – Podborze
241	Modernizacja (przebudowa) linii 400 kV Byczyna – Tucznawa
242	Budowa linii 400 kV Byczyna – nacięcie linii Tucznawa – Skawina wraz z rozbudową stacji 400/220 kV Byczyna
243	Modernizacja (przebudowa) linii 220 kV Moszczenica – Czeczott (Podborze)
244	Modernizacja (przebudowa) linii 220 kV Groszowice – Ząbkowice
245	Modernizacja (przebudowa) linii 220 kV Wielopole – Moszczenica
246	Budowa stacji 400/110 kV w rejonie Poznania wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Baczyzna – Plewiska /poprzednia nazwa: Budowa nowej stacji 400/110 kV w rejonie Poznania wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Piła Krzewina – Plewiska lub Baczyzna – Plewiska/
247	Zmiana sposobu zasilania stacji 220/110 kV Poznań Południe
248	Modernizacja (przebudowa) linii 220 kV Żukowice – Leśniów
249	Budowa linii 400 kV od stacji Polkowice do nacięcia toru linii 400 kV Baczyzna – Plewiska
250	Modernizacja (przebudowa) linii 220 kV Polkowice – Żukowice
251	Modernizacja (przebudowa) linii 220 kV Mikułowa – Cieplice
252	Modernizacja (przebudowa) linii 220 kV Krajnik – Morzyczyn
253	Modernizacja (przebudowa) linii 220 kV Pomorzany – Krajnik
254	Budowa nowej stacji 400 kV na obszarze Pomorza Zachodniego
255	Budowa linii 400 kV od stacji 400 kV na obszarze Pomorza Zachodniego do stacji 400/110 kV w rejonie Poznania

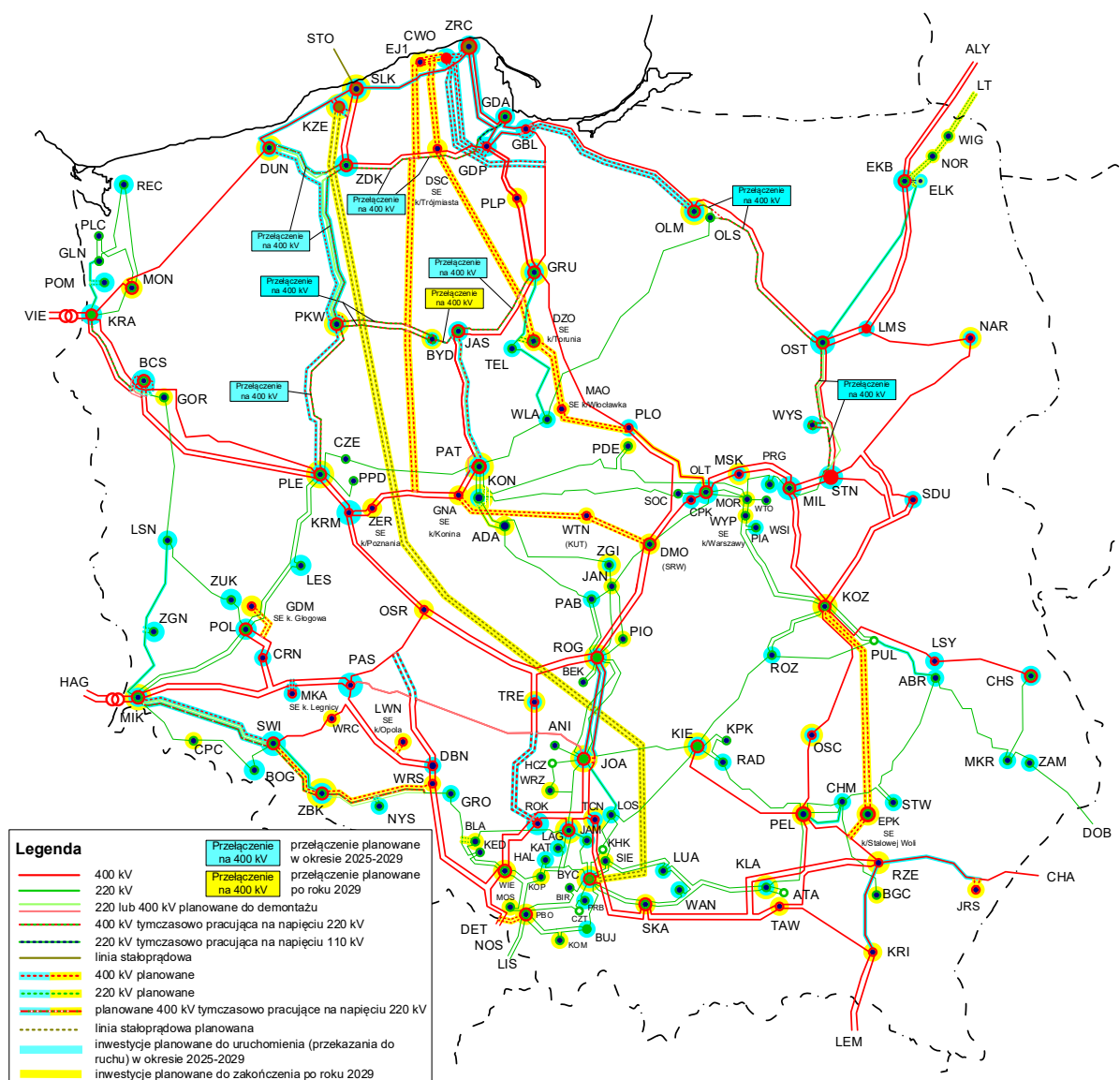
Lp.	ZAMIERZENIE INWESTYCYJNE
256	Modernizacja (przebudowa) linii 220 kV Pątnów – Konin
257	Modernizacja (przebudowa) linii 220 kV Pątnów – Włocławek Azoty
258	Rozbudowa stacji Gdańsk I o rozdzielnię 400 kV wraz z instalacją transformatora 400/110 kV /poprzednia nazwa: Rozbudowa stacji Gdańsk I o rozdzielnię 400 kV wraz z instalacją dwóch transformatorów 400/110 kV/
259	Budowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Gdańsk Przyjaźń
260	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Pelplin
261	Przebudowa jednorowej linii 400 kV Gdańsk Błonia – Olsztyn Mątki
262	Modernizacja populacji transformatorów - etap X
263	Zakup i montaż urządzeń do gospodarki mocą bierną wspierających zarządzanie stabilnością KSE
264	Rozbudowa stacji NN na potrzeby instalacji urządzeń do kompensacji mocy biernej (etap III)
265	Likwidacja ograniczeń aparaturowych na wybranych liniach NN
266	Rozbudowa połączeń transgranicznych
267	Rozbudowa stacji 220/110 kV Pabianice dla wprowadzenia linii abonenckiej 220 kV (zasilanie PT Pabianice)
268	Budowa stacji 400 kV w rejonie Złoczewa wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Rogowiec/Trębaczew – Ostrów (zasilanie PT Kuźnica – Czajków)
269	Rozbudowa stacji 400/110 kV Ostrów dla wprowadzenia linii abonenckiej 400 kV (zasilanie PT Ostrów Wlkp.)
270	Rozbudowa stacji 400/110 kV Kromolice dla wprowadzenia linii abonenckiej 400 kV (zasilanie PT Kromolice)
271	Rozbudowa stacji 400/110 kV Płock dla wprowadzenia linii abonenckiej 400 kV (zasilanie PT Kruszczewo)
272	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Grudziądz dla wprowadzenia linii abonenckiej 400(220) kV (zasilanie PT Węgiersk)
273	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Grudziądz dla wprowadzenia linii abonenckiej 400(220) kV (zasilanie PT Skurgwy)
274	Rozbudowa stacji 400/110 kV Pelplin dla wprowadzenia linii abonenckiej 400 kV (zasilanie PT Lisewo Malborskie)
275	Rozbudowa stacji 220/110 kV Mokre dla wprowadzenia linii abonenckiej 220 kV (zasilanie PT Płoskie)
276	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Wielopole dla wprowadzenia linii abonenckiej 220 kV (zasilanie PT Rybnik)
277	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Grudziądz Węgrowo dla przyłączenia bloku nr 2 w Elektrowni Grudziądz
278	Instalacja transformatora 400/110 kV w stacji 400/110 kV Słupsk w związku z przyłączeniem farm wiatrowych
279	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Siedlce Ujrzanów dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego Siedlce Ujrzanów
280	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Mościska
281	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Skawina w zakresie rozdzielni 220 kV i 110 kV dla przyłączenia bloku gazowo-parowego z silnikami gazowymi w Elektrowni Skawina
282	Modernizacja stacji 220/110 kV Poręba
283	Modernizacja stacji 400/110 kV Kromolice
284	Modernizacja stacji 220/110 kV Bieruń
285	Modernizacja stacji 220/110 kV Siersza
286	Budowa linii 220 kV Siekierki – nacięcie linii Piaseczno – Mory (Wypędy)
287	Budowa stacji 220/110 kV Siekierki
288	Budowa linii 220 kV Siekierki – Miłosna
289	Rozbudowa i modernizacja stacji 220/110 kV Aniołów
290	Budowa linii 220 kV Aniołów – nacięcie linii Rogowiec – Joachimów
291	Budowa połączenia kablowego HVAC Polska – Litwa
292	Modernizacja linii 400 kV Krajnik – Morzyczyn – Dunowo w zakresie wymiany OPGW
293	Wymiana przewodów odgromowych na wybranych liniach 220 kV i 400 kV - etap II
294	Budowa sieci transmisji danych dla urządzeń EAZ
295	Uruchomienie węzła teletransmisyjnego w nowej lokalizacji RCPD
296	Uruchomienie infrastruktury LAN/WAN w nowej lokalizacji RCPD

Źródło: PSE S.A.

Schemat planowanej sieci przesyłowej na 2036 r. przedstawiono na rys. 7.2.

Realizacja inwestycji, ujętych w PZI na lata 2025 - 2029 pozwoli na:

- 1) stworzenie warunków umożliwiających współpracę ze sobą źródeł energii o zróżnicowanej technologii wytwarzania i różnych parametrach ich pracy,
- 2) zwiększenie pewności zasilania obszarów metropolii poprzez strukturalne zmiany układów zasilania w newralgicznych obszarach kraju – poszczególnych województw,
- 3) wzmocnienie roli sieci przesyłowej w KSE poprzez stopniowe zdejmowanie funkcji przesyłowych z sieci dystrybucyjnej 110 kV,
- 4) zwiększenie możliwości ruchowych w KSE,
- 5) zwiększenie zdolności regulacji napięć,
- 6) wyprowadzenie mocy z przyłączanych źródeł,
- 7) rozbudowę połączeń transgranicznych w celu rozwoju wspólnotowego rynku energii elektrycznej.



Źródło: PSE S.A.

Rys. 7.2 Przewidywany schemat sieci przesyłowej w 2029 r.

7.2. Stan obecny połączeń transgranicznych

Obecnie Krajowa Sieć Przesyłowa współpracuje:

- synchronicznie z systemami krajów Europy kontynentalnej, krajów bałtyckich (od lutego 2025 r.) i Ukrainy (od marca 2023 r.),
- asynchronicznie z systemem szwedzkim poprzez kabel podmorski prądu stałego.

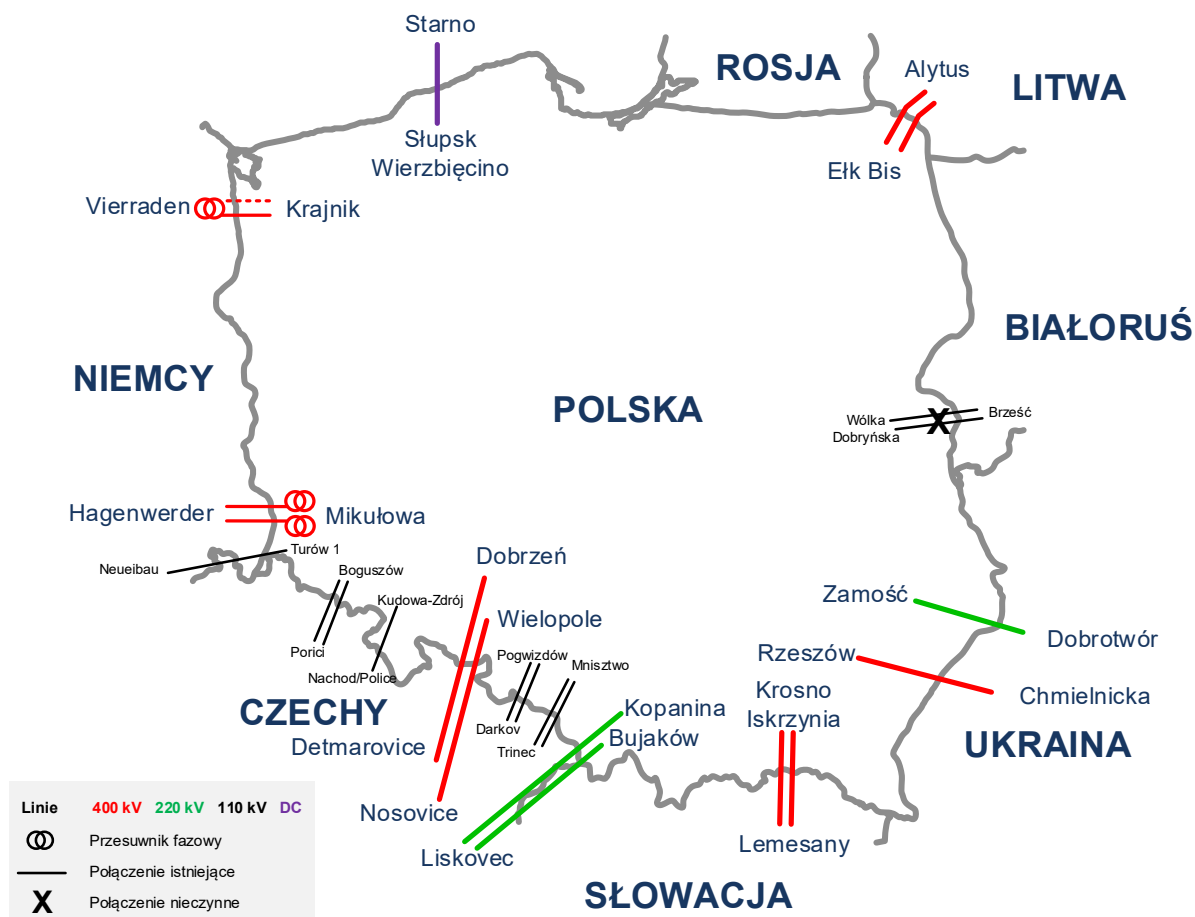
Aktualny stan połączeń transgranicznych sieci przesyłowej przedstawia się następująco:

- Polska – Niemcy:
 - 2-torowa linia 400 kV Krajnik – Vierraden z wykorzystywanym jednym torem z przesuwnikiem fazowym z powodu opóźnień w rozbudowie sieci po stronie niemieckiej,
 - 2-torowa linia 400 kV Mikułowa – Hagenwerder z zainstalowanymi przesuwnikami fazowymi.
- Polska – Czechy:
 - 2-torowa linia 400 kV Wielopole/Dobrzeń – Nosovice/Detmarovice,
 - 2-torowa linia 220 kV Kopanina/Bujaków – Liskovec.
- Polska – Słowacja:
 - 2-torowa linia 400 kV Krosno Iskrzynia – Lemesany.
- Polska – Litwa:
 - 2-torowa linia 400 kV Ełk Bis – Alytus, stanowiąca do II 2025 r. połączenie asynchroniczne z wykorzystaniem wstawki prądu stałego; w dniu 8 lutego 2025 r. nastąpiło połączenie synchroniczne systemu krajów bałtyckich z systemem Europy kontynentalnej poprzez tę linię.
- Polska – Ukraina:
 - 1-torowa linia 750 kV Rzeszów – Chmielnicka przełączona w marcu 2023 r. do pracy na napięciu 400 kV,
 - 1-torowa linia 220 kV Zamość – Dobrotwór współpracująca dotychczas z wydzielonymi po stronie ukraińskiej jednostkami wytwórczymi w Elektrowni Dobrotwór. Obecnie połączenie nie pracuje. Przewiduje się możliwość wykorzystania połączenia do awaryjnego zasilania wydzielonej wyspy odbiorczej po stronie ukraińskiej.
- Polska – Szwecja:
 - linia kablowa DC 450 kV Słupsk Wierzbęcino – Starno o zdolności przesyłowej wynoszącej 600 MW.

Aktualny stan połączeń transgranicznych sieci dystrybucyjnej przedstawia się następująco:

- Polska – Niemcy:
 - 1-torowa linia 110 kV Turów 1 – Neueibau.
- Polska – Czechy:
 - 2-torowa linia 110 kV Boguszów – Porici,
 - 1-torowa linia 110 kV Kudowa – Nachod/Police,
 - 2-torowa linia 110 kV Pogwizdów – Darkov,
 - 2-torowa linia 110 kV Mnisztwo – Trinec.
- Polska – Białoruś:
 - 2-torowa linia 110 kV Wólka Dobryńska – Brześć (linia trwale odłączona).

Stan połączeń transgranicznych przedstawiony jest schematycznie na rys. 7.3.



Źródło: PSE S.A.

Rys. 7.3 Połączenia transgraniczne stan na koniec 2024 r.

7.3. Zasady zarządzania transgranicznymi ograniczeniami przesyłowymi

Zasady i wytyczne dotyczące udostępniania, alokacji i zarządzania ograniczeniami zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej są uregulowane w rozporządzeniach Parlamentu Europejskiego i Rady oraz rozporządzenia Komisji w sprawie kodeksów i wytycznych, tj.:

- rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 943/2019 z dnia 5 czerwca 2019 r. *w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej*;
- rozporządzeniu Komisji (UE) nr 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. *ustanawiającym wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi*;
- w rozporządzeniu Komisji (UE) nr 2016/1719 z dnia 26 września 2016 r. *ustanawiającym wytyczne dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych*;

Przepisy powyższych rozporządzeń nakładają na poszczególnych uczestników rynku obowiązki i uprawnienie służące efektywnej i bezpiecznej pracy systemów elektroenergetycznych i funkcjonowania rynku energii. Na OSP nałożony jest m.in. obowiązek opracowania i wdrożenia mechanizmów dotyczących koordynacji współpracy międzyoperatorskiej i wymiany informacji w zakresie m.in. kalkulacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych, udostępniania tych zdolności przy zachowaniu bezpieczeństwa pracy systemów elektroenergetycznych oraz stosowania działań zaradczych.

Przepisy ww. aktów prawnych nakładają także szereg zadań na innych uczestników rynku i organa administracji, takie jak organy regulacyjne, OSP, stowarzyszenia operatorów, agencję współpracy regulatorów, krajowych operatorów rynku, operatorów łączenia rynków oraz inne podmioty

odpowiedzialne za bezpieczeństwo pracy sieci i funkcjonowanie wspólnotowego rynku energii elektrycznej.

Zgodnie z ww. rozporządzeniami, PSE S.A. zarządza ograniczeniami przesyłowymi wymiany międzysystemowej na zasadach przejrzystych, jednolitych i wolnych od dyskryminacji, na rzecz podmiotów uczestniczących w rynku energii elektrycznej.

W latach 2023 - 2024 PSE S.A. udostępniała zdolności przesyłowe na połączeniach KSE z:

- systemami Niemiec, Czech i Słowacji (połączenia pracujące w trybie synchronicznym),
- systemem Szwecji (kablowe połączenie asynchroniczne prądu stałego),
- systemem Litwy (połączeniu asynchroniczne przez wstawkę prądu stałego „back to back”),
- wydzielonym fragmentem systemu Ukrainy (wydzielone bloki Elektrowni Dobrotwór, przez linię Zamość – Dobrotwór),
- systemem Ukrainy (poprzez linię Rzeszów – Chmielnicka, połączenie w procesie alokacji od 15 maja 2023 r., pracujące w trybie synchronicznym).

Zdolności przesyłowe w okresie 2023-2024 r. były alokowane z wykorzystaniem następujących procesów rynkowych:

- na rynku długoterminowym z wykorzystaniem przetargów typu explicit dla horyzontów rocznego oraz miesięcznego, uwzględniającego połączenia synchroniczne Polska – Niemcy, Polska – Czechy i Polska – Słowacja,
- w ramach mechanizmu łączenia rynków (DA) dnia następnego, uwzględniającego połączenia synchroniczne Polska – Niemcy, Polska – Czechy i Polska – Słowacja, oraz połączenia asynchroniczne Polska – Szwecja i Polska – Litwa,
- w ramach mechanizmu łączenia rynków dnia bieżącego (ID), uwzględniającego połączenia synchroniczne Polska – Niemcy, Polska – Czechy i Polska – Słowacja, oraz połączenia asynchroniczne Polska – Szwecja i Polska – Litwa, w tym od 14 czerwca 2024 r. również z wykorzystaniem dedykowanego mechanizmu aukcji intraday,
- w ramach dedykowanych jednostronnych przetargów typu explicit, uwzględniających połączenie z Ukrainą poprzez linię 220 kV Zamość – Dobrotwór,
- w ramach oddzielnych jednostronnych przetargów typu explicit uwzględniających połączenie z Ukrainą poprzez linię 400 kV Rzeszów – Chmielnicka (w okresie od 15 maja 2023 r. do 17 stycznia 2024 r.),
- w ramach skoordynowanych przetargów dobowych typu explicit uwzględniających połączenie z Ukrainą poprzez linię 400 kV Rzeszów – Chmielnicka (od 18 stycznia 2024 r.).

7.3.1. Alokacja zdolności przesyłowych na rynku długoterminowym

Zdolności przesyłowe na rynku długoterminowym, obejmującym połączenia przesyłowe z Niemcami, Czechami i Słowacją były udostępniane w ramach skoordynowanych przetargów typu explicit w horyzontach czasowych rocznym oraz miesięcznym. Skoordynowane przetargi są organizowane z wykorzystaniem dedykowanej platformy (tzw. single allocation platform) obsługiwanej przez biuro aukcyjne JAO z siedzibą w Luksemburgu, którego udziałowcami są operatorzy systemów przesyłowych elektroenergetycznych, w tym PSE S.A.

Alokacja długoterminowych zdolności przesyłowych na połączeniach z Niemcami, Czechami i Słowacją odbywała się na podstawie zasad alokacji dla horyzontu długoterminowego (ang. Harmonised allocation rules for long-term transmission rights in accordance with Article 51 of Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a Guideline on Forward Capacity Allocation), zatwierdzonych decyzjami ACER z dnia 29 października 2021 r. oraz z dnia 22 grudnia 2023 r.

W latach 2023 i 2024 na połączeniach z Niemcami, Czechami i Słowacją w przetargach rocznych PSE S.A. nie oferowała zdolności przesyłowych. W przetargach miesięcznych w kierunku eksportu PSE S.A. oferowała zdolności przesyłowe w wysokości 200 MW (w maju 2023 r. i lipcu 2023 r.), 400 MW (w grudniu 2023 r. i sierpniu 2024 r.), 500 MW (w lipcu 2024 r.) oraz 1800 MW (w grudniu 2024 r.). Ostateczne wartości zdolności oferowanych w przetargach rocznych i miesięcznych na poszczególnych połączeniach są zależne dodatkowo od wartości zdolności udostępnionych przez sąsiadnego OSP, działającego po przeciwnej stronie danego połączenia (w przetargu udostępniana jest mniejsza z dwóch wartości podanych przez każdego OSP). We wszystkich wymienionych miesiącach występowały okresy, w których udostępnione zdolności były ograniczone do 0 MW ze względu na dostępne zdolności przesyłowe w poszczególnych dniach. W przetargach miesięcznych w kierunku importu PSE S.A. nie oferowała zdolności przesyłowych.

Wielkości zdolności możliwych do udostępnienia w ramach aukcji rocznych oraz aukcji miesięcznych są określane na podstawie wyników analiz przeprowadzonych z wykorzystaniem parametrów określonych w IRiESP - Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.

Zgodnie z rozporządzeniem Komisji (UE) 2016/1719 z dnia 26 września 2016 r. *ustanawiającym wytyczne dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych* zdolności przesyłowe oferowane na rynku długoterminowym mogą mieć charakter fizyczny (ang. Physical Transmission Rights, PTR) albo finansowy (ang. Financial Transmission Rights, FTR). Od czerwca 2022 r., tj. od momentu uruchomienia projektu Core Flow-Based Market Coupling, na rynku dnia następnego PSE S.A. oferuje zdolności typu FTR. Są one ekwiwalentem instrumentów finansowych i nie mogą być nominowane, stąd nie wiążą się z fizyczną realizacją wymiany handlowej. FTR dają posiadaczom prawo do otrzymania zapłaty równej różnicy pomiędzy cenami na rynkach dnia następnego, których dotyczą prawa przesyłowe. W ten sposób FTR zabezpieczają kupującego przed różnicami cenowymi pomiędzy dwiema strefami rynkowymi.

7.3.2. Alokacja zdolności na rynku dnia następnego

Połączenie Polska – Szwecja

Alokacja zdolności przesyłowych na połączeniu stałoprądowym Polska – Szwecja jest realizowana w trybie aukcji typu implicit w ramach europejskiego mechanizmu jednolitego łączenia rynków dnia następnego (Single Day-Ahead Coupling - SDAC), organizowanego przez operatorów systemów przesyłowych i Nominowanych Operatorów Rynku Energii (NEMO). Od momentu umożliwienia działania wielu NEMO w polskim obszarze rynkowym w 2021 r. w ramach tzw. Multi NEMO Arrangements (dalej „MNA”) rolę NEMO pełnią trzy niezależne podmioty: Towarowa Giełda Energii, Nord Pool EMCO oraz EPEX Spot.

W latach 2023 i 2024 OSP oferował zdolności przesyłowe w kierunku eksportu i importu. Oferowane zdolności przesyłowe połączenia Polska – Szwecja wynikały z aktualnego dopuszczalnego obciążenia kabla DC i stacji konwertyzacyjnych, z ograniczeń wynikających ze standardów bezpieczeństwa oraz zasad prowadzenia ruchu i planowania pracy KSE, określonych w IRiESP. Maksymalne zdolności przesyłowe w okresie sprawozdawczym wynosiły 600 MW, czyli były równe nominalnej zdolności przesyłowej samego połączenia stałoprądowego. Oferowane przez PSE S.A. zdolności przesyłowe, które były niższe niż nominalna zdolność przesyłowa samego połączenia stałoprądowego, wynikały z występujących ograniczeń sieciowych oraz ograniczeń związanych z koniecznością spełnienia kryteriów bezpieczeństwa pracy KSE, określonych w IRiESP.

Połączenie Polska – Litwa

Na połączeniu Polska – Litwa, alokacja zdolności przesyłowych w okresie sprawozdawczym była realizowana w trybie aukcji typu implicit w ramach mechanizmu SDAC.

Zdolności przesyłowe połączenia asynchronicznego Polska – Litwa określały parametry techniczne tego połączenia, a także ograniczenia wynikające z konieczności dotrzymywania standardów bezpieczeństwa oraz zasad prowadzenia ruchu i planowania pracy KSE, określonych w IRiESP. Maksymalne moce

oferowane w raportowanym okresie w kierunku eksportu z Polski wynosiły 492 MW, zaś w kierunku importu do Polski 350 MW. Wielkości te były nominalnymi wielkościami samego połączenia asynchronicznego w danym kierunku.

Połączenia Polska – Niemcy, Polska – Czechy, Polska – Słowacja

Od dnia 9 czerwca 2022 r. zdolności przesyłowe na rynku dnia następnego na połączeniach Polska – Niemcy, Polska – Czechy oraz Polska – Słowacja były alokowane w ramach docelowego modelu łączenia rynków w regionie wyznaczania zdolności przesyłowych Core z wykorzystaniem alokacji zdolności przesyłowych na wszystkich granicach tego regionu, opartej na rozpięwach energii elektrycznej i dostępnych marginesach na krytycznych elementach sieci (Flow-based Allocation). Region Core obejmuje obszary rynkowe Austrii, Belgii, Czech, Chorwacji, Francji, Holandii, Luksemburga, Niemiec, Polski, Rumunii, Słowacji, Słowenii i Węgier.

7.3.3. Alokacja zdolności przesyłowych na rynku dnia bieżącego

Alokacja zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na rynku dnia bieżącego na połączeniach Polska – Niemcy, Polska – Czechy, Polska – Słowacja, Polska – Szwecja oraz Polska – Litwa w latach 2023 - 2024 odbywała się w ramach europejskiego mechanizmu jednolitego łączenia rynku dnia bieżącego (Single Intraday Coupling - SIDC).

Wielkość oferowanych mocy w ramach alokacji rynku dnia bieżącego w kierunku eksportu i importu była wyznaczana na podstawie aktualnego stanu sieci, z uwzględnieniem niewykorzystanych zdolności przesyłowych, udostępnianych w ramach rynku dnia następnego.

W dniu 13 czerwca 2024 r. w ramach SIDC uruchomiono aukcje jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego (dalej: Aukcje Intraday), które umożliwiły wycenę zdolności przesyłowych rynku dnia bieżącego poprzez handel aukcyjny. Aukcje Intraday uzupełniły dotychczasowy proces alokacji zdolności w ramach SIDC, oparty jedynie na handlu ciągłym, tj. bez możliwości wyceny alokowanych zdolności przesyłowych. Tego samego dnia PSE S.A., w ramach uruchomienia etapu II reformy Rynku Bilansującego, wdrożyła 15-minutowy okres rozliczenia niezbilansowania (15 min Imbalance Settlement Period - ISP) co pozwoliło na rozpoczęcie stosowania produktów handlowych o granulacji kwadransowej (15 min Market Time Unit - MTU) w ramach SIDC. Wdrożenie produktów 15-minutowych zwiększyło elastyczność uczestników rynku w zakresie możliwości bilansowania swoich pozycji handlowych. W pierwszym etapie wprowadzono obrót produktami 15-minutowymi wewnątrz polskiego obszaru rynkowego.

7.3.4. Udostępnianie zdolności przesyłowych na połączeniu z Ukrainą

Linia 220 kV Zamość – Dobrotwór

Linia elektroenergetyczna 220 kV Zamość – Dobrotwór w latach 2023 - 2024 umożliwiała promieniową (wydzieloną) pracę bloków ukraińskiej Elektrowni Dobrotwór na system polski, tzn. realizowany był wyłącznie import energii do Polski. Począwszy od 2011 r., OSP organizuje przetargi jednostronne, typu explicit w horyzoncie miesięcznym w celu umożliwienia rynkowej alokacji zdolności na tym połączeniu. PSE S.A. pełni funkcję Biura Aukcyjnego, a zasady przetargów są publikowane na stronie internetowej PSE S.A.

Maksymalna wartość zdolności przesyłowych tego połączenia wynosiła 265 MW, jednak w ostatnich miesiącach 2024 r. zdolności przesyłowe nie były alokowane w przetargach organizowanych przez PSE S.A. ze względu na brak ofert, spowodowany uszkodzeniami infrastruktury technicznej po stronie ukraińskiej, w związku z trwającą wojną na terenie Ukrainy.

Linia 400 kV Rzeszów – Chmielnicka

Połączenie międzysystemowe pomiędzy systemami Polski i Ukrainy 400 kV Rzeszów – Chmielnicka, które ze względów techniczno-eksploatacyjnych od kilkadziesiąt lat pozostawało nieczynne, zostało ponownie uruchomione i oddane do eksploatacji w dniu 1 maja 2023 r. Uruchomienie tej linii jako połączenia synchronicznego umożliwiło zwiększenie wolumenu wymiany energii pomiędzy systemem Europy kontynentalnej i zsynchronizowanym z nim w 2022 r. systemem elektroenergetycznym Ukrainy i Mołdawii.

W początkowym okresie działania tego połączenia, zdolności przesyłowe po polskiej stronie w kierunku eksportowym i importowym były udostępniane przez PSE S.A. w ramach przetargów jednostronnych typu explicit w horyzoncie miesięcznym, a jednocześnie po stronie ukraińskiej były organizowane jednostronne przetargi na zdolności przesyłowe przez ukraińskiego OSP.

Z dniem dostawy 18 stycznia 2024 r., uruchomiono proces skoordynowanych przetargów dobowych typu explicit, które zastąpiły dotychczasowy proces aukcji jednostronnych. Skoordynowane aukcje dobowe są organizowane i obsługiwane przez biuro aukcyjne JAO.

Zdolności przesyłowe linii 400 kV Rzeszów – Chmielnicka są określone przez parametry techniczne tego połączenia oraz przez ograniczenia wynikające z dotrzymania standardów bezpieczeństwa oraz zasad prowadzenia ruchu i planowania pracy KSE, określonych w IRiESP. Maksymalne moce oferowane w raportowanym okresie w kierunku eksportu z Polski wyniosły 425 MW, zaś w kierunku importu do Polski 200 MW. Całkowite zdolności przesyłowe pomiędzy Europą kontynentalną a systemami Ukrainy i Mołdawii są przedmiotem uzgodnień ENTSO-E i OSP tych państw.

7.3.5. Alokacja zdolności przesyłowych – planowane modyfikacje

W 2025 r. zrealizowano wdrożenie 15 min MTU na połączeniach transgranicznych KSE objętych mechanizmem SIDC oraz planowane jest wdrożenie 15 min MTU w obszarze stosowania mechanizmu SDAC (jednocześnie dla wszystkich obszarów rynkowych objętych tym mechanizmem). Wdrożenie 15 min MTU ma na celu zwiększenie dokładności operacji rynkowych, umożliwienie lepszej integracji odnawialnych źródeł energii oraz umożliwienie większej elastyczności rynku. Poprawiając zdolność adaptacji do wahań w wytwarzaniu i zużyciu energii, nowy system pozwoli na dokładniejsze ustalanie cen i grafików wymiany energii elektrycznej, ostatecznie przynosząc korzyści uczestnikom rynku.

W kolejnych latach dla rynku długoterminowego oraz rynku dnia bieżącego, planowane jest rozwijanie mechanizmu alokacji zdolności przesyłowych na wszystkich połączeniach w regionie CORE (obejmującego m. in. połączenia Polska – Niemcy, Polska – Czechy oraz Polska – Słowacja), z wykorzystaniem metod opartych na rozpywach energii elektrycznej (flow based) i dostępnych marginesach na krytycznych elementach sieci. Podejście to pozwala na wyznaczanie dostępnych zdolności przesyłowych w zoptymalizowany sposób z uwzględnieniem współzależności między transakcjami handlowymi a fizycznymi ograniczeniami technicznymi w całym regionie.

W kolejnych latach planowane jest również etapowe rozszerzenie obszaru stosowania SDAC i SIDC o państwa Wspólnoty Energetycznej (Energy Community), do których należą m.in. Ukraina i Mołdawia.

7.4. Zamierzenia inwestycyjne w zakresie połączeń transgranicznych

7.4.1. Synchronizacja systemów Państw Bałtyckich z systemami Europy kontynentalnej

W listopadzie 2023 r. operatorzy z ENTSO-E RGCE (Regional Group Continental Europe), tj. organu podejmującego decyzje dot. funkcjonowania systemu synchronicznego Europy kontynentalnej zaakceptowali mapę drogową synchronizacji, według której data synchronizacji została określona na luty 2025.

Nowa data synchronizacji została uzgodniona przez władze państw bałtyckich i zaakceptowane przez Komisję Europejską i ENTSO-E. Proces synchronizacji został przeprowadzony w dniu 9 lutego 2025 r. po odłączeniu w dniu 8 lutego 2025 r. systemów państw bałtyckich od systemu UPS/IPS. Synchroniczna praca z CESA umożliwia państwom bałtyckim zarządzanie ich systemami elektroenergetycznymi w ścisłej współpracy ze wszystkimi innymi krajami Europy kontynentalnej, przy stabilnej i niezawodnej kontroli częstotliwości, znacznie zwiększając regionalne bezpieczeństwo energetyczne.

Połączenie kablowe Polska – Litwa (Harmony Link)

W kwietniu 2023 r. ze względu na znaczny wzrost kosztów i dużą liczbę zamówień u producentów infrastruktury prądu stałego (kable i stacje) przetargi na kabel oraz stacje przekształtnikowe Harmony Link zostały anulowane. PSE S.A. i Litgrid przeanalizowały inne rozwiązania, które mogłyby obniżyć koszty i umożliwiłyby uruchomienie połączenia w najkrótszym możliwym czasie. Jako jedno z wariantów alternatywnych rozważono połączenia przemiennoprądowe o napięciu 220 kV biegnące wzdłuż linii kolejowej Rail Baltica lub drogi Via Baltica. Możliwość realizacji połączenia w obu wariantach została zidentyfikowana w Deklaracji Politycznej podpisanej w grudniu 2023 r. przez ministrów ds. energii z Polski, Państw Bałtyckich oraz Komisarz ds. Energii. W lipcu 2024 r. PSE S.A. i Litgrid AB podpisały umowę o współpracy w realizacji nowego lądowego połączenia przemiennoprądowego 220 kV między Polską a Litwą - Harmony Link. Litgrid w lipcu 2024 r., a PSE w grudniu 2024 r., podjęły finansową decyzję inwestycyjną. Trwają prace studialne i przygotowawcze. Zakończenie realizacji projektu Harmony Link planowane jest na koniec 2030 r. Projekt uzyskał dofinansowanie z funduszu europejskiego Łącząc Europę (Connecting Europe Facility – CEF), w najwyższej możliwej wysokości, tj. 75% kosztów kwalifikowanych.

7.4.2. Połączenie Polska – Ukraina

Połączenie Zamość – Dobrotwór

Połączenie 220 kV Zamość – Dobrotwór jest połączeniem promieniowym co oznacza, że wydzielone bloki ukraińskiej elektrowni Dobrotwór pracują synchronicznie z KSE, realizując dostawy handlowe z Ukrainy do Polski. Od zniszczenia elektrowni Dobrotwór w maju 2024 r., połączenie Zamość – Dobrotwór pozostawało nieużywane. W sierpniu 2024 PSE zaproponowała Ukrenergo rozważenie czasowego wydzielenia wyspy po stronie UA, która byłaby zasilana ze strony PL, co znacznie ułatwiłoby Ukrenergo bilansowanie systemu ukraińskiego. W wyniku wspólnych prac strony określiły zasady pracy takiego połączenia oraz zasady wymiany i rozliczania energii, które mają charakter pomocy awaryjnej i które zostały opisane w dedykowanej umowie zawartej 8 stycznia 2025 r.

Połączenie Rzeszów – Chmielnicka

Docelowe wykorzystanie linii Rzeszów – Chmielnicka będzie przedmiotem wspólnych, polsko-ukraińskich, analiz techniczno – ekonomicznych, które zostaną przeprowadzone po zakończeniu działań wojennych na Ukrainie. Rozważane jest skrócenie połączenia poprzez budowę nowej stacji w rejonie Lwowa i powiązanie jej z istniejącą linią transgraniczną oraz ukraińskim systemem przesyłowym.

7.4.3. Połączenia Polska – Niemcy

Instalacja przesuwników fazowych na istniejących połączeniach Polska – Niemcy

Zgodnie z postanowieniami zawartej w dniu 28 lutego 2014 r. umowy “Agreement on the Operation of Phase Shift Transformers and Operational Phase of the virtual Phase Shift Transformer” (PST Agreement), określającej zobowiązania stron w zakresie instalacji przesuwników fazowych, rozbudowy sieci oraz określenia spójnych zasad prowadzenia ruchu na granicy polsko-niemieckiej, w 2016 r. PSE S.A. uruchomiły komplet 4 przesuwników fazowych na połączeniu Mikułowa – Hagenwerder.

Z uwagi na opóźnienie w realizacji inwestycji w sieci wewnętrznej 50Hertz nie ma możliwości instalacji w stacji Vierraden kompletu 4 przesuwników fazowych zgodnie z zapisami PST Agreement. Jako rozwiązanie tymczasowe 26 marca 2019 r. uruchomiono układ niepełny, składający się z jednego toru linii Krajnik - Vierraden i dwóch przesuwników połączonych szeregowo. Praca w tym układzie ma odbywać się do czasu realizacji układu docelowego, co uzależnione jest od zakończenia przez 50Hertz budowy wewnętrznej linii 380 kV Uckermark. Zgodnie z informacją 50Hertz z lipca 2023 r. zakończenie niezbędnych inwestycji i instalacja kompletu 4 przesuwników fazowych w stacji Vierraden ma nastąpić w połowie 2025 r.

Inwestycje sieciowe w zachodniej części kraju wpływające na wzrost transgranicznych zdolności przesyłowych na przekroju synchronicznym

W Planie rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025 - 2034 (PRSP) ujęte są następujące przedsięwzięcia:

- Budowa stacji 400/220/110 kV Baczyna z wprowadzeniem linii 400 kV Krajnik – Plewiska;
- Budowa 2-torowej linii 400 kV Mikułowa – Świebodzice z planowanym terminem uruchomienia w 2025 r.

Realizacja tych inwestycji zapewni w horyzoncie długoterminowym: (i) poprawę bezpieczeństwa zasilania w energię elektryczną zachodniego obszaru KSE, (ii) możliwość wyprowadzenia mocy z istniejących i planowanych na tym obszarze źródeł wytwórczych (elektrowni konwencjonalnych i źródeł odnawialnych) oraz (iii) poprawę warunków międzysystemowej wymiany mocy na przekroju synchronicznym, w tym wypełnienie obowiązku udostępniania uczestnikom rynku międzyobszarowych zdolności przesyłowych na poziomie nie niższym niż 70% zdolności przesyłowych (CEP70) dla danej granicy lub krytycznego elementu sieci, wynikającego z rozporządzenia (UE) 2019/943.

7.4.4. Połączenia Polska – Czechy

Zgodnie z Memorandum of Understanding (MoU) podpisanym w grudniu 2017 r. przez PSE S.A. i ČEPS, w czerwcu 2024 r. po stronie czeskiej uruchomiono nową stację Dětmarovice, do której wprowadzona została linia Dobrzeň – Albrechtice. Pozostałe prace modernizacyjne ujęte w MoU obejmują perspektywę realizacji do 2040 r. Ponadto PSE S.A. i ČEPS prowadzą bilateralną współpracę w zakresie oceny możliwości działań na rzecz optymalizacji i rozwoju wymiany transgranicznej. Efektem tej współpracy jest realizacja analiz mogących wspierać ewentualne decyzje dotyczące stosownych inwestycji infrastrukturalnych. Wstępne analizy zostały zakończone w 2023 r. Ze względu na zaistnienie w trakcie obliczeń szeregu czynników dotyczących funkcjonowania polskiego i czeskiego systemu przesyłowego, prace analityczne będą kontynuowane w kolejnych latach przy nowych założeniach uwzględniających zmianę topologii sieci związanej, między innymi, z budową stacji 400/220/110 kV Podborze.

8. Ocena funkcjonowania rynku mocy, o którym mowa w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy

Spółka PSE S.A., pełniąca rolę operatora w rozumieniu ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2025 r. poz. 610, dalej: „ustawa o rynku mocy”), jest odpowiedzialna za prowadzenie procesów rynku mocy. W ramach tych procesów w 2023 i 2024 r. przeprowadzono: dwie certyfikacje ogólne, dwie certyfikacje do aukcji głównej, aukcje wstępne do aukcji głównych i aukcje główne na lata dostaw 2028 i 2029, dwie certyfikacje do aukcji dodatkowych oraz aukcje dodatkowe na poszczególne kwartały lat dostaw 2024 i 2025 i aukcje wstępne do tych aukcji.

Ponadto, w dniu 6 listopada 2024 r. po raz drugi od wejścia w życie ustawy, ogłoszono okresy przywołania na rynku mocy, które przypadały na godziny 16:00 – 17:00, 17:00 – 18:00, 18:00 – 19:00.

8.1. Certyfikacja ogólna

Certyfikacja ogólna 2023

Zgodnie z art. 3 ust. 1 pkt 1 i art. 3 ust. 2 ustawy o rynku mocy PSE S.A. przeprowadziła certyfikację ogólną w ramach rynku mocy w okresie od 2 stycznia do 10 marca 2023 r. W tej certyfikacji ogólnej wnioskodawcy złożyli 1735 wniosków o wpis do rejestru, z których 1 416 dotyczyło jednostek fizycznych wytwórczych, a 319 jednostek redukcji zapotrzebowania.

W wyniku weryfikacji złożonych wniosków, do rejestru rynku mocy wpisano 1 679 jednostek, w tym 1 360 jednostek fizycznych wytwórczych i 319 jednostek redukcji zapotrzebowania.

W tabeli 8.1 zawarto szczegółowe informacje w zakresie jednostek wpisanych do rejestru.

Tabela 8.1 Liczba i moc osiągalna netto jednostek wpisanych do rejestru w 2023 r.

Wyszczególnienie	Liczba jednostek wpisanych do rejestru	Łączna moc osiągalna netto jednostek wpisanych do rejestru, MW
Jednostki fizyczne wytwórcze istniejące	936	39 955,331
Jednostki fizyczne wytwórcze planowane	424	23 003,019
Jednostki fizyczne redukcji zapotrzebowania	33	360,960
Jednostki redukcji zapotrzebowania planowane	286	6 314,600
Łącznie	1679	69 633,910

Źródło: PSE S.A.

Certyfikacja ogólna 2024

Zgodnie z art. 3 ust. 1 pkt 1 i art. 3 ust. 2 ustawy o rynku mocy PSE S.A. przeprowadziła certyfikację ogólną w ramach rynku mocy w okresie od 4 stycznia do 11 marca 2024 r. W ramach certyfikacji ogólnej wnioskodawcy złożyli 2 984 wnioski o wpis do rejestru (wnioski o rejestrację), z których 741 dotyczyło jednostek redukcji zapotrzebowania, a 2 243 jednostek fizycznych wytwórczych (w tym jednostek będących magazynem energii elektrycznej).

W wyniku weryfikacji złożonych wniosków, do rejestru rynku mocy wpisano 2 695 jednostek, w tym 1 977 jednostek fizycznych wytwórczych i 718 jednostek redukcji zapotrzebowania.

W tabeli 8.2 zawarto szczegółowe informacje w zakresie jednostek wpisanych do rejestru.

Tabela 8.2 Liczba i moc osiągalna netto jednostek wpisanych do rejestru w 2024 r.

Wyszczególnienie	Liczba jednostek wpisanych do rejestru	Łączna moc osiągalna netto jednostek wpisanych do rejestru, MW
Jednostki fizyczne wytwórcze istniejące	787	33 693,618
Jednostki fizyczne wytwórcze planowane	1 190	52 613,715
Jednostki fizyczne redukcji zapotrzebowania	120	352,344
Jednostki redukcji zapotrzebowania planowane	598	11 118,000
Łącznie	2 695	97 777,677

Zródło: PSE S.A.

8.2. Certyfikacja do aukcji głównych

Aukcje wstępne do aukcji głównej na rok dostaw 2028

Zgodnie z art. 4 ust. 2 pkt 1 ustawy o rynku mocy PSE S.A. przeprowadziła w dniu 24 sierpnia 2023 r. aukcje wstępne.

Aukcje wstępne zostały przeprowadzone odrębnie dla każdej ze stref, o których mowa w art. 6 ust. 6 ustawy, obejmujących strefę profilu synchronicznego, system przesyłowy Republiki Litewskiej oraz system przesyłowy Królestwa Szwecji.

Aukcje wstępne do aukcji głównej na rok dostaw 2028 zakończyły się przyjęciem 67 ofert w całości oraz jednej oferty w części, w tym 6 ofert przyjętych w całości i jednej oferty przyjętej w części, dotyczących profilu synchronicznego, 5 ofert przyjętych w całości dotyczących systemu przesyłowy Republiki Litewskiej oraz 56 ofert przyjętych w całości dotyczących systemu przesyłowego Królestwa Szwecji

Zaakceptowane oferty w toku certyfikacji do aukcji mocy zostały zastąpione 68 jednostkami rynku mocy. Utworzone w ten sposób jednostki rynku mocy zostały następnie dopuszczone do udziału w aukcji głównej na rok dostaw 2028.

Certyfikacja do aukcji głównej na rok dostaw 2028

Zgodnie z art. 3 ust. 1 pkt 2 i art. 3 ust. 3 ustawy o rynku mocy PSE S.A. przeprowadziła certyfikację do aukcji głównej dla okresu dostaw przypadającego na rok 2028 w terminie od 7 września do 17 listopada 2023 r.

W ramach tej certyfikacji do aukcji głównej dostawcy mocy złożyli 428 wniosków o certyfikację, z których 329 dotyczyło jednostek rynku mocy wytwórczych, w tym 68 jednostek rynku mocy wytwórczych zagranicznych, a 99 jednostek rynku mocy redukcji zapotrzebowania.

W wyniku weryfikacji, PSE S.A. wydała 359 certyfikatów dopuszczających jednostki rynku mocy do udziału w aukcji mocy lub rynku wtórnym.

W tabeli 8.3 zawarto szczegółowe informacje w zakresie liczby wydanych certyfikatów.

Tabela 8.3 Liczba utworzonych jednostek rynku mocy, którym wydano certyfikat na rok dostaw 2028

Rok dostaw	Liczba utworzonych jednostek rynku mocy
	2028
Istniejące jednostki rynku mocy wytwórcze (z wyłączeniem jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych zagranicznych)	107
Modernizowane jednostki rynku mocy wytwórcze	11
Nowe jednostki rynku mocy wytwórcze	74
Niepotwierdzone jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania	96
Potwierdzone jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania	3
Jednostki rynku mocy składające się z jednostek fizycznych zagranicznych	68
Łącznie	359

Źródło: PSE S.A.

Aukcje wstępne do aukcji głównej na rok dostaw 2029

Zgodnie z art. 4 ust. 2 pkt 1 ustawy o rynku mocy PSE S.A. przeprowadziła w dniu 22 sierpnia 2024 r. trzy aukcje wstępne.

Aukcje wstępne zostały przeprowadzone odrębnie dla każdej ze stref, o których mowa w art. 6 ust. 6 ustawy o rynku mocy, obejmujących strefę profilu synchronicznego, system przesyłowy Republiki Litewskiej oraz system przesyłowy Królestwa Szwecji.

Aukcje wstępne do aukcji głównej na rok dostaw 2029 zakończyły się przyjęciem 70 ofert w całości oraz jednej oferty w części, w tym 15 ofert przyjętych w całości i jednej oferty przyjętej w części, dotyczących profilu synchronicznego oraz 55 ofert dotyczących systemu przesyłowego Królestwa Szwecji. Zaakceptowane oferty w toku certyfikacji do aukcji mocy została zastąpione przez 71 jednostek rynku mocy. Utworzone w ten sposób jednostki rynku mocy zostały następnie dopuszczone do udziału w aukcji głównej na rok dostaw 2029.

Certyfikacja do aukcji głównej na rok dostaw 2029

Zgodnie z art. 3 ust. 1 pkt 2 i art. 3 ust. 3 ustawy o rynku mocy PSE S.A. przeprowadziła certyfikację do aukcji głównej dla okresu dostaw przypadającego na rok 2029 w terminie od 5 września do 15 listopada 2024 r.

W ramach certyfikacji do aukcji głównej na rok dostaw 2029 dostawcy mocy złożyli 653 wnioski o certyfikację, z których 508 dotyczyło jednostek rynku mocy wytwórczych, w tym 71 jednostek rynku mocy wytwórczych zagranicznych, a 145 dotyczyło jednostek rynku mocy redukcji zapotrzebowania.

W wyniku weryfikacji PSE S.A. wydała 530 certyfikatów dopuszczających do udziału w aukcji mocy lub rynku wtórnym. W tabeli 8.4 zawarto szczegółowe informacje w zakresie liczby wydanych certyfikatów.

Tabela 8.4 Liczba utworzonych jednostek rynku mocy, którym wydano certyfikat na rok dostaw 2029

Rok dostaw	Liczba utworzonych jednostek rynku mocy	
	2029	
Istniejące jednostki rynku mocy wytwórcze (z wyłączeniem jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych zagranicznych)	120	
Modernizowane jednostki rynku mocy wytwórcze	12	
Nowe jednostki rynku mocy wytwórcze	191	
Niepotwierdzone jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania	134	
Potwierdzone jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania	2	
Jednostki rynku mocy składające się z jednostek fizycznych zagranicznych	71	
Łącznie	530	

Źródło: PSE S.A.

8.3. Certyfikacje do aukcji dodatkowych

Certyfikacja do aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2024

Zgodnie z art. 3 ust. 1 pkt 3 i art. 3 ust. 4 ustawy o rynku mocy PSE S.A. w terminie od 22 listopada 2021 r. do 17 lutego 2023 r. przeprowadziła certyfikację do aukcji dodatkowych dla okresów dostaw przypadających na poszczególne kwartały roku dostaw 2024.

W ramach tej certyfikacji dostawcy mocy złożyli 128 wniosków o certyfikację, z których 58 dotyczyło istniejących jednostek rynku mocy wytwórczych, a 70 jednostek rynku mocy redukcji zapotrzebowania.

W wyniku weryfikacji, PSE S.A. wydała 124 certyfikaty dopuszczające jednostki rynku mocy do udziału w aukcji mocy lub rynku wtórnym. W tabeli 8.5 zawarto szczegółowe informacje w zakresie liczby wydanych certyfikatów.

Tabela 8.5 Liczba utworzonych jednostek rynku mocy, którym wydano certyfikat na poszczególne kwartały roku dostaw 2024

Kwartał roku dostaw 2024	Liczba utworzonych jednostek rynku mocy			
	I	II	III	IV
Istniejące jednostki rynku mocy wytwórcze	33	21	24	32
Niepotwierdzone jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania	48	48	48	48
Potwierdzona jednostka rynku mocy redukcji zapotrzebowania	1	1	1	1
Łącznie	82	70	73	81

Źródło: PSE S.A.

Certyfikacja do aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2025

Zgodnie z art. 3 ust. 1 pkt 3 i art. 3 ust. 4 ustawy o rynku mocy PSE S.A. w terminie od 23 listopada 2023 r. do 16 lutego 2024 r. przeprowadziła certyfikację do aukcji dodatkowych dla okresów dostaw przypadających na poszczególne kwartały roku dostaw 2025.

W ramach certyfikacji do aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2025 dostawcy mocy złożyli 194 wnioski o certyfikację, z których 78 dotyczyło istniejących jednostek rynku mocy wytwórczych, a 116 niepotwierdzonych jednostek rynku mocy redukcji zapotrzebowania.

W wyniku weryfikacji wniosków PSE S.A. wydała 186 certyfikatów dopuszczających jednostki rynku mocy do udziału w aukcji mocy lub rynku wtórnym. W tabeli 8.6 zawarto szczegółowe informacje w zakresie liczby wydanych certyfikatów.

Tabela 8.6 Liczba utworzonych jednostek rynku mocy, którym wydano certyfikat na poszczególne kwartały roku dostaw 2025

Kwartał roku dostaw 2025	Liczba utworzonych jednostek rynku mocy			
	I	II	III	IV
Istniejące jednostki rynku mocy wytwórcze	45	28	20	27
Niepotwierdzone jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania	82	75	68	70
Łącznie	127	103	88	97

Źródło: PSE S.A.

Certyfikacja do aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2026

Zgodnie z art. 3 ust. 1 pkt 3 i art. 3 ust. 4 ustawy o rynku mocy PSE S.A. w 2024 r. rozpoczęła proces certyfikacji do aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2026. Certyfikacja do aukcji dodatkowych rozpoczęła się 21 listopada 2024 r. i zakończyła się 25 lutego 2025 r. Szczegółowe wyniki certyfikacji do aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2026 zostaną przedstawione w sprawozdaniu za lata 2025 - 2026.

8.4. Aukcje główne

Aukcja główna na rok dostaw 2028

Zgodnie z art. 29 ust. 3 pkt 5 ustawy o rynku mocy w dniu 14 grudnia 2023 r. PSE S.A. przeprowadziła aukcję główną na okres dostaw przypadający na rok 2028. Aukcja zakończyła się w 6. rundzie z ceną zamknięcia równą 244,90 zł/kW/rok dla jednostek rynku mocy krajowych oraz 207,00 zł/kW/rok i 244,90 zł/kW/rok dla jednostek rynku mocy wytwórczych składających się z jednostek fizycznych zagranicznych znajdujących się odpowiednio w strefie obejmującej strefę profilu synchronicznego i w strefie obejmującej system przesyłowy Królestwa Szwecji. Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wynikająca z umów mocowych zawartych w wyniku aukcji głównej dla roku dostaw 2028 wynosi 7 070,951 MW, w tym 1 079,000 MW dotyczy obowiązków mocowych, którymi objęte są jednostki rynku mocy składające się z jednostek fizycznych zagranicznych, znajdujących się w strefach, o których mowa w art. 6 ust. 6 ustawy, z czego 628,000 MW dotyczy strefy profilu synchronicznego, a 451,000 MW systemu przesyłowego Królestwa Szwecji. W tabeli 8.7 zawarto podsumowanie wyników ww. aukcji.

Tabela 8.7 Podsumowanie aukcji mocy przeprowadzonej w roku 2023

Rok dostaw	Lokalizacja jednostki	Cena zamknięcia aukcji [zł/kW/rok]	Liczba zawartych umów mocowych	Wolumen obowiązków mocowych wynikających z zawartych umów mocowych [MW]	Runda zakończenia aukcji
2028	w KSE	244,90	111	5991,951	6.
	strefa profilu synchronicznego	207,00	6	628,000	
	system przesyłowy Królestwa Szwecji	244,90	42	451,000	

Źródło: PSE S.A.

W toku aukcji głównej na rok 2028 zawartych zostało łącznie 159 umów mocowych.

W tabeli 8.8 przedstawiono liczbę zawartych umów mocowych w podziale na czas trwania obowiązków mocowych.

Tabela 8.8 Liczba umów mocowych zawartych w aukcjach głównych przeprowadzonych w roku 2023

Czas trwania obowiązku mocowego w latach	Liczba zawartych umów mocowych na rok dostaw 2028
1	119
5	3
7	4
17	33
Łącznie zawartych umów mocowych	159

Źródło: PSE S.A.

W tabeli 8.9 przedstawiono wolumeny obowiązków mocowych wynikających z zawartych umów w podziale na poszczególne typy jednostek rynku mocy.

Tabela 8.9 Wolumen zakontraktowanych obowiązków mocowych na rok dostaw 2028 w podziale na typy jednostek rynku mocy

Typ jednostki rynku mocy	Wielkość wolumenu obowiązku mocowego [MW]
Istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza (z wyłączeniem jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych zagranicznych)	1964,492
Modernizowana jednostka rynku mocy wytwórcza	1310,083
Nowa jednostka rynku mocy wytwórcza	1736,876
Niepotwierdzona jednostka rynku mocy redukcji zapotrzebowania	978,5
Potwierdzona jednostka rynku mocy redukcji zapotrzebowania	2,000
Jednostki rynku mocy składające się z jednostek fizycznych zagranicznych	1079
Łącznie	7 188,584

Źródło: PSE S.A.

Aukcja główna na rok dostaw 2029

Zgodnie z art. 29 ust. 3 pkt 6 ustawy o rynku mocy w dniu 12 grudnia 2024 r. PSE S.A. przeprowadziła aukcję główną na okres dostaw przypadający na rok 2029. Aukcja zakończyła się w 7. rundzie z ceną zamknięcia równą 264,90 zł/kW/rok dla jednostek rynku mocy krajowych oraz 247,87 zł/kW/rok i 264,90 zł/kW/rok dla jednostek rynku mocy wytwórczych składających się z jednostek fizycznych zagranicznych znajdujących się odpowiednio w strefie obejmującej strefę profilu synchronicznego i w strefie obejmującej system przesyłowy Królestwa Szwecji. Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wynikająca z umów mocowych zawartych w wyniku aukcji głównej dla roku dostaw 2029 wynosi 8 053,577 MW. W tabeli 8.10 zawarto podsumowanie wyników ww. aukcji.

Tabela 8.10 Podsumowanie aukcji mocy przeprowadzonej w roku 2024

Rok dostaw	Lokalizacja jednostki	Cena zamknięcia aukcji, zł/kW/rok	Liczba zawartych umów mocowych	Wolumen obowiązków mocowych wynikających z zawartych umów mocowych [MW]	Runda zakończenia aukcji
2029	w KSE	264,90	181	6 469,577	7.
	strefa profilu synchronicznego	247,87	13	1 028,000	
	system przesyłowy Królestwa Szwecji	264,90	51	556,000	

Źródło: PSE S.A.

W toku aukcji głównej na rok 2029 zawarte zostało łącznie 245 umów mocowych. W tabeli 8.11 przedstawiono liczbę zawartych umów mocowych w podziale na czas trwania obowiązków mocowych.

Tabela 8.11 Liczba umów mocowych zawartych w aukcjach głównych przeprowadzonych w roku 2024

Czas trwania obowiązku mocowego w latach	Liczba zawartych umów mocowych na rok dostaw 2029
1	160
7	4
17	81
Łącznie	245

Źródło: PSE S.A.

W tabeli 8.12 przedstawiono wolumeny obowiązków mocowych wynikających z zawartych umów w podziale na poszczególne typy jednostek rynku mocy.

Tabela 8.12 Wolumen zakontraktowanych obowiązków mocowych na rok dostaw 2029 w podziale na typy jednostek rynku mocy

Typ jednostki rynku mocy	Wielkość wolumenu obowiązku mocowego [MW]
Istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza (z wyłączeniem jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych zagranicznych)	2654,118
Modernizowana jednostka rynku mocy wytwórcza	138,066
Nowa jednostka rynku mocy wytwórcza	2589,093
Niepotwierdzona jednostka rynku mocy redukcji zapotrzebowania	1066,300
Potwierdzona jednostka rynku mocy redukcji zapotrzebowania	22,000
Jednostki rynku mocy składające się z jednostek fizycznych zagranicznych	1584
Łącznie	8053,577

Źródło: PSE S.A.

8.5. Aukcje dodatkowe

Aukcja dodatkowa na poszczególne kwartały roku dostaw 2024

Realizując obowiązki wynikające z art. 29 ust. 4 ustawy o rynku mocy PSE S.A. przeprowadziła w dniu 16 marca 2023 r. aukcje dodatkowe na poszczególne kwartały roku dostaw 2024. W tabeli 8.13 zawarto podsumowanie wyników ww. aukcji.

Tabela 8.13 Podsumowanie aukcji dodatkowych przeprowadzonych w roku 2023

Kwartał roku dostaw 2024	Cena zamknięcia aukcji [zł/kW/rok]	Liczba zawartych umów mocowych	Wolumen obowiązków mocowych wynikających z zawartych umów mocowych [MW]	Runda zakończenia aukcji
I	387,00	70	1 766,317	1.
II	241,92	57	1 022,195	5.
III	199,55	58	1 154,167	6.
IV	387,00	69	1 654,317	1.

Źródło: PSE S.A.

W toku aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2024 zawarte zostały łącznie 254 umowy mocowe na poszczególne kwartały 2024 roku.

Aukcja dodatkowa na poszczególne kwartały roku dostaw 2025

Realizując obowiązki wynikające z art. 29 ust. 4 ustawy o rynku mocy PSE S.A. przeprowadziła w dniu 14 marca 2024 r. aukcje dodatkowe na poszczególne kwartały roku dostaw 2025. W tabeli 8.14 zawarto podsumowanie wyników ww. aukcji.

Tabela 8.14 Podsumowanie aukcji dodatkowych przeprowadzonych w roku 2024

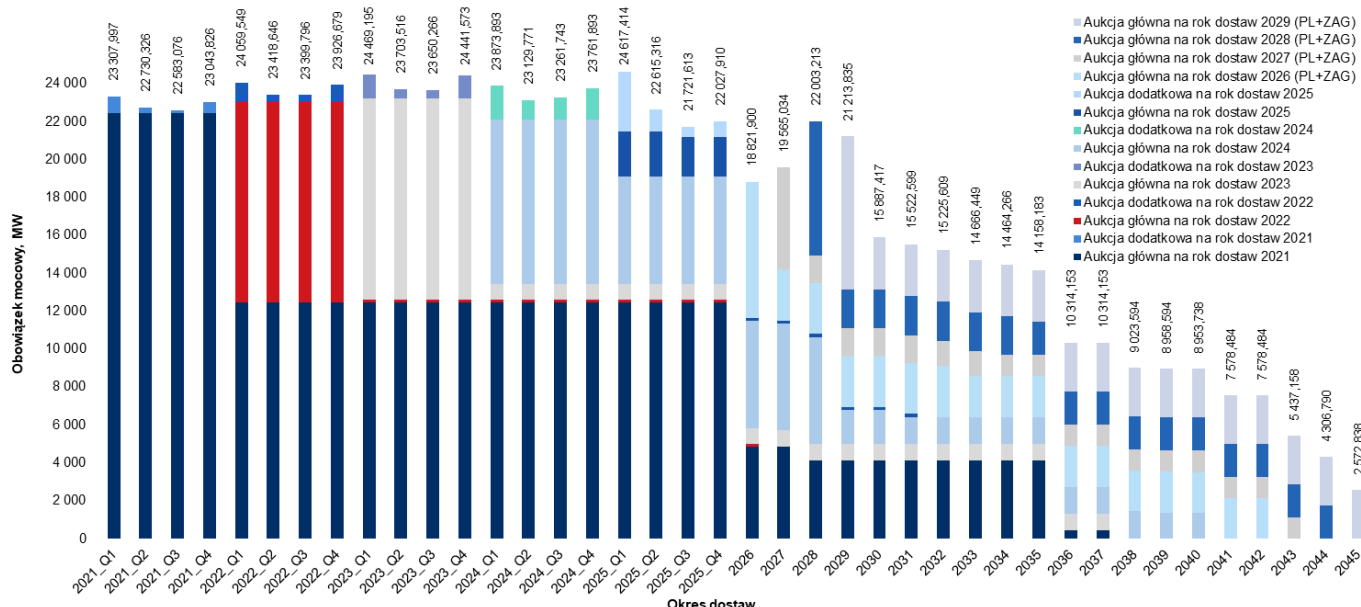
Kwartał roku dostaw 2025	Cena zamknięcia aukcji [zł/kW/rok]	Liczba zawartych umów mocowych	Wolumen obowiązków mocowych wynikających z zawartych umów mocowych [MW]	Runda zakończenia aukcji
I	389,38	85	3 144,653	2.
II	143,72	56	1 142,555	8.
III	143,73	32	524,569	8.
IV	169,00	48	830,866	8.

Źródło: PSE S.A.

W toku aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2025 zawartych zostało łącznie 221 umów mocowych na poszczególne kwartały 2025 roku.

8.6. Łączna wielkość obowiązków mocowych

W wyniku aukcji mocy przeprowadzonych w latach 2018 - 2024, zakontraktowano obowiązki mocowe obejmujące lata 2021 - 2045. Na rys. 8.1 przedstawione zostały skumulowane wartości obowiązków mocowych zakontraktowanych w toku dotychczas przeprowadzonych aukcji głównych i dodatkowych¹⁵.



Źródło: PSE S.A.

Rys. 8.1 Obowiązki mocowe wynikające z umów zawartych w toku aukcji głównych i dodatkowych przeprowadzonych w latach 2018-2024

8.7. Ogłoszenie okresu przywołania na rynku mocy

Ogłoszenie okresu przywołania na rynku mocy jest jednym ze środków OSP do zarządzania bilansem mocy w KSE. Zgodnie z § 4 ust. 1 rozporządzenia 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) operator ogłasza okres przywołania na rynku mocy po ustaleniu, w procesie bilansowania dobowego lub po dokonaniu aktualizacji bilansu dobowego, że nadwyżka sumarycznej mocy osiągalnej netto jednostek wytwórczych przyłączonych do systemu,

¹⁵Zakontraktowane wielkości obowiązku mocowego na lata dostaw 2021-2025 zostały przedstawione w podziale na kwartały (Q) uwzględniając wyniki aukcji dodatkowych.

poniejszej o ubytki mocy wynikające z prowadzonych remontów, postojów awaryjnych, warunków atmosferycznych i ograniczeń sieciowych oraz o moc osiągalną netto jednostek wytwórczych przyłączonych do systemu niezaoferowaną operatorowi, ponad zapotrzebowanie sieci, wynosi mniej niż wielkość wymagana, określona zgodnie z art. 9g ust. 4 pkt 9 ustawy - Prawo energetyczne.

Powodem ogłoszenia okresów przywołania na rynku mocy 6 listopada 2024 r. był niewystarczający poziom rezerwy mocy względem zapotrzebowania KSE spowodowany następującymi czynnikami:

- wzrost wartości ubytków nieplanowych,
- prognoza spadku generacji wiatrowej,
- wzrost planowanego zapotrzebowania (ze względu na aktualizację prognoz pogody).

Okresy przywołania na rynku mocy zostały ogłoszone przez Krajową Dyspozycję Mocy 6 listopada 2024 r. na godziny:

- 16:00 – 17:00,
- 17:00 – 18:00,
- 18:00 – 19:00.

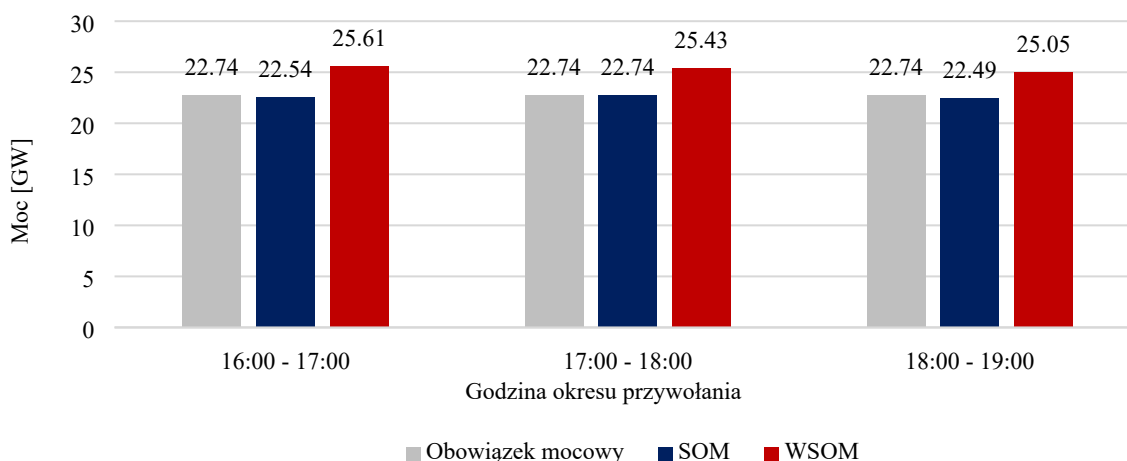
W okresach przywołania na rynku mocy zostały przywołane wszystkie jednostki rynku mocy, które w godzinie okresu przywołania na rynku mocy posiadały niezerowe obowiązki mocowe. W okresach przywołania na rynku mocy mogły uczestniczyć wszystkie jednostki rynku mocy posiadające certyfikat ważny na rok dostaw 2024, w tym również jednostki rynku mocy nieposiadające obowiązku mocowego w godzinach okresów przywołania na rynku mocy.

Jednostki objęte obowiązkiem mocowym w godzinach okresów przywołania na rynku mocy były zobowiązane do dostarczenia do systemu mocy w wielkości równej skorygowanemu obowiązkowi mocowemu. Skorygowany obowiązek mocowy (SOM) każdej jednostki rynku mocy jest iloczynem obowiązku mocowego tej jednostki oraz współczynnika do wyznaczenia SOM, zgodnie z pkt. 16.1.1 regulaminu rynku mocy.

Współczynnik do wyznaczenia SOM dla poszczególnych okresów przywołania na rynku mocy z 6 listopada 2024 r. został przedstawiony w tabeli 8.15. Sumaryczne wartości obowiązku mocowego, SOM i wykonania skorygowanego obowiązku mocowego (WSOM) w poszczególnych godzinach okresu przywołania zostały przedstawione na Rys. 8.2.

Tabela 8.15 Wartości współczynników do wyznaczenia SOM

• Godzina okresu przywołania na rynku mocy	• Współczynnik do wyznaczenia SOM
16:00 – 17:00	0,9913
17:00 – 18:00	1,0000
18:00 – 19:00	0,9888



Rys. 8.2 Sumaryczne wartości obowiązku mocowego, SOM i WSOM w poszczególnych godzinach okresu przywołania

W wyniku działań podjętych przez PSE S.A. poziom rezerwy mocy w godzinach 16:00-19:00 zapewnił warunki bezpiecznej pracy KSE.

8.8. Wyniki Oceny funkcjonowania rynku mocy

8.8.1. Realizacja art. 103 ust. 1 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy

Rynek mocy jest mechanizmem pomocy publicznej zatwierdzonym przez KE¹⁶ na okres 10 lat. Ma na celu zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w Polsce. Odbywa się to przez wynagradzanie uczestników rynku (jednostki wytwórcze, odpowiedź odbioru (DSR), magazyny energii) za ich pozostawanie w gotowości do dostarczania mocy i zapewnienie dostaw energii elektrycznej do systemu elektroenergetycznego w okresach przewidywanych problemów z pokryciem zapotrzebowania na moc w systemie.

W 2024 r. sporządzono ocenę funkcjonowania rynku mocy zgodnie z art. 103 ust. 1 ustawy o 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 zawiera również rekomendacje co do przyszłości mechanizmu rynku mocy.

Ocena została dokonana na podstawie danych i informacji dotyczących rynku energii elektrycznej, wyników ankiety skierowanej do uczestników rynku energii elektrycznej dot. rynku energii elektrycznej, rynku mocy oraz otoczenia rynkowego przeprowadzonego przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska, a także na podstawie wyników NRAA i ankiety dot. oceny funkcjonowania rynku mocy przeprowadzonej przez Prezesa URE oraz biorąc pod uwagę krajowe i unijne regulacje dot. rynku energii elektrycznej, wystarczalności zasobów wytwórczych oraz pomocy państwa w obszarze energetyki. Ocena została umieszczona na stronie internetowej Ministerstwa Klimatu i Środowiska oraz przekazana do Sejmu.

Zgodnie z wynikami Oceny funkcjonowania rynku mocy w latach 2018-2024, rynek mocy spełnił swoje główne cele, ponieważ:

- zapewnił bezpieczeństwa dostaw – przez cały okres funkcjonowania rynku mocy nie ogłoszono ograniczeń w poborze energii elektrycznej dla odbiorców końcowych; w trakcie dwóch dni ogłoszono okresy przywołania,
- zgodnie z wynikami krajowej i europejskiej oceny wystarczalności zasobów znacząco obniżył ryzyka przekroczenia standardu bezpieczeństwa do 2030 r.,

¹⁶ Decyzja z dnia 7 lutego 2018 r. nr. SA.46100 (2017/N) – Poland – Planned Polish capacity mechanism.

- zapewnił rozwój usług DSR – dostępna dla operatora moc DSR wzrosła ponad dwukrotnie od czasu wprowadzenia rynku mocy,
- zapewnił sygnały inwestycyjne dla nowych mocy – na rynku mocy zakontraktowano około 13 GW nowych mocy, w tym ponad 4 GW w magazynach elektrochemicznych, 6 GW w nowych mocach gazowych, 3 GW w nowych mocach węglowych (dla których decyzje inwestycyjne podjęto przed 2015 r.),
- zapewnił sygnały inwestycyjne dla modernizacji istniejących mocy modernizacja ponad 14 GW istniejących mocy, w tym dostosowanie jednostek do standardów BAT,
- poprawił efektywność ekonomiczną istniejących jednostek wytwórczych koniecznych do prawidłowej pracy systemu,
- wsparł obniżenie emisji w energetyce zawodowej i znaczący rozwój OZE.

Rynek mocy jest również pozytywnie odbierany przez uczestników rynku, co wykazały ankiety przeprowadzone przez MKiŚ i URE. Sama ocena rynku mocy obejmuje rekomendacje w zakresie dalszych działań. W tym zakresie proponuje się:

- kontynuację rynku mocy w zmienionej formule, która odpowiada na obecne wyzwania systemu elektroenergetycznego,
- wprowadzenia zmian w celu promowania budowy nowych elastycznych mocy wytwórczych;
- wprowadzenie wielu zmian technicznych usprawniających praktyczne funkcjonowanie rynku mocy w celu wsparcia transformacji,
- w zależności od postępów przygotowania nowych rozwiązań funkcjonalnych rynku mocy zasadne jest 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,
- w całym okresie, w zależności od tempa realizacji nowych inwestycji (np. gazowych lub wodorowych), zasadne jest 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 dedykowanymi usługami wspierającymi elastyczność systemu elektroenergetycznego po stronie popytu i podaży oraz systemami wsparcia dla inwestycji wysoce kapitałochłonnych w formie np. dwustronnego kontraktu różnicowego.

Przedłużenie rynku mocy po 2030 r. wymaga ponownego procesu notyfikacji pomocy publicznej oraz nowej decyzji notyfikacyjnej. Ocena funkcjonowania rynku mocy jest podstawą do rozpoczęcia prac nad przygotowaniem nowego mechanizmu po 2030 r.

8.8.2. Aukcje uzupełniające z udziałem mocy węglowych

Rynek mocy został zmodyfikowany przepisami rozporządzenia UE 2019/943, którego art. 22 ust. 4 wprowadza wymogi dotyczące limitów emisji CO₂ dla mechanizmów zdolności wytwórczych. Wobec powyższego było konieczne dostosowanie polskiego rynku mocy do wprowadzonych limitów emisji CO₂, w konsekwencji czego wprowadzono ustawę z dnia 23 lipca 2021 r. o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. poz. 1505). Ustawa ta wprowadzała przepisy zgodnie z którymi od dnia 1 lipca 2025 r. jednostki wytwórcze emitujące powyżej 550 kg CO₂/MWh nie posiadały zobowiązań ani nie będą otrzymywać płatności lub zobowiązań dotyczących przyszłych płatności w ramach mechanizmu zdolności wytwórczych (zawartych po wejściu w życie ustawy).

Wprowadzenie limitu emisji CO₂ na rynku mocy ograniczyło znacząco zakres podmiotów, które konkurują w ramach aukcji rynku mocy, co mogło prowadzić do braku pokrycia całego zapotrzebowania na moc, jakie jest niezbędne do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw. Aby rozwiązać ten problem, *ustawą z dnia 24 stycznia 2025 r. o zmianie ustawy o rynku mocy (Dz.U. poz. 159)* wprowadzono dodatkowe aukcje uzupełniające, w ramach których byłby możliwy udział jednostek wytwórczych emitujących powyżej 550 kg CO₂/MWh i ich konkurowanie z pozostałymi podmiotami, które spełniają limit emisji 550 kg CO₂/MWh (jednostki wytwórcze, magazyny energii, DSR). Aukcje te są

dodatkowym procesem przetargowym, przeprowadzanym po zakończeniu pierwotnych procesów rynku mocy, tj. aukcji głównych i dodatkowych. Taką możliwość – w ograniczonym czasie (1 lipca 2025 r. - 31 grudnia 2028 r.) i pod określonymi warunkami w drodze wyjątku – umożliwia rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1747.

Pierwsza aukcja uzupełniająca na drugą połowę 2025 r. miała miejsce 15 maja 2025 r. W toku aukcji zawarto umowy mocowe na ponad 5 GW obowiązku mocowego, w tym 1,4 GW w jednostkach zagranicznych, 0,17 GW w jednostkach redukcji zapotrzebowania i 3,4 GW w jednostkach istniejących. Aukcje uzupełniające na rok dostaw 2026 odbędą się 11 września 2025 r., a prognozowane zapotrzebowanie na moc w aukcji określono na poziomie 7 016,973 MW.

8.8.3. Aukcje dogrywkowe adresujące spadek dyspozycyjności magazynów energii elektrycznej.

W przypadku gdy w wyniku aukcji głównej na rok dostaw 2029 lub 2030 operator systemu przesyłowego oceni, że nie będzie zapewnione bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, przekazuje ministrowi właściwemu do spraw energii rekomendację w sprawie organizacji aukcji dogrywkowej wraz z uzasadnieniem i propozycją parametrów tej aukcji. Taką możliwość stworzyły rozwiązania wprowadzane ustawą z dnia 21 lutego 2025 r. *o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw* (Dz.U. poz. 290). Dzięki wprowadzeniu dodatkowego procesu aukcyjnego możliwe jest nabycie dodatkowej mocy dyspozycyjnej, która wesprze funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego. Pierwsza aukcja dogrywkowa – na rok dostaw 2029 - odbyła się 17 lipca 2025 r., a prognozowane zapotrzebowanie na moc w aukcji określono na poziomie 5 236 MW.