

Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2027-2036

Dokument główny



Spis treści

1	WPROWADZENIE	5
2	KONTEKST ORAZ STRUKTURA DOKUMENTU	7
3	OTOCZENIE ORAZ AKTUALNY STAN KRAJOWEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO	9
3.1	KRAJOWE DOKUMENTY STRATEGICZNE DOTYCZĄCE ROZWOJU SEKTORA ENERGETYCZNEGO.....	9
3.2	STRATEGIA ROZWOJU SEKTORA ENERGII W UNII EUROPEJSKIEJ	9
3.3	ZADANIA REALIZOWANE PRZEZ ENTSO-E	10
3.4	WYTWARZANIE W KSE.....	10
3.5	ZAPOTRZEBOWANIE NA MOC I ENERGIĘ.....	19
3.6	UWARUNKOWANIA WYNIKAJĄCE Z PLANÓW ZAGOSPODAROWANIA PRZESTRZENNEGO WOJEWÓDZTW	20
3.7	KOORDYNACJA ROZWOJU SIECI NN I 110 kV I UZGODNIENIA Z OSD	20
4	ZAŁOŻENIA DO ANALIZ PLANISTYCZNYCH	22
4.1	PRZYSZŁOŚĆ ENERGII W POLSCE – WYZWANIA I KIERUNKI ROZWOJU	22
4.2	PROGNOZA ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ I MOC.....	24
4.3	STRUKTURA WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ	38
5	WYNIKI ORAZ METODY ANALIZ ROZWOJU SIECI PRZESYŁOWEJ	44
5.1	FUNDAMENTALNE UWARUNKOWANIA RYNKU ENERGII I PRACY KSE.....	44
5.2	METODY ANALIZ SIECIOWYCH	53
5.3	WYMIANA TRANSGRANICZNA NA POTRZEBY OCENY PRACY SIECI	54
5.4	PLANOWANE ZADANIA INWESTYCYJNE W ZAKRESIE ROZBUDOWY I MODERNIZACJI SIECI PRZESYŁOWEJ.....	56
5.5	REALIZOWANE ZADANIA INWESTYCYJNE W ZAKRESIE ROZBUDOWY I MODERNIZACJI SIECI PRZESYŁOWEJ.....	63
5.6	ZADANIA INWESTYCYJNE W ZAKRESIE TELEINFORMATYKI	76
5.7	ZADANIA INWESTYCYJNE W ZAKRESIE BUDYNKÓW I BUDOWLI, ZAKUPÓW GOTOWYCH DÓBR INWESTYCYJNYCH ORAZ ZAKUPU OBIEKTÓW SIECIOWYCH I REGULOWANIA STANU PRAWNEGO NIERUCHOMOŚCI	80
5.8	WYNIK ANALIZ ROZWOJU SIECI PRZESYŁOWEJ – MAPA PLANOWANYCH INWESTYCJI SIECIOWYCH.....	83
5.9	WYNIK ANALIZ ROZWOJU SIECI PRZESYŁOWEJ – EFEKTY PLANOWANYCH ZADAŃ INWESTYCYJNYCH	85
6	PROJEKT BUDOWY LINII HVDC	86
7	WŁASNE ZASOBY MOCY	87
8	KONCEPCJA ROZWOJU SIECI PRZESYŁOWEJ DLA PRZYŁĄCZENIA MFW	88
9	PRZYŁĄCZENIE I WYPROWADZENIE MOCY Z ELEKTROWNI JĄDROWYCH	90
10	ANALIZA WYSTARCZALNOŚCI ZASOBÓW WYTWÓRCZYCH	92
10.1	METODA	93
10.2	ZAŁOŻENIA DO PRZEPROWADZONEJ ANALIZY	93
10.3	WYNIKI ANALIZY WYSTARCZALNOŚCI	98

Wykaz nazw, skrótów i oznaczeń

EENS	(ang. Expected Energy Not Supplied) – oczekiwany wolumen energii niedostarczonej w wyniku deficytów mocy w rozpatrywanym okresie
EJ	Elektrownia jądrowa
ENTSO-E	(ang. European Network of Transmission System Operators for Electricity) – Stowarzyszenie Europejskich Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej
ERAA	(ang. European Resource Adequacy Assessment) – ocena wystarczalności zasobów na poziomie europejskim – wymóg rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej
ESP	Elektrownia szczytowo-pompowa
HVDC	(ang. High-Voltage Direct Current) – linia wysokiego napięcia prądu stałego
ITPOK	Instalacja Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych
JWCD	Jednostka Wytwórcza Centralnie Dysponowana
KPEiK	Krajowy Plan na Rzecz Energii i Klimatu na lata 2021–2030 przekazany do Komisji Europejskiej w dniu 30 grudnia 2019 r
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
LOLE	(ang. Loss of Load Expectation) – oczekiwany sumaryczny czas trwania deficytów mocy w rozpatrywanym okresie
MFW	Morska elektrownia wiatrowa
MPZP	Miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego
nJWCD	Jednostka wytwórcza niebędąca JWCD
NN	Najwyższe napięcie
OSD	Operator systemu dystrybucyjnego
OSP	Operator systemu przesyłowego
OZE	Odnawialne źródła energii
P2P	(ang. P2P – Power-to-Power) – wykorzystanie procesu przemian energii elektrycznej w energię zmagazynowaną (np. w wodorze), a następnie ponowna przemiana w energię elektryczną
Ustawa Pe	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne
PEJ	Polskie Elektrownie Jądrowe sp. z o. o.
PEP	Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. zatwierdzona przez Radę Ministrów w dniu 2 lutego 2021 r.
PPEJ	Program polskiej energetyki jądrowej z dnia 2 października 2020 r.
PRSP	Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną
PRSP 2025-2034	Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025-2034
PRSP 2027-2036	Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2027-2036
PSE S.A.	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
PV	(ang. Photovoltaics) – instalacja fotowoltaiczna
PZPW	Plan zagospodarowania przestrzennego województwa
RFNBO	(ang. Renewable Fuels of Non-Biological Origin) – paliwa odnawialne pochodzenia niebiologicznego

SE	Stacja elektroenergetyczna
SWS	(ang. Severe Weather Scenario) – modelowy rok pogodowy opracowany na potrzeby analiz wykonanych w ramach PRSP 2027-2036 odzwierciedlający wymagające warunki klimatyczne
TYNDP	(ang. Ten-Year Network Development Plan) – Dziesięcioletni plan rozwoju sieci o zasięgu wspólnotowym
UE	Unia Europejska
URE	Urząd Regulacji Energetyki

1 Wprowadzenie

Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE S.A.) pełnią kluczową rolę w funkcjonowaniu państwa i gospodarki – jako operator systemu przesyłowego odpowiadamy za bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej, prowadzenie ruchu sieciowego, niezawodność funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE) oraz rozwój infrastruktury przesyłowej.

Niniejszy plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2027-2036, dalej jako PRSP 2027-2036, stanowi kontynuację i rozwinięcie działań inwestycyjnych zaplanowanych w poprzednich edycjach, w szczególności w planie na lata 2025-2034 (PRSP 2025-2034). Inwestycje w energetyce zazwyczaj są zadaniami o wysokim stopniu złożoności oraz trwają niekiedy ponad okres dziesięciu lat, czyli dłużej niż perspektywa tego planu. Z tego względu przy opracowywaniu założeń, analizie modeli oraz przygotowywaniu inwestycji uwzględniono również rok 2040 określający kierunki działania po roku 2036.

Zakres przedstawionych inwestycji został potwierdzony analizami techniczno-ekonomicznymi, które uwzględniają możliwe scenariusze rozwoju systemu elektroenergetycznego oraz jego otoczenia, opartymi na aktualnej wiedzy. Cele inwestycji pozostają niezmiennie – ich przyszła realizacja przyczyni się do wsparcia:

- transformacji energetycznej, w tym dalszego wzrostu udziału źródeł nisko- i zeroemisyjnych,
- budowy morskich farm wiatrowych na Bałtyku oraz elektrowni jądrowych,
- przyłączenia nowych odbiorców, jednostek wytwórczych i magazynów energii,
- poprawy warunków zasilania, w tym minimalizacji ograniczeń sieciowych – szczególnie w kontekście rozwoju OZE w Polsce północnej – zarówno na morzu, jak i na lądzie,
- wdrażania strategii wodorowej, rozwoju elektromobilności, prosumeryzmu oraz realizacji celów redukcji emisji z gospodarki.

W ramach PRSP 2027-2036 kontynuujemy prace nad budową linii HVDC, która połączy północną i południową część kraju. Celem inwestycji jest stworzenie warunków dla przesyłania energii elektrycznej z morskich i lądowych źródeł wiatrowych zgromadzonych na północy do odbiorców zlokalizowanych na południu.

Zgodnie z ustawą wspierającą rozwój morskiej energetyki wiatrowej, przewidującą osiągnięcie mocy prawie 18 GW, zasadne jest również wzmocnienie sieci w północno-zachodniej i zachodniej Polsce. Wprawdzie nie jest pewne czy założony ustawowo poziom mocy morskich farm wiatrowych zostanie osiągnięty, jednakże inwestycje sieciowe niezbędne dla osiągnięcia tego celu zostały przeanalizowane. Koncepcja tych działań została uwzględniona w niniejszym planie.

Plan zawiera także rozszerzoną ofertę inwestycji stacyjnych dla inwestorów i operatorów systemów dystrybucyjnych, obejmujących cały kraj.

Podsumowując, PRSP 2027-2036 wspiera cel główny strategii naszej spółki opublikowanej w grudniu 2025 r., tj. **osiągnięcie do 2035 roku gotowości Krajowego Systemu Elektroenergetycznego do bezpiecznej i stabilnej pracy w warunkach bezemisyjnego miks energetycznego**¹.

Zarząd PSE S.A. jest przekonany, że niniejszy plan dobrze wpisuje się w krajowy program transformacji energetycznej i stanowi silne fundamenty dla rozwoju polskiej gospodarki.

¹ strategia.pse.pl

Jednocześnie warto zaznaczyć, że część założeń zawartych w obowiązujących dokumentach strategicznych, takich jak PEP czy KPEiK, nie jest już w pełni aktualna. PRSP jest dokumentem cyklicznym, który zgodnie z wymaganiami prawnymi jest opracowywany przez PSE S.A. co 2 lata i przedkładany do akceptacji prezesa URE, a harmonogram jego przygotowania wymaga uprzedniego zebrania wszystkich niezbędnych danych i założeń. Z tego względu PRSP odnosi się do nich jedynie częściowo, w zakresie takim w jakim były one dostępne w momencie przygotowywania analiz na których on bazuje, traktując je jako materiał wspierający.

W toku prac analitycznych korzystano także z materiałów, które były dostępne w związku z trwającymi pracami nad aktualizacją scenariuszy KPEiK.

W przypadku przyjęcia aktualizacji KPEiK, PEP lub innych dokumentów strategicznych, zostaną one odpowiednio uwzględnione w kolejnych edycjach planu.

2 Kontekst oraz struktura dokumentu

Niniejszy dokument stanowi plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną. Sporządzono go na podstawie przepisów art. 16 Ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Ustawy Pe) uwzględniając w szczególności:

- plany zagospodarowania przestrzennego województw lub w przypadku ich braku, strategię rozwoju województwa (art. 16 ust. 1 pkt 2 Ustawy Pe),
- politykę energetyczną Polski (art. 16 ust. 1 pkt 3 Ustawy Pe),
- krajowy plan w dziedzinie energii i klimatu (art. 16 ust. 1 pkt 7 Ustawy Pe),
- 10-letni plan rozwoju sieci ENTSO-E, TYNDP 2024 (art. 16 ust. 1 pkt 4 Ustawy Pe),
- politykę rozwoju infrastruktury i rynku paliw alternatywnych w transporcie (art. 16 ust. 1 pkt 5 Ustawy Pe),
- zapotrzebowanie na nowe zdolności przesyłowe (art. 16 ust. 11 Ustawy Pe),
- realizację innych zobowiązań, w tym uzgodnienia z podmiotami przyłączanymi do sieci, gminami oraz samorządami województwa (art. 16 ust. 12 Ustawy Pe).

Ponadto w niniejszym planie uwzględniono wymagania wynikające z przepisów aktów prawnych wydanych przez organy Unii Europejskiej, w szczególności:

- przepisy dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej,
- rozporządzenie 2019/943 w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej.

W tabeli na kolejnej stronie przedstawiono strukturę niniejszego dokumentu, tj. tytuły oraz zawartość poszczególnych rozdziałów.

Struktura dokumentu

Rozdział	Zawartość
3. Otoczenie oraz aktualny stan Krajowego Systemu Elektroenergetycznego	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wybrane elementy aktualnego otoczenia KSE, kluczowe z punktu widzenia planowania rozwoju sieci przesyłowej i służące jako punkt startowy do przygotowania prognoz rozwoju KSE
4. Założenia do analiz planistycznych	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Założenia do analiz rozwoju sieci przesyłowej, tj. prognoza rozwoju sektora wytwórczego i zapotrzebowania w KSE
5. Wynik oraz metody analizy rozwoju sieci przesyłowej	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wyniki analiz uwarunkowań funkcjonowania KSE, będących efektem założonego rozwoju otoczenia ▪ Lista planowanych zadań inwestycyjnych ▪ Mapy oraz materialne efekty planowanych zadań inwestycyjnych
6. Projekt budowy linii HVDC	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Uzasadnienie zastosowania technologii przesyłania energii za pomocą prądu stałego w KSE
7. Własne zasoby mocy	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Informacja na temat planów budowy nowych zasobów mocy przez OSP
8. Koncepcja rozwoju sieci przesyłowej dla przyłączenia MFW	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Lista planowanych zadań inwestycyjnych niezbędnych do przyłączenia i wyprowadzenia mocy z MFW
9. Przyłączenie i wyprowadzenie mocy z elektrowni jądrowych	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Lista planowanych zadań inwestycyjnych niezbędnych do przyłączenia i wyprowadzenia mocy z elektrowni jądrowych ▪ Fazy realizacji
10. Analiza wystarczalności zasobów wytwórczych	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Prognoza dotycząca stanu bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej na lata 2026-2041

3 Otoczenie oraz aktualny stan Krajowego Systemu Elektroenergetycznego

3.1 Krajowe dokumenty strategiczne dotyczące rozwoju sektora energetycznego

W prognozach rozwoju sektora elektroenergetycznego bierze się pod uwagę szereg dokumentów strategicznych. Aktualnie obowiązujące dokumenty strategiczne dotyczące rozwoju sektora przedstawiono poniżej.

- Krajowy Plan na Rzecz Energii i Klimatu na lata 2021-2030
Przekazany do Komisji Europejskiej w dniu 30 grudnia 2019 r.
- Polityka Energetyczna Polski do 2040 r.
Zatwierdzona przez Radę Ministrów w dniu 2 lutego 2021 r.
- Program polskiej energetyki jądrowej
Zatwierdzony w swojej aktualnej wersji przez Radę Ministrów w dniu 2 października 2020 r.
- Polska strategia wodorowa do roku 2030 z perspektywą do 2040 r.
Przyjęta przez Radę Ministrów 2 listopada 2021 r.

Od czasu sporządzenia zatwierdzonego w listopadzie 2024 roku PRSP 2025-2034, w życie nie weszły nowe wiążące dokumenty określające kierunki zmian w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym.

Zarówno PEP, PPEJ jak i KPEiK zakładają, że w KSE w najbliższych kilkadziesiąt latach dokonają się istotne zmiany strukturalne. Do 2040 r. prognozowany jest znaczący wzrost całkowitej mocy osiągalnej netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej. Ograniczona zostanie rola jednostek systemowych zasilanych węglem – ich udział w mocy zainstalowanej netto ulegnie redukcji. Wzrośnie wyraźnie udział OZE (głównie z elektrowni wiatrowych i słonecznych) w wytwarzaniu energii elektrycznej. Spodziewany jest również wzrost roli jednostek gazowych. W dostępnych dokumentach wspólnym mianownikiem pozostaje również konsekwentne podejście do rozwoju wielkoskalowej energetyki jądrowej, zakładające stopniowe uruchamianie kolejnych jednostek począwszy od lat trzydziestych.

Strategia wodorowa określa główne cele rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce oraz kierunki działań potrzebnych do ich osiągnięcia, nie zawiera natomiast prognoz struktury mocy zainstalowanej źródeł produkujących i zużywających wodór przyłączonych do systemu elektroenergetycznego.

Fundamentalne uwarunkowania wynikające z wymienionych dokumentów strategicznych w dalszym ciągu stanowią podstawę do sporządzenia niniejszej aktualizacji PRSP, niemniej jednak założenia z nich wynikające zostały uzupełnione o aktualny stan wiedzy na temat możliwych kierunków przyszłych zmian w sektorze elektroenergetycznym. Uzupełnienia te kierunkowo są spójne ze zmianami określonymi w przywołanych dokumentach krajowych oraz upublicznionych wersjach roboczych ich aktualizacji.

3.2 Strategia rozwoju sektora energii w Unii Europejskiej

Unia Europejska dąży do stworzenia niskoemisyjnego, niezawodnego i przystępnego cenowo systemu energetycznego. Kluczowym elementem tej transformacji jest elektryfikacja gospodarki z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii oraz energii jądrowej. Energia elektryczna ma stać się podstawowym nośnikiem energii, obejmując także ogrzewanie, chłodzenie oraz transport. Równoległe duży nacisk kładzie się na zwiększenie efektywności energetycznej, co pozwala na ograniczenie zużycia zasobów i redukcję emisji. Realizacja tych celów wymaga zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, opartego na zasadach zrównoważonego rozwoju oraz odporności systemu na zmiany i zakłócenia.

Aby osiągnąć te cele, niezbędny jest dynamiczny rozwój infrastruktury energetycznej, w szczególności sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, które muszą być dostosowane do nowych wyzwań związanych z integracją odnawialnych źródeł energii, rosnącym zapotrzebowaniem na energię elektryczną oraz elektryfikacją różnych sektorów gospodarki. Kluczową rolę w tym procesie odgrywają operatorzy systemów energetycznych, których

zadaniem jest nie tylko zapewnienie stabilności i bezpieczeństwa dostaw, ale także aktywne wspieranie transformacji energetycznej poprzez koordynację i integrację rozproszonych źródeł oraz sektorów takich jak transport, ciepłownictwo czy przemysł.

3.3 Zadania realizowane przez ENTSO-E

ENTSO-E, zgodnie z regulacjami UE, co dwa lata publikuje dziesięcioletni plan rozwoju sieci elektroenergetycznej, tj. TYNDP, który wskazuje kierunki rozbudowy infrastruktury przesyłowej w Europie. Dokument ten wspiera transformację energetyczną poprzez planowanie połączeń transgranicznych, magazynów energii i integrację odnawialnych źródeł w sposób bezpieczny i efektywny. Najnowsza edycja – TYNDP 2024 – ukazała się w kwietniu 2025 r.

Dodatkowo, ENTSO-E opracowuje plany rozwoju morskiej sieci przesyłowej dla każdego basenu morskiego, obejmujące potencjał energetyki morskiej oraz potrzeby infrastrukturalne, w tym połączenia międzysystemowe, projekty hybrydowe i sieci wodorowe. Pierwszy taki plan opublikowano w styczniu 2024 r., kolejne będą częścią przyszłych edycji TYNDP.

W poniższej tabeli przedstawiono projekty zawarte w TYNDP 2024, dotyczące rozwoju krajowej sieci przesyłowej i połączeń transgranicznych. Projekty te są również obecne na aktualnej unijnej liście projektów wspólnego zainteresowania, tj. PCI (*ang. Projects of Common Interest*) ustanawianej przez Komisję Europejską. PRSP 2027-2036 uwzględnią poniżej wymienione inwestycje na terytorium Polski.

Tab. 3.1 Lista projektów w TYNDP 2024 obejmująca rozwój krajowej sieci przesyłowej

Nazwa i numer projektu	Inwestycja	Nr TYNDP	Nr PCI
Baltic States Synchronization with Continental Europe Nr 170	Modernizacja linii 400 kV Żarnowiec-Gdańsk I/Gdańsk Przyjaźń-Gdańsk Błonia	170.1665	3.3.14
	Modernizacja linii 400 kV Morzyczyn-Dunowo-Słupsk-Żarnowiec	170.1664	3.3.13
	Modernizacja linii 400 kV Krajnik-Morzyczyn	170.1663	
	Budowa linii 400 kV Piła Krzewina-Żydowo Kierzkowo	170.1662	3.3.12
	Budowa linii 400 kV Dunowo-Żydowo Kierzkowo	170.1661	3.3.11
	Budowa połączenia kablowego HVAC ² Polska-Litwa	170.1034	3.3.6

3.4 Wytwarzanie w KSE

Polski sektor wytwarzania energii elektrycznej opiera się na zróżnicowanym miksie źródeł, w którym tradycyjnie dominowały do tej pory jednostki konwencjonalne, głównie węglowe. Na przestrzeni ostatnich lat obserwujemy dynamiczny wzrost udziału OZE, przede wszystkim instalacji fotowoltaicznych, które stały się jednym z kluczowych elementów nowego miksu energetycznego. Jednocześnie udział węgla w pokryciu zapotrzebowania odbiorców na energię elektryczną systematycznie maleje, a w jego miejsce pojawiają się m.in. jednostki gazowe, które w najbliższych latach będą pełnić istotną rolę w stabilizacji systemu. System elektroenergetyczny wymaga wysokiej elastyczności i stabilności, co sprawia, że rośnie znaczenie rozwiązań wspierających bilansowanie, takich jak magazyny energii i usługi systemowe. Takie zmiany będą istotne w związku z koniecznością bezpiecznego funkcjonowania w warunkach zmiennej generacji.

² (ang. High-Voltage Alternating Current) – linia wysokiego napięcia prądu przemiennego

W poniższej tabeli zaprezentowano zmiany mocy elektrycznej osiągalnej w KSE w podziale na paliwa na przełomie ostatnich 5 lat. Dane opierają się na informacjach dostępnych dla OSP, w szczególności pozyskanych z sektora wytwórczego w ramach cyklicznego procesu ankietyzacji.

Tab. 3.2 Historyczne wartości mocy osiągalnej elektrycznej netto w podziale na paliwo – stan na koniec roku [MW]

Paliwo	2021	2022	2023	2024	2025*
Węgiel kamienny – JWCD	14 870	14 849	14 814	14 336	14 331
Węgiel kamienny – nJWCD	4 080	4 067	4 072	3 851	3 849
Węgiel brunatny – JWCD	7 553	7 554	7 554	7 544	6 951
Węgiel brunatny – nJWCD	18	18	0	0	0
Gaz ziemny – JWCD	1 974	2 009	2 009	3 470	3 470
Gaz ziemny – nJWCD	1 450	1 516	1 688	1 898	2 237
Gaz inny, w tym koksowniczy, gaz z odmetanowania, itp.	355	323	350	367	369
Olej i mieszanki różnych paliw	569	627	578	515	510
Odpady komunalne	75	75	75	96	127
Biomasa	836	886	938	951	958
Biogaz	244	269	277	281	281
Wiatr lądowy	7 306	9 187	9 983	10 786	11 210
Promieniowanie słoneczne	7 780	12 325	17 163	21 291	25 931
Woda (el. przepływowe)	1 000	1 003	1 004	1 008	1 008
Woda (el. szczytowo-pompowe)	1 334	1 334	1 362	1 362	1 368

* - wartości szacowane na podstawie danych sektorowych

W kolejnych podpunktach zostały zaprezentowane główne informacje dotyczące poszczególnych technologii składających się na krajowy miks źródeł wytwórczych.

3.4.1 Konwencjonalne jednostki wytwórcze

Krajowy system elektroenergetyczny opiera się w dużej mierze na konwencjonalnych jednostkach wytwórczych opalanych węglem kamiennym i brunatnym. Charakteryzują się one dużą mocą zainstalowaną, zdolnością do pracy w podstawie obciążenia i stabilnością dostaw energii, co czyni je kluczowym elementem w kontekście bezpieczeństwa energetycznego. Niemniej źródła te charakteryzują się także wysoką emisyjnością dwutlenku węgla, a tym samym obciążone są wysokimi kosztami uprawnień do emisji CO₂. Wiele bloków węglowych zbliża się do końca swojego okresu eksploatacji, co zwiększa ryzyko awarii i podnosi koszty utrzymania. Jednostki te mają także ograniczone możliwości szybkiego dostosowania produkcji do zmiennego zapotrzebowania i rosnącej generacji z OZE. Niemniej na obecnym etapie transformacji stanowią one niezbędny element systemu elektroenergetycznego, zapewniający stabilność jego pracy.

Coraz większą rolę w polskim miksie energetycznym odgrywają jednostki gazowe. Bloki gazowo-parowe oraz szczytowe bloki gazowe, dzięki niższej emisyjności w porównaniu z węglem oraz większej elastyczności pracy, są postrzegane jako kluczowy element przejściowy w procesie dekarbonizacji. Mogą szybko zwiększać lub zmniejszać moc, co pozwala na efektywne bilansowanie systemu w warunkach rosnącej produkcji z odnawialnych źródeł energii.

Konwencjonalne jednostki wytwórcze na paliwa kopalne – JWCD

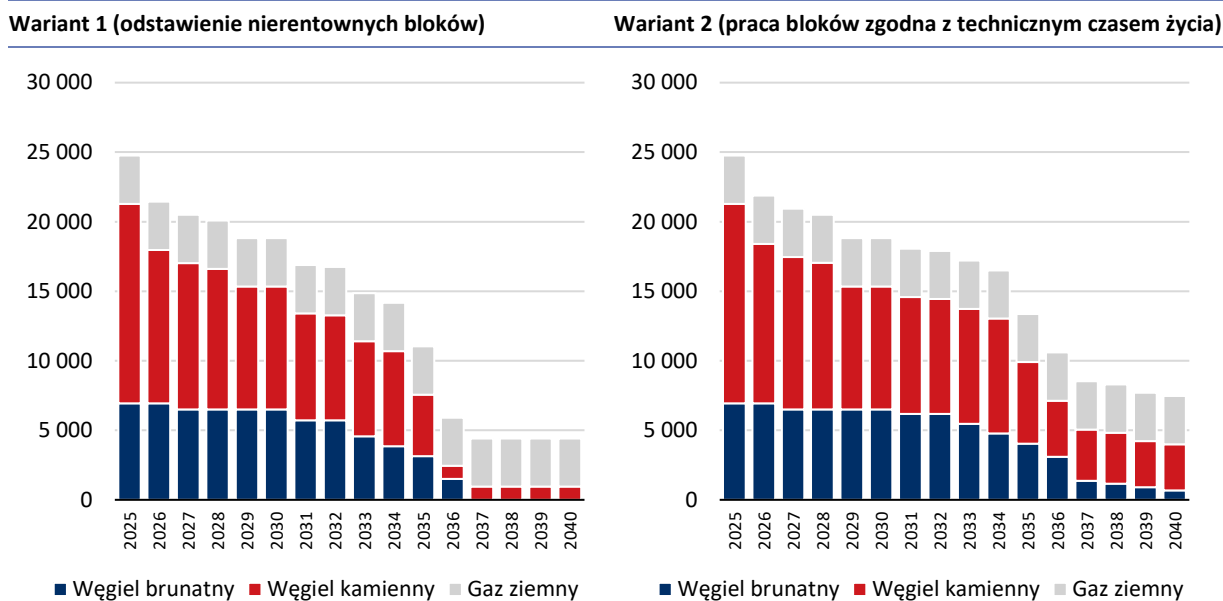
W ostatnim okresie sektor wytwórczy wariantowo podchodzi do możliwości dalszej eksploatacji istniejących jednostek wytwórczych na paliwa kopalne w perspektywie 2030 r. – jest to ostatni rok dostaw, na który przeprowadzane będą aukcje w ramach aktualnie funkcjonującego mechanizmu mocowego. Różnice w rozważanych scenariuszach wynikają głównie z prognozowanego braku rentowności wysokoemisyjnych jednostek w związku z wprowadzonym ograniczeniem możliwości uzyskiwania płatności w ramach mechanizmu rynku mocy przez jednostki przekraczające limit emisji 550 g/kWh CO₂. Na podstawie przyjętych zmian rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej Polska uzyskała derogację od tego ograniczenia na okres od 1 lipca 2025 r. do 31 grudnia 2028 r. Dzięki temu możliwe jest zawieranie przez takie jednostki umów mocowych w aukcjach uzupełniających, przeprowadzanych pod warunkiem zidentyfikowania prognozowanego problemu z wystarczalnością generacji w danym okresie dostaw. Brak jest obecnie w prawie mechanizmów umożliwiających dalsze otrzymywanie przez jednostki wysokoemisyjne płatności z mechanizmów mocowych po zakończeniu tej perspektywy, tzn. po 2028 r. Brak możliwości uzyskiwania przychodów z rynku mocy oraz spadający udział tych bloków w produkcji energii elektrycznej może zagrozić ich rentowności, a w konsekwencji skutkować trwałym wyłączeniem nierentownych jednostek pomimo technicznej możliwości ich dalszej eksploatacji.

Na poniższych wykresach wariantowo przedstawiono dane dotyczące istniejących jednostek konwencjonalnych uczestniczących aktywnie w mechanizmie centralnego bilansowania (JWCD), które zostały uwzględnione w PRSP. Przeanalizowano dwa warianty. **Wariant 1** zakłada wyłączenia z eksploatacji nierentownych jednostek węglowych mimo zdolności technicznych do dalszej pracy, natomiast **Wariant 2** zakłada pracę jednostek do końca ich zdolności technicznych uwzględniając działania remontowe i modernizacyjne.

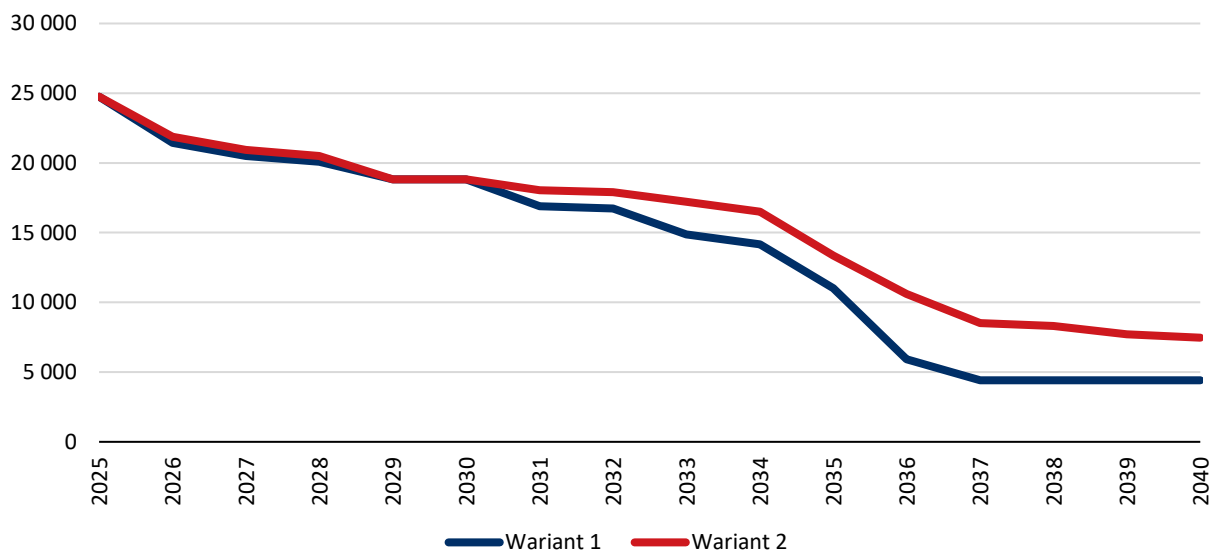
Podstawą dla przyjęcia harmonogramu odstawień tych jednostek był proces ankietyzacji sektora wytwórczego przeprowadzony na przełomie lat 2024 i 2025. Dane pozyskane w jego ramach stanowiły główne źródło wiedzy o przewidywanej dostępności jednostek w perspektywie średnio- i długoterminowej.

Należy dodatkowo wskazać, że oprócz pokazanych na wykresach dla Wariantu 1 i 2 jednostek istniejących, w aukcjach rynku mocy zakontraktowanych zostało dodatkowych 17 bloków gazowych o łącznej mocy ok. 8,5 GW, w tym 1,9 GW na rok 2026, 1 GW na rok 2027, 0 GW na rok 2028, 3,1 GW na rok 2029 i 2,5 GW na rok 2030. Terminy oddania tych nowych bloków do eksploatacji mogą się jednak różnić od terminu zakontraktowanych obowiązków mocowych, co wynika z możliwych opóźnień w ich realizacji.

Rys. 3-1 Osiągalna moc netto w istniejących jednostkach konwencjonalnych biorących udział w mechanizmie centralnego bilansowania [MW]



Porównanie powyższych wariantów

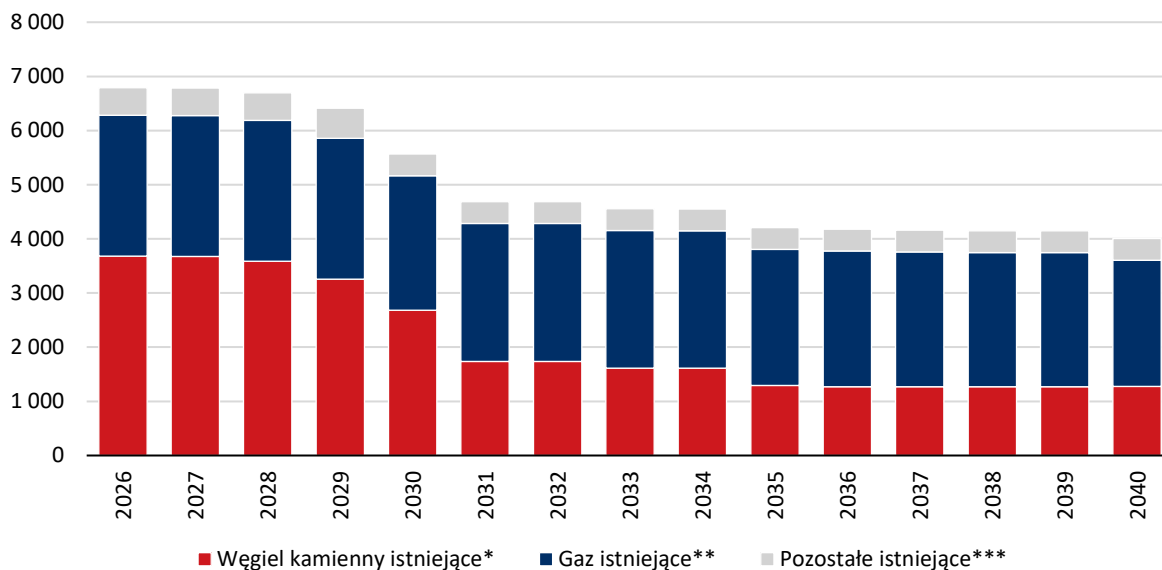


Konwencjonalne jednostki wytwórcze na paliwa kopalne – nJWCD

Zgodnie z informacjami z sektora wytwórczego, jednostki konwencjonalne niebędące JWCD będą systematycznie zastępowane jednostkami zero- lub niskoemisyjnymi albo będą odstawiane. Proces ten wpisuje się w długoterminową transformację sektora ciepłowniczego, której celem jest redukcja emisji gazów cieplarnianych i zwiększenie udziału energii odnawialnej w produkcji ciepła przy jednoczesnej redukcji zużycia energii finalnej. W latach 2025-2040 szacuje się, że zostanie wyłączonych ok. 3 GW mocy osiągalnej elektrycznej netto w obecnie istniejących jednostkach, co przedstawiono na poniższym wykresie, obrazującym skalę i przewidywane zmiany w czasie. Dodatkowo należy wskazać, że następował będzie rozwój nowych małych jednostek konwencjonalnych, które obecnie są na różnym, w tym bardzo wczesnym, etapie procesu inwestycyjnego. Potencjał tych jednostek można określić na ok. 1,8 GW mocy zainstalowanej. W zdecydowanej większości będą to jednostki opalane

gazem, czyli jednostki które odegrają istotną rolę w zapewnieniu stabilności systemu, jak i w realizacji celów transformacji w kierunku źródeł energii elektrycznej i ciepła o niższej emisyjności.

Rys. 3-2 Osiągalna moc elektryczna netto w istniejących jednostkach konwencjonalnych niebiorących udziału w centralnym bilansowaniu [MW]



* – w tym jednostki deklarujące zmianę paliwa na gaz ziemny, biomasę, biogaz, itp.

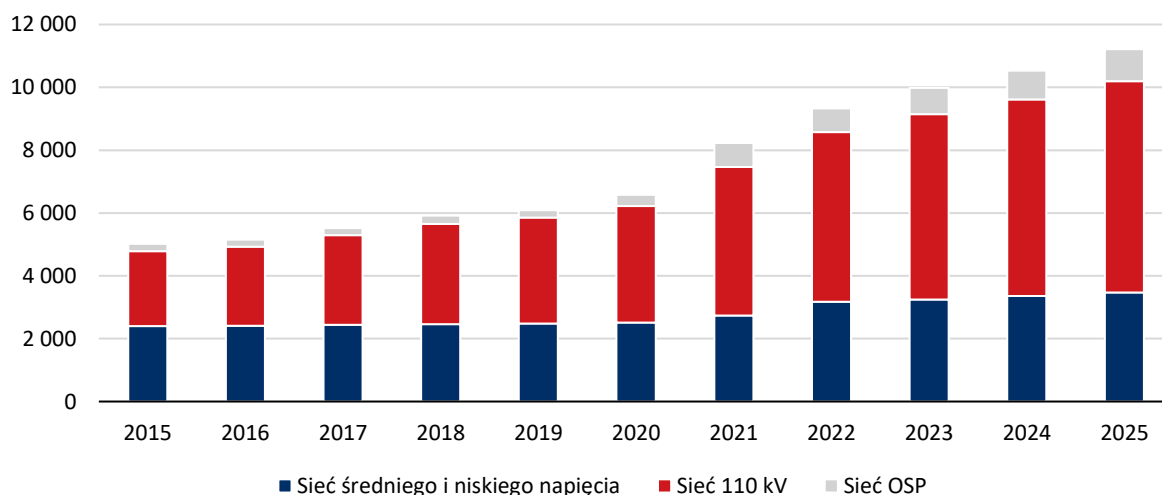
** – między innymi: wysokometanowy, zaazotowany, z odmetanowania kopalń, koksowniczy

*** – gudron, olej, inne

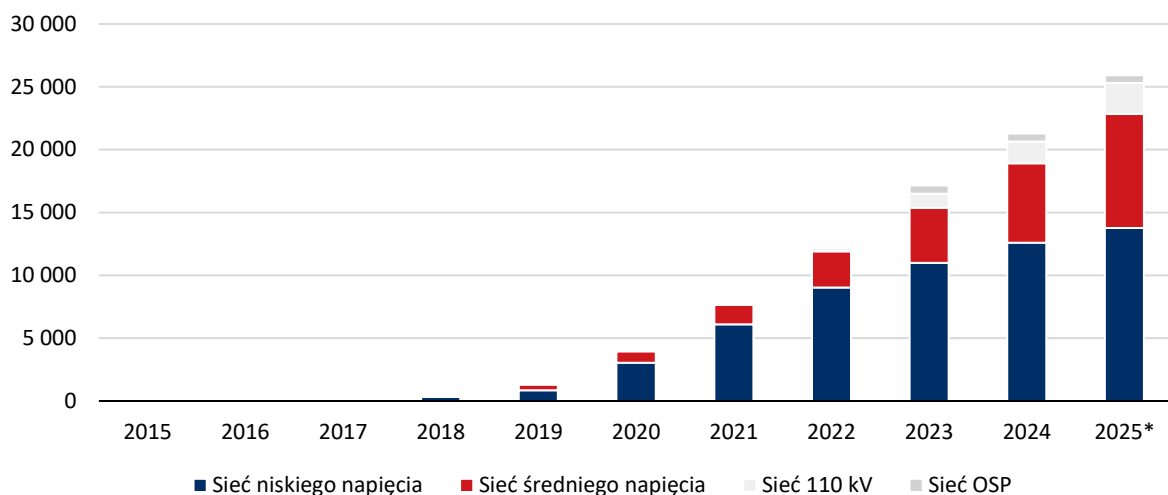
3.4.2 Dotychczasowy rozwój źródeł fotowoltaicznych i elektrowni wiatrowych

Łądowe elektrownie wiatrowe i instalacje fotowoltaiczne to obecnie najważniejsze technologie OZE w Polsce pod względem mocy zainstalowanej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Poniższe wykresy pokazują, jak zmieniła się moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych na różnych poziomach napięć.

Rys. 3-3 Moc zainstalowana elektryczna lądowych elektrowni wiatrowych przyłączonych do KSE [MW]



Rys. 3-4 Moc zainstalowana elektryczna źródeł fotowoltaicznych przyłączonych do KSE [MW]



* – Wartość estymowana na koniec 2025 r.

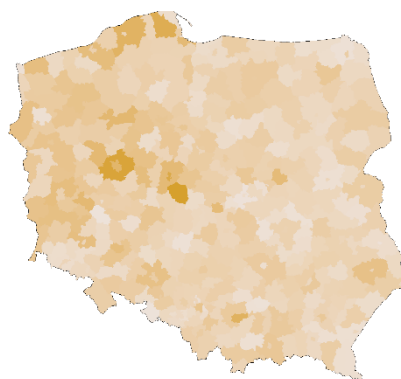
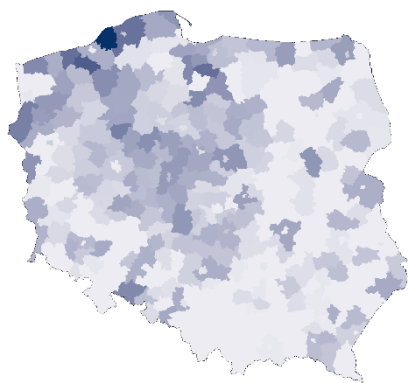
Rozwój energetyki wiatrowej na lądzie w napotyka w Polsce na istotne bariery legislacyjne i lokalizacyjne. Utrzymane są przepisy, które w praktyce ograniczają dostępność terenów pod elektrownie wiatrowe i istotnie spowalniają rozwój tej technologii OZE w naszym kraju. Jednocześnie, w związku z nieaktualizowanym od lat systemem uzyskiwania warunków przyłączenia do systemu występuje zjawisko blokowania dostępnych mocy przyłączeniowych w celach spekulacyjnych. Szansą na poprawę tej sytuacji są przepisy ustanawiające tzw. strefy przyspieszonego rozwoju OZE oraz procedowane zmiany prawne w procesie przyłączeniowym. Warto także podkreślić, że toczące się prace nad przyszłym kształtem Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu zakładają ambitny rozwój energetyki wiatrowej na lądzie. Ta technologia może odegrać ważną rolę w realizacji celów klimatycznych Polski.

Poniższy rys. 3-5 przedstawia rozkład przestrzenny mocy zainstalowanych lądowych elektrowni wiatrowych oraz źródeł fotowoltaicznych w poszczególnych powiatach. Należy przy tym zaznaczyć, że przypisanie mocy zainstalowanej poszczególnym powiatom wynika z miejsca fizycznego przyłączenia źródeł do sieci energetycznej i może nie odpowiadać w pełni fizycznej lokalizacji tych źródeł.

Rys. 3-5 Rozkład przestrzenny mocy zainstalowanej lądowych elektrowni wiatrowych i źródeł fotowoltaicznych w podziale na powiaty

Lądowe elektrownie wiatrowe

Źródła fotowoltaiczne



Aukcje OZE i system wsparcia morskiej energetyki wiatrowej oraz wynikające z nich wolumeny

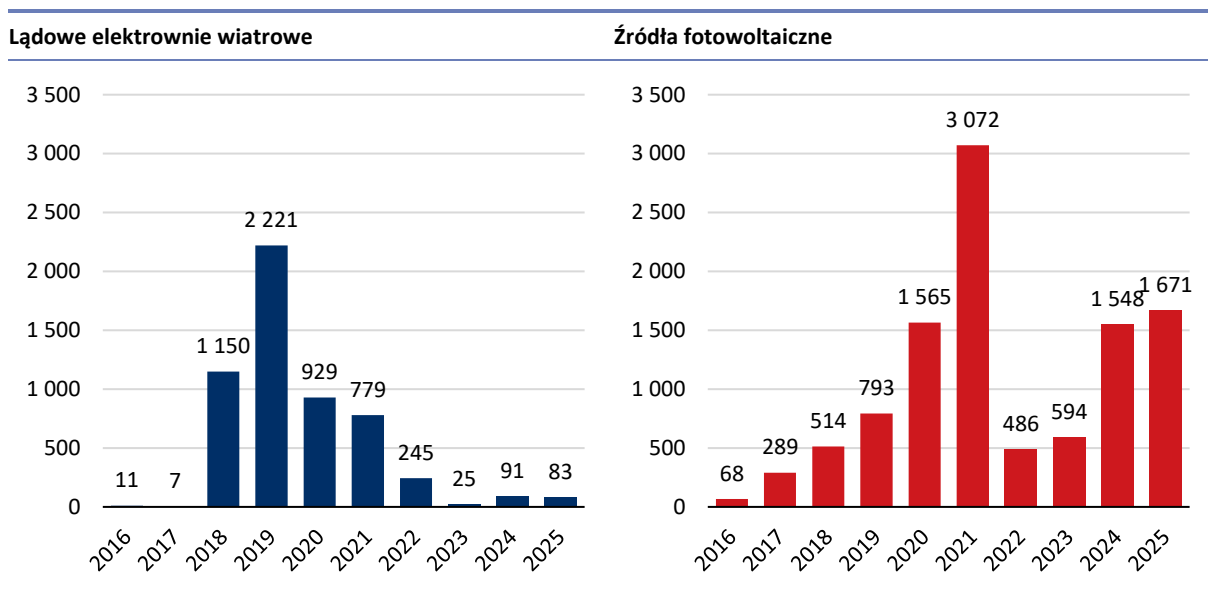
Aukcje na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii stanowią istotne narzędzie wspierające realizację dalszej transformacji energetycznej umożliwiając rozwój OZE, a tym samym wpływając na zwiększenie udziału czystej energii w krajowym miksie energetycznym.

Łącznie, według naszych szacunków, w latach 2016-2025 w wyniku przeprowadzonych na podstawie ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii aukcjach zakontraktowano (rys. 3-6):

- 10 600 MW nowych mocy w źródłach fotowoltaicznych,
- 5 541 MW nowych mocy w lądowych elektrowniach wiatrowych,
- 22 MW nowych mocy w instalacjach hydroelektrycznych,
- 35 MW nowych mocy w instalacjach biogazowych,
- 26 MW nowych mocy w instalacjach biomasowych.

Dla nowych źródeł, które wygrały aukcje, wyznaczony jest maksymalny czas, by po raz pierwszy wprowadzić do sieci wytworzoną energię, dlatego też w kolejnych latach należy się spodziewać dalszego wzrostu wolumenu mocy zainstalowanej w tych technologiach. Nie posiadamy jednak precyzyjnych informacji o terminach przyłączenia instalacji zakontraktowanych na powyższych aukcjach. Należy mieć również na uwadze, że w obecnym stanie prawnym aukcje OZE mogą być przeprowadzane do roku 2027.

Rys. 3-6 Szacowana moc zakontraktowana w wyniku aukcji OZE, które miały miejsce w poszczególnych latach [MW]



Systemem wsparcia objęte są również morskie farmy wiatrowe. Funkcjonuje on w dwóch fazach. W ramach I fazy wsparcie może zostać przyznane projektom morskich farm wiatrowych o łącznej mocy 5,9 GW. W ramach II fazy systemu wsparcia, w dniu 17 grudnia 2025 r. przeprowadzono pierwszą aukcję na uzyskanie prawa do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzonej do sieci, w wyniku której zakontraktowano łącznie 3 435 MW nowej mocy. W aukcji tej wsparcie uzyskały trzy projekty, dla których planowane daty pierwszego wprowadzenia energii do sieci przypadają przed końcem 2032 r.

Aukcje na uzyskanie prawa do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej wytworzonej w morskich farmach wiatrowych i wprowadzonej do sieci są przeprowadzane zgodnie z harmonogramem oraz wolumenami mocy przewidzianymi do kontraktacji, przedstawionymi w poniższej tabeli.

Tab. 3.3 Planowany rok przeprowadzenia aukcji dla MFW oraz maksymalna łączna moc MFW jakie mogą zostać objęte wsparciem z systemu aukcyjnego we wskazanych latach³

Planowany rok przeprowadzenia aukcji	Maksymalna łączna moc, która może być objęta wsparciem
2025	4 GW (zakontraktowano 3,4 GW)
2027	4 GW
2029	2 GW
2031	2 GW

* – Niewyczerpanie oferowanego w danym roku wolumenu mocy zainstalowanej elektrycznej powoduje, że niewykorzystana część zwiększa pulę mocy dostępną w kolejnej aukcji. W przypadku niewykorzystania wolumenu w aukcji w 2031 r., pozostałość (o ile wynosi co najmniej 500 MW) zostanie wystawiona do aukcji w 2032 r.

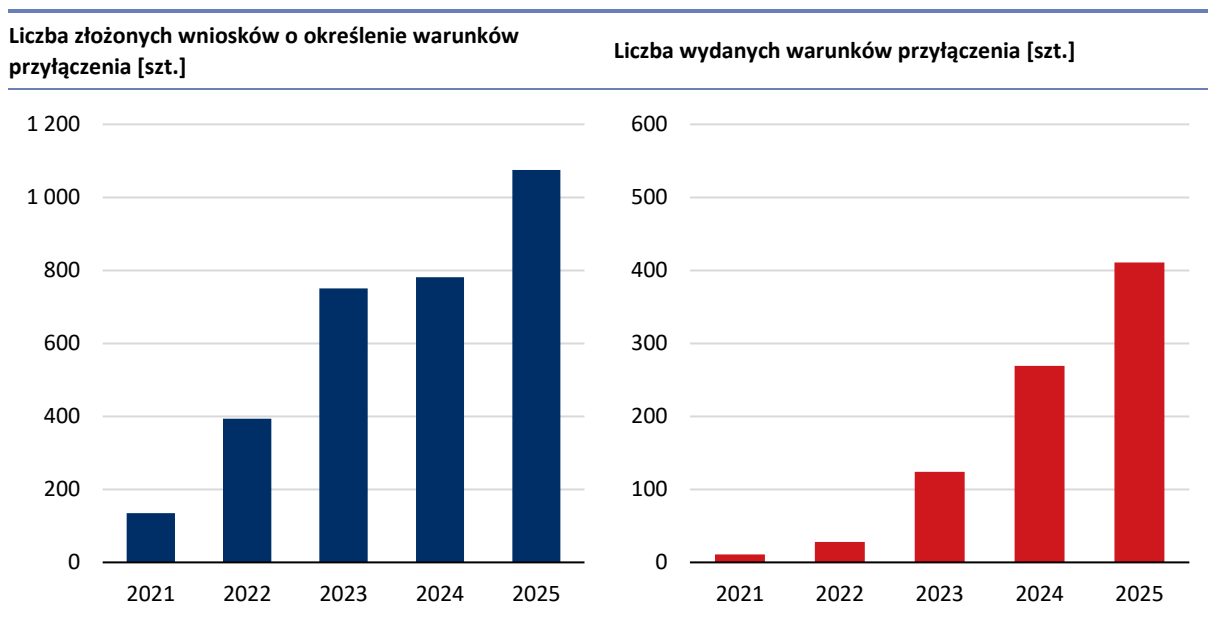
3.4.3 Procesy przyłączeniowe nowych zasobów wytwórczych, magazynów energii elektrycznej, systemów dystrybucyjnych przyłączanych do sieci przesyłowej oraz instalacji odbiorczych

Od kilku lat istotnie wzrosło zainteresowanie przyłączeniami do sieci przesyłowej. Liczba wniosków o określenie warunków przyłączenia dla wszystkich typów obiektów wzrosła wielokrotnie. Nowe zgłoszenia dotyczyły głównie instalacji fotowoltaicznych, magazynów energii elektrycznej, systemów dystrybucyjnych, a w ostatnim roku również obiektów odbiorczych typu centra przetwarzania danych (data center).

Tak duży napływ wniosków skutkuje trudnościami w ich obsłudze w terminach określonych w Ustawie Pe oraz trudnościami w planowaniu rozwoju sieci.

Jednocześnie warunki przyłączenia są wydawane na niespotykaną dotychczas skalę. Na koniec 2025 roku ponad 750 projektów miało zgodę na przyłączenie do sieci (wydane warunki przyłączenia). Niestety tylko niewielka ich część jest już faktycznie realizowana (rozpoczęły się prace projektowe lub budowlano-montażowe). Liczba złożonych wniosków o określenie warunków przyłączenia (w tym niekompletnych) oraz liczba wydanych warunków przyłączenia w latach 2021-2025 została zaprezentowana na rys. 3-7.

Rys. 3-7 Liczba złożonych wniosków o określenie warunków przyłączenia i liczba wydanych warunków przyłączenia w latach 2021-2025



³ Ustawa z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych

Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia i stanowią warunkowe zobowiązanie do zawarcia umowy o przyłączenie. Na realizację obiektów przyłączanych, w szczególności źródeł wytwórczych, wpływają m.in. uwarunkowania lokalizacyjne tj. możliwość uzyskania decyzji administracyjnych wymaganych w ramach procesu budowlanego. Pomimo wymogu przedłożenia wraz z wnioskiem o określenie warunków przyłączenia dokumentów potwierdzających możliwość realizacji źródła na danym terenie (MPZP lub decyzja o warunkach zabudowy) nie jest ostatecznie przesądzone czy dana inwestycja zostanie zrealizowana i w jakich terminach. Drugim czynnikiem wpływającym na realizację nowych projektów jest możliwość sfinansowania ich budowy i efektywność ekonomiczna całego przedsięwzięcia. Mechanizm wnoszenia zaliczek wraz z wnioskiem o określenie warunków przyłączenia dla źródeł i magazynów energii elektrycznej nie zapewnia potwierdzenia, że wnioskodawcy są gotowi finansowo do realizacji wnioskowanych obiektów. Bardzo często decyzje biznesowe o rozpoczęciu budowy są podejmowane na późniejszym etapie, w tym po uzyskaniu decyzji o pozwoleniu na budowę, uzyskaniu finansowania lub uzyskaniu wsparcia publicznego.

Wykaz obiektów, które uzyskały warunki przyłączenia do sieci przesyłowej ze wskazaniem miejsca przyłączenia i mocy przyłączeniowej (stan na 31.12.2025 r.) znajduje się na końcu niniejszego dokumentu – Tabela 1.

Podobna sytuacja w zakresie przyłączeń występuje w przypadku przyłączeń do sieci dystrybucyjnej. W okresie od 01.01.2024 r. do 31.12.2025 r. PSE S.A. uzgodniły warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej 110 kV dla 843 obiektów oraz uzgodniły warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej średniego napięcia dla źródeł OZE o mocy powyżej 2 MW dla 1195 obiektów.

Poniżej przedstawiono posiadane przez PSE S.A. łączne informacje dotyczące planów przyłączenia OZE według danych własnych oraz otrzymanych od OSDp w ramach prowadzonych procesów przyłączeń. Tab. 3.4 zawiera moce przyłączeniowe źródeł, które są na różnych etapach procesu przyłączeniowego, w podziale na typy instalacji oraz napięcie sieci, do której instalacje mają zostać przyłączone. Zestawienie obejmuje planowane do przyłączenia lądowe elektrownie wiatrowe, źródła fotowoltaiczne oraz morskie elektrownie wiatrowe.

Tab. 3.4 Moc zainstalowana instalacji OZE i magazynów energii elektrycznej planowanych do przyłączenia do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej. Stan na 31.12.2025 r. [GW]

	Etap	łączna moc planowana	FWL	PV	MFW	MEE*	SD		
							FWL	PV	MEE
Sieć przesyłowa	Zawarto umowy o przyłączenie	27,3	1,7	7,2	8,5	8,5	0,4	0,3	0,7
	Wydano warunki przyłączenia	121,9	2,6	12,3	8,8**	39,1	22,8	16,4	19,9
Sieć dystrybucyjna	Planowane do przyłączenia do sieci 110 kV (warunki przyłączenia uzgodnione pomiędzy OSP i OSD)	38,2	3,9	12,4	0	21,9	–	–	–
	Planowane do przyłączenia do sieci SN (wielkości szacowane na podstawie wydanych warunków przyłączenia – stan na 30.09.2025 r., nie uwzględniają nowych instalacji prosumenckich)	17,6	0,8	12,1	0	4,7	–	–	–
Suma		205,0	9,0	44,0	17,3	74,2	23,2	16,7	20,6

FWL – farmy wiatrowe lądowe, PV – instalacje fotowoltaiczne, MFW – morskie farmy wiatrowe, MEE – magazyny energii elektrycznej, SD – systemy dystrybucyjne planowane do przyłączenia do sieci przesyłowej

* – Wartość mocy rozładowania magazynów energii elektrycznej

** – Wydane wstępne warunki przyłączenia.

Powyższe informacje wskazują na znaczący realny potencjał możliwych do wybudowania źródeł OZE. Tylko na podstawie sumy mocy źródeł istniejących, zawartych umów o przyłączenie oraz wydanych warunków przyłączenia, w perspektywie najbliższych lat w KSE może pracować:

- ponad 86 GW źródeł słonecznych o potencjale produkcyjnym rzędu 93 TWh,
- ponad 43 GW lądowych farm wiatrowych o potencjale produkcyjnym rzędu 125 TWh,
- ponad 17 GW morskich farm wiatrowych o potencjale produkcyjnym rzędu 70 TWh.

Biorąc pod uwagę powyższe, a także potencjał produkcyjny innych rodzajów OZE, w perspektywie najbliższych lat produkcja energii odnawialnej w ciągu roku może przekroczyć wartość 287 TWh.

Oznacza to, że po realizacji inwestycji wskazanych w niniejszym PRSP, nie jest uzasadnione twierdzenie, że sieć elektroenergetyczna ogranicza rozwój odnawialnych źródeł energii.

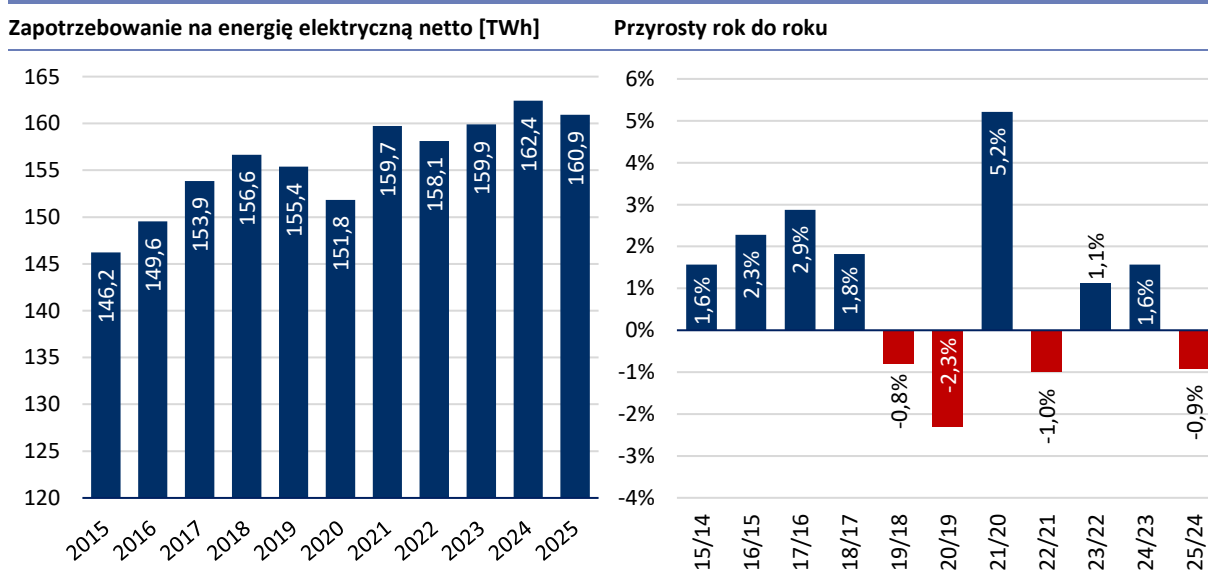
Należy mieć na uwadze, że znaczący przyrost mocy OZE będzie okresowo powodował nadpodaż energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym, szczególnie w okresach wietrznych i dużego nasłonecznienia. To z kolei przełoży się na konieczność ograniczania produkcji tych źródeł celem zapewnienia stabilnej pracy KSE albo alternatywnie wypracowania metod dla zagospodarowania ich nadmiarowej energii.

Mimo tak dużych mocy źródeł OZE wynikających z danych na temat prowadzonych procesów przyłączeń, inwestycje w elektrownie wiatrowe oraz źródła fotowoltaiczne bez odpowiednich instalacji magazynowania energii w ograniczonym stopniu wpływają na poprawę bilansu mocy.

3.5 Zapotrzebowanie na moc i energię

W latach 2015-2025 roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną wzrosło o ponad 14 TWh, a skumulowany roczny wskaźnik wzrostu zapotrzebowania dla tego okresu wyniósł 0,96%. Historyczne roczne wartości zapotrzebowania na energię elektryczną przedstawione zostały na kolejnych wykresach.

Rys. 3-8 Historyczne zapotrzebowanie na energię elektryczną netto



W latach 2015-2025 skumulowany roczny wskaźnik wzrostu dla letniego zapotrzebowania szczytowego na moc elektryczną netto wyniósł 0,64%, a dla zimowego 0,98%. Jednak w kolejnych latach przewiduje się większy wzrost

zapotrzebowania na moc, wynikający głównie z postępującej transformacji energetycznej. Zimą będzie to związane m.in. ze spodziewaną elektryfikacją sektora ciepłowniczego, a latem z coraz powszechniejszym użyciem systemów chłodniczych (klimatyzacji). Ponadto należy mieć na uwadze, że wartości zapotrzebowania na moc w szczycie letnim i zimowym są zależne od warunków meteorologicznych i mogą różnić się w poszczególnych latach.

3.6 Uwarunkowania wynikające z planów zagospodarowania przestrzennego województw

Z punktu widzenia realizacji procesu rozwoju sieci przesyłowej PZPW jest podstawowym dokumentem planistycznym sporządzanym przez samorządy województw. W PZPW określa się w szczególności rozmieszczenie inwestycji celu publicznego o znaczeniu ponadlokalnym. W celu zapewnienia spójności naszych planów inwestycyjnych oraz planów i strategii sporządzanych przez samorządy województw, prowadzimy na bieżąco korespondencję z organami samorządów. Każdy projekt PRSP konsultujemy z zainteresowanymi stronami⁴. W konsultacjach tych uczestniczą organy władzy samorządowej szczebla wojewódzkiego.

Projekt planu rozwoju przedstawiany jest także bezpośrednio przez Prezesa URE do zaopiniowania zarządom województw⁵. W ramach procedury uzgadniania projektu PRSP w poprzedniej edycji pozytywną opinię przedstawiły Zarządy 4 województw: mazowieckiego, opolskiego, podlaskiego oraz świętokrzyskiego. Zarząd jednego województwa zgłosił uwagi do projektu planu rozwoju, które nie spowodowały konieczności wprowadzenia zmian w przedłożonym Prezesowi URE PRSP 2025-2034. Ponadto Marszałek jednego województwa poinformował, że wyznaczony ustawowo czas na udzielenie wiążącej opinii jest zbyt krótki na przeprowadzenie szczegółowej analizy dokumentu pod kątem uwzględnienia zgłaszanych uwag przez podmioty z terenu województwa. Pozostałe Zarządy województw w terminie 14 dni od przedłożenia projektu PRSP do zaopiniowania nie przedstawiły takiej opinii, co jest równoznaczne z wydaniem opinii pozytywnej⁶.

Od czasu opracowania ostatniej edycji PRSP, w żadnym z województw nie uchwalono nowego PZPW. Obecnie 4 województwa są w trakcie procedury zmiany PZPW. Prowadzimy korespondencję z wojewódzkimi jednostkami samorządu terytorialnego dotyczącą rozwoju sieci przesyłowej oraz uczestniczymy w dedykowanych inwestycjom spotkaniach. Po uzgodnieniu PRSP 2025-2034 z Prezesem URE, skierowaliśmy w 2025 r. wnioski do wszystkich marszałków województw o ujęcie planowanych zamierzeń rozwojowych w najbliższych aktualizacjach planów zagospodarowania przestrzennego województw.

3.7 Koordynacja rozwoju sieci NN i 110 kV i uzgodnienia z OSD

Krajowa sieć przesyłowa (sieć o napięciu 400 i 220 kV) wraz ze znaczną częścią sieci dystrybucyjnej 110 kV pracuje w układzie wielostronnie zasilanej sieci zamkniętej. Jednym z kluczowych aspektów w procesie planowania rozwoju infrastruktury przesyłowej, zarówno na poziomie sieci NN, jak i na poziomie sieci 110 kV, jest zapewnienie spójnego i skoordynowanego rozwoju całej sieci zamkniętej. Takie działanie pozwala na zapewnienie długookresowego bezpieczeństwa funkcjonowania KSE oraz optymalne, z punktu widzenia technicznego i ekonomicznego, zwymiarowanie potrzeb w zakresie rozbudowy sieci na poszczególnych obszarach. Zagadnienie to jest ujęte w obowiązujących regulacjach prawnych, w tym m.in. w Ustawie Pe oraz Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP). W szczególności, zgodnie z art. 9c ust. 2 pkt 5 Ustawy Pe, OSP stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników tych systemów oraz uwzględniając wymogi ochrony środowiska jest odpowiedzialny m.in. za współpracę z innymi operatorami systemów elektroenergetycznych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu niezawodnego i efektywnego

⁴ podstawa prawna: art. 16 ust. 15 pkt 1 Ustawy Pe

⁵ podstawa prawna: art. 23 ust. 2 pkt 5, ust. 3 i ust. 4 Ustawy Pe

⁶ podstawa prawna: zgodnie z przepisami art. 23 ust. 4 Ustawy Pe

funkcjonowania systemów elektroenergetycznych oraz skoordynowania ich rozwoju. Ponadto, na podstawie art. 16 ust. 6 Ustawy Pe, plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną sporządzane przez OSD uwzględniają odpowiednio plan rozwoju sporządzony przez OSP, a także na podstawie art. 9c ust. 3 pkt 4, OSD jest zobowiązany do współpracy z PSE S.A. w celu zapewnienia spójności działania systemów elektroenergetycznych i skoordynowania ich rozwoju.

Zintegrowane planowanie wymaga prowadzenia wielowariantowych analiz dla całej sieci zamkniętej uwzględniających zmieniające się uwarunkowania systemowe. W okresie poprzedzającym sporządzenie PRSP 2027-2036, w ramach współpracy pomiędzy PSE S.A. oraz OSD, dla poszczególnych obszarów KSE wykonano szereg wielowariantowych analiz uwzględniających aktualne uwarunkowania wpływające na potrzeby rozwoju sieci przesyłowej i dystrybucyjnej 110 kV w horyzoncie 2030 roku. Analizy te zostały zrealizowane przez niezależnych ekspertów powołanych wspólnie przez operatorów. Na ich podstawie oraz z uwzględnieniem planów rozwoju OSD uzgodnionych przez Prezesa URE w 2025 roku przeprowadzono analizy systemowe w ramach opracowania niniejszego planu rozwoju.

W wyniku zintegrowanego planowania rozwoju sieci zamkniętej NN i 110 kV, OSP i OSD, w celu poprawy pewności zasilania poszczególnych obszarów OSD, uzgodniły i zawarły bądź są w trakcie zawierania stosownych porozumień w zakresie potrzeb wzmocnienia istniejących oraz budowy nowych sprzężeń sieci przesyłowej 400 kV i 220 kV z siecią 110 kV. W obecnym PRSP uwzględniono ok. 55 projektów inwestycyjnych związanych z rozwojem systemu na styku OSP i OSD.

W latach 2025-2026 OSP i OSD realizują następną edycję analiz, których wyniki zostaną wykorzystane w kolejnych planach rozwoju poszczególnych spółek.

4 Założenia do analiz planistycznych

4.1 Przyszłość energii w Polsce – wyzwania i kierunki rozwoju

Polska, podobnie jak cała Europa, stoi przed dużym wyzwaniem: jak zapewnić wszystkim bezpieczną, czystą i przystępną cenowo energię elektryczną. Transformacja energetyczna trwa. Wdrażane są nowe technologie, zarówno po stronie popytu jak i podaży energii elektrycznej. To one stanowią podstawę dalszych działań.

Coraz częściej wdrażane są rozwiązania nisko- i zeroemisyjne, co świadczy o rosnącym znaczeniu rynku czystej energii. Aby jednak system energetyczny był nie tylko czysty, ale także stabilny i odporny na zakłócenia, konieczna jest rozbudowa infrastruktury oraz przygotowanie systemu na nadchodzące zmiany – zarówno w zakresie bilansowania energii, jak i pracy sieci.

Należy pamiętać, że transformacja energetyczna, poza czystą energią, to także ochrona przed nagłymi wzrostami cen, uniezależnienie się od surowców zewnętrznych, większe bezpieczeństwo energetyczne oraz rozwój lokalnej gospodarki i nowe miejsca pracy.

Kluczowe obszary działań

Sukces transformacji energetycznej zależy od równoległej realizacji działań w wielu obszarach, z których te najbardziej wpływające na przyszły kształt systemu energetycznego zostały wymienione poniżej:

- *Efektywność energetyczna* – mniejsze zużycie energii to niższe koszty i mniejsze obciążenie dla środowiska.
- *Technologie niskoemisyjne* – rozwój elektryfikacji, technologii wodorowych i wychwytywania CO₂ odegra kluczową rolę w kształtowaniu przyszłego, neutralnego dla środowiska systemu energetycznego.
- *Elastyczność popytu* – konsumenci powinni mieć możliwość dostosowania zużycia do dostępności taniej energii odnawialnej, przyczyniając się do wykorzystania pełnego potencjału OZE.
- *Dostawy energii i mocy* – zapewnienie odpowiedniej ilości mocy wytwórczej, dostępnej w każdej chwili, przy jednoczesnym zróżnicowaniu miksu energetycznego celem uniezależnienia się od zewnętrznych surowców i zwiększenia odporności systemu na zmienne warunki rynkowe i pogodowe.
- *Infrastruktura sieciowa* – rozbudowa sieci, stacji transformatorowych, systemów zarządzania przepływem energii, która zapewni stabilność systemu w nowych warunkach pracy.
- *Akceptacja społeczna* – powodzenie transformacji zależy także od zrozumienia i poparcia ze strony społeczeństwa. Nowe inwestycje, zmiany w otoczeniu i technologie muszą być komunikowane w sposób przejrzysty i uwzględniający lokalne potrzeby. Tylko wtedy możliwe będzie ich sprawne wdrażanie.

Sieć przesyłowa – jak ją zaplanować w dynamicznie zmieniającym się otoczeniu?

Planowanie sieci przesyłowej to proces wielowarstwowy i skomplikowany, ale jednocześnie nieunikniony i kluczowy dla powodzenia transformacji energetycznej. Podejście do planowania rozwoju systemu wymaga odpowiedzi na zasadnicze pytania:

- Gdzie i ile energii i mocy elektrycznej będzie potrzebne?
- Gdzie powstaną nowe źródła i magazyny energii?
- Jak zmieniają się przepisy i technologie – i jaki mają wpływ na rozwój sieci?

Obecnie prognozy dotyczące rozwoju sektora energetycznego w Europie są bardzo zróżnicowane. Nie ma jednej wizji co do najlepszego modelu systemu elektroenergetycznego, który zapewni neutralność klimatyczną, bezpieczeństwo dostaw i akceptowalne koszty. Dlatego powstaje szereg scenariuszy i ścieżek dojścia do celu, często opartych na istotnie odmiennym podejściu dotyczącego przyszłego kształtu transformacji i wykorzystania różnych nośników energii.

Lokalizacja nowych źródeł energii często nie uwzględnia potrzeb sieci, co utrudnia planowanie. Dlatego niezbędne jest przyjęcie konkretnych założeń dotyczących rozwoju otoczenia sieci przesyłowej i jej wymaganej funkcjonalności.

W tym kontekście kluczową rolę powinny odgrywać krajowe dokumenty strategiczne jak Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu oraz Polityka Energetyczna Polski, które wyznaczają cele i kierunki transformacji energetycznej Polski. Dzięki uwzględnieniu kierunków zmian określonych w tych strategiach możliwe jest lepsze przewidywanie tempa rozwoju nowych źródeł, potrzeb przesyłowych oraz integracja rozproszonych zasobów wytwórczych z systemem elektroenergetycznym.

Na potrzeby niniejszego planu przyjęto konkretne założenia dotyczące rozwoju otoczenia sieci przesyłowej oraz wymaganej funkcjonalności systemu. Zostały one przedstawione poniżej.

- Podstawą założeń do rozwoju otoczenia sieci przesyłowej są obowiązujące dokumenty strategiczne, w szczególności: Krajowy Planu na Rzecz Energii i Klimatu, Polityka Energetyczna Polski, Program Polskiej Energetyki Jądrowej, ustawa o promowaniu wytwarzania energii w morskich elektrowniach wiatrowych, Polska strategia wodorowa do roku 2030 z perspektywą do 2040 r. Jednocześnie warto zaznaczyć, że część założeń zawartych w obowiązujących dokumentach strategicznych, takich jak PEP czy KPEiK, nie jest już w pełni aktualna. Dlatego w toku prac analitycznych korzystano także z innych dostępnych materiałów, które były dostępne w związku z trwającymi pracami nad aktualizacją KPEiK. W szczególności z projektu WAM⁷ (KPEiK z lipca 2025 r., który był przeznaczony do rozpatrzenia przez Radę Ministrów, a z którego uwzględniono również wybrane informacje).
- W perspektywie najbliższych 10 lat elektrownie fotowoltaiczne oraz elektrownie wiatrowe mogą rozwijać się szybciej niż to wynika z dokumentów strategicznych.
- Polska sieć przesyłowa w 2036 r. ma stanowić solidną podstawę dla planowania przyszłych zmian w otoczeniu KSE. Ma nie ograniczać możliwości prowadzenia procesu transformacji energetycznej, a co za tym idzie, nie może stanowić wąskiego gardła dla osiągnięcia celu, jakim jest neutralność klimatyczna w 2050 r. Powinna pozwolić na osiągnięcie poziomu powyżej 50% udziału generacji OZE w zużyciu energii elektrycznej netto, bez znaczących ograniczeń w wydawaniu warunków przyłączenia do sieci dla lokalizacji nowych źródeł OZE, wynikających z aktualnych wniosków o określenie warunków przyłączenia.
- Po 2036 r. sieć przesyłowa powinna przewidywać możliwość dalszego wzrostu udziału OZE w produkcji energii elektrycznej w odpowiednich lokalizacjach z punktu widzenia technicznych uwarunkowań pracy sieci oraz możliwości rozwoju infrastruktury sieciowej.
- Postępująca transformacja oraz łączenie sektorów, będzie przekładać się na wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną oraz wartość mocy szczytowej. Sieć przesyłowa powinna być gotowa na ten wzrost i umożliwić przesył energii, aby pokryć roczne zużycie energii elektrycznej netto na poziomie rzędu 260 TWh oraz ponad 45 GW szczytowego zapotrzebowania odbiorców na moc w perspektywie 2040 roku.
- Sieć przesyłowa powinna umożliwiać przyłączenie nowych wielkich odbiorców energii lokalizowanych w specjalnych strefach ekonomicznych oraz ewentualnych źródeł energii towarzyszących tym odbiorcom.
- Sieć przesyłowa powinna umożliwiać przyłączenie nowych magazynów energii oraz instalacji P2P w odpowiednich lokalizacjach z punktu widzenia technicznych uwarunkowań pracy sieci oraz możliwości rozwoju infrastruktury sieciowej.
- Sieć przesyłowa powinna posiadać zdolności do obsłużenia samowystarczalnego pod względem generacji systemu elektroenergetycznego oraz do prowadzenia swobodnej wymiany handlowej i technicznej z innymi systemami. Inwestycje w sieć przesyłową powinny wspierać optymalizację wykorzystania istniejących oraz budowanych obecnie połączeń transgranicznych zapewniającą możliwość istotnego udziału tych połączeń w bilansie mocy i energii w KSE. Projekty nowych połączeń transgranicznych mogą

⁷ (ang. with additional measures) – Załącznik 1 do projektu KPEiK. Scenariusz aktywnej transformacji

być inicjowane tylko w oparciu o jednoznacznie wykazane, wielowymiarowe korzyści, w stosunku do których istnieje konsensus wśród interesariuszy.

- Sieć przesyłowa powinna umożliwiać przyłączenie i wyprowadzenie mocy z elektrowni jądrowej w lokalizacji aktualnie preferowanej przez spółkę Polskie Elektrownie Jądrowe.
- Sieć przesyłowa powinna posiadać możliwość dalszego rozwoju, odpowiadającego zmianie otoczenia w długoterminowej perspektywie czasowej, w tym w szczególności lokalizacji nowych elektrowni jądrowych oraz morskich elektrowni wiatrowych.
- Rozwój sieci przesyłowej nie może prowadzić do szokowego wzrostu taryf przesyłowych oraz powinien minimalizować ryzyko powstawania kosztów osieroconych. Wzrost taryf przesyłowych powinien wynikać z uzasadnionych nakładów i kosztów transformacji.

Biorąc pod uwagę powyższe, na potrzeby niniejszego planu sporządzono scenariusz określający strukturę sieci przesyłowej, która nie będzie „wąskim gardłem” lecz solidną podstawą do osiągnięcia neutralności klimatycznej. Założenia scenariuszowe zostały szerzej opisane w następujących rozdziałach.

4.2 Prognoza zapotrzebowania na energię i moc

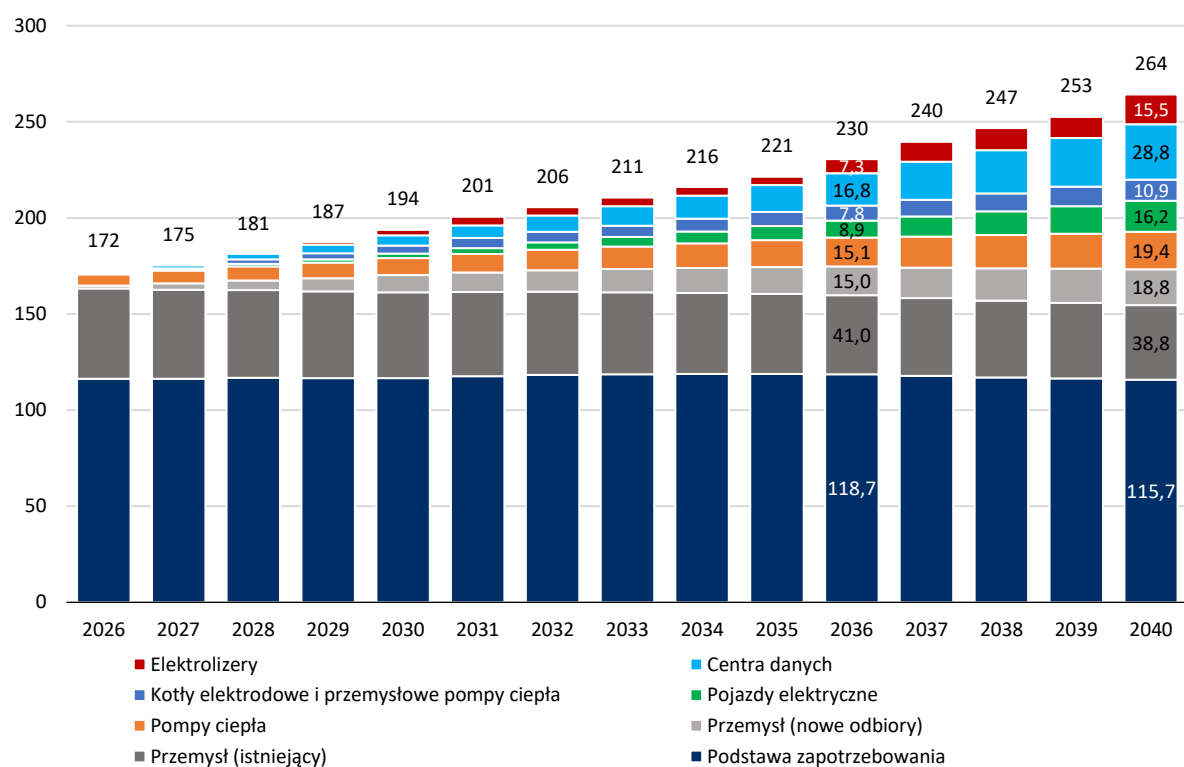
4.2.1 Prognoza zapotrzebowania na energię

Długoterminową prognozę zapotrzebowania na energię elektryczną netto w KSE przygotowano biorąc pod uwagę historyczne trendy oraz prognozę zużycia energii finalnej. Uwzględniono makroczynniki wpływające na strukturę zużycia energii w sektorze gospodarstw domowych, transportu, przemysłu i usług, zmiany zachodzące w obszarze efektywności energetycznej, prognozy wzrostu Produktu Krajowego Brutto w poszczególnych sektorach, dynamikę demograficzną, zmiany technologiczne i konsumenckie oraz zmiany wynikające z dyrektyw unijnych w zakresie osiągnięcia przez Polskę wymaganego celu OZE w końcowym zużyciu energii finalnej.

Prognoza uwzględnia przewidywane zmiany strukturalne zużycia energii finalnej, tj. m. in. wzrost liczby pojazdów elektrycznych, pomp ciepła, elektrolizerów, kotłów elektrodowych oraz centrów danych. Prognozy dotyczące pojazdów elektrycznych i pomp ciepła zostały określone na podstawie publicznie dostępnych danych i informacji oraz analiz własnych.

Poniżej przedstawiono prognozę zapotrzebowania na energię elektryczną netto w latach 2026-2040 w podziale na poszczególne elementy składowe.

Rys. 4-1 Roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną netto w latach 2026-2040 – scenariusz pogodowy SWS [TWh]



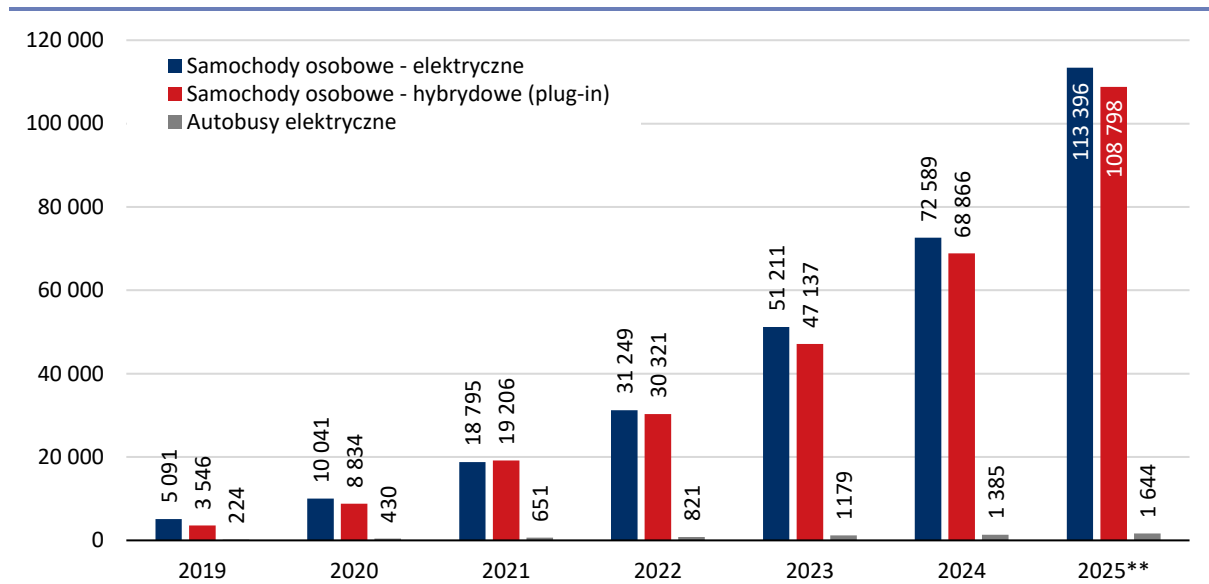
Poniżej przedstawiono szczegółowe założenia dotyczące kluczowych elementów kształtujących zapotrzebowanie na energię i moc w perspektywie roku 2040 dla:

- elektromobilności,
- przydomowych pomp ciepła,
- centrów danych,
- produkcji zielonego wodoru ,
- ciepłownictwa systemowego.

4.2.1.1 Elektromobilność

W ostatnich latach można było zaobserwować dynamiczny wzrost liczby pojazdów elektrycznych. Od końca 2019 roku liczba pojazdów elektrycznych wzrosła z 8,9 tys. do ok. 224 tys.

Rys. 4-2 Rozwój elektromobilności w Polsce w ostatnich latach* (stan na koniec roku)



* – na podstawie danych Polskiego Stowarzyszenia Nowej Mobilności

** – stan na koniec listopada 2025

Obecnie rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną związane z rozwojem elektromobilności nie wpływa jeszcze znacząco na pracę KSE. Jednak w dłuższym horyzoncie pobór energii na potrzeby zasilania pojazdów elektrycznych będzie widoczny w każdej godzinie doby, także w godzinach szczytowego zapotrzebowania. Z tego powodu ważne będzie wprowadzenie rozwiązań, które pomogą ograniczyć pobór energii w godzinach szczytu, a także zapobiegą przeciążeniom w miejscach, gdzie obciążenie ładowarek jest zbyt wysokie. Takimi rozwiązaniami mogą być np. dynamiczne ceny ładowania oraz inteligentne systemy ładowania (smart charging), które uwzględniają sytuację na rynku i możliwości techniczne sieci.

Rozwój elektromobilności w Polsce stanowi jeden z kluczowych kierunków transformacji sektora transportu oraz polityki klimatyczno-energetycznej państwa. Wraz z dynamicznym wzrostem liczby pojazdów elektrycznych oraz rozbudową infrastruktury ładowania, rosnąć będzie również wpływ elektromobilności na KSE. Zwiększone zapotrzebowanie na energię elektryczną, zmienność dobowych profili zużycia energii oraz potencjalne obciążenia sieci w godzinach szczytowych stanowią istotne czynniki, które należy uwzględnić w długoterminowym planowaniu rozwoju systemu oraz bilansowaniu mocy w KSE. Elektromobilność, przy odpowiednim zarządzaniu procesem ładowania, może stanowić element elastyczności systemu, jednak jej szybki rozwój wymaga dostosowania infrastruktury sieciowej i odpowiedniego planowania długoterminowego.

Prognozę zapotrzebowania na moc i energię wynikającą z rozwoju elektromobilności opracowano przy uwzględnieniu dynamiki wzrostu liczby pojazdów elektrycznych oraz charakterystyki ich użytkowania. W wyniku przeprowadzonych analiz powstały godzinowe profile zapotrzebowania dla sektora elektromobilności, uzależnione od scenariuszy pogodowych. Uwzględniono również potencjalną elastyczność tego odbioru, wynikającą ze zmienności cen energii oraz jej dostępności w systemie, w tym możliwość wykorzystania okresów zwiększonej generacji z odnawialnych źródeł energii. Takie podejście umożliwia kompleksową ocenę wpływu elektromobilności na KSE oraz jej potencjału integracji z mechanizmami elastycznego zarządzania popytem.

W poniższej tabeli zaprezentowano przyjęte wartości zapotrzebowania dla elektromobilności w kluczowych latach objętych analizą w PRSP.

Tab. 4.1 Prognozowany rozwój elektromobilności w Polsce na lata 2036 i 2040

	2025*	2036	2040
Samochody osobowe – BEV [tys. szt.]	113	1 929	3 271
Samochody osobowe – PHEV [tys. szt.]	109	1 027	1 569
Pojazdy dostawcze [tys. szt.]	11	189	335
Samochody ciężarowe [tys. szt.]	0,4	65	138
Autobusy elektryczne [tys. szt.]	1,6	9	12
Liczba pojazdów elektrycznych – łącznie [tys. szt.]	235	3 219	5 324
Szacunkowe zapotrzebowanie na energię elektryczną [TWh]	0,5	8,9	16,2

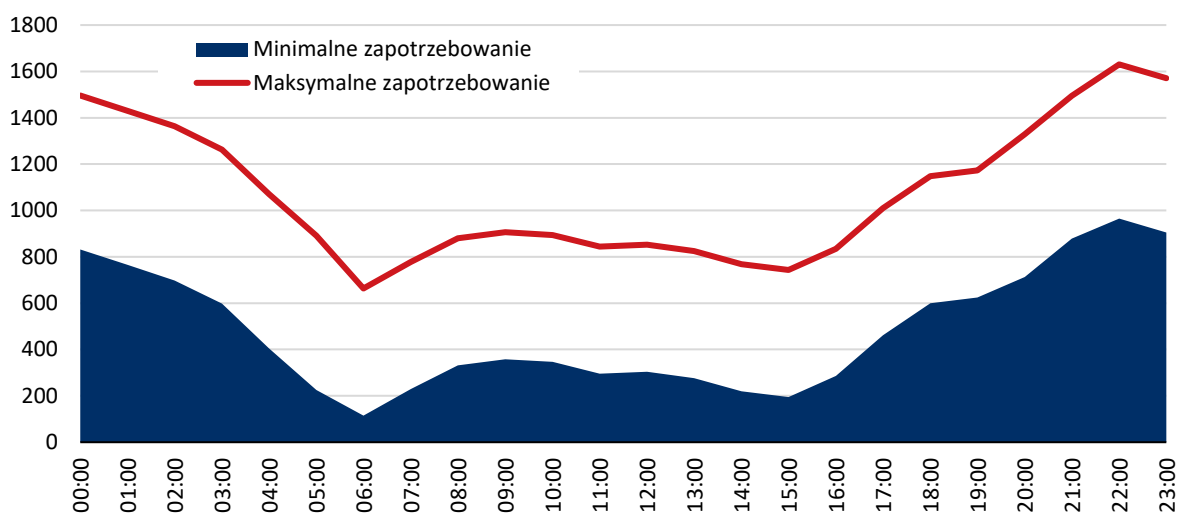
* – stan na koniec listopada 2025 – na podstawie danych Polskiego Stowarzyszenia Nowej Mobilności

Poniżej na rys. 4-3 zaprezentowany został wykres obrazujący przewidywany profil dobowy zapotrzebowania na energię elektryczną na potrzeby elektromobilności, z podziałem na część statyczną oraz część elastyczną – tj. tę, w której rzeczywiste zużycie będzie zależne od bieżącej ceny energii elektrycznej.

Statyczna część zapotrzebowania na energię elektryczną dla pojazdów elektrycznych uwzględni elementy wynikające z typowych, powtarzalnych schematów aktywności użytkowników i pojazdów. Można przyjąć, że stanowi ona profil bazowy zapotrzebowania na energię elektryczną pojazdów elektrycznych. Uwzględni ona dobowe profile pracy i aktywności ludzi, które determinują charakterystyczne godziny korzystania z samochodów osobowych oraz ich potrzeby ładowania. Dodatkowo odwzorowuje regularne cykle przemieszczania się pojazdów użytkowych, takich jak pojazdy dostawcze i autobusy komunikacji miejskiej. W przypadku autobusów wykorzystane zostały rozkłady jazdy ZTM (Zarządu Transportu Miejskiego) w Warszawie, co pozwala odzwierciedlić rzeczywiste zapotrzebowanie na energię elektryczną wynikające z ich codziennej eksploatacji. Rysunek przedstawia także maksymalne zapotrzebowanie pojazdów elektrycznych, które stanowi obwiednie maksymalnego poboru energii przez sektor elektromobilności. W rzeczywistości pobór ten będzie zawierał się między profilem bazowym a wielkościami maksymalnymi.

W analizie przyjęto możliwość dynamicznego ładowania dla samochodów osobowych, pojazdów dostawczych oraz autobusów komunikacji miejskiej. Założenie takie wynika z faktu, iż docelowym modelem powinno być silne powiązanie momentów ładowania pojazdów elektrycznych z aktualnym bilansem w systemie elektroenergetycznym. Kluczem do tego są dynamiczne ceny energii elektrycznej, które powinny przekazywać odbiorcom odpowiednie sygnały odnośnie do dostępności energii elektrycznej. Pozwoli to uniknąć momentów kiedy pojazdy elektryczne będą ładowane w momencie słabego bilansu w systemie co będzie się też wiązać z wysokimi cenami zakupu energii elektrycznej. Z drugiej strony pojazdy te powinny jak najczęściej ładować się w momentach kiedy na rynku dostępne są nadwyżki energii elektrycznej czyli w momencie kiedy koszt zakupu energii jest najniższy.

Rys. 4-3 Ładowanie statyczne i dynamiczne pojazdów elektrycznych (samochody osobowe, pojazdy dostawcze oraz autobusy komunikacji miejskiej) – zapotrzebowanie na moc – przykładowy profil – zima 2036 rok [MW]



4.2.1.2 Przydomowe pompy ciepła

Przydomowe pompy ciepła to ważny element strategii ograniczania emisji w sektorze budownictwa mieszkaniowego. Popularność tych urządzeń wynika z rosnącej świadomości ekologicznej, dostępnych programów wsparcia w zakresie wymiany nieefektywnych źródeł ciepła jak i konkurencyjnych kosztów eksploatacyjnych w przypadku dostępnej taniej energii elektrycznej. Pompy ciepła te mają duży wpływ na elektryfikację ogrzewania domów co w efekcie przekłada się na rosnące zapotrzebowania na energię i moc w KSE.

Prognoza rozwoju sektora przydomowych pomp ciepła odzwierciedla zarówno prognozy ujęte w dokumentach rządowych, jak również bieżące trendy konsumenckie z uwzględnieniem sprzedaży poszczególnych rodzajów pomp ciepła: typu powietrze-woda, solanka-woda (gruntowe pompy ciepła) oraz pompy ciepła używane na potrzeby przygotowania ciepłej wody użytkowej. Dla każdej z wymienionych technologii przeprowadzone zostały godzinowe obliczenia zapotrzebowania na energię elektryczną, uwzględniające wpływ temperatury zewnętrznej, wzrost efektywności energetycznej budynków, czy wpływ zmienności zapotrzebowania na ciepło w ciągu doby.

W poniższej tabeli przedstawiono przyjęte wartości zapotrzebowania na energię elektryczną na potrzeby zasilenia pomp ciepła przydomowych w kluczowych latach objętych analizą w PRSP.

Tab. 4.2 Przyjęta liczba pomp ciepła i wartość zapotrzebowanie na energię elektryczną na potrzeby zasilenia pomp ciepła przydomowych w kluczowych latach objętych analizą w PRSP – scenariusz pogodowy SWS [TWh]

	2024*	2036	2040
Pompy ciepła przydomowe typu powietrze-woda [tys. szt.]	548	2 620	3 428
Pompy ciepła przydomowe typu solanka-woda [tys. szt.]	102	244	308
Pompy ciepła przydomowe używane do przygotowania ciepłej wody użytkowej [tys. szt.]	116	196	235
Liczba pomp ciepła przydomowych – łącznie [tys. szt.]	767	3 060	3 970
Szacowane zapotrzebowanie na energię elektryczną [TWh]	3,7	15,1	19,4

* – na podstawie danych Polskiej Organizacji Rozwoju Technologii Pomp Ciepła

4.2.1.3 Centra danych

Postępująca cyfryzacja gospodarki, ciągle rosnące zapotrzebowanie na przetwarzanie danych w chmurze oraz dynamiczny rozwój sztucznej inteligencji sprawiają, że centra danych stają się obecnie jedną z najszybciej rosnących grup odbiorców energii elektrycznej.

Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną i moc centrów danych została opracowana biorąc pod uwagę zgłaszane wnioski o wydanie warunków przyłączeniowych oraz dostępne informacje branżowe, które pozwoliły na oszacowanie potencjału ich rozwoju w poszczególnych lokalizacjach w Polsce. Wśród lokalizacji odznaczających się największymi perspektywami na budowę nowych centrów danych można wyróżnić m.in. Warszawę, Poznań, Kraków oraz Wrocław, tj. miasta będące siedzibami wielu największych firm w kraju.

W poniższej tabeli przedstawiono przyjęte wartości zapotrzebowania na energię elektryczną na potrzeby zasilenia centrów danych w kluczowych latach objętych analizą w PRSP.

Tab. 4.3 Przyjęta moc i wartość zapotrzebowanie na energię elektryczną na potrzeby zasilenia nowych centrów danych w kluczowych latach objętych analizą w PRSP – scenariusz pogodowy SWS [TWh]

	2024	2036	2040
Moc centrów danych [MW]	200*	3 093	5 018
Szacowane zapotrzebowanie na energię elektryczną [TWh]	0,6	17,4	29,4

* – na podstawie danych Polish Data Center Association

4.2.1.4 Produkcja zielonego wodoru

Polska jest jednym z największych producentów i konsumentów wodoru w Unii Europejskiej oraz na świecie. Zdecydowana większość krajowej produkcji wodoru to tak zwany szary wodór, czyli wodór produkowany z gazu ziemnego w procesie reformingu. Zgodnie z „Polską Strategią Wodorową do roku 2030” planowana jest stopniowa dekarbonizacja produkcji wodoru. Strategiczne znaczenie w tym procesie ma mieć wzrost produkcji wodoru dzięki elektrolizerom, które mają być zasilane przez źródła energii zero- lub niskoemisyjne.

Na podstawie złożonych wniosków o wydanie warunków przyłączenia, listy przedsiębiorstw, które otrzymały bezzwrotne finansowanie na budowę instalacji do produkcji wodoru RFNBO i wodoru niskoemisyjnego z Banku Gospodarstwa Krajowego ze środków Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększenia Odporności, a także dostępnych informacji branżowych, zidentyfikowano lokalizacje o obecnie największym potencjale do produkcji wodoru przez elektrolizery oraz wyznaczono prognozę zapotrzebowania na moc elektryczną dla tej technologii.

Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną elektrolizerów przyłączonych do KSE uwzględnia ich potencjalną elastyczność, szczególnie w okresach niskich cen energii elektrycznej występujących podczas zwiększonej generacji z odnawialnych źródeł energii. Elektrolizery pracują w sposób ciągły z mocą 30% mocy zainstalowanej elektrycznej, czyli na poziomie koniecznym do podtrzymania ciągłości procesów technologicznych. Wykorzystanie pozostałej mocy elektrolizerów uzależnione jest od modelowanej ceny energii elektrycznej.

Zgodnie z wytycznymi określonymi w Rozporządzeniu Delegowanym Komisji (UE) 2023/1184, przyjęliśmy, że produkcja wodoru w elektrolizerach z mocą wyższą niż założone minimum (30%) będzie się odbywać gdy modelowana cena na rynku spadnie poniżej 0,36-krotności ceny uprawnień do emisji jednej tony ekwiwalentu dwutlenku węgla⁸.

⁸ podstawa prawna: art. 6 Rozporządzenia Delegowanego Komisji (UE) 2023/1184 z dnia 10 lutego 2023, Rozporządzenie Delegowane Komisji (UE) 2023/1184

W poniższej tabeli przedstawiono przyjęte wartości zapotrzebowania na moc elektryczną elektrolizerów przyłączonych do KSE oraz możliwe zapotrzebowanie na energię elektryczną odpowiadające 30% i 100% średniorocznego obciążenia, w kluczowych latach objętych analizą w PRSP.

Tab. 4.4 Przyjęta moc i wartość zapotrzebowanie na energię elektryczną na potrzeby zasilenia elektrolizerów przyłączonych do KSE w latach objętych analizą w PRSP – scenariusz pogodowy SWS

	2025	2036	2040
Moc elektrolizerów przyłączonych do KSE – łącznie [MW]	brak danych	1 500	2 480
Szacowane zapotrzebowanie na energię elektryczną [TWh]	–	3,9 – 13,1	6,5 – 21,7

4.2.1.5 Elektryfikacja ciepłownictwa

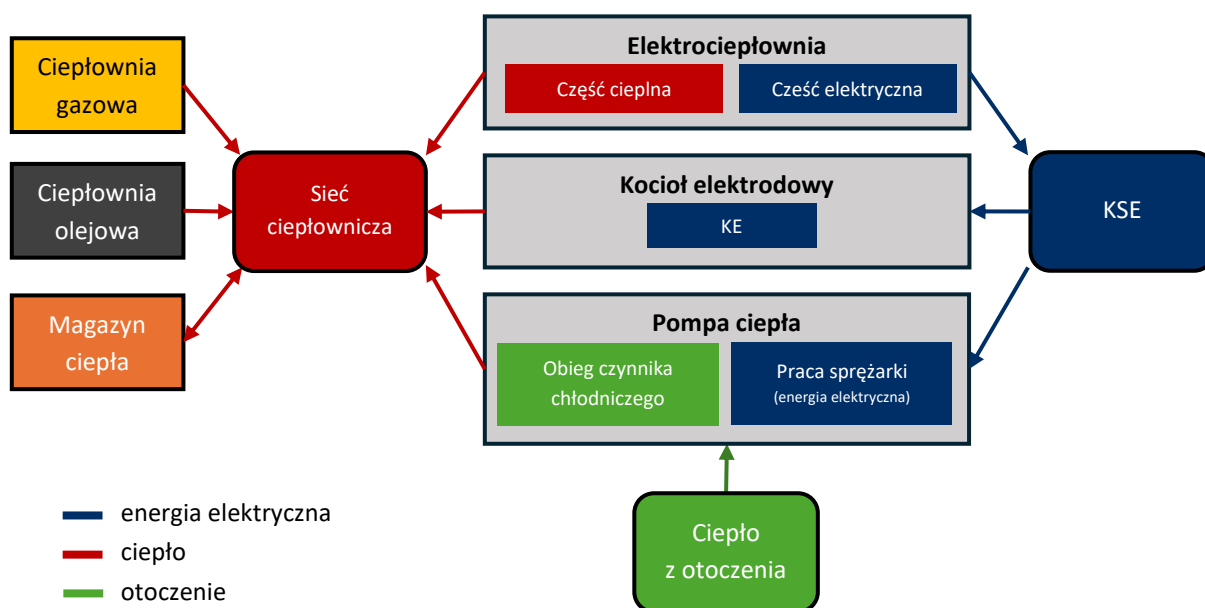
Postępująca transformacja ciepłownictwa w postaci zwiększonego udziału technologii power-to-heat w strukturze wytwarzania ciepła ma znaczący i bezpośredni wpływ na zapotrzebowanie na energię elektryczną w kraju. Deklaracje sektora wytwórczego w zakresie wyłączenia z eksploatacji źródeł węglowych w elektrociepłowniach coraz częściej uzupełniane są o plany instalacji kotłów elektrodowych i przemysłowych pomp ciepła celem pokrycia zapotrzebowania na energię cieplną w aglomeracjach miejskich. Potencjał tych dwóch technologii został oszacowany na podstawie corocznej ankietyzacji sektora wytwórczego oraz dostępnych dla OSP informacji zewnętrznych, w tym opracowań branżowych oraz dokumentów rządowych.

W wybranych największych aglomeracjach miejskich zamodelowano rynki ciepła systemowego przy uwzględnieniu istniejących oraz planowanych na danym obszarze źródeł wytwarzania w elektrociepłowniach, kotłach elektrodowych, przemysłowych pomp ciepła oraz magazynów ciepła. Poziom zapotrzebowania na energię cieplną w tych obszarach w poszczególnych latach został wyznaczony przy uwzględnieniu danych ankietowych oraz uwzględnieniu zwiększającej się efektywności energetycznej zarówno źródeł wytwarzania jak i odbiorców. Kształt krzywej godzinowej zapotrzebowania na energię cieplną w ciągu roku uzależniono od scenariuszy pogodowych. Na kształt krzywej wpływa zarówno sezonowość jak i zmiany wielkości zapotrzebowania w ciągu dnia.

Taki sposób odwzorowania elektryfikacji ciepłownictwa w PRSP pozwala na ocenę wielkości zapotrzebowania na energię i moc z KSE dla kotłów elektrodowych i przemysłowych pomp ciepła. Dzięki temu ciepłownictwo jest integralnym elementem KSE np. udostępniając potencjał elastyczności systemów ciepłowniczych w okresach letnich po przez wykorzystanie kotłów elektrodowych i magazynów ciepła.

Poniższy rysunek przedstawia uproszczony schemat współdziałania KSE z przykładowym rynkiem ciepła.

Rys. 4-4 Uproszczony schemat współdziałania KSE z przykładowym rynkiem ciepła w modelu



Poniższa tabela przedstawia założone wartości mocy elektrycznych dla kotłów elektrodowych i przemysłowych pomp ciepła oraz pojemności i moce ładowania magazynów ciepła. Tabelę uzupełniono o wynikowe wartości zapotrzebowania na energię elektryczną w tych technologiach dla analizowanego scenariusza.

Tab. 4.5 Wielkości charakterystyczne dla kotłów elektrodowych, przemysłowych pomp ciepła i magazynów ciepła – scenariusz pogody SWS

	2025	2036	2040
Moc elektryczna kotłów elektrodowych [MW]	76	1 635	2 370
Moc elektryczna przemysłowych pomp ciepła [MW]	-	483	1 069
Zapotrzebowanie na energię elektryczną kotłów elektrodowych i przemysłowych pomp ciepła [TWh]	-	7,8	10,9
Pojemność magazynów ciepła [GWh]	7,4	47,5	70,1

4.2.2 Scenariusz pogody na potrzeby prognoz

Krajowy System Elektroenergetyczny jest coraz bardziej czuły na zmiany warunków pogodowych. Aby realistycznie przewidzieć możliwe przyszłe zdarzenia mające wpływ na sytuację bilansową w systemie, konieczne jest uwzględnienie danych obejmujących szeroki zakres możliwych kombinacji, biorących pod uwagę zarówno warunki pogodowe "normalne" jak i "skrajne".

Na potrzeby planu opracowaliśmy dedykowany scenariusz pogody – Severe Weather Scenario. Odzworowuje on trudne warunki pracy sieci, do których należą między innymi występowanie wysokich wartości zapotrzebowania na moc przy jednoczesnej wysokiej generacji OZE. Dane na potrzeby tego scenariusza pobrane zostały z Paneuropejskiej Bazy Danych Klimatycznych, która wykorzystywana jest w analizach ENTSO-E takich jak European Resource Adequacy Assessment czy Ten-Year Network Development Plan. Baza ta obejmuje dane pogodowe dla 36 scenariuszy, które stworzono w oparciu o trzy projekcje klimatyczne, tj. CMCC-CM2-SR5, EC-Earth3 oraz MPI-ESM1-2-HR.

Scenariusz SWS zawiera informacje o:

- temperaturze otoczenia, która wpływa m.in. na zapotrzebowanie na moc w KSE jak i na zapotrzebowanie na ciepło w systemach ciepłowniczych, profil pracy przydomowych pomp ciepła,
- oraz współczynniki wykorzystania mocy elektrowni wiatrowych lądowych i morskich, fotowoltaicznych.

Tabela poniżej przedstawia wartości minimalne, średnie i maksymalne uzyskane z dostępnej bazy scenariuszy pogodowych, zestawione z wartościami dla wykorzystanego w planie scenariusza SWS.

Tab. 4.6 Wielkości charakterystyczne dla scenariuszy pogodowych

	Rok	Minimum	Średnia	Maksimum	SWS
Zapotrzebowanie na energię elektryczną [TWh]	2036	220,5	224,8	230,2	230,5
	2040	249,2	254,4	261,0	264,2
Średnioroczny współczynnik wykorzystania mocy:					
lądowe elektrownie wiatrowe	–	23,9%	29,5%	34,8%	31,1%
morskie elektrownie wiatrowe	–	37,6%	44,1%	49,6%	46,7%
źródła fotowoltaiczne	–	9,8%	10,9%	12,1%	11,6%
Średnioroczna temperatura [°C]	–	7,7	10,0	11,7	8,8

4.2.3 Prognoza zapotrzebowania na moc

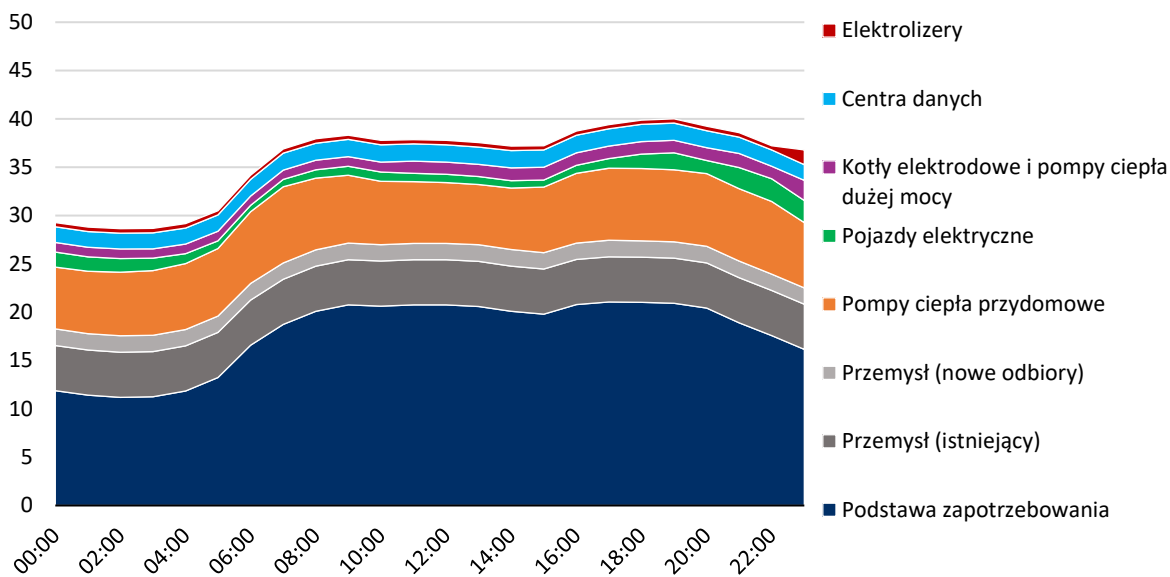
Profil zapotrzebowania na moc jest pochodną wszystkich czynników omawianych w poprzednich rozdziałach, w tym m.in. czynników pogodowych i dlatego może wykazywać istotne różnicowanie w poszczególnych latach.

Zapotrzebowanie netto jest zapotrzebowaniem na moc odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej oraz bezpośrednio do urzędzeń, instalacji lub sieci innych przedsiębiorstw energetycznych, powiększonym o straty w sieci przesyłowej i dystrybucyjnej.

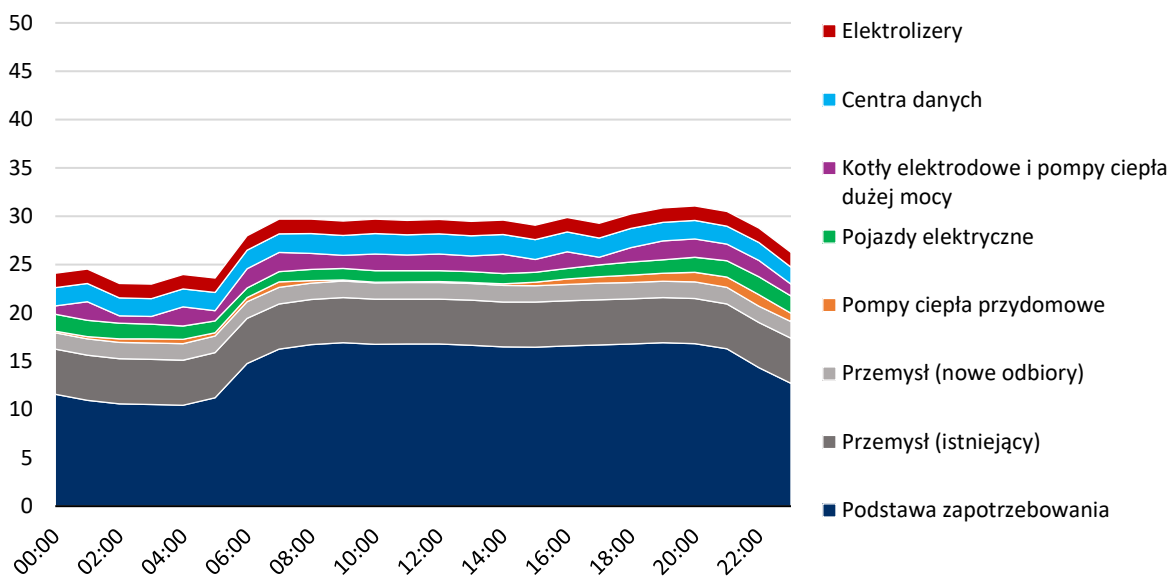
Na poniższych wykresach przedstawiono profile dobowe zapotrzebowania na moc w przykładowym dniu w zimie oraz w lecie w podziale na składowe w roku 2036 i 2040, dla scenariusza pogodowego SWS zastosowanego w procesie planowania rozwoju sieci przesyłowej.

Rys. 4-5 Profil zapotrzebowania na moc dla 2036 roku

Przykładowy dzień zimy – 2036 r. [GW]

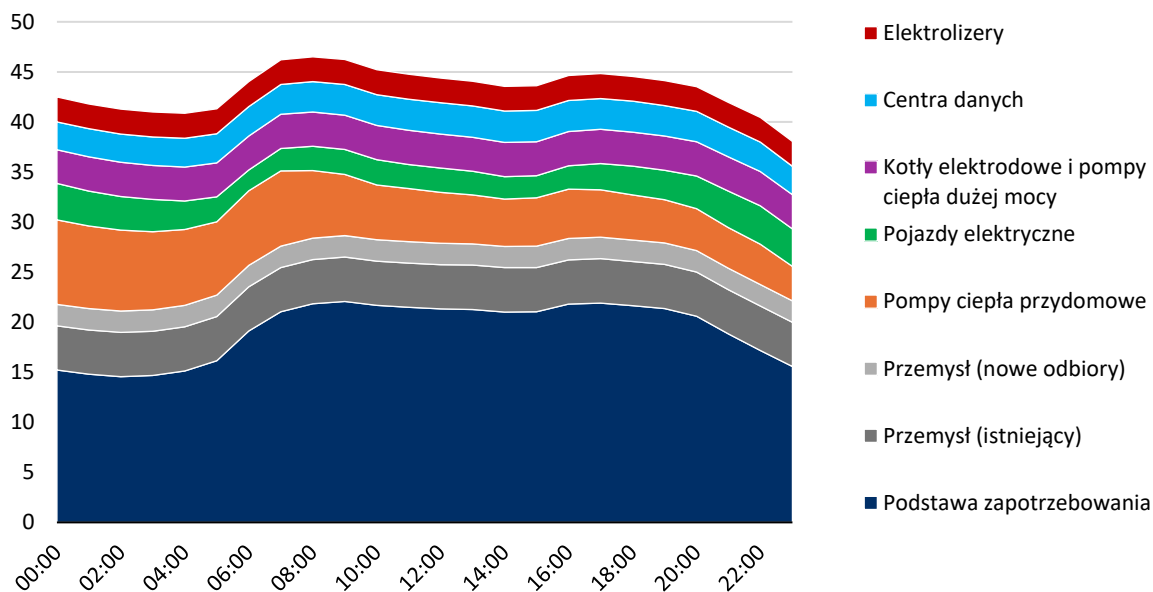


Przykładowy dzień letni – 2036 r. [GW]

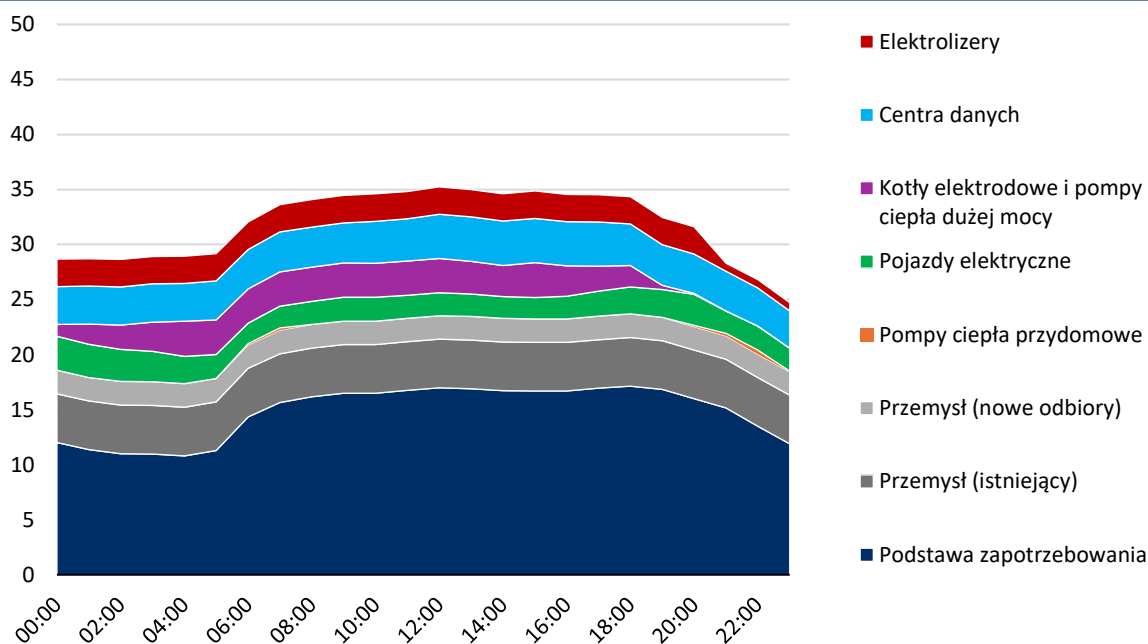


Rys. 4-6 Profil zapotrzebowania na moc dla 2040 roku

Przykładowy dzień zimy – 2040 r. [GW]



Przykładowy dzień letni – 2040 r. [GW]



4.2.4 Rozkład przestrzenny zapotrzebowania na energię elektryczną

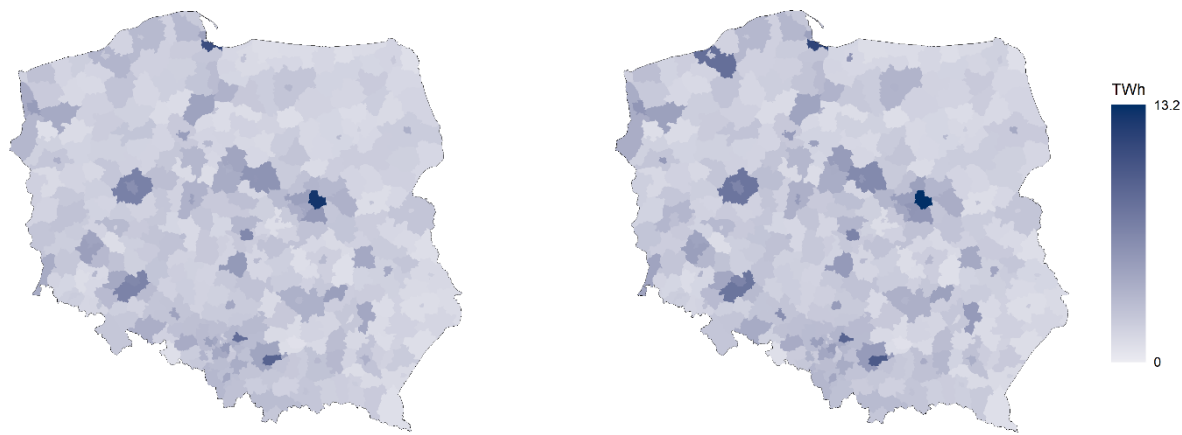
Informacja o prognozowanym, globalnym zapotrzebowaniu na energię elektryczną nie jest pełna, gdy nie obejmuje zmienności rozkładu przestrzennego zapotrzebowania. Prognozowanie rozkładu przestrzennego zapotrzebowania na energię elektryczną stanowi istotny element planowania rozwoju KSE. Przestrzenne ujęcie zapotrzebowania umożliwia identyfikację obszarów o największym wroście mocy, co pozwala na efektywne planowanie inwestycji w infrastrukturę sieciową, optymalizację przepływów energii oraz zapewnienie bezpieczeństwa pracy systemu w perspektywie długoterminowej. Przedstawienie prognoz w układzie przestrzennym pozwala również lepiej skorelować rozwój sieci z lokalizacją nowych źródeł wytwórczych i odbiorców, wspierając zrównoważony rozwój.

Poniżej przedstawiono rozkład przestrzenny zapotrzebowania na energię elektryczną (dla scenariusza pogodowego SWS), zwizualizowany na poziomie powiatów.

Rys. 4-7 Rozkład przestrzenny rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną – scenariusz pogodowy SWS

Rozkład przestrzenny rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną w 2036 r., łącznie 230 TWh

Rozkład przestrzenny rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną w 2040 r., łącznie 264 TWh



Poniżej, w poszczególnych punktach przedstawiono wizualizację poszczególnych składowych zapotrzebowania na energię i moc, które będą miały istotny wpływ na KSE w perspektywie 2040 roku.

4.2.4.1 Rozkład przestrzenny zapotrzebowania na energię elektryczną pojazdów elektrycznych

W celu uzyskania rozkładu przestrzennego zapotrzebowania na energię elektryczną i moc pojazdów elektrycznych w poszczególnych węzłach KSE, dokonano podziału opracowanej przez PSE S.A. prognozy krajowej na poszczególne powiaty. Warunkiem rozwoju elektromobilności w skali ogólnokrajowej jest rozbudowa infrastruktury ładowania zarówno w obszarach miejskich, jak i wzdłuż głównych szlaków komunikacyjnych.

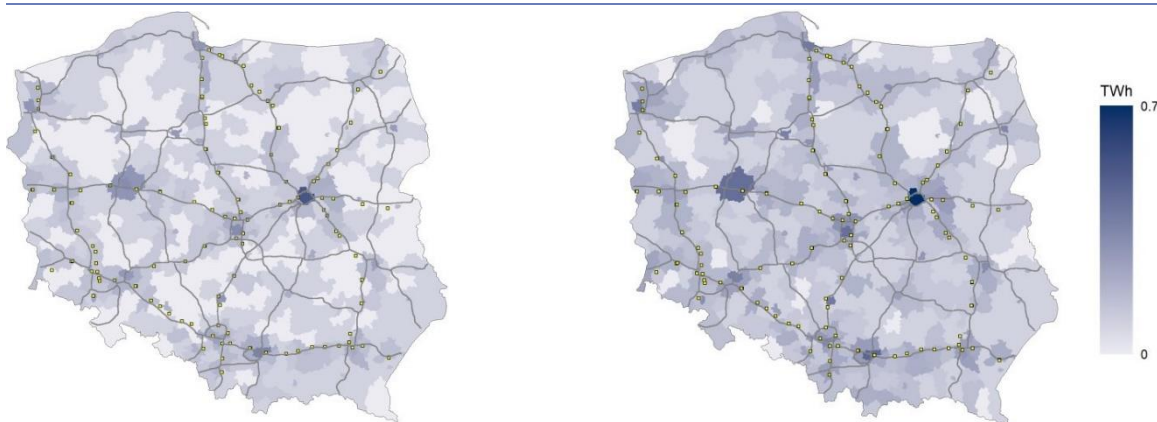
Podstawą do wyznaczenia rozkładu jest stan istniejącej stacji ładowania pojazdów elektrycznych na podstawie Ewidencji Infrastruktury Paliw Alternatywnych przyporządkowanych do poszczególnych węzłów sieci. Założono, że rozwój elektromobilności będzie postępował w całym kraju, jednak największe tempo wzrostu będzie występowało w dużych aglomeracjach miejskich i powiatach bezpośrednio z nimi graniczących oraz wzdłuż autostrad i dróg szybkiego ruchu. Stopień, w jakim w poszczególnych powiatach będzie rozwijała się elektromobilność, został określony na podstawie gęstości zaludnienia oraz liczby ludności w danym powiecie. Indywidualnie uwzględniono również miasta na prawach powiatu, w których założono rozwój floty miejskich autobusów elektrycznych. W procesie tworzenia rozkładu przestrzennego zapotrzebowania na moc pojazdów elektrycznych uwzględniono również krajowe propozycje dotyczące rozmieszczenia ogólnodostępnej infrastruktury ładowania, zgodne z wymaganiami wynikającymi z przepisów Unii Europejskiej w zakresie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych.

Poniższa mapa przedstawia wyniki rozkładu rocznego zapotrzebowania na energię dla lat 2036 i 2040 w podziale na powiaty. Kolorem żółtym zaznaczono przyjęte stacje ładowania dużej mocy na podstawie lokalizacji proponowanych przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska w dokumencie „Krajowe ramy polityki w zakresie rozwoju rynku w odniesieniu do paliw alternatywnych w sektorze transportu i rozwoju odpowiedniej infrastruktury”, zgodnie z wymogami rozporządzenia AFIR (*ang. Alternative Fuels Infrastructure Regulation*).

Rys. 4-8 Zapotrzebowanie na energię elektryczną pojazdów elektrycznych w 2036 i 2040 roku.

Rozkład przestrzenny rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną pojazdów elektrycznych w 2036 r., łącznie 9,0 TWh

Rozkład przestrzenny rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną pojazdów elektrycznych w 2040 r., łącznie 16,3 TWh



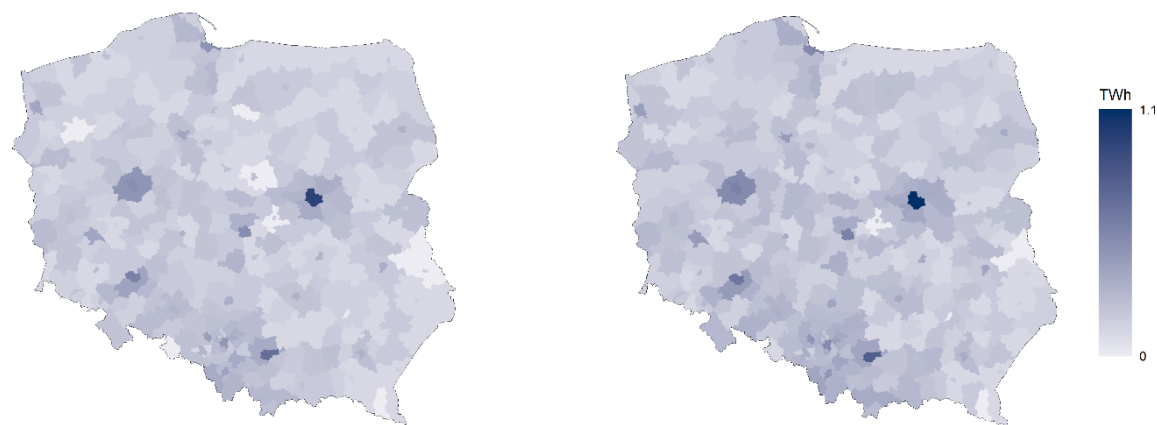
4.2.4.2 Przydomowe pompy ciepła

Rozkład przestrzenny zapotrzebowania przydomowych pomp ciepła został wyznaczony na podstawie danych o godzinowym zapotrzebowaniu odbiorów nieprzemysłowych w poszczególnych węzłach KSE. Energia potrzebna na zasilenie przydomowych pomp ciepła została rozłożona proporcjonalnie do wielkości tego zapotrzebowania w danym węźle KSE.

Rys. 4-9 Zapotrzebowanie na energię elektryczną na potrzeby zasilenia pomp ciepła przydomowych w 2036 i 2040 roku.

Rozkład przestrzenny rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną na potrzeby zasilenia przydomowych pomp ciepła w 2036 r., łącznie 15,1 TWh

Rozkład przestrzenny rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną na potrzeby zasilenia przydomowych pomp ciepła w 2040 r., łącznie 19,4 TWh



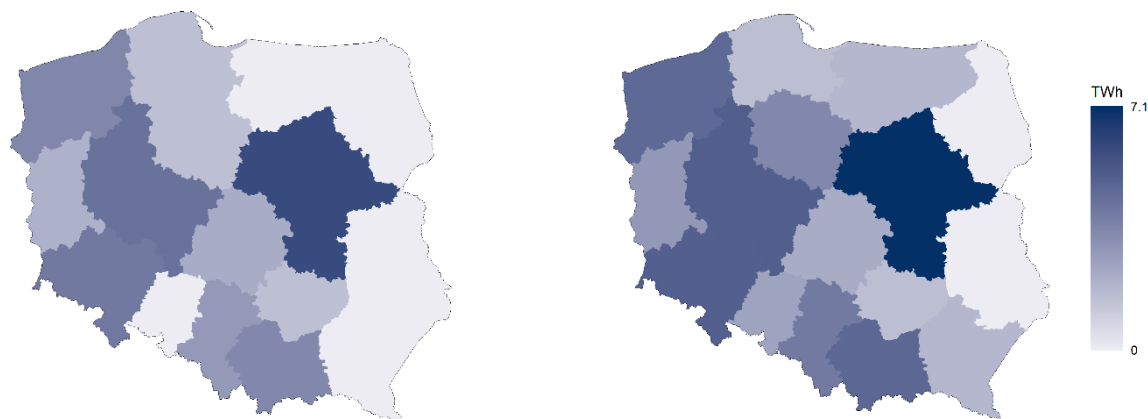
4.2.4.3 Centra danych

Do wyznaczenia potencjalnych lokalizacji nowych centrów danych w Polsce wzięto pod uwagę zgłaszane wnioski o wydanie warunków przyłączenia oraz dostępne informacje branżowe. Zebrane informacje pozwoliły na określenie miejsc o największym potencjale rozwoju centrów danych, które łączą w sobie zainteresowanie potencjalnych inwestorów, jak również posiadają odpowiednią infrastrukturę energetyczną i telekomunikacyjną, dostęp do wykwalifikowanej kadry oraz zapotrzebowanie na usługi chmurowe i usługi sztucznej inteligencji.

Rys. 4-10 Zapotrzebowanie na energię elektryczną na potrzeby zasilenia nowych centrów danych w 2036 i 2040 roku

Rozkład przestrzenny rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną na potrzeby zasilenia nowych centrów danych w 2036 r., łącznie 16,8 TWh

Rozkład przestrzenny rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną na potrzeby zasilenia nowych centrów danych w 2040 r., łącznie 28,8 TWh



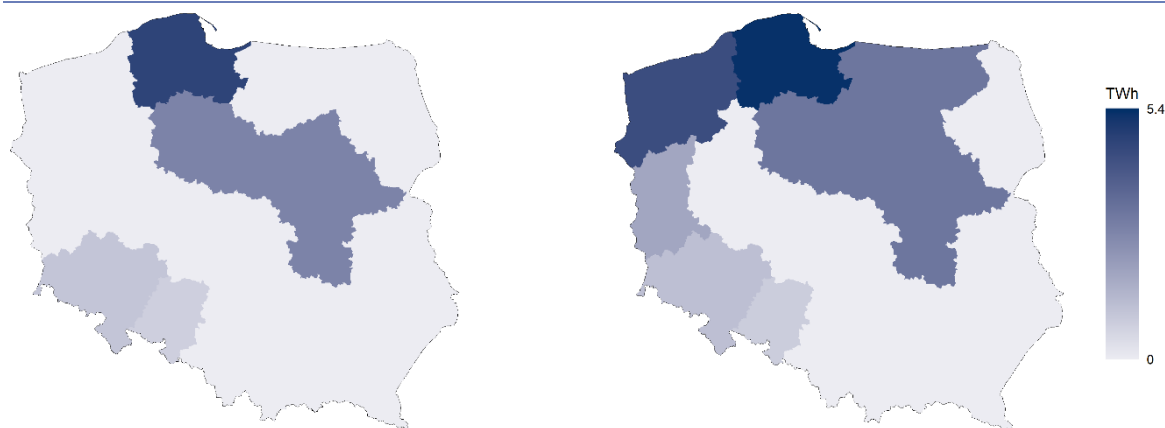
4.2.4.4 Produkcja zielonego wodoru

Rozwój infrastruktury do produkcji zielonego wodoru w perspektywie 2036 i 2040 roku będzie koncentrował się w regionach o istniejącym potencjale przemysłowym, tam gdzie wodór jest obecnie produkowany i używany. Potencjalne lokalizacje elektrolizerów zostały przyjęte uwzględniając również listę przedsiębiorstw, które otrzymały bezzwrotne finansowanie na budowę instalacji do produkcji wodoru RFNBO i wodoru niskoemisyjnego z Banku Gospodarstwa Krajowego. Wzięto również pod uwagę składane wnioski o wydanie warunków przyłączenia.

Rys. 4-11 Zapotrzebowanie na energię elektryczną na potrzeby zasilenia elektrolizerów przyłączonych do KSE w 2036 i 2040 roku

Rozkład przestrzenny rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną na potrzeby zasilenia elektrolizerów przyłączonych do KSE w 2036 r., łącznie 7,3 TWh

Rozkład przestrzenny rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną na potrzeby zasilenia elektrolizerów przyłączonych do KSE w 2040 r., łącznie 15,5 TWh



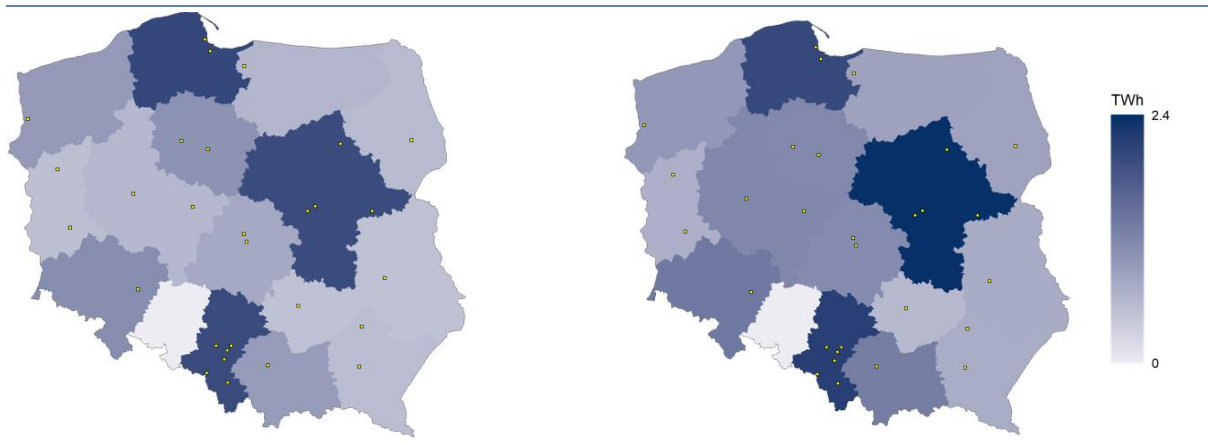
4.2.4.5 Transformacja ciepłownictwa sieciowego

Rozkład przestrzenny zapotrzebowania na energię elektryczną do zasilania kotłów elektrodowych i przemysłowych pomp ciepła jest pochodną modelowania rynków ciepła opisanego w rozdziale 4.2.1.5. Poszczególne instalacje zostały uwzględnione w odpowiednich lokalizacjach biorąc pod uwagę deklaracje inwestorów, wielkość rynku i jego zapotrzebowanie na ciepło. Lokalizacje te zostały oznaczone na poniższych mapach kolorem żółtym.

Rys. 4-12 Zapotrzebowanie na energię elektryczną kotłów elektrodowych i przemysłowych pomp ciepła

Rozkład przestrzenny rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną kotłów elektrodowych i przemysłowych pomp ciepła w 2036 r., łącznie 7,8 TWh (scenariusz SWS)

Rozkład przestrzenny rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną kotłów elektrodowych i przemysłowych pomp ciepła w 2040 r., łącznie 10,9 TWh (scenariusz SWS)



4.3 Struktura wytwarzania energii elektrycznej

Przyszła struktura wytwarzania energii na potrzeby analiz PRSP uwzględni dane przekazane przez producentów energii, plany rozwoju morskich farm wiatrowych oraz energetyki jądrowej, dostępne informacje w ramach procesu wydawania warunków przyłączenia do KSE, wyniki aukcji OZE i aukcji rynku mocy, a także dostępne dane związane z aktualizacją Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu (stan na lipiec 2025 r.).

W tabeli poniżej przedstawiono strukturę źródeł wytwórczych uwzględnioną w analizach sieciowych na lata 2036 i 2040 przeprowadzonych na potrzeby sporządzanego PRSP.

Tab. 4.7 Struktura zasobów wytwórczych energii elektrycznej w 2036 i 2040 roku – analizy sieciowe

Rodzaj zasobu mocy	Moc netto w 2036 r. [MW]	Moc netto w 2040 r. [MW]	Uwagi oraz dodatkowe moce analizowane w ramach wrażliwości
Ciepne jednostki konwencjonalne – JWCD	25 434	22 298	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Jednostki konwencjonalne biorące udział w mechanizmie centralnego bilansowania, w tym jednostki planujące zmianę paliwa na biomasę. ▪ Jednostki istniejące, nowe w trakcie budowy oraz planowane. ▪ Nie uwzględnia jednostek jądrowych.
Biomasa i biogaz	1 333	1 197	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sumaryczna moc elektrowni i elektrociepłowni
ITPOK	148	148	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Istniejące i realizowane instalacje termicznego przekształcania odpadów komunalnych
Duże bloki energetyki jądrowej	0	3 438	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Założono uruchomienie pierwszego bloku jądrowego pod koniec 2036 r. ▪ Do roku 2040 zakładane jest pełne uruchomienie elektrowni jądrowej w Choczewie
SMR	1 250	1 874	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Lokalizacje nowych elektrowni wynikające z wpływających do PSE S.A. wniosków o wydanie warunków przyłączenia oraz dostępnych informacji od Inwestorów
Energia wodna	1 027	1 027	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Elektrownie przepływowe z wyłączeniem ESP
ESP	3 218	3 218	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Istniejące i planowane elektrownie szczytowo-pompowe
Źródła fotowoltaiczne	43 340	51 214	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sumaryczna moc źródeł prosumenckich i zawodowych
Lądowe elektrownie wiatrowe	28 046	35 105	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Lokalizacje nowych elektrowni wynikające z zawartych umów o przyłączenie oraz z wydanych warunków przyłączenia
Morskie elektrownie wiatrowe	13 929	17 900	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Pełna realizacja potencjału rozwoju morskich elektrowni wiatrowych przewidziana w ramach ustawy o promowaniu wytwarzania energii w morskich farmach wiatrowych
Wielkoskalowe magazyny energii	14 948	20 000	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Lokalizacje nowych wielkoskalowych magazynów energii wynikające z zawartych umów o przyłączenie oraz z wydanych warunków przyłączenia
Przydomowe magazyny energii	3 277	4 000	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Rozwój i lokalizacja przydomowych magazynów energii są determinowane rozwojem oraz planowaną lokalizacją nowych prosumenckich źródeł fotowoltaicznych
Elektrociepłownie	5 276	5 101	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Elektrociepłownie zawodowe i przemysłowe

4.3.1 Lokalizacje nowych źródeł konwencjonalnych

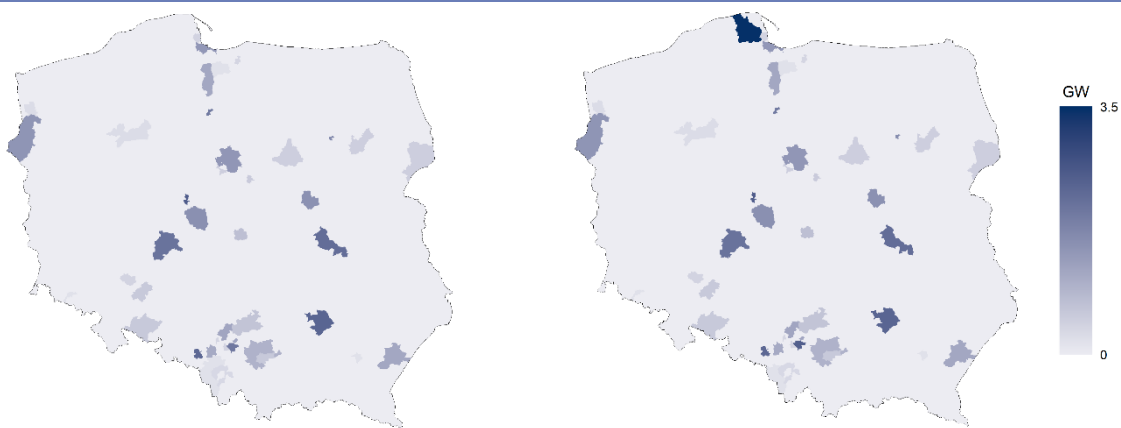
Lokalizacje nowych źródeł konwencjonalnych, w tym energetyki jądrowej, określono zgodnie z informacjami wynikającymi z zawartych umów mocowych, umów o przyłączenie, określonych warunków przyłączenia oraz informacji przekazywanych przez inwestorów o projektach będących na zaawansowanym etapie koncepcyjnym, dla których przygotowywane są do złożenia wnioski o określenie warunków przyłączenia.

Na poniższych rysunkach przedstawiono lokalizację nowych (względem 31.12.2025 r.) źródeł konwencjonalnych JWCD i nJWCD przyjętych do analiz PRSP dla lat 2036 i 2040 w podziale na powiaty.

Rys. 4-13 Lokalizacja nowych źródeł konwencjonalnych

Rozkład przestrzenny mocy osiągalnej netto w nowych źródłach konwencjonalnych w 2036 r., łącznie 17,2 GW

Rozkład przestrzenny mocy osiągalnej netto w nowych źródłach konwencjonalnych w 2040 r., łącznie 21,2 GW



4.3.2 Rozkład przestrzenny źródeł fotowoltaicznych

W poniższej tabeli przedstawiono założenia w zakresie planowanej na lata 2036 i 2040 mocy zainstalowanej w poszczególnych typach źródeł fotowoltaicznych.

Tab. 4.8 Założony wolumen mocy zainstalowanej w źródłach fotowoltaicznych na lata 2036 i 2040

Rodzaj PV	2036 r.			2040 r.		
	Źródła prosumenckie	Elektrownie fotowoltaiczne	Suma	Źródła prosumenckie	Elektrownie fotowoltaiczne	Suma
Moc zainstalowana [MW]	20 478	22 862	43 340	22 000	29 214	51 214

Rozkład przestrzenny źródeł prosumenckich wykonano biorąc pod uwagę:

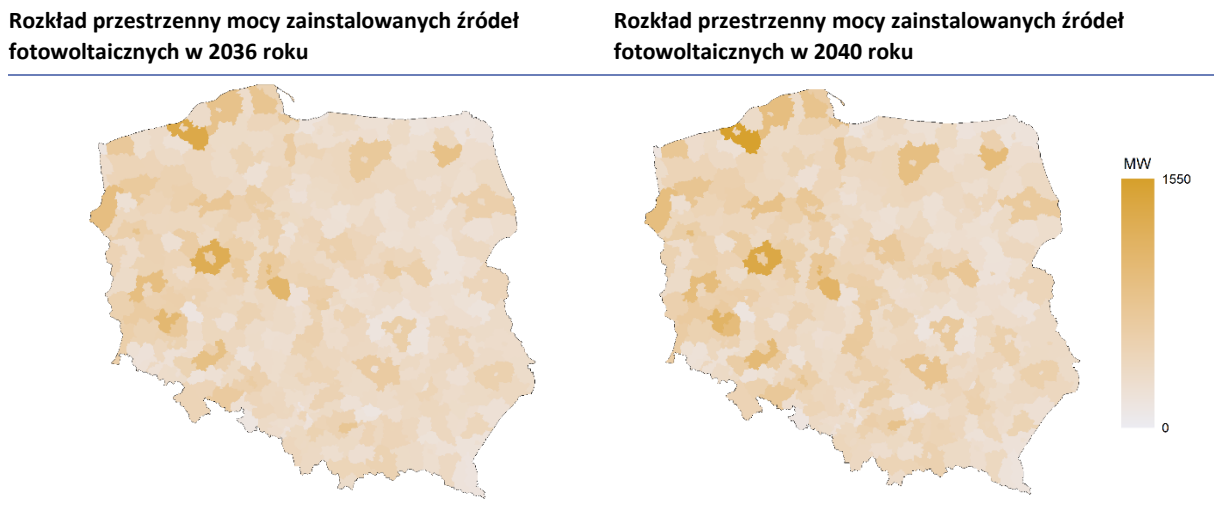
- charakter poszczególnych obszarów: miejski, miejsko-wiejski, wiejski oraz przemysłowy,
- rozkład przestrzenny zapotrzebowania na energię elektryczną,
- gęstość zaludnienia dla poszczególnych powiatów,
- współczynniki nasłonecznienia dla poszczególnych obszarów.

Rozkład przestrzenny elektrowni zawodowych fotowoltaicznych wykonano biorąc pod uwagę lokalizację:

- projektów z zawartymi umowami o przyłączenie do sieci,
- projektów z wydanymi warunkami przyłączenia do sieci,
- przyłączonych instalacji w podziale na węzły sieci.

Na poniższym rysunku przedstawiono rozkład przestrzenny mocy zainstalowanej wszystkich źródeł fotowoltaicznych dla lat 2036 i 2040 w podziale na powiaty.

Rys. 4-14 Rozkład przestrzenny mocy zainstalowanych źródeł fotowoltaicznych 2036 i 2040 r.*



* – przypisanie mocy zainstalowanej poszczególnym powiatom wynika z miejsca fizycznego przyłączenia źródeł do sieci energetycznej i może nie odpowiadać rzeczywistej lokalizacji tych źródeł.

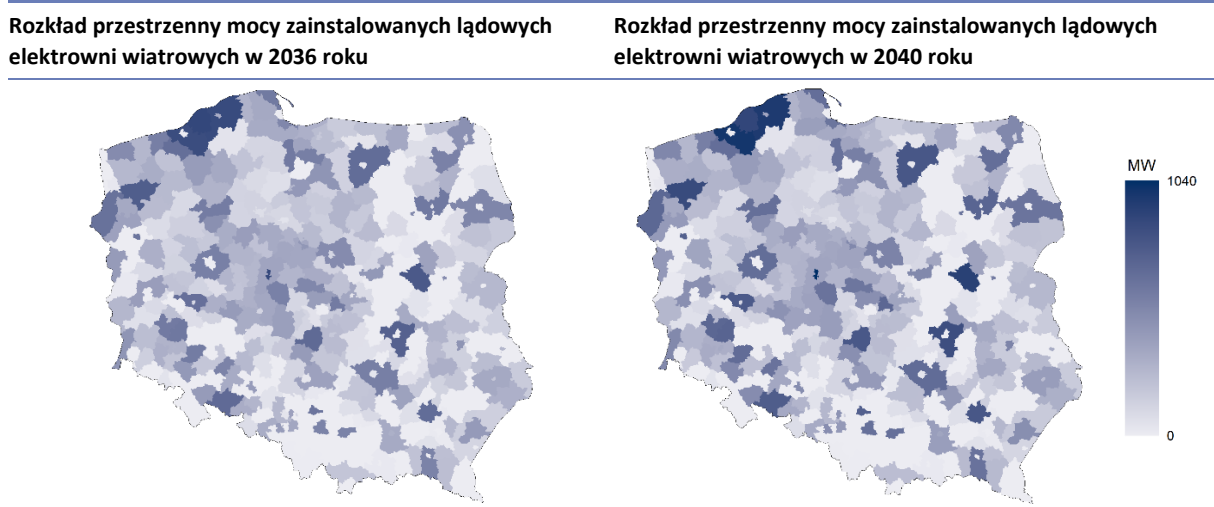
4.3.3 Rozkład przestrzenny lądowych elektrowni wiatrowych

Na potrzeby opracowania przestrzennego rozkładu wolumenu mocy zainstalowanej lądowych elektrowni wiatrowych uwzględniono:

- informacje o lokalizacjach istniejących lądowych elektrowni wiatrowych przyłączonych do KSE,
- informacje o lokalizacjach planowanych lądowych elektrowni wiatrowych na podstawie obowiązujących umów o przyłączenie do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej oraz wydane przez OSP i OSD warunki przyłączenia.

Na poniższym rysunku przedstawiono prognozowany rozkład geograficzny mocy zainstalowanej w lądowych elektrowniach wiatrowych dla lat 2036 i 2040 w podziale na powiaty.

Rys. 4-15 Rozkład przestrzenny mocy zainstalowanych lądowych elektrowni wiatrowych w 2036 i 2040 r.*



* – przypisanie mocy zainstalowanej poszczególnym powiatom wynika z miejsca fizycznego przyłączenia źródeł do sieci energetycznej i może nie odpowiadać rzeczywistej lokalizacji tych źródeł.

4.3.4 Lokalizacja morskich elektrowni wiatrowych

Przyjęto następujące założenia w zakresie możliwości przyłączenia mocy z morskich farm wiatrowych do 2040 roku:

- Stacja Krzemienica (rejon stacji Słupsk) – 5 615 MW,
- Stacja Choczewo (rejon stacji Żarnowiec) – 6 285 MW,
- Stacja Słupsk – 1 440 MW,
- Stacja Sławoborze – 4 560 MW.

4.3.5 Magazyny energii

Na potrzeby opracowania przestrzennego rozkładu wolumenu mocy zainstalowanej magazynów energii uwzględniono szeroki zakres danych obrazujących zarówno obecny stan sektora, jak i planowane kierunki jego rozwoju, tj. informacje dotyczące:

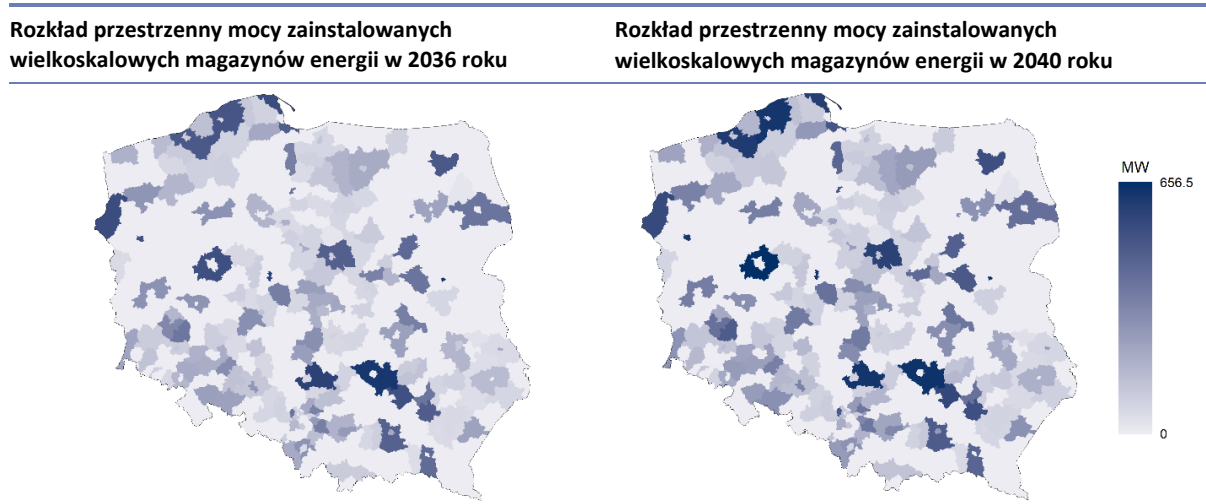
- wyników aukcji na rynku mocy – dane (parametry techniczne i lokalizacja) jednostek magazynowania energii, posiadających obowiązek mocowy,
- projektów z zawartymi umowami o przyłączenie do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej. Informacje te przedstawiają najbardziej zaawansowaną grupę przedsięwzięć, które z wysokim prawdopodobieństwem zostaną zrealizowane w najbliższych latach,
- projektów z wydanymi warunkami przyłączenia do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej. Dane te odzwierciedlają potencjalną skalę planowanych magazynów energii, które mogą wpłynąć na rozwój infrastruktury sieciowej w perspektywie średnio- i długoterminowej,
- przyłączonych instalacji w podziale na węzły sieci – uwzględniono rzeczywiste moce zainstalowane magazynów energii, które są już fizycznie podłączone do systemu.

4.3.5.1 Wielkoskalowe magazyny energii

Zebrany zestaw informacji w zakresie zawartych zrealizowanych projektów oraz instalacji posiadających zawarte umowy o przyłączenie i wydane warunki przyłączenia do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej umożliwił stworzenie kompleksowego obrazu rozmieszczenia istniejących oraz planowanych magazynów energii.

Na poniższym rysunku przedstawiono prognozowany rozkład geograficzny mocy zainstalowanej wielkoskalowych magazynów energii dla lat 2036 i 2040 w podziale na powiaty.

Rys. 4-16 Rozkład przestrzenny mocy zainstalowanych wielkoskalowych magazynów energii w 2036 i 2040 r.



Tab. 4.9 Wolumen mocy zainstalowanej w wielkoskalowych magazynach energii na lata 2036 i 2040 [MW]

	2036	2040
Wielkoskalowe magazyny energii	14 948	20 000

4.3.5.2 Przydomowe magazyny energii

Rozwój przydomowych magazynów energii powiązано wraz z rozwojem prosumenckich źródeł fotowoltaicznych. Aktualnie obowiązujące programy wsparcia uwzględniają już wymóg posiadania zasobnika energii cieplnej lub elektrycznej. Przyjęliśmy, że takie kryteria będą utrzymane i przydomowe magazyny energii będą wymagane elementem instalacji prosumenckiej w KSE.

Istotnym elementem takiej instalacji (PV + magazyn) jest powiązanie pracy instalacji z aktualną i prognozowaną sytuacją bilansową w kraju. Docelowo instalacje z magazynami przydomowymi powinny pracować tak jak wielkoskalowe magazyny energii, tj. podążać za ceną rynkową a nie tylko za profilem produkcji i zużycia prosumenta w miejscu przyłączenia. Taka konfiguracja instalacji pozwoli na pełną optymalizację korzyści dla prosumenta oraz partycypację instalacji prosumenckich w zwiększaniu udziału zużycia energii elektrycznej ze źródeł OZE.

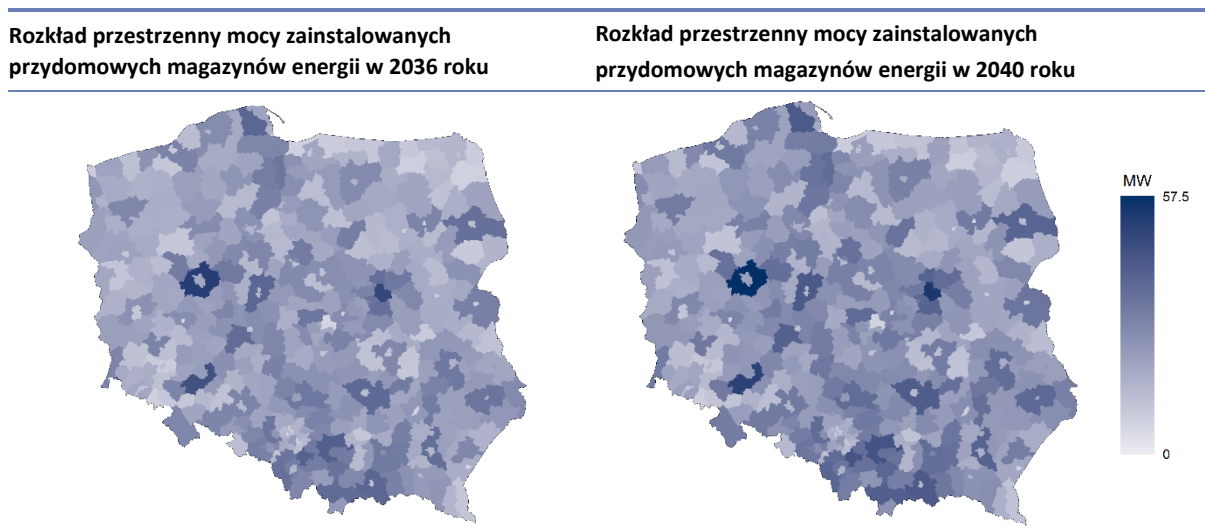
Poniżej w tabeli przedstawiono wolumen mocy zainstalowanej w prosumenckich źródłach fotowoltaicznych i magazynach przydomowych na lata 2036 i 2040. Przyjęto średnią pojemność magazynu pozwalającą na prace 2h z pełną mocą.

Tab. 4.10 Wolumen mocy zainstalowanej w prosumenckich źródłach fotowoltaicznych i magazynach przydomowych na lata 2036 i 2040 [MW]

	2036	2040
Źródła prosumenckie PV	20 478	22 000
Magazyny przydomowe	3 277	4 000

Na poniższym rysunku przedstawiono prognozowany rozkład geograficzny mocy zainstalowanej w przydomowych magazynach energii dla lat 2036 i 2040 w podziale na powiaty. Rozkład ten jest powiązany z rozkładem nowobudowanych prosumenckich źródeł.

Rys. 4-17 Rozkład przestrzenny mocy zainstalowanych przydomowych magazynów energii w 2036 i 2040 r.



5 Wyniki oraz metody analiz rozwoju sieci przesyłowej

Analizy rozwoju sieci przesyłowej zostały przeprowadzone zgodnie z przyjętą metodyką, obejmującą trzy zasadnicze etapy:

1. W pierwszej kolejności opracowano założenia stanowiące podstawę dalszych działań – przedstawiono je w rozdziałach 3 i 4.
2. Następnie przygotowano model rynkowy oparty na koncepcji „miedzianej płyty”, którego wyniki przedstawiono poniżej w rozdziale 5.1.
3. Kolejnym krokiem były szczegółowe analizy rozwoju sieci przesyłowej, których rezultaty zaprezentowano w rozdziałach od 5.4 do 5.9. Metody analiz przedstawiono w punktach 5.2 tego rozdziału.

We wszystkich analizach uwzględniono wymianę transgraniczną, której sposób modelowania i przyjęte założenia przedstawiono w punkcie 5.3. Takie podejście umożliwiło spójne powiązanie wyników modelowania rynku z oceną potrzeb rozbudowy infrastruktury przesyłowej.

5.1 Fundamentalne uwarunkowania rynku energii i pracy KSE

W celu oceny pracy KSE w perspektywie 2040 roku przygotowaliśmy symulacje pracy systemu z włączeniem wszystkich przedstawionych w planie elementów. Na potrzeby takich symulacji konieczne było przyjęcie również założeń dotyczących kosztów wytwarzania energii elektrycznej oraz otoczenia KSE (wymiana handlowa z innymi krajami).

Należy równocześnie zaznaczyć, że wyniki symulacji zależą od przyjętych założeń dotyczących mocy zainstalowanych, poziomu integracji sektora gospodarki z KSE, kosztów wytwarzania, warunków pogodowych, zapotrzebowania na moc i energię itp.

Podczas analizy przedstawionych wyników, należy mieć na uwadze, iż:

- symulacje wykonano dla scenariusza pogodowego SWS, zakładającego wyższą od średniej dostępność energii pierwotnej OZE oraz wyższe zapotrzebowanie,
- uwzględniano wymianę transgraniczną,
- założona struktura wytwarzania energii elektrycznej zakłada duży przyrost mocy OZE oraz jednostek konwencjonalnych, w tym jednostek jądrowych.

Symulacje przeprowadzono według metody SCED⁹. Wynikiem są wolumeny produkcji poszczególnych jednostek wytwórczych oraz symulacje integracji uwzględnionych sektorów gospodarki z KSE. Przyjęto następujące założenia:

- Na rok 2036 i 2040 przyjęto ceny paliw zgodnie z propozycją ENTSO-E do planu TYNDP 2026¹⁰.
- Uwzględniono udział wymiany transgranicznej wyznaczony na podstawie modelu europejskiego ERAA 2024.
- Analizy wykonano dla scenariusza pogodowego SWS.
- Zapotrzebowanie przyjęte na podstawie założeń opisanych w rozdziale 4.2.
- Moc zainstalowana przyjęta na podstawie założeń opisanych w rozdziale 0.

9 ang. Security Constrained Economic Dispatch – jest to rozkład generacji według kryterium ekonomicznego z uwzględnieniem ograniczeń funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

10 ceny realne, wartości przedstawione w ramach konsultacjach publicznych założeń do TYNDP 2026, lipiec 2025 r.

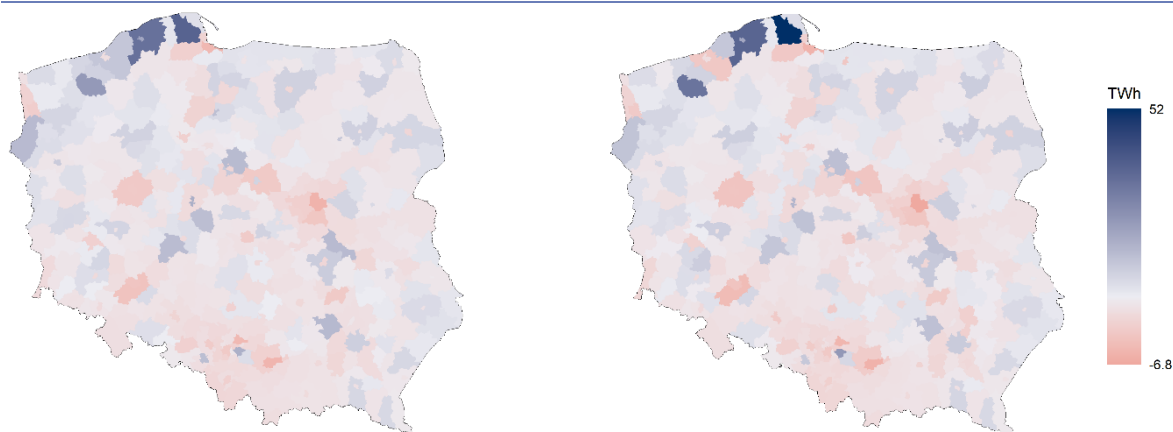
5.1.1 Strukturalne przepływy mocy w KSE

Poniższe rysunki przedstawiają prognozowany rozkład przestrzenny rocznego bilansu produkcji energii elektrycznej oraz zapotrzebowania na energię w podziale na powiaty dla lat 2036 i 2040. Jest to wynik modelu „miedzianej płyty”, czyli modelu, w którym zakłada się brak ograniczeń w przesyłaniu energii pomiędzy obszarami. W praktyce oznacza to, że cała produkcja i zapotrzebowanie są bilansowane na poziomie krajowym, bez uwzględniania ograniczeń sieciowych, co pozwala na określenie optymalnej struktury wytwarzania i konsumpcji energii w warunkach pełnej dostępności przesyłu. Ciemniejszy odcień granatowego, widoczny przede wszystkim w północnej Polsce, odzwierciedla wysoki poziom generacji energii elektrycznej. Odpowiada to miejscom przyłączenia elektrowni jądrowej oraz morskich farm wiatrowych, które w analizowanym horyzoncie stanowią kluczowe źródła zasilania odbiorców.

Rys. 5-1 Rozkład przestrzenny bilansu produkcji energii elektrycznej i zapotrzebowania na energię elektryczną w 2036 i 2040 roku – wyniki dla scenariusza SWS

Bilans produkcji i zapotrzebowania na energię elektryczną w 2036 roku

Bilans produkcji i zapotrzebowania na energię elektryczną w 2040 roku



* – ciemniejszy kolor w danym powiecie oznacza większe nasycenie odpowiednio źródeł (kolor niebieski) i odbiorów (kolor czerwony)

5.1.2 Sector Coupling – kierunek rozwoju rynku energii i pracy KSE

Wszystkie przedstawione w planie założenia dotyczące zapotrzebowania na moc i energię oraz struktury wytwarzania prowadzą do głębokiej integracji różnych sektorów gospodarki z sektorem elektroenergetycznym. Proces ten, określany jako sector coupling, polega na powiązaniu systemu wytwarzania energii elektrycznej z innymi obszarami, takimi jak ciepłownictwo, transport czy przemysł, w celu zwiększenia efektywności energetycznej i redukcji emisji gazów cieplarnianych.

Poniżej przedstawiono zestawienie wyników dla dwóch wybranych tygodni roku 2036 i roku 2040:

- tydzień letni – wysoka generacja ze źródeł OZE,
- tydzień zimowy – typowy tydzień okresu zimowego ze średnią generacją OZE.

Do zobrazowania pracy KSE w okresie letnim (rys. 5-2 i rys. 5-4) wykorzystano:

- Wykres zapotrzebowania na moc z wyróżnieniem części dynamicznego zapotrzebowania, tj. zapotrzebowania zależnego od ceny (np. elektromobilność, produkcja zielonego wodoru czy ciepłownictwo). Na wykresie przedstawiono również momenty ładowania magazynów energii (ESP i magazynów bateryjnych).
- Wykres pracy urządzeń P2H w całym modelowanym sektorze ciepłowniczym, tj. ilość pobieranej mocy przez urządzenia wytwarzających ciepło z energii elektrycznej.
- Wykres pracy źródeł wytwarzających ciepło z wyróżnieniem poszczególnych technologii dla jednego wybranego systemu ciepłowniczego w Polsce.

Do zobrazowania pracy KSE w okresie zimowym (rys. 5-3 i rys. 5-5) wykorzystano:

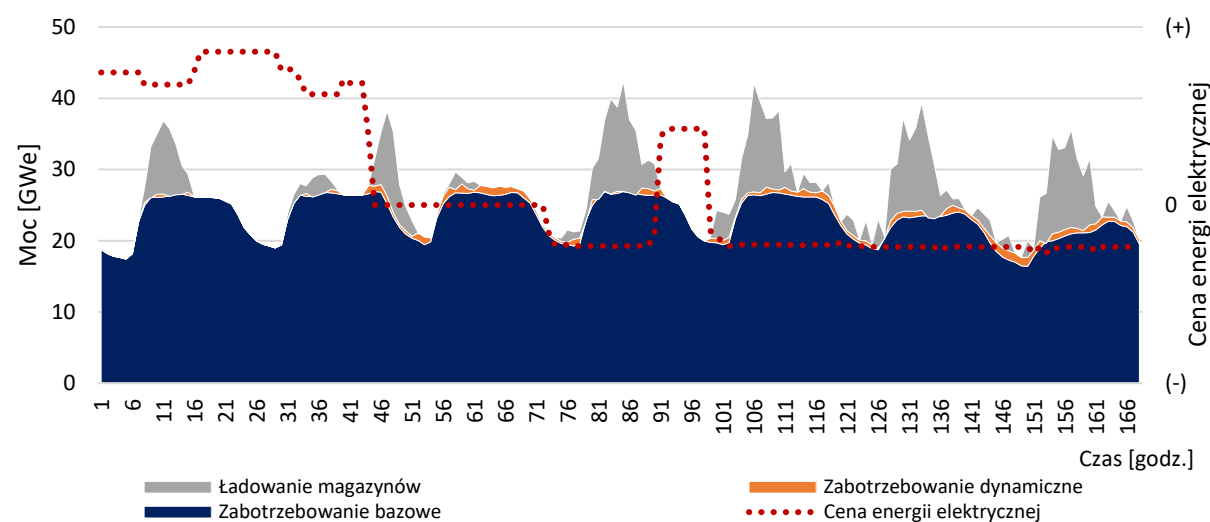
- Wykres zapotrzebowania na moc z wyróżnieniem części dynamicznej zapotrzebowania, tj. zapotrzebowania zależnego od ceny (np. elektromobilność, produkcja zielonego wodoru czy ciepłownictwo). Na wykresie przedstawiono również momenty ładowania magazynów energii (ESP i magazynów bateryjnych).
- Wykres pracy źródeł wytwórczych z wyróżnieniem poszczególnych technologii i wymiany transgranicznej. Na wykresie przedstawiono również ilość redysponowanej energii (jeżeli występuje).
- Wykres pracy urządzeń P2H i kogeneracji w całym modelowanym sektorze ciepłowniczym, tj. ilość pobieranej mocy przez urządzenia wytwarzających ciepło z energii elektrycznej oraz ilość mocy elektrycznej wytwarzanej w jednostkach kogeneracyjnych.

W ciągu roku w KSE będą występować zarówno dodatnie, jak i ujemne ceny energii elektrycznej, przy czym dłuższe okresy ujemnych cen przewidywane są latem. Wynika to z nadwyżki mocy w źródłach pogodozależnych, gdy ich produkcja przekracza bazowe zapotrzebowanie odbiorców. W takich sytuacjach należy oczekiwać zwiększonej aktywności po stronie popytu – przede wszystkim magazynów energii oraz sektorów, takich jak ciepłownictwo, wykorzystujących technologie P2H. W zależności od warunków pogodowych, łączne zapotrzebowanie odbiorców końcowych, magazynów i ESP może osiągnąć 50 GW w 2040 roku.

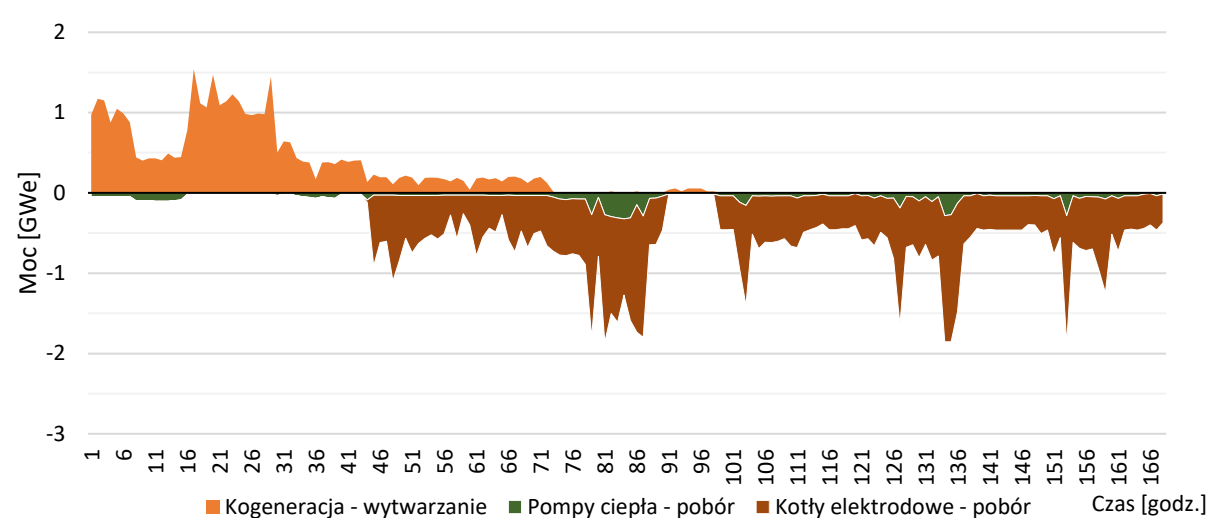
Niezależnie od pory roku sektor ciepłowniczy będzie reagował na rynkową cenę energii elektrycznej. Na wykresach poniżej przedstawiono prognozowane zmiany w produkcji i poborze energii w tym sektorze. Latem spodziewane są długie okresy bez pracy jednostek kogeneracyjnych – wówczas ciepło dla systemów ciepłowniczych wytwarzane jest wyłącznie w urządzeniach P2H (np. kotłach elektrodowych, pompach ciepła). W takich okresach kluczowe jest wykorzystanie akumulatorów ciepła, które powinny być zwymiarowane na kilkudniowe, a nawet tygodniowe zapotrzebowanie systemu.

Rys. 5-2 Praca KSE – tydzień letni 2036

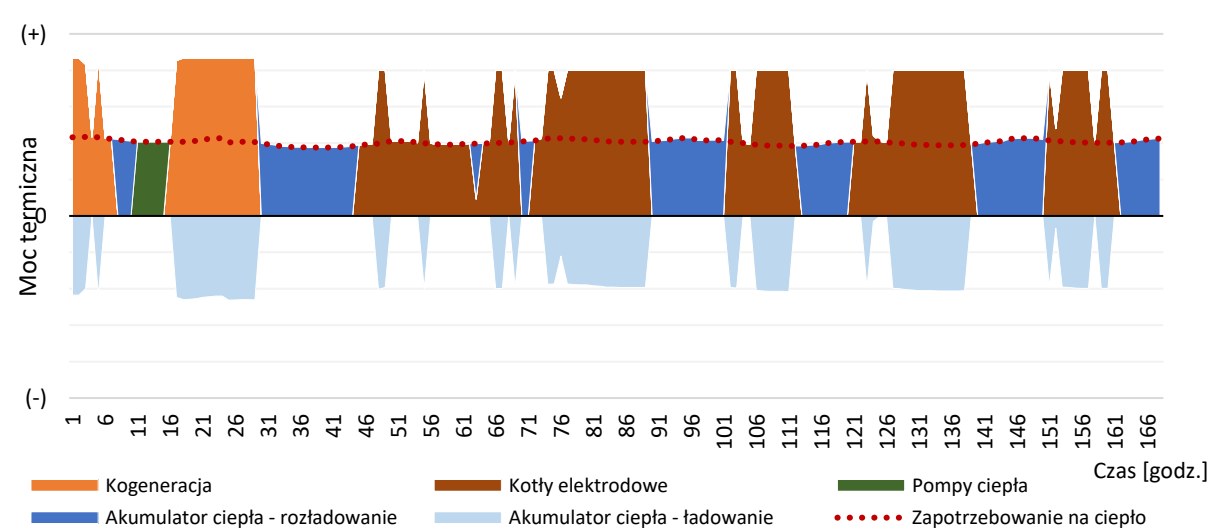
Zapotrzebowanie na moc



Praca P2H i kogeneracji – cały sektor

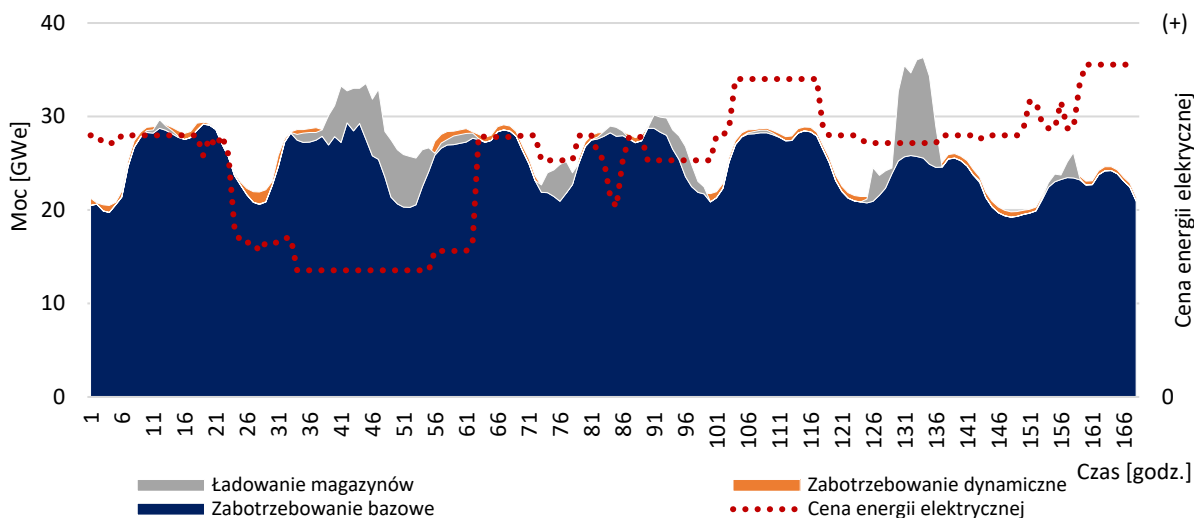


Produkcja ciepła – jeden system ciepłowniczy

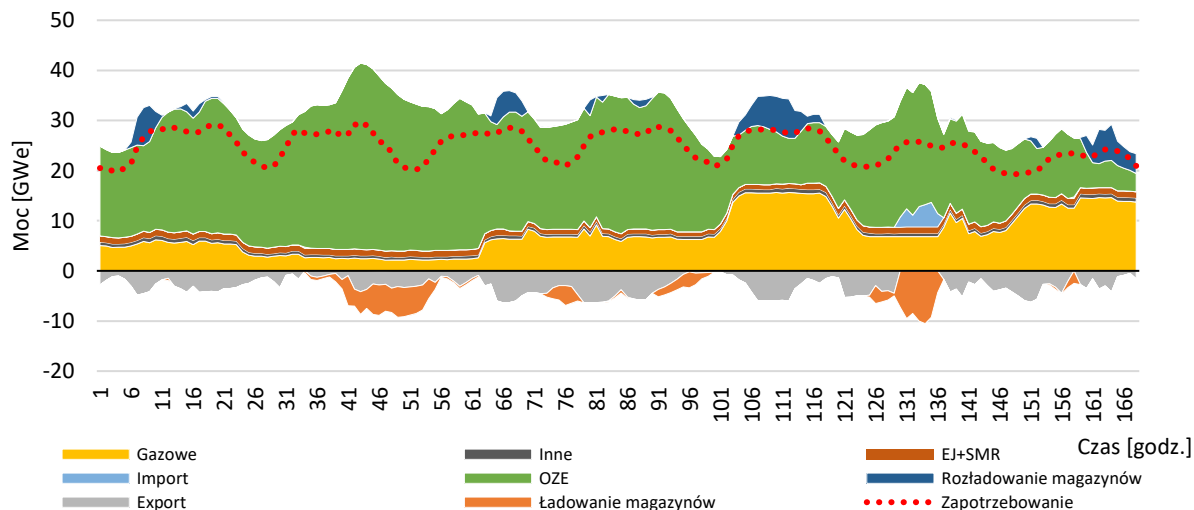


Rys. 5-3 Praca KSE – tydzień zimowy 2036

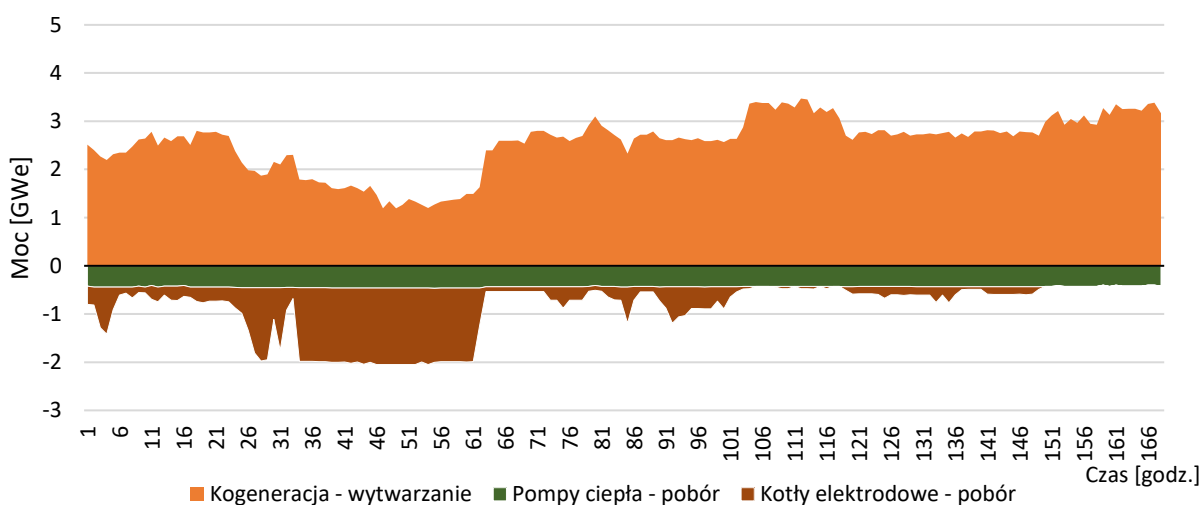
Zapotrzebowanie na moc



Praca źródeł wytwórczych

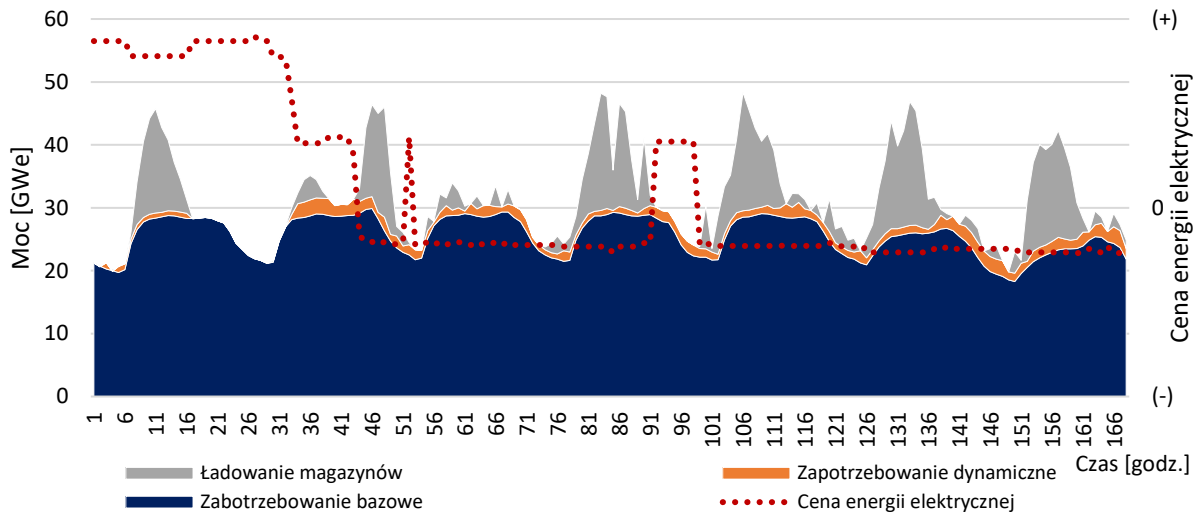


Praca P2H i kogeneracji – cały sektor

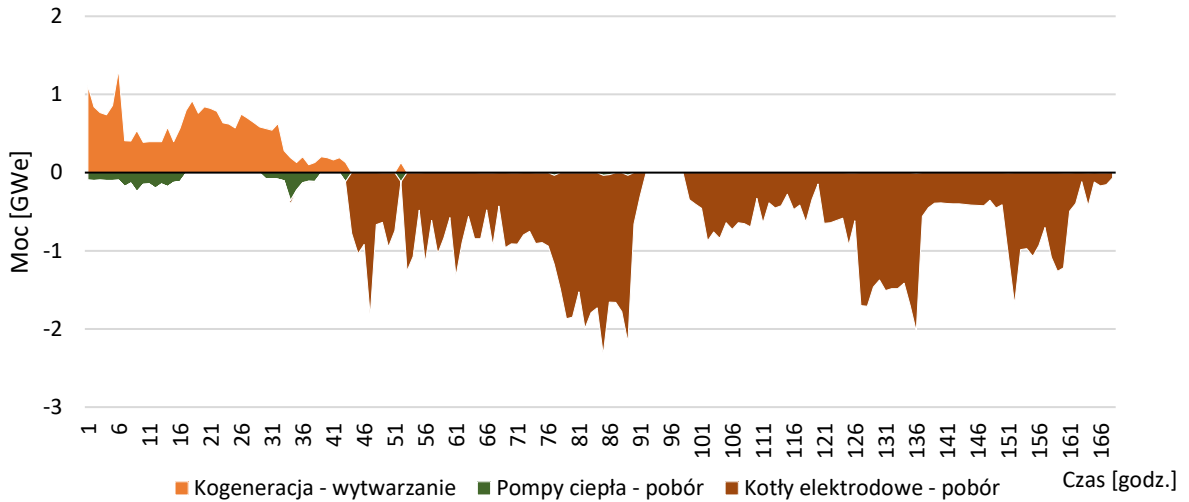


Rys. 5-4 Praca KSE – tydzień letni 2040

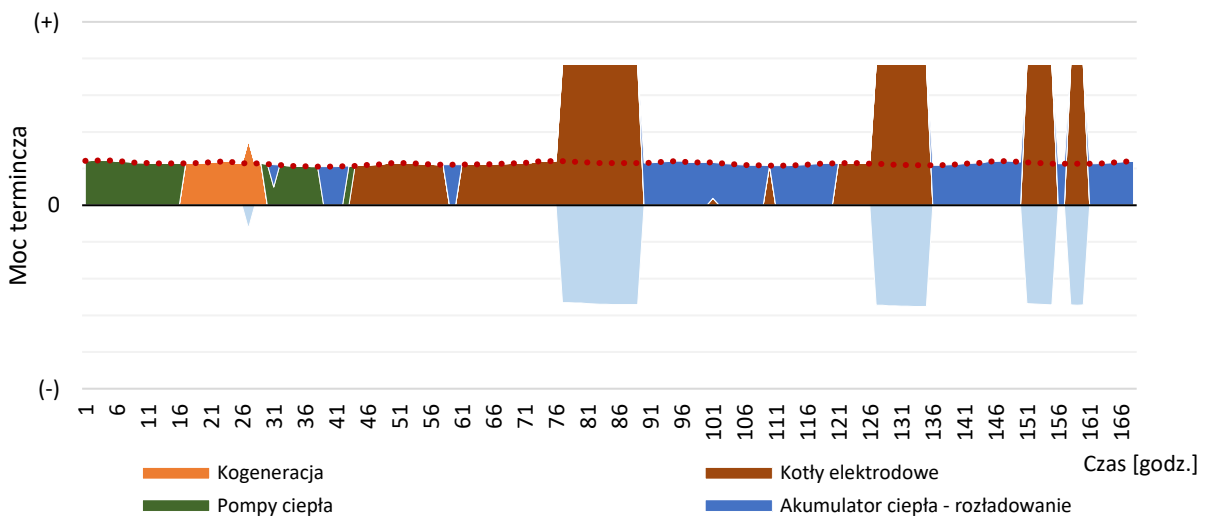
Zapotrzebowanie na moc



Praca P2H i kogeneracji – cały sektor

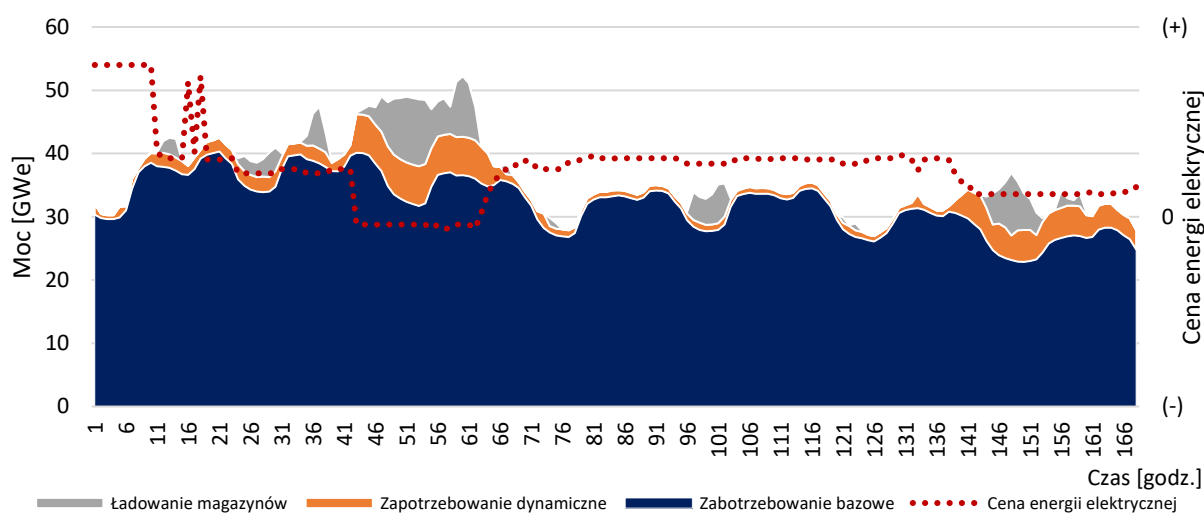


Produkcja ciepła – jeden system ciepłowniczy

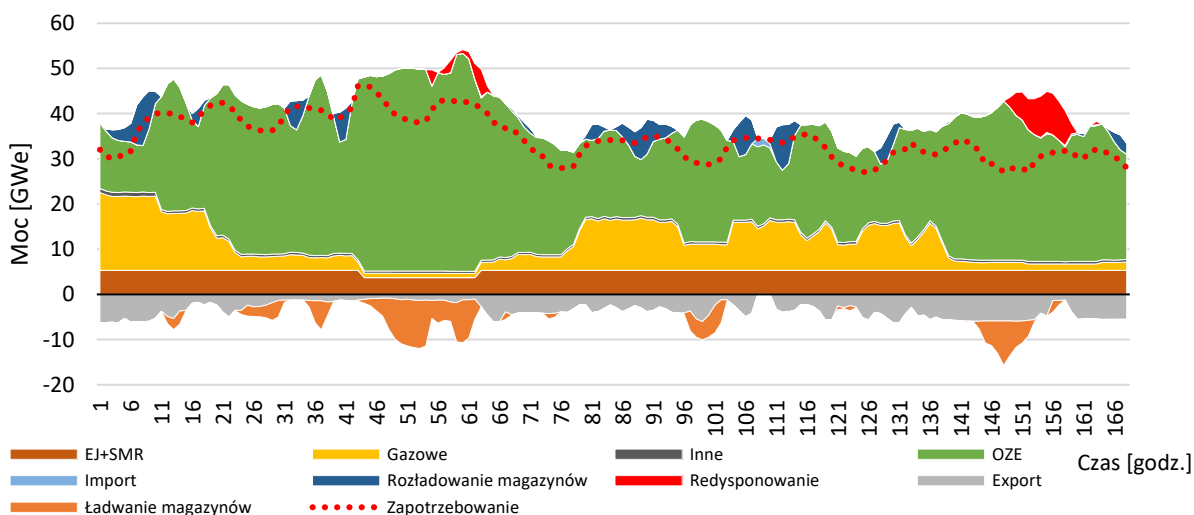


Rys. 5-5 Praca KSE – tydzień zimowy 2040

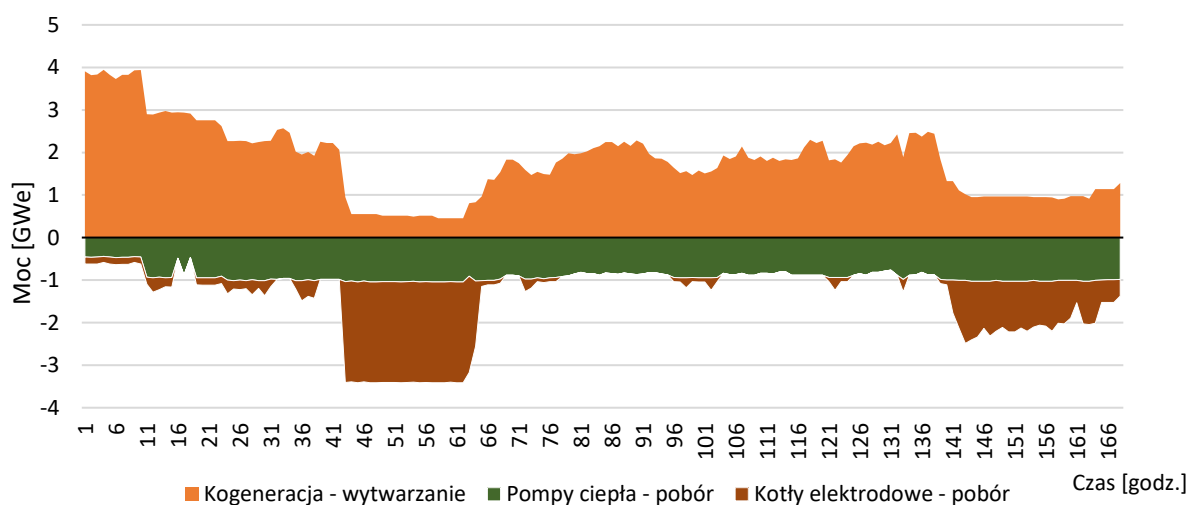
Zapotrzebowanie na moc



Praca źródeł wytwórczych



Praca P2H i kogeneracji – cały sektor



W dalszej części przedstawiono wyniki symulacji dla całego roku obliczeniowego.

Tab. 5.1 Symulowana struktura produkcji energii elektrycznej w KSE w roku 2036 oraz w 2040 dla scenariusza pogodowego SWS, z uwzględnieniem wymiany transgranicznej

Źródło paliwa	2036		2040	
	TWh/rok	Udział*	TWh/rok	Udział*
OZE (generacja/potencjał)	175,9 / 194,8	66,1%	207,4 / 241,6	65,5%
Paliwa kopalne (nie uwzględnia uranu)	49,1	18,4%	34,2	10,8%
Energia jądrowa	8,4	3,2%	39,8	12,6%
Magazyny, w tym ESP	20,9	7,8%	29,0	9,2%
Pozostałe	2,6	1,0%	2,5	0,8%
Import	9,4	3,5%	3,8	1,2%
Eksport	10,8	–	18,0	–

* – udział w pokryciu zapotrzebowania odbiorców oraz ładowania magazynów i ESP

W 2036 roku źródła OZE mogłyby dostarczyć około 195 TWh energii elektrycznej, co wynika z ilości ich mocy zainstalowanej oraz prognozowanej dostępności energii pierwotnej w scenariuszu pogodowym SWS. Jednak biorąc pod uwagę godzinowy profil zapotrzebowania na moc oraz techniczne warunki pracy systemu (głównie innych źródeł), realna produkcja OZE pozostaje na poziomie około 176 TWh, co przekłada się na około 66% udziału w krajowej produkcji energii elektrycznej netto.

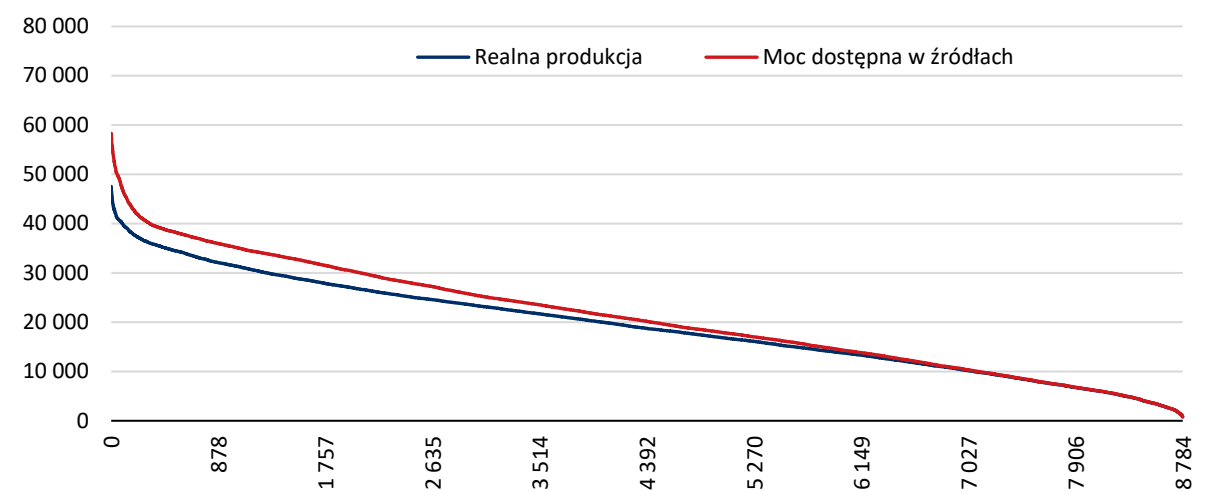
Udział pokrycia zapotrzebowania przez źródła OZE w roku 2040 pozostaje na zbliżonym poziomie w porównaniu do roku 2036 i stanowi około 66%. Natomiast w 2040 roku skala niewyprowadzonej energii ze źródeł OZE zwiększa się w porównaniu do roku 2036. Potencjał wytwórczy OZE w 2040 sięga około 242 TWh energii elektrycznej, co wynika z ilości ich mocy zainstalowanej oraz prognozowanej dostępności energii pierwotnej w scenariuszu pogodowym SWS. Jednak realna ich produkcja pozostaje na poziomie około 207 TWh. Przekłada się to na około 34 TWh niewyprowadzonej generacji, gdzie w roku 2036 wynosiła ona 19 TWh.

Na kolejnym wykresie przedstawiono uporządkowane krzywe mocy dostępnej oraz realnej produkcji dla zsumowanych trzech największych grup wytwórczych OZE, tj. źródeł fotowoltaicznych, lądowych i morskich elektrowni wiatrowych. Obrazują one znaczącą część roku, tj. kilka tysięcy godzin, w których generacja z tych źródeł jest niższa od wynikającej z mocy dostępnej.

Scenariusz pogodowy SWS cechuje się wysoką podażą energii pierwotnej OZE. Zastosowanie innego, mniej zasobnego scenariusza, mimo że mogłoby złagodzić skalę ograniczenia potencjału OZE, kierunkowo nie wpływa na wnioski z przeprowadzonych symulacji.

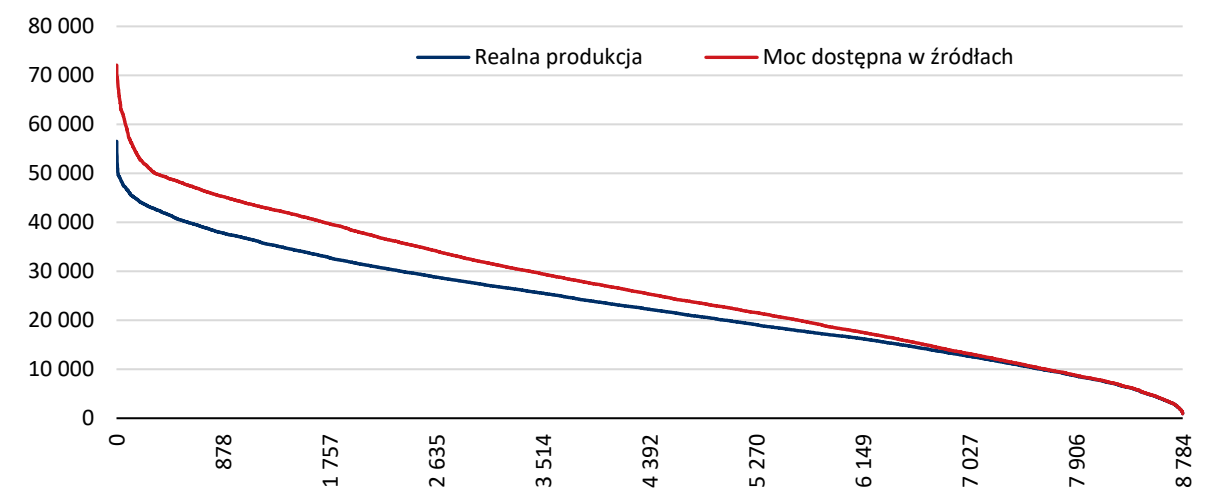
Rys. 5-6 Rzeczywista moc generacji ze źródeł fotowoltaicznych, lądowych i morskich elektrowni wiatrowych oraz moc dostępna, wynikająca z energii pierwotnej, w roku 2036 i scenariuszu pogodowym SWS

Krzywe uporządkowane mocy dostępnej i po redysponowaniu [MW]



Rys. 5-7 Rzeczywista moc generacji ze źródeł fotowoltaicznych, lądowych i morskich elektrowni wiatrowych oraz moc dostępna, wynikająca z energii pierwotnej, w roku 2040 i scenariuszu pogodowym SWS

Krzywe uporządkowane mocy dostępnej i po redysponowaniu [MW]



Przy tak dużych jak założone wolumenach mocy zainstalowanej OZE to nie sieci są powodem braku możliwości pełnego wykorzystania potencjału energii pierwotnej tych źródeł. Jest nim przede wszystkim strukturalne niedopasowanie profilu generacji OZE do zapotrzebowania odbiorców, tj. brak strukturalnego popytu we wszystkich momentach dostępności energii pierwotnej OZE. W drugiej kolejności są to warunki pracy innych źródeł wytwórczych, które są niezbędne dla utrzymywania stabilnej pracy systemu elektroenergetycznego oraz zapewnienia bezpiecznego bilansu mocy. W ramach powyższych analiz były one reprezentowane poprzez uwzględnienie bardzo małego zakresu wymuszeń pracy elektrowni systemowych niezbędnych dla zapewnienia stabilności pracy KSE.

Sposobem na zwiększanie udziału OZE w KSE jest zdolność do zagospodarowywania produkowanej w nich energii. Co do zasady może być to eksport, magazynowanie lub zużywanie tej energii bezpośrednio przez odbiorców lub na potrzeby produkcji paliw alternatywnych. W przypadku magazynowania energii potrzebna jest znaczna pojemność magazynów, pozwalająca zarówno na dobowy jak i sezonowy charakter ich pracy. W przypadku eksportu nadwyżek generacji OZE należy mieć na uwadze, iż taka nadwyżka może pojawiać się równocześnie na dużym obszarze systemów połączonych co ograniczy możliwości eksportowe. Jest to bardzo

prawdopodobne, biorąc pod uwagę jednoczesność występowania warunków pogodowych w regionach Europy. W przyszłości elementem optymalizującym pracę OZE może być skorelowanie generacji odnawialnej z procesami produkcji wodoru lub paliw alternatywnych, łącznie z ich magazynowaniem.

Prowadzone symulacje wskazują, iż znaczący udział źródeł OZE w strukturze mocy zainstalowanej, wymaga jednoczesnego i skoordynowanego rozwoju zasobów pozwalających na zagospodarowywanie nadwyżek energii, które będą pojawiały się wraz ze wzrostem mocy tych źródeł.

5.2 Metody analiz sieciowych

5.2.1 Metoda analiz sieciowych – uwarunkowania techniczno-ekonomiczne

W celu podstawowej identyfikacji i wyboru projektów inwestycyjnych przeprowadzane są złożone analizy bazujące na modelowaniu techniczno-ekonomicznym pracy sieci przesyłowej w wielu wariantach. Uwzględnia się w nim m.in. topologię krajowej sieci najwyższych napięć oraz wysokiego napięcia, indywidualną reprezentację zasobów wytwórczych wraz z ich charakterystykami techniczno-ekonomicznymi, prognozy krajowego zapotrzebowania na moc w granulacji godzinowej wraz z dynamiką zmian geograficznych oraz transgraniczne przepływy handlowe i fizyczne. Analizy dokonywane są przy wykorzystaniu programu PLEXOS, w którym rozwiązywane są zadania typu *DC SCUC* (*ang. Direct Current Security Constrained Unit Commitment*). Obliczenia polegają na wyznaczeniu optymalnego pod względem ekonomicznym sposobu pokrycia zapotrzebowania w taki sposób, aby przepływy mocy nie powodowały przekroczeń maksymalnych dopuszczalnych obciążalności elementów sieci i umożliwiały realizację zadanej wymiany międzysystemowej, przy zachowaniu uwarunkowań i ograniczeń technicznych pracy zasobów wytwórczych.

Analizując wyniki obliczeń pod uwagę brane są następujące wielkości:

- wartość i miejsce występowania energii niedostarczonej,
- wskaźniki określające występowanie ograniczeń sieciowych wskazujące konkretne elementy ograniczające – linie lub transformatory,
- stopień obciążenia poszczególnych elementów sieci,
- koszty ograniczeń sieciowych.

Powyższe wielkości pozwalają na ocenę badanych układów sieciowych, na podstawie, której dokonywany jest dobór zadań inwestycyjnych likwidujących zdiagnozowane ograniczenia sieciowe, przy czym ostateczna kwalifikacja doboru zadania jest potwierdzana pozytywnym wynikiem analizy ekonomicznej. Analizy ekonomiczne są przeprowadzane zgodnie z metodą zdyskontowanych przepływów pieniężnych. Po stronie przepływów dodatnich uwzględniane są korzyści osiągnięte z tytułu realizacji danej inwestycji, tj. wartość redukcji kosztu ograniczeń sieciowych, po stronie przepływów ujemnych planowane nakłady inwestycyjne, koszty eksploatacyjne oraz koszty strat sieciowych. Poziom osiągniętych korzyści z realizacji poszczególnych inwestycji określany jest jako różnica kosztów ograniczeń pomiędzy systemem „z analizowaną inwestycją”, a systemem „bez tej inwestycji”.

5.2.2 Metoda analiz sieciowych – uwarunkowania techniczne

Równoległe z obliczeniami techniczno-ekonomicznymi prowadzone są obliczenia rozptyłów mocy z wykorzystaniem pełnego modelu krajowej sieci przesyłowej i 110 kV oraz sieci krajów sąsiednich. Podczas analiz wykorzystywany jest model typu AC PF (*ang. Alternating Current Power Flow*) w programie PLANS. Poprzez symulację specyficznych uwarunkowań pracy sieci weryfikowana jest wystarczalność inwestycji zidentyfikowanych w trakcie obliczeń techniczno-ekonomicznych, wskazywane są potrzeby dodatkowych inwestycji oraz opracowywane są możliwe do zastosowania zmiany w konfiguracji pracy sieci. Ponadto, dla

docelowego układu sieci określane są niezbędne inwestycje w środki do regulacji napięć i kompensacji mocy biernej.

Analiza warunków napięciowych w KSE

Modele KSE uwzględniające rozbudowę sieci najwyższych napięć poddawane są także analizom warunków napięciowych pod względem doboru dodatkowych urządzeń kompensacji mocy biernej niezbędnych do zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE. W tym zakresie dokonywana jest identyfikacja potencjalnych przekroczeń dopuszczalnych poziomów napięć, stanów pracy KSE determinujących zagrożenia oraz charakterystyki napięciowej poszczególnych węzłów. Wstępnego rozpoznania co do pożądanych lokalizacji oraz wielkości mocy dokonuje się na bazie rozptyłu mocy biernej z wykorzystaniem „wirtualnych kompensatorów”, tj. założenia, że będą mogły być nimi kompensatory synchroniczne lub statyczne (*ang. statcom*). Przy doborze rzeczywistych układów kompensacji mocy biernej uwzględniane są również uwarunkowania lokalizacyjne oraz realizacyjne związane z rozbudową sieci, ograniczenia dotyczące instalacji takich urządzeń w stacjach, sumarycznej mocy zainstalowanej w jednej stacji oraz możliwej mocy pojedynczych urządzeń. Uwzględniana jest potrzeba zapewnienia płynnej regulacji napięcia w celu reakcji na zmieniające się warunki sieciowe, np. awaryjne wyłączenia linii. Brana jest także pod uwagę możliwość wykorzystania generatorów z wyłączonych z eksploatacji bloków węglowych do pracy jako kompensatory synchroniczne. Ponadto posłużono się wynikami pracy pt. „Koncepcja powiązania KSE z morskimi farmami wiatrowymi w perspektywie długoterminowej”. Takie podejście pozwala na optymalizację potrzeb instalacji dodatkowych urządzeń do kompensacji mocy biernej w KSE.

Jako kryterialne, w zakresie analiz warunków napięciowych, przyjęto następujące stany pracy KSE:

- niskie zapotrzebowanie na moc z wysoką generacją OZE na poziomie sieci dystrybucyjnej i niską generacją źródeł na poziomie sieci przesyłowej – powodujące przepływy mocy biernej z sieci 110 kV do sieci przesyłowej, które w połączeniu z generacją mocy biernej przez nieobciążone linie NN powodują wzrost napięć powyżej dopuszczalnych wartości,
- wysokie zapotrzebowanie na moc w sytuacji gdy nie jest pokrywane lokalną generacją przy minimalnym udziale JWCD – powodujące duże przepływy mocy czynnej przez sieć NN z obszarów dynamicznie rozwijających się morskich i lądowych farm wiatrowych i tym samym skutkujące dużym zapotrzebowaniem sieci na moc bierną, może przyczynić się do obniżenia napięć poniżej dopuszczalnych wartości i zmniejszenia się marginesu stabilności napięciowej w KSE.

5.3 Wymiana transgraniczna na potrzeby oceny pracy sieci

Europejska infrastruktura przesyłowa energii elektrycznej jest systemem naczyń połączonych, kreującym możliwości importu i eksportu stosownie do bieżącego bilansu energetycznego danego kraju. O kierunkach wymiany energii elektrycznej decydują preferencje uczestników rynku, wyrażane poprzez składane przez nich oferty cenowe w zakresie zakupu oraz sprzedaży energii elektrycznej. Wymiana handlowa obserwowana na granicach KSE jest więc wynikiem transakcji zawieranych przez indywidualnych uczestników rynku w ramach realizowanych przez nich strategii biznesowych.

Podstawową rolą i obowiązkiem operatora w kontekście wymiany transgranicznej jest wyznaczenie i udostępnianie zdolności przesyłowych, które są wykorzystywane przez podmioty działające na rynku. Proces handlowej wymiany transgranicznej często zakłócany jest wymianą nieplanową, na którą sieć przesyłowa musi być przygotowana. OSP dba o bezpieczeństwo pracy systemu podczas realizacji przepływów energii elektrycznej wynikających z transakcji handlowych uczestników rynku i wszystkich czynników ją zakłócających. W sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu, operator ma prawo sięgnąć po działania interwencyjne, w tym po interwencyjną wymianę międzyoperatorską.

W 2019 r. został uchwalony pakiet legislacyjny regulujący funkcjonowanie sektora energii elektrycznej w Unii Europejskiej – „Czysta Energia dla wszystkich Europejczyków” (CEP). Wchodzące w jego skład rozporządzenie

(UE) 2019/943 określa obowiązki w zakresie udostępniania przepustowości połączeń transgranicznych. Zgodnie z jego zapisami, operatorzy systemów przesyłowych UE, w tym PSE S.A., są zobowiązani do udostępniania zdolności połączeń transgranicznych w wielkościach maksymalnych ze względu na bezpieczne warunki pracy sieci. W rozporządzeniu wprowadzony został wymóg udostępniania od 1 stycznia 2020 r. nie mniej niż 70% technicznej przepustowości połączeń dla realizacji wymiany transgranicznej (tzw. wymóg CEP70), który dla Polski został złagodzony poprzez możliwość stopniowego udostępniania zdolności aż do osiągnięcia minimum 70% od 1 stycznia 2026 r.

Od roku 2026 wymóg ten w uproszczeniu sprowadza się do tego, że w stanach N-1 przepływ na połączeniach międzysystemowych nie może przekraczać 30% ich technicznej przepustowości w hipotetycznej sytuacji braku wymiany handlowej. Jest to tzw. naturalny przepływ nieplanowy, który wynika z niejednorodnego geograficznego rozkładu zapotrzebowania i generacji w poszczególnych strefach (krajach). Ponadto przyjęto, że naturalny przepływ nieplanowy połączeniami DE – PL i PL – CZ/SK strukturalnie nie przekracza 30% progu, tj. poziom dostępności polskich połączeń międzysystemowych spełnia wymóg CEP70, przez co krajowa sieć jest otwarta dla handlu transgranicznego. Gdy przepływ transgranicznych zawierający wymianę planową i wymianę nieplanową przekracza dopuszczalną obciążalność elementów sieciowych z uwzględnieniem kryterium N-1 uruchomione muszą zostać środki zaradcze, mające na celu jego redukcję. W przypadku Polski środkiem tym może być regulacja przesuwnikami fazowymi na połączeniach DE/PL, a jeżeli jest to niewystarczające, należy się wówczas liczyć z koniecznością poniesienia istotnych kosztów związanych z redysponowaniem punktów pracy mocy wytwórczych zlokalizowanych w KSE lub w innych krajach.

Zgodnie z założeniami polityki energetycznej Państwa przyjęto, że KSE podstawowo pozostanie samowystarczalny w zakresie pokrycia zapotrzebowania poprzez utrzymywanie i rozwój generacji krajowej. Niemniej jednak sieć przesyłowa powinna mieć zdolność do korzystania z połączeń transgranicznych, pozwalających na dywersyfikację ryzyka oraz mitygowanie skutków zdarzeń losowych, takich jak m.in. znaczące, jednoczesne awarie czy katastrofalne zdarzenia pogodowe.

W analizach sieciowych i rynkowych uwzględniano wymianę transgraniczną na podstawie modeli rynkowych raportu ERAA 2024 opracowanego przez ENTSO-E. Realizacja tej oceny wynika z realizacji wymogu zawartego w rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Warto zaznaczyć, że analiza ERAA ma charakter cykliczny a więc zarówno metodyka jak i model w niej wykorzystywany a w szczególności dane wejściowe są poddawane aktualizacjom przez poszczególnych operatorów systemów przesyłowych w rejonie europejskim.

W zakres wspomnianych danych w szczególności wchodzi prognozowane struktury części podaży oraz popytu dla poszczególnych rynków. W konsekwencji, zmieniająca się struktura mocy w europejskich systemach elektroenergetycznych, a co za tym idzie zróżnicowanie cen w poszczególnych strefach cenowych wpływają na przepływy występujące na połączeniach transgranicznych. Dodatkowo połączenia te, uwzględnia ograniczenia sieciowe, które modelowane są dla części połączeń za pomocą wartości NTC (*ang. Net Transfer Capacity*) lub wyznaczane są w procesie określania zdolności metodą *Flow Based* pomiędzy strefami cenowymi. Analiza przeprowadzana jest z użyciem danych w rozdzielczości godzinowej dla wybranych lat z uwzględnieniem założeń i ograniczeń wynikających z danych przekazanych przez poszczególnych operatorów.

W celu zachowania spójności pomiędzy modelami ERAA oraz PRSP, zmodyfikowano model europejski dla roku 2035 (najpóźniejszy z dostępnych w ERAA) dla strefy Polski. Modyfikacja dotyczyła wprowadzenia danych w zakresie mocy zainstalowanych oraz zapotrzebowania na moc tak jak przedstawiono w założeniach do tego planu. Ponadto dla wszystkich stref cenowych wprowadzono scenariusz pogodowy SWS. Na podstawie tak opracowanego modelu europejskiego, wyznaczono godzinowe wartości importu oraz eksportu dla strefy cenowej Polski dla roku 2036 oraz 2040. Wartości te zostały przeniesione do modelu PRSP. Import został odzwierciedlony jako dodatkowa generacja o zerowym koszcie. Natomiast eksport jako dodatkowe zapotrzebowanie na moc z ograniczeniem poboru w momentach występowania niedoborów mocy w systemie.

5.4 Planowane zadania inwestycyjne w zakresie rozbudowy i modernizacji sieci przesyłowej

Tab. 5.2 Planowane zadania inwestycyjne w zakresie rozbudowy i modernizacji sieci przesyłowej

Lp. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
II.102	Modernizacja stacji 400/110 kV Narew	Zwiększenie niezawodności działania systemów telemechaniki stacyjnej i EAZ, dostosowanie do obowiązujących standardów technicznych PSE S.A. oraz zwiększenie liczby stacji zdalnie sterowanych	2026	2032
II.103	Modernizacja stacji 220/110 kV Janów	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.)	2026	2032
II.104	Modernizacja stacji 220/110 kV Zgierz	Poprawa bezpieczeństwa pracy sieci poprzez podniesienie poziomu stanu technicznego stacji, a także poprawa warunków zasilania z sieci NN odbiorców w rejonie Łodzi	2026	2032
II.105	Modernizacja stacji 400/220 kV Kielce	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.)	2026	2033
II.106	Modernizacja stacji 220/110 kV Boguchwała	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.), a także poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej w rejonie Rzeszowa i Boguchwały poprzez wymianę transformatora 220/110 kV na jednostkę większą	2025	2031
II.107	Modernizacja stacji 220/110 kV Klikowa	Poprawa bezpieczeństwa pracy sieci poprzez podniesienie poziomu stanu technicznego stacji, a także poprawa warunków zasilania z sieci NN odbiorców w rejonie Tarnowa	2026	2032
II.108	Modernizacja stacji 400/110 kV Trębaczew	Poprawa bezpieczeństwa pracy sieci w południowej części kraju poprzez podniesienie poziomu stanu technicznego stacji w wyniku wymiany wyeksploatowanej aparatury	2026	2032
II.109	Modernizacja stacji 400/220/110 kV Łągisza	poprawa warunków zasilania odbiorców z sieci NN	2026	2032
II.110	Modernizacja stacji 220/110 kV Moszczenica	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.)	2026	2032
II.111	Modernizacja stacji 220/110 kV Bieruń	Poprawa bezpieczeństwa pracy sieci w południowej części kraju poprzez podniesienie poziomu stanu technicznego stacji, a także poprawa warunków zasilania z sieci NN odbiorców w aglomeracji śląskiej	2026	2032
II.112	Modernizacja stacji 220/110 kV Żąbkowice	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.)	2026	2032
II.113	Modernizacja stacji 400/110 kV Wrocław	Poprawa bezpieczeństwa pracy sieci poprzez podniesienie poziomu stanu technicznego stacji, a także poprawa warunków zasilania z sieci NN odbiorców w rejonie Wrocławia	2026	2032
II.114	Modernizacja stacji 400/220/110 kV Mikułowa	Poprawa bezpieczeństwa pracy sieci poprzez podniesienie poziomu stanu technicznego stacji, a także poprawa warunków zasilania odbiorców z sieci NN	2026	2034
II.115	Modernizacja stacji przekształtnikowej AC/DC Słupsk - faza II	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.), w tym modernizacja systemu sterowania i zabezpieczeń MACH2 do najnowszej wersji a także dla zapewnienia warunków wyprowadzenia mocy ze źródeł odnawialnych na północy kraju	2026	2033
II.116	Wymiana przewodów odgromowych na wybranych liniach 220 kV i 400 kV - etap I	Zapewnienie odpowiedniej przepustowości łącza światłowodowego	2026	2031
II.117	Rozbudowa i modernizacja systemów zasilania urządzeń telekomunikacyjnych i teleinformatycznych na stacjach elektroenergetycznych	Dostosowanie wyeksploatowanych systemów zasilania do obowiązujących Standardów PSE S.A.	2026	2033
II.118	Rozbudowa i modernizacja systemów klimatyzacji (chłodu technologicznego) w stacjach elektroenergetycznych	Dostosowanie do obowiązujących Standardów PSE S.A., a także poprawa efektywności energetycznej urządzeń	2026	2031
II.119	Modernizacja układów pomiarowych energii elektrycznej - etap 2	Dostosowanie układów pomiarowych do obowiązujących standardów technicznych PSE S.A.	2026	2031

Lp. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
II.120	Modernizacja transformatorów 400/110 kV w stacji 400/110 kV Żarnowiec i stacji 400/110 kV Dobrzeń	Modernizacja uszkodzonego transformatora w SE Żarnowiec oraz transformatora w SE Dobrzeń	2021	2027
II.121	Budowa zbiorników do celów przeciwpożarowych w wybranych stacjach NN	Poprawa bezpieczeństwa pracy urządzeń stacji poprzez wybudowanie zbiorników przeciwpożarowych oraz modernizację odwodnienia terenu	2021	2027
II.122	Modernizacja wybranych jednostek transformatorowych	Poprawa bezpieczeństwa pracy KSE oraz współczynników niezawodności pracy jednostek transformatorowych	2021	2028
II.123	Modernizacja wyposażenia jednostek transformatorowych	Poprawa stanu technicznego poprzez prewencyjną wymianę wyeksploatowanych elementów transformatorów	2021	2028
II.124	Program modernizacji przekładników	Zapewnienie ciągłości działania oraz bezpieczeństwa pracy KSE oraz podniesienie sprawności działania urządzeń	2024	2029
II.125	Modernizacja wybranych linii NN w celu ograniczenia oddziaływania linii na otoczenie	Eliminacja zagrożeń wynikających z negatywnego wpływu linii NN na obiekty znajdujące się w strefie ich oddziaływania	2024	2028
II.126	Program wymiany ograniczników przepięć	Zapewnienie ciągłości działania oraz bezpieczeństwa pracy KSE	2023	2027
II.127	Modernizacja oświetlenia przeszkodowego na wybranych liniach NN	Modernizacja oświetlenia przeszkodowego na słupach, które w wyniku dokonanych uzgodnień z organami ruchu lotniczego zostały uznane za przeszkody lotnicze	2023	2028
II.128	Dostosowanie siatek uziemiających w wybranych stacjach NN do aktualnych warunków zwarciovych	Zapewnienie bezpiecznej i prawidłowej pracy urządzeń zainstalowanych w stacjach NN, a także zapewnienie bezpieczeństwa osób przebywających na terenie stacji	2024	2028
II.129	Wdrożenie technologii cyfrowej w stacji 220/110 kV Piaseczno	Zbudowanie kompetencji pracowników PSE S.A. w zakresie technologii cyfrowych	2025	2027
II.130	Wymiana części składowych, dodatkowych i peryferyjnych	Utrzymanie sprawności stacji elektroenergetycznych poprzez wymianę między innymi: układów chłodzenia autotransformatorów, izolatorów przepustowych, odłączników, przekładników prądowych i napięciowych	zadanie stałe	zadanie stałe
III.61	Budowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Gdańsk Przyjaźń	Stworzenie warunków dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego 110 kV	2026	2031 ⁽²⁾
III.62	Modernizacja (rozbudowa) linii 220 kV Grudziądz Węgrowo-Toruń Elana	Wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej oraz stworzenie warunków dla zasilania terenu inwestycyjnego w rejonie Torunia	2026	2030 ⁽¹⁾
III.63	Budowa nowej stacji 400(220)/110 kV w rejonie Torunia z rozdzielnią 400 kV czasowo pracującą na napięciu 220 kV	Zasilanie terenu inwestycyjnego w rejonie Torunia	2026	2032 ⁽¹⁾
III.64	Budowa linii 220 kV od stacji w rejonie Torunia do nacięcia linii 220 kV Grudziądz Węgrowo-Toruń Elana	Zasilanie terenu inwestycyjnego w rejonie Torunia	2026	2031 ⁽¹⁾
III.65	Modernizacja (rozbudowa) linii 220 kV Włocławek Azoty-Toruń Elana	Zasilanie terenu inwestycyjnego w rejonie Torunia	2026	2030 ⁽¹⁾
III.66	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	Zasilanie terenu inwestycyjnego w rejonie Torunia	2026	2035 ⁽¹⁾
III.67	Budowa stacji 400/110 kV w rejonie Włocławka wraz z wprowadzeniem linii Grudziądz Węgrowo-Płock	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej w rejonie Włocławka oraz wyprowadzenie mocy z nowych źródeł wytórczych	2026	2034 ⁽²⁾
III.68	Budowa nowej stacji 400/110 kV w rejonie Stalowej Woli	Zasilanie terenu inwestycyjnego w rejonie Stalowej Woli	2026	2032 ⁽¹⁾
III.69	Budowa stacji 400/110 kV Wrzoski wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Dobrzeń-Wielopole/Detmarovice	Stworzenie warunków dla przyłączenia odbiorcy energii elektrycznej poprzez budowę nowego powiązania sieci przesyłowej z siecią dystrybucyjną w SE Wrzoski	2026	2032 ⁽¹⁾
III.70	Budowa nowej stacji 400/110 kV w rejonie Opola wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Dobrzeń-Pasikurówice	Zasilanie terenu inwestycyjnego w rejonie Opola	2026	2032 ⁽¹⁾
III.71	Budowa nowej stacji 400/110 kV w rejonie Poznania wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Kromolice-Pątnów	Zasilanie terenu inwestycyjnego w rejonie Poznania	2026	2032 ⁽¹⁾

Lp. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
III.72	Modernizacja (rozbudowa) linii 220 kV Podolszyce-Mory na odcinku Ołtarzew-Mory	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na obszarze aglomeracji warszawskiej	2027	2032 ⁽¹⁾
III.73	Budowa stacji 400/220/110 kV w rejonie Warszawy z wprowadzeniem linii 400 kV Mościska-Miłosna	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na obszarze aglomeracji warszawskiej	2029	2035 ⁽¹⁾
III.74	Modernizacja (rozbudowa) linii 220 kV Mory-Praga-(Miłosna) Stanisławów	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na obszarze aglomeracji warszawskiej	2031	2036 ⁽¹⁾
III.75	Modernizacja linii 400 kV Ołtarzew-Mościska-Miłosna	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na obszarze aglomeracji warszawskiej	2029	2034 ⁽¹⁾
III.76	Wymiana transformatorów wraz z dostosowaniem infrastruktury w stacji 220/110 kV Mory	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na obszarze aglomeracji warszawskiej	2033	2035 ⁽¹⁾
III.77	Budowa stacji 400/220/110 kV w rejonie Warszawy z wprowadzeniem linii 400 kV Kozienice-Miłosna	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na obszarze aglomeracji warszawskiej	2031	2037 ⁽¹⁾
III.78	Modernizacja (rozbudowa) linii 220 kV Ołtarzew-Mory tor II	Poprawa stanu technicznego linii wraz ze zwiększeniem dopuszczalnej obciążalności prądowej w celu poprawy pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na obszarze aglomeracji warszawskiej	2028	2031 ⁽¹⁾
III.79	Modernizacja (rozbudowa) linii 400 kV Rogowiec-Płock	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu poprawy warunków przesyłania energii elektrycznej w kierunku północ - południe	2027	2032
III.80	Modernizacja (rozbudowa) linii 400 kV Rogowiec-Ołtarzew	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu poprawy warunków przesyłania energii elektrycznej w kierunku północ - południe oraz poprawa pewności zasilania odbiorców centralnej Polski w tym, w przyszłości, Portu Polska	2027	2032 ⁽¹⁾
III.81	Modernizacja (rozbudowa) linii 400 kV Kozienice-Ostrowiec	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu poprawy warunków pracy sieci przy wyprowadzeniu mocy z Elektrowni Kozienice oraz w celu poprawy pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województwa świętokrzyskiego	2029	2032 ⁽¹⁾
III.82	Modernizacja (rozbudowa) linii 220 kV Kielce-Radkowiec	Likwidacja ograniczeń przesyłowych przy przesyłaniu energii elektrycznej w rejonie Kielce	2029	2034
	Rozbudowa stacji 400/220 kV Joachimów o rozdzielnię 110 kV	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej w rejonie Częstochowy	2032	2034 ⁽¹⁾
III.84	Modernizacja (rozbudowa) linii 220 kV Joachimów-Łośnice	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu likwidacji ograniczeń strukturalnych dla wymiany transgranicznej w związku z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/943 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej	2027	2031
III.85	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Łagisza dla przyłączenia jednostek kogeneracyjnych i bloków gazowych Łagisza	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej jednostki wytwórczej	2027	2032 ⁽²⁾
III.86	Modernizacja (rozbudowa) linii 220 kV Błachownia-Groszowice	Likwidacja ograniczeń przesyłowych przy przesyłaniu energii elektrycznej w południowo-zachodniej części KSE	2030	2035
III.87	Rozbudowa stacji 400/110 kV Dobrzeń wraz z instalacją autotransformatora 400/110 kV	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej w rejonie Opola	2030	2032 ⁽¹⁾
III.88	Budowa linii 400 kV Dobrzeń – nacięcie linii Wielopole-Rokitnica	Poprawa warunków przesyłania energii elektrycznej pomiędzy centralną i południową częścią kraju	2029	2036 ⁽³⁾
III.89	Budowa linii 400 kV Świebodzice-Ząbkowice-Wrzoski/Groszowice wraz z rozbudową stacji 220/110 kV Ząbkowice o rozdzielnię 400 kV	Przyłączenie i wyprowadzenie/doprowadzenie mocy z/do nowej elektrowni szczytowo - pompowej	2027	2035 ⁽⁵⁾
III.90	Budowa linii 400 kV od nacięcia linii Baczyna-Plewiska do nacięcia linii Polkowice-Czarna	Wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej oraz poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województwa lubuskiego	2027	2034 ⁽²⁾
III.91	Modernizacja (rozbudowa) linii 220 kV Moszczenica-Poręba (Podborze)	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu poprawy pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województwa śląskiego	2028	2031 ⁽³⁾
III.92	Modernizacja (rozbudowa) linii 220 kV Groszowice-Ząbkowice	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu poprawy pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na terenie Wałbrzyskiej Specjalnej Strefy Ekonomicznej w Radzikowicach oraz	2027	2030 ⁽¹⁾

Lp. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
		likwidacja ograniczeń przesyłowych przy przesyłaniu energii elektrycznej w zachodniej części KSE, szczególnie przy zwiększonej wymianie transgranicznej w zakresie importu lub tranzytu mocy		
III.93	Modernizacja (rozbudowa) linii 220 kV Wielopole-Moszczenica	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu poprawy pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województwa śląskiego	2027	2030 ⁽³⁾
III.94	Budowa stacji 400/110 kV w rejonie Poznania wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Baczyzna-Plewiska	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na obszarze aglomeracji poznańskiej i Zielonej Góry	2027	2033 ⁽¹⁾
III.95	Zmiana sposobu zasilania stacji 220/110 kV Poznań Południe	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej w rejonie Poznania	2032	2034 ⁽¹⁾
III.96	Modernizacja (rozbudowa) linii 220 kV Żukowice-Leśniów	Likwidacja ograniczeń przesyłowych przy przesyłaniu energii elektrycznej w zachodniej części KSE	2029	2034
III.97	Modernizacja (rozbudowa) linii 220 kV Polkowice-Żukowice	Poprawa niezawodności zasilania odbiorców Tauron Dystrybucja S.A., a także wzmocnienie bezpieczeństwa pracy KSE w południowo-zachodniej części Polski	2030	2035 ⁽¹⁾
III.98	Modernizacja (rozbudowa) linii 220 kV Mikułowa-Cieplice	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu poprawy pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej w południowej części województwa dolnośląskiego	2032	2035 ⁽¹⁾
III.99	Modernizacja (rozbudowa) linii 220 kV Krajnik-Morzyczyn	Poprawa stanu technicznego linii wraz ze zwiększeniem dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu poprawy pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na obszarze aglomeracji szczecińskiej	2032	2035 ⁽¹⁾
III.100	Modernizacja (rozbudowa) linii 220 kV Pomorzany-Krajnik	Poprawa stanu technicznego linii wraz ze zwiększeniem dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu poprawy pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na obszarze aglomeracji szczecińskiej	2032	2035 ⁽¹⁾
III.101	Budowa linii 400 kV od stacji 400/110 kV na obszarze Pomorza Zachodniego do stacji 400/110 kV w rejonie Poznania	Wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej	2028	2035 ⁽²⁾
III.102	Modernizacja (rozbudowa) linii 220 kV Pątnów-Włocławek Azoty	Poprawa stanu technicznego linii wraz ze zwiększeniem dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu poprawy pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województwa kujawsko-pomorskiego	2032	2035 ⁽¹⁾
III.103	Rozbudowa stacji Gdańsk I o rozdzielnię 400 kV wraz z instalacją transformatora 400/110 kV	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na obszarze województwa pomorskiego	2031	2036 ⁽¹⁾
III.104	Przebudowa jednotorowej linii 400 kV Gdańsk Błonia-Olsztyn Mątki	Wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej	2027	2032 ⁽¹⁾
III.105	Modernizacja populacji transformatorów - etap X	Instalacja nowych lub wymiana istniejących jednostek transformatorowych w celu poprawy pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej oraz stworzenia warunków dla przyłączenia nowych podmiotów do sieci przesyłowej	2029	2040 ^{(1) (2)}
III.106	Zakup i montaż urządzeń do gospodarki mocą bierną wspierających zarządzanie stabilnością KSE	Zwiększenie stabilności oraz poprawa zdolności regulacyjnych napięć w KSE	2028	2032
III.107	Rozbudowa stacji NN na potrzeby instalacji urządzeń do kompensacji mocy biernej	Przystosowanie obiektów stacyjnych do instalacji urządzeń do kompensacji mocy biernej	2028	2032
III.108	Likwidacja ograniczeń aparaturowych na wybranych liniach NN	Dostosowanie wybranych linii NN do ich przepustowości nominalnych poprzez usunięcie ograniczeń aparaturowych w stacjach elektroenergetycznych	2031	2032
III.109	Budowa stacji 400 kV w rejonie Złoczewa wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Rogowiec/Trębaczew-Ostrów (zasilanie PT Kuźnica-Czajków)	Zasilanie obiektów stacyjnych wchodzących w skład projektu budowy Portu Polska w ramach tzw. komponentu kolejowego	2027	2032 ⁽⁴⁾
III.110	Rozbudowa stacji 400/110 kV Płock dla wprowadzenia linii abonenckiej 400 kV (zasilanie PT Kruszczevo)	Zasilanie obiektów stacyjnych wchodzących w skład projektu budowy Portu Polska w ramach tzw. komponentu kolejowego	2029	2031 ⁽⁴⁾
III.111	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Grudziądz dla wprowadzenia linii abonenckiej 400(220) kV (zasilanie PT Zbójenko)	Zasilanie obiektów stacyjnych wchodzących w skład projektu budowy Portu Polska w ramach tzw. komponentu kolejowego	2033	2035 ⁽⁴⁾
III.112	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Grudziądz dla wprowadzenia linii abonenckiej 400(220) kV (zasilanie PT Mełno)	Zasilanie obiektów stacyjnych wchodzących w skład projektu budowy Portu Polska w ramach tzw. komponentu kolejowego	2033	2035 ⁽⁴⁾

Lp. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
III.113	Rozbudowa stacji 400/110 kV Pelplin dla wprowadzenia linii abonenckiej 400 kV (zasilanie PT Gościszewo)	Zasilanie obiektów stacyjnych wchodzących w skład projektu budowy Portu Polska w ramach tzw. komponentu kolejowego	2033	2035 ⁽⁴⁾
III.114	Instalacja transformatora 400/110 kV w stacji 400/110 kV Słupsk w związku z przyłączeniem farm wiatrowych	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowych elektrowni wiatrowych	2027	2031 ⁽²⁾
III.117	Modernizacja stacji 400/110 kV Kromolice	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.)	2027	2032
III.118	Modernizacja stacji 220/110 kV Siersza	Poprawa stanu technicznego stacji	2027	2032
III.119	Modernizacja stacji 400/110 kV Żarnowiec	Poprawa stanu technicznego stacji	2027	2032
III.120	Modernizacja linii 400 kV Krajnik-Morzyczyn-Dunowo w zakresie wymiany OPGW	Zapewnienie odpowiedniej przepustowości łącza światłowodowego	2028	2030
III.121	Wymiana przewodów odgromowych na wybranych liniach 220 kV i 400 kV - etap II	Zapewnienie odpowiedniej przepustowości łącza światłowodowego	2031	2036
III.122	Budowa sieci transmisji danych dla urzędzeń EAZ	Konieczność budowy sieci w nowej technologii dla zapewnienia transmisji sygnałów EAZ	2027	2030
III.126	Przebudowa punktu podstawowego Regionalnego Centrum Nadzoru w budynku Eurocentrum	Utworzenie dodatkowego stanowiska pracy dla pracowników Regionalnego Centrum Nadzoru (RCN) w przypadkach wystąpienia zagrożeń	2027	2027
III.127	Modernizacja budynku pomocniczego na terenie stacji 400/110 kV Mościska	Zwiększenie bezpieczeństwa służb ruchowych PSE S.A. oraz zapewnienie ciągłości działania w przypadku konieczności przeniesienia służb ruchowych z punktu podstawowego znajdującego się w Konstancinie-Jeziorna	2028	2029
III.128	Zapewnienie redundancji krytycznych obiektów kubaturowych wraz z infrastrukturą	Zapewnienie szybkiego i dobrze skomunikowanego transportu pomiędzy KDM, ODM i punktami rezerwowymi umożliwiającego natychmiastową reakcję na zdarzenia w sieci przesyłowej	2029	2033
III.129	Zmiana konfiguracji sieci 400 kV w rejonie Trójmiasta	Wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej	2033	2040 ⁽²⁾
III.130	Modernizacja linii 400 kV Grudziądz Węgrowo-Płock	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu poprawy warunków przesyłania energii elektrycznej w kierunku północ – południe, w tym wyprowadzenia mocy z morskiej energetyki wiatrowej	2033	2036 ⁽²⁾
III.131	Modernizacja linii 400 kV Plewiska-Kromolice	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu poprawy warunków przesyłania energii elektrycznej w kierunku północ – południe, w tym wyprowadzenia mocy z morskiej energetyki wiatrowej	2033	2036 ⁽²⁾
III.132	Budowa linii 400 kV od nowej stacji na obszarze Pomorza Zachodniego do nacięcia linii Krajnik-Baczyna	Wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej	2033	2040 ⁽²⁾
III.133	Budowa linii 400 kV od nowej stacji na obszarze Pomorza Zachodniego do nacięcia linii Dunowo-Piła Krzewina	Wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej	2033	2040 ⁽²⁾
III.134	Budowa linii 400 kV od nowej stacji w rejonie Pątnowa do nowej stacji w rejonie Złoczewa	Wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej oraz źródeł zlokalizowanych w centralnej części Polski	2033	2040 ⁽²⁾
III.135	Modernizacja linii Kromolice-Pątnów na odcinku Golina-Pątnów	Wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej oraz źródeł zlokalizowanych w centralnej części Polski	2036	2039 ⁽²⁾
III.136	Modernizacja linii 220 kV Łośnice-Kielce	Likwidacja ograniczeń przesyłowych przy przesyłaniu energii elektrycznej w rejonie Kielc	2035	2038
III.137	Wymiana transformatora wraz z dostosowaniem infrastruktury w stacji 220/110 kV Wanda	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej w rejonie aglomeracji krakowskiej poprzez wymianę transformatora 220/110 kV na jednostkę o większej mocy	2035	2038
III.138	Wymiana transformatora wraz z dostosowaniem infrastruktury w stacji 220/110 kV Lubocza	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej w rejonie aglomeracji krakowskiej poprzez wymianę transformatora 220/110 kV na jednostkę o większej mocy	2035	2038
III.139	Wymiana transformatora wraz z dostosowaniem infrastruktury w stacji 220/110 kV Wrzosowa	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej w rejonie Częstochowy poprzez wymianę transformatora 220/110 kV na jednostkę o większej mocy	2036	2039

Lp. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
III.140	Modernizacja linii 400 kV Słupsk-Żarnowiec na odcinku Choczewo-Żarnowiec	Wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej	2035	2038 ⁽²⁾
III.141	Budowa nowej stacji 400/110 kV w rejonie Elbląga z wprowadzeniem linii 400 kV Gdańsk Błonia-Olsztyn Mątki	Poprawa pewności i warunków zasilania sieci dystrybucyjnej i odbiorców na obszarze północno-wschodniej części Polski	2031	2037
III.142	Budowa nowej stacji 400/110 kV w rejonie Olsztyna z wprowadzeniem linii 400 kV Olsztyn Mątki-Ostrołęka	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej w północno-wschodniej części kraju poprzez budowę rozdzielni 400 kV z transformacją 400/110 kV	2031	2038
III.143	Budowa nowej stacji 400/110 kV w rejonie Chojnic z wprowadzeniem linii 400 kV od nowej stacji 400/110 kV Biebrowo do nacięcia linii Kromolice-Pątnów	Poprawa pewności i warunków zasilania sieci dystrybucyjnej na obszarze północnej części Polski	2032	2040
III.144	Budowa nowej stacji 400/110 kV w rejonie Szczecinka z wprowadzeniem linii 400 kV Piła Krzewina-Dunowo/Żydowo Kierzkowo	Zasilanie terenu inwestycyjnego w rejonie Szczecinka	2031	2039 ⁽¹⁾
III.145	Budowa nowej stacji 400/110 kV w rejonie Wronek z wprowadzeniem linii 400 kV Piła Krzewina-Plewiska	Poprawa pewności i warunków zasilania sieci dystrybucyjnej na obszarze północno-zachodniej części Polski	2031	2037
III.146	Budowa nowej stacji 400/110 kV w rejonie Nowej Soli z wprowadzeniem linii 400 kV od nacięcia linii Baczyzna-Plewiska do nacięcia linii Czarna-Polkowice	Zasilanie terenu inwestycyjnego w rejonie Nowej Soli	2032	2040 ⁽¹⁾
III.147	Budowa nowej stacji 400/110 kV w rejonie Kędzierzyna Koźle z wprowadzeniem linii 400 kV Dobrzeń-Wielopole/Detmarovice	Poprawa pewności i warunków zasilania sieci dystrybucyjnej na obszarze południowej części Polski	2031	2039
III.148	Budowa nowej stacji 400 kV w rejonie Dziadowej Kłody z wprowadzeniem linii 400 kV Dobrzeń-Pasikurówice/Ostrów	Zasilanie obiektów stacyjnych wchodzących w skład projektu budowy Portu Polska w ramach tzw. komponentu kolejowego	2031	2038 ⁽⁴⁾

Objaśnienia do przypisów w wierszu górnym tabeli:

*1 Numeracja stosowana w PSE S.A. na potrzeby procesów wewnętrznych

*2 Inwestycje sieciowe PSE S.A., co do zasady, nie są dedykowane osiągnięciu pojedynczych celów, a tym samym nie powinny być indywidualnie przyporządkowywane jako dedykowane pojedynczym obiektom, czy podmiotom. Inwestycje te najczęściej wspierają wiele celów, takich jak:

- niezawodność zasilania odbiorców energii elektrycznej,
- przyłączenie i wyprowadzenie mocy ze źródeł wytwórczych,
- likwidację ograniczeń w wykorzystaniu zdolności przesyłowych połączeń transgranicznych,
- stworzenie warunków do pracy źródeł wytwórczych zgodnej z transakcjami handlowymi,
- uzyskanie szerszych możliwości prowadzenia prac eksploatacyjnych, remontowych i inwestycyjnych w obszarze północnym KSE.

Inwestycje sieciowe pozwalają na obsługiwanie potrzeb zarówno odbiorców jak i wytwórców, umożliwiając przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej w ramach handlu energią elektryczną oraz obowiązków operatorów systemów elektroenergetycznych. Infrastruktura, która powstanie w wyniku przedmiotowych inwestycji będzie wykorzystywana stosownie do bieżących uwarunkowań systemowych.

*3 Data zakończenia zadania zarówno pod względem technicznym jak i finansowym i formalnym

Zastrzeżenia do dat realizacji zadań inwestycyjnych:

- (1) Zasadność realizacji zadania i jego termin uzależnione są od powstania i rozwoju odbiorców energii na danym terenie inwestycyjnym.
- (2) Termin realizacji zadania uzależniony jest od faktu oraz harmonogramu fizycznej budowy: źródła wytwórczego, odbiorcy energii elektrycznej albo magazynu energii elektrycznej.
- (3) Harmonogram zadania uzależniony jest od tempa i zakresu wycofań oraz odtworzeń mocy wytwórczych na obszarze Górnego Śląska, a także od tempa i zakresu przyrostu mocy wytwórczych w północnej części KSE.
- (4) Zasadność realizacji zadania i jego harmonogram uzależnione są od budowy infrastruktury Portu Polska.
- (5) Zasadność realizacji zadania i jego harmonogram uzależnione są od budowy elektrowni szczytowo – pompowej w rejonie Kotliny Kłodzkiej.
- (6) Harmonogram realizacji zadania uzależniony jest od liczby bloków, ich mocy oraz harmonogramu budowy.

5.5 Realizowane zadania inwestycyjne w zakresie rozbudowy i modernizacji sieci przesyłowej

Tab. 5.3 Realizowane zadania inwestycyjne w zakresie rozbudowy i modernizacji sieci przesyłowej

L.p. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
II.1	Przełączenie toru linii 400 kV Ostrołęka-Wyszków-Stanisławów pracującego na napięciu 220 kV na napięcie 400 kV wraz z wymianą transformatora 220/110 kV w stacji Wyszków na jednostkę 400/110 kV	Stworzenie warunków dla wyprowadzenia mocy z morskiej energetyki wiatrowej oraz dla innych źródeł odnawialnych w północno-wschodniej części kraju, a także poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej północnej i północno-wschodniej Polski. Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2021	2029
II.2	Modernizacja stacji 220/110 kV Mory	Dostosowanie stacji do obowiązujących standardów w zakresie cyberbezpieczeństwa infrastruktury krytycznej, a także poprawa bezpieczeństwa pracy sieci poprzez podniesienie poziomu stanu technicznego stacji	2023	2030
II.3	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Miłosna	Zapewnienie wyprowadzenia pełnej mocy z Elektrowni Kozienice. Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej aglomeracji warszawskiej poprzez wymianę transformatora 400/110 kV na jednostkę większą	2017	2033
II.4	Rozbudowa i modernizacja stacji 400/110 kV Mościska	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.). Stworzenie warunków dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego 110 kV. Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej. Stworzenie warunków dla przyłączenia odbiorcy energii elektrycznej	2024	2031
II.5	Wymiana transformatora wraz z dostosowaniem infrastruktury w stacji 220/110 kV Piaseczno	Stworzenie warunków technicznych dla instalacji nowych jednostek transformatorowych. Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na obszarze aglomeracji warszawskiej	2020	2028
II.6	Budowa nowej stacji 220/110 kV w rejonie Warszawy (Wypędy) wraz z wprowadzeniem linii 220 kV Mory-Kozienice/Piaseczno	Zasilanie terenu inwestycyjnego w rejonie Warszawy oraz poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na obszarze aglomeracji warszawskiej	2022	2031
II.7	Rozbudowa rozdzielni 400 kV i 110 kV w stacji 400/110 kV Siedlce Ujrzanów	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej. Stworzenie warunków dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego 110 kV	2022	2030
II.8	Budowa stacji 400/110 kV Kutno (Witonia) wraz z wprowadzeniem linii 400 kV ze stacji Stryków (Dmosin) i nowej stacji w rejonie Konina	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej w północnej części województwa łódzkiego. Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni wiatrowej	2022	2031
II.9	Budowa stacji 400/220/110 kV Stryków (Dmosin) wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Rogowiec-Płock/Ołtarzew i linii 220 kV Janów-Ołtarzew	Wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej oraz poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej centralnej Polski (w tym, w przyszłości, Portu Polska). Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni wiatrowej	2021	2031
II.10	Modernizacja stacji 220/110 kV Podolszyce	Zwiększenie niezawodności działania systemów telemechaniki stacyjnej i EAZ, dostosowanie do obowiązujących standardów technicznych PSE S.A. oraz zwiększenie liczby stacji zdalnie sterowanych	2024	2033
II.11	Modernizacja stacji 220/110 kV Piotrków	Zwiększenie niezawodności działania systemów telemechaniki stacyjnej i EAZ, dostosowanie do obowiązujących standardów technicznych PSE S.A. oraz zwiększenie liczby stacji zdalnie sterowanych	2024	2032
II.12	Rozbudowa i modernizacja stacji 400/220/110 kV Polkowice	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej oraz z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2022	2034
II.13	Rozbudowa stacji 400/110 kV Pasikurowice w związku z wprowadzeniem linii 400 kV i wymianą transformatora 400/110 kV	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej Wrocławia i jego aglomeracji poprzez wymianę transformatora 400/110 kV na jednostkę większą oraz likwidacja ograniczeń strukturalnych dla wymiany transgranicznej w związku z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/943 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej	2017	2028

Lp. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
II.14	Budowa linii 400 kV Mikułowa-Świebodzice wraz z rozbudową stacji 400/220/110 kV Świebodzice i stacji 400/220/110 kV Mikułowa	Poprawa warunków pracy sieci przy wyprowadzeniu mocy z Elektrowni Turów oraz w przypadku wyłączenia elektrowni z eksploatacji, a także likwidacja ograniczeń strukturalnych dla wymiany transgranicznej w związku z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/943 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej. Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni wiatrowej. Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2017	2031
II.15	Budowa linii 400 kV relacji Dobrzeń – nacięcie linii Pasikurowice-Ostrów	Likwidacja ograniczeń strukturalnych dla wymiany transgranicznej w związku z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/943 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej oraz poprawa warunków przesyłania energii elektrycznej na południe kraju w związku z planowanymi wyłączeniami bloków energetycznych na obszarze Górnego Śląska	2019	2029
II.16	Budowa linii 400 kV relacji Trębaczew – nacięcie linii Joachimów (Rokitnica)-Wielopole	Likwidacja ograniczeń strukturalnych dla wymiany transgranicznej w związku z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/943 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej oraz poprawa warunków przesyłania energii elektrycznej na południe kraju w związku z planowanymi wyłączeniami bloków energetycznych na obszarze Górnego Śląska	2019	2028
II.17	Wymiana 4 słupów linii 400 kV Joachimów-Trębaczew	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych linii (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.)	2018	2030
II.18	Modernizacja stacji 220/110 kV Boguszów	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.)	2020	2031
II.19	Rozbudowa i modernizacja stacji 220/110 kV Cieplice	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.)	2025	2035
II.20	Modernizacja stacji 220/110 kV Leszno Gronowo - etap II	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.). Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni wiatrowej	2021	2031
II.21	Rozbudowa i modernizacja stacji 400/110 kV Ostrów (w tym przyłączenie PT Ostrów Wlkp. i innych obiektów)	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.). Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej w rejonie Ostrowa. Zasilanie obiektów stacyjnych wchodzących w skład projektu budowy Portu Polska w ramach tzw. komponentu kolejowego	2024	2033
II.22	Budowa stacji 400/220/110 kV Baczyna wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Krajnik-Plewiska oraz linii 220 kV Krajnik-Gorzów	Wyprowadzenie mocy z nowych bloków w Elektrowni Dolna Odra oraz likwidacja ograniczeń strukturalnych dla wymiany transgranicznej w związku z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/943 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej. Stworzenie warunków dla wyprowadzenia mocy ze źródeł odnawialnych w północno-zachodniej części kraju. Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województwa lubuskiego. Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej. Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2016	2031
II.23	Modernizacja stacji 400/220/110 kV Plewiska w zakresie rozdzielni 110 kV	Likwidacja zagrożeń przekroczenia prądów zwarciovych w rozdzielni 110 kV (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.). Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii	2020	2032

Lp. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
		elektrycznej. Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni wiatrowej		
II.24	Rozbudowa i modernizacja rozdzielni 220 kV w stacji 400/220/110 kV Pątnów	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych rozdzielni 220 kV w stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.). Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2022	2037
II.25	Budowa linii 220 kV Pomorzany – nacięcie linii Krajnik-Glinki wraz z rozbudową stacji 110 kV Pomorzany o rozdzielnię 220 kV oraz przebudową linii 220 kV Krajnik-Glinki	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej Szczecina i jego aglomeracji oraz stworzenie warunków dla wyprowadzenia mocy z odnawialnych źródeł wytwórczych	2014	2030
II.26	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/220 kV Krajnik dla przyłączenia farmy fotowoltaicznej Banie 2	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z farmy fotowoltaicznej	2021	2028
II.27	Modernizacja stacji 400/220/110 kV Morzyczyn	Zapewnienie szybkich czasów eliminacji zwarcí poprzez zastosowanie dwóch kompletów zabezpieczenia szyn zbiorczych oraz LRW w rozdzielni 400 kV, a także dostosowanie systemu SOT do wymagań przepisów dotyczących ochrony obiektów zakwalifikowanych do infrastruktury krytycznej. Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2020	2034
II.28	Modernizacja stacji 220/110 kV Konin	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.), a także poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województwa wielkopolskiego poprzez wymianę transformatora 220/110 kV na jednostkę większą. Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2015	2030
II.29	Modernizacja stacji 220/110 kV Gorzów	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.)	2021	2033
II.30	Modernizacja stacji 220/110 kV Adamów	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.), a także stworzenie warunków dla przyłączenia wytwórców, odbiorców i magazynu energii elektrycznej i poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województwa wielkopolskiego poprzez wymianę transformatora 220/110 kV na jednostkę większą	2021	2031
II.31	Budowa linii 220 kV Adamów-Konin wraz z utworzeniem nowych relacji Podolszyce-Konin i Adamów-Pątnów	Poprawa stanu technicznego linii wraz ze zwiększeniem dopuszczalnej obciążalności prądowej w celu stworzenia warunków do wyprowadzenia mocy ze źródeł wytwórczych planowanych do przyłączenia w SE Adamów. Poprawa warunków dla wyprowadzenia mocy OZE zlokalizowanych w północnej części KSE	2023	2034
II.32	Modernizacja (rozbudowa) linii 220 kV Pątnów-Konin	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu poprawy warunków dla wyprowadzenia mocy z morskiej energetyki wiatrowej	2025	2034
II.33	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	Stworzenie warunków do wyprowadzenia mocy z morskiej energetyki wiatrowej oraz poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej aglomeracji trójmiejskiej poprzez uruchomienie nowego transformatora 400/110 kV, a także instalacja urządzeń do kompensacji mocy biernej w celu regulacji napięć w sieci przesyłowej w północnej części KSE, szczególnie w okresie niskiego zapotrzebowania na moc i niskiej pracy źródeł odnawialnych. Stworzenie warunków do przyłączenia nowych linii 110 kV w stacji Gdańsk I. Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej oraz z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2021	2030
II.34	Rozbudowa i modernizacja stacji 400/110 kV Żarnowiec	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.), a także stworzenie warunków dla synchronizacji krajów bałtyckich z Europą kontynentalną i stworzenie warunków dla wyprowadzenia mocy ze źródeł odnawialnych w północnej części kraju.	2021	2027

Lp. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
		Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej		
II.35	Modernizacja linii 400 kV Słupsk-Żarnowiec z budową odcinka linii 400 kV Choczewo – nacięcie linii Słupsk-Żarnowiec	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu stworzenia warunków dla synchronizacji krajów bałtyckich z Europą kontynentalną oraz w celu stworzenia warunków dla wyprowadzenia mocy ze źródeł odnawialnych w północnej części kraju, a także poprawy pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województwa pomorskiego	2018	2029
II.36	Modernizacja linii 400 kV Żarnowiec-Gdańsk I/Gdańsk Przyjaźń-Gdańsk Błonia	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu stworzenia warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z morskiej energetyki wiatrowej	2018	2027
II.37	Rozbudowa stacji 400/110 kV Gdańsk Błonia wraz z instalacją urządzeń do kompensacji mocy biernej	Wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej oraz stworzenie warunków dla przyłączenia nowej jednostki wytwórczej, a także instalacja urządzeń do kompensacji mocy biernej w celu regulacji napięć w sieci przesyłowej w północnej części KSE, szczególnie w okresie niskiego zapotrzebowania na moc i niskiej pracy źródeł odnawialnych. Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej. Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2021	2031
II.38	Budowa stacji 400 kV Choczewo	Przyłączenie i wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej	2019	2027
II.39	Przebudowa linii 400 kV Choczewo-Żarnowiec na dwutorową linię 400 kV (Budowa linii 400 kV Choczewo-Żarnowiec)	Wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej	2019	2028
II.40	Rozbudowa i przebudowa stacji 400/220/110 kV Kozienice	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych rozdzielni 220 i 110 kV (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.)	2020	2032
II.41	Modernizacja stacji 220/110 kV Zamość	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.) oraz stworzenie warunków dla wyprowadzenia mocy z odnawialnych źródeł wytwórczych	2018	2029
II.42	Rozbudowa stacji 220/110 kV Stalowa Wola wraz z instalacją transformatora 220/110 kV	Zasilanie terenu inwestycyjnego w rejonie Stalowej Woli	2021	2027
II.43	Modernizacja stacji 400/220/110/15 kV Połaniec	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.), a także poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województwa świętokrzyskiego i podkarpackiego poprzez wymianę transformatora 220/110 kV na jednostkę większą. Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2021	2032
II.44	Rozbudowa i modernizacja stacji 220/110 kV Chmielów	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.). Stworzenie warunków dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego 110 kV	2024	2035
II.45	Modernizacja linii 220 kV Abramowice-Puławy	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu zasilenia terenu inwestycyjnego w rejonie Stalowej Woli oraz poprawy pewności zasilania rejonu Lublina i Zamościa	2021	2029
II.46	Modernizacja stacji 400/110 kV Krosno Iskrzynia	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.), a także umożliwienie przyłączenia nowych linii 110 kV do rozdzielni 110 kV oraz stworzenie warunków dla wyprowadzenia mocy z odnawialnych źródeł wytwórczych. Stworzenie warunków dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego 110 kV. Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2020	2031
II.47	Rozbudowa i modernizacja stacji 220/110 kV Radkowiec	Zwiększenie niezawodności działania systemów telemechaniki stacyjnej i EAZ, dostosowanie do obowiązujących standardów technicznych PSE S.A. oraz zwiększenie liczby stacji zdalnie sterowanych.	2024	2032

Lp. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
		Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej		
II.48	Rozbudowa i modernizacja stacji 750/400/110 kV Rzeszów wraz z instalacją urządzeń do kompensacji mocy biernej	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.), a także instalacja dławika do kompensacji mocy biernej w celu regulacji napięć w sieci przesyłowej we wschodniej części KSE. Stworzenie warunków dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego 110 kV. Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2017	2031
II.49	Budowa urządzeń SSSC w stacji Rzeszów na linii 400 kV Rzeszów-Chmielnicka NPP	Zwiększenie zdolności przesyłowych na linii 400 kV Rzeszów-Chmielnicka o 50 % oraz na całym profilu UE-UA o około 500 MW	2025	2028
II.50	Budowa stacji 400/110 kV Jarosław Systemowa wraz z wprowadzeniem linii Rzeszów-Chmielnicka przełączonej na napięcie 400 kV	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województwa podkarpackiego, w tym terenów inwestycyjnych. Inwestycja nie wyklucza przyszłej współpracy synchronicznej z systemem elektroenergetycznym Ukrainy, która może być przedmiotem ewentualnych uzgodnień z partnerem ukraińskim. Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej. Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2022	2030
II.51	Rozbudowa i modernizacja stacji 400/110 kV Ostrowiec	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.), a także poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej w rejonie Ostrowca poprzez wymianę transformatorów 400/110 kV na jednostki większe. Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej. Stworzenie warunków dla przyłączenia odbiorcy energii elektrycznej	2025	2032
II.52	Rozbudowa stacji 400/110 kV Lublin Systemowa	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej wschodniej części województwa lubelskiego oraz poprawa warunków wyprowadzenia mocy z nowego źródła w lokalizacji łączna a także zapewnienie w obszarze Lublina odbioru mocy z odnawialnych źródeł wytwórczych.. Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej. Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2017	2029
II.53	Modernizacja stacji 220/110 kV Rożki	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.), a także poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej Radomia poprzez wymianę transformatorów 220/110 kV na większe jednostki. Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej. Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z odnawialnych źródeł wytwórczych. Stworzenie warunków dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego 110 kV	2018	2031
II.54	Rozbudowa oraz modernizacja Systemu Ochrony Technicznej dla stacji NN	Wymiana wyeksploatowanych i awaryjnych elementów/systemów SOT niespełniających obowiązujących standardów oraz wymagań i norm w celu stworzenia warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z jednostki wytwórczej oraz w celu zapewnienia skutecznej ochrony obwodowej stacji elektroenergetycznych	2023	2033

Lp. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
II.55	Utworzenie Centrum Alarmowego w strukturach PSE S.A.	Centralizacja i ujednoczenie obsługi Systemów Ochrony Technicznej funkcjonujących na stacjach elektroenergetycznych oraz usprawnienie prowadzonych prac serwisowych i eksploatacyjnych na SOT	2023	2039
II.56	Rozbudowa oraz modernizacja węzłów LAN/WAN na stacjach NN	Zapewnienie wsparcia technicznego aktualnie pracujących przełączników i routerów	2024	2034
II.57	Modernizacja układów pomiarowo-rozliczeniowych JWCD oraz potrzeb ogólnych elektrowni	Dostosowanie układów pomiarowo-rozliczeniowych do obowiązujących standardów technicznych PSE S.A.	2021	2028
II.58	Modernizacja układów pomiarowych energii elektrycznej - etap 1	Dostosowanie układów pomiarowych do obowiązujących standardów technicznych PSE S.A.	2022	2030
II.59	Rozbudowa i modernizacja stacji 400/110 kV Rokitnica	Likwidacja ograniczeń strukturalnych dla wymiany transgranicznej w związku z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/943 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej oraz poprawa warunków przesyłania energii elektrycznej na południe kraju w związku z planowanymi wyłączeniami bloków energetycznych na obszarze Górnego Śląska. Poprawa pewności zasilania obszaru Górnego Śląska poprzez wymianę transformatorów 400/110 kV na jednostki większe. Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej oraz z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2019	2030
II.60	Rozbudowa i modernizacja stacji 400/220/110 kV Wielopole	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.), a także poprawa warunków zasilania odbiorców województwa śląskiego poprzez budowę drugiego transformatora 400/110 kV i drugiego transformatora 400/220 kV. Zasilanie obiektów stacyjnych wchodzących w skład projektu budowy Portu Polska w ramach tzw. komponentu kolejowego	2021	2036
II.61	Rozbudowa i modernizacja stacji 400/220 kV Joachimów	Likwidacja ograniczeń strukturalnych dla wymiany transgranicznej w związku z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/943 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej oraz poprawa warunków przesyłania energii elektrycznej na południe kraju w związku z planowanymi wyłączeniami bloków energetycznych na obszarze Górnego Śląska, a także poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na obszarze Częstochowy i jej aglomeracji. Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej oraz z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2021	2032
II.62	Modernizacja stacji 400/220 kV Rogowiec	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.), a także poprawa warunków wyprowadzenia mocy z Elektrowni Bełchatów i poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej Łodzi i jej aglomeracji. Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2018	2037
II.63	Rozbudowa i modernizacja stacji 400/110 kV Tucznawa	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.), a także poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województwa śląskiego poprzez budowę trzeciego transformatora 400/110 kV. Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej. Stworzenie warunków dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego 110 kV. Stworzenie warunków dla przyłączenia odbiorcy energii elektrycznej	2021	2033
II.64	Modernizacja (rozbudowa) linii 400 kV Rogowiec-Joachimów, Rogowiec-Tucznawa (Joachimów)	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu likwidacji ograniczeń strukturalnych dla wymiany transgranicznej w związku z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/943 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej oraz poprawy warunków przesyłania energii elektrycznej na południe kraju w związku z planowanymi wyłączeniami bloków	2022	2030

Lp. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
		energetycznych na obszarze Górnego Śląska, a także poprawy pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na obszarze Częstochowy i jej aglomeracji		
II.65	Modernizacja stacji 220/110 kV Wrzosowa	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.), a także poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej Częstochowy i jej aglomeracji poprzez wymianę transformatorów 220/110 kV na jednostki większe i stworzenie warunków dla odbioru mocy z odnawialnych źródeł wytwórczych	2021	2032
II.66	Modernizacja stacji 220/110 kV Wanda	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.), a także poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej w obszarze Krakowa i jego aglomeracji poprzez wymianę transformatora 220/110 kV na jednostkę większą. Stworzenie warunków dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego 110 kV	2022	2030
II.67	Rozbudowa i modernizacja stacji 400/110 kV Tarnów	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.) oraz poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej poprzez instalację drugiego transformatora 400/110 kV	2024	2034
II.68	Wymiana transformatora wraz z dostosowaniem infrastruktury w stacji 220/110 kV Siersza	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województwa śląskiego i małopolskiego poprzez wymianę transformatora 220/110 kV na jednostkę większą. Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej. Stworzenie warunków dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego 110 kV	2021	2032
II.69	Budowa linii 220 kV Nysa – nacięcie Żąbkowice-Groszowice wraz z budową stacji 220/110 kV Nysa	Zapewnienie warunków zasilania odbiorców energii elektrycznej na terenie Wałbrzyskiej Specjalnej Strefy Ekonomicznej w Radzikowicach. Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej oraz z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2018	2030
II.70	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-Detmarovice wraz z budową stacji 400/220/110 kV Podborze	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na obszarze województwa śląskiego oraz likwidacja ograniczeń strukturalnych dla wymiany transgranicznej w związku z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/943 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej	2020	2035
II.71	Modernizacja linii 400 kV Rzeszów-Krosno Iskrzynia	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu likwidacji ograniczeń strukturalnych dla wymiany transgranicznej w związku z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/943 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej	2019	2027
II.72	Modernizacja linii 220 kV Jamki-Łągisza	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu likwidacji ograniczeń strukturalnych dla wymiany transgranicznej w związku z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/943 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej oraz zapewnienia wyprowadzenia mocy z Elektrowni Łągisza	2019	2029
II.73	Modernizacja stacji 220/110 kV Łośnice	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.). Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej oraz z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2022	2032
II.74	Modernizacja stacji 220/110 kV Halemba	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.) oraz stworzenie warunków dla odbioru mocy z odnawialnych źródeł wytwórczych	2013	2029
II.75	Rozbudowa stacji 220/110 kV Blachownia wraz z wprowadzeniem linii 220 kV Groszowice-Kędzierzyn	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej we wschodniej części województwa opolskiego.	2024	2034

Lp. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
		Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej. Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej		
II.76	Modernizacja stacji 220 kV Bujaków	Zwiększenie niezawodności działania systemów telemechaniki stacyjnej i EAZ, dostosowanie do obowiązujących standardów technicznych PSE S.A. oraz zwiększenie liczby stacji zdalnie sterowanych. Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2023	2030
II.77	Modernizacja stacji 220/110 kV Komorowice	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.)	2024	2032
II.78	Dostosowanie infrastruktury stacji do instalacji transformatorów	Stworzenie warunków technicznych w wybranych stacjach dla instalacji nowych jednostek transformatorowych. Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2020	2032
II.79	Zakup i montaż urządzeń do kompensacji mocy biernej - etap II	Zwiększenie stabilności napięciowej oraz poprawa zdolności regulacyjnych napięć w KSE	2021	2030
II.80	Zakup i montaż urządzeń do kompensacji mocy biernej - etap III	Zapewnienie większej stabilności i bezpieczeństwa pracy KSE, a także poprawa zdolności do regulacji napięć w systemie	2025	2031
II.81	Modernizacja populacji transformatorów - etap VI	Instalacja nowych lub wymiana istniejących jednostek transformatorowych w celu poprawy pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej oraz stworzenia warunków dla przyłączenia nowych podmiotów do sieci przesyłowej	2016	2028
II.82	Modernizacja populacji transformatorów - etap VII	Instalacja nowych lub wymiana istniejących jednostek transformatorowych w celu poprawy pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej oraz stworzenia warunków dla przyłączenia nowych podmiotów do sieci przesyłowej	2017	2029
II.83	Modernizacja populacji transformatorów - etap VIII	Instalacja nowych lub wymiana istniejących jednostek transformatorowych w celu poprawy pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej oraz stworzenia warunków dla przyłączenia nowych podmiotów do sieci przesyłowej	2020	2034
II.84	Modernizacja populacji transformatorów - etap IX	Instalacja nowych lub wymiana istniejących jednostek transformatorowych w celu poprawy pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej oraz stworzenia warunków dla przyłączenia nowych podmiotów do sieci przesyłowej	2025	2034
II.85	Dostawy inwestorskie	Optymalizacja kluczowych urządzeń/aparatury pod kątem standardów obowiązujących w PSE S.A.	2019	2035
II.86	Budowa linii 400 kV Piła Krzewina-Plewiska	Stworzenie warunków dla synchronizacji krajów bałtyckich z Europą kontynentalną. Ponadto, stworzenie warunków dla wyprowadzenia mocy ze źródeł odnawialnych w północnej części kraju oraz poprawa pewności zasilania odbiorców na obszarze województw: pomorskiego i zachodniopomorskiego	2015	2027
II.87	Rozbudowa rozdzielni 400 kV i 110 kV w stacji 400/220/110 kV Dunowo wraz z instalacją transformatorów 400/110 kV	Stworzenie warunków dla synchronizacji krajów bałtyckich z Europą kontynentalną oraz stworzenie warunków dla wyprowadzenia mocy ze źródeł odnawialnych w północnej części kraju, a także poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej w rejonie Koszalina	2019	2031
II.88	Budowa linii 400 kV Dunowo-Żydowo Kierzkowo-Piła Krzewina	Stworzenie warunków dla synchronizacji krajów bałtyckich z Europą kontynentalną oraz stworzenie warunków dla wyprowadzenia mocy ze źródeł odnawialnych w północnej części kraju, a także poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na obszarze województw: pomorskiego i zachodniopomorskiego	2018	2028
II.89	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	Stworzenie warunków dla synchronizacji krajów bałtyckich z Europą kontynentalną oraz stworzenie warunków dla wyprowadzenia mocy ze źródeł odnawialnych w północnej części kraju, a także poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej w rejonie Piły	2018	2030

Lp. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
II.90	Przełączenie linii 220 kV Bydgoszcz Zachód-Jasiniec do pracy na napięciu 400 kV	Stworzenie warunków dla wyprowadzenia mocy z morskiej energetyki wiatrowej oraz dla innych źródeł odnawialnych w północnej części kraju, a także poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej północnej Polski	2021	2032
II.91	Dostosowanie stacji Bydgoszcz Zachód do pracy na napięciu 400 kV wraz z instalacją autotransformatora 400/110 kV i urządzeń do kompensacji mocy biernej	Stworzenie warunków dla wyprowadzenia mocy z morskiej energetyki wiatrowej oraz dla innych źródeł odnawialnych w północnej części kraju, a także poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej północnej Polski. Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2023	2030
II.92	Modernizacja stacji 220/110 kV Toruń Elana	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.) oraz stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z odnawialnych źródeł wytwórczych Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2018	2029
II.93	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	Stworzenie warunków dla wyprowadzenia mocy z morskiej energetyki wiatrowej oraz dla innych źródeł odnawialnych w północnej części kraju, a także poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej obszaru Bydgoszczy i jej aglomeracji	2021	2028
II.94	Modernizacja linii 400 kV Dunowo-Słupsk	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu stworzenia warunków dla synchronizacji krajów bałtyckich z Europą kontynentalną oraz w celu stworzenia warunków dla wyprowadzenia mocy ze źródeł odnawialnych w północnej części kraju, a także poprawy pewności zasilania odbiorców na obszarze województw: pomorskiego i zachodniopomorskiego	2018	2028
II.95	Rozbudowa stacji 400/110 kV Słupsk dla przyłączenia MFW Bałtyk Środkowy i MFW Bałtyk Środkowy II	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z morskich farm wiatrowych	2022	2031
II.96	Modernizacja stacji przekształtnikowej AC/DC Słupsk	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.), w tym modernizacja systemu sterowania i zabezpieczeń MACH2 do najnowszej wersji a także dla zapewnienia warunków wyprowadzenia mocy ze źródeł odnawialnych na północy kraju	2019	2028
II.97	Budowa stacji 220/110 kV Wigry	Poprawa bezpieczeństwa systemów Krajów Bałtyckich pracujących synchronicznie z systemem CESA (Continental Europe Synchronous Area), a także istotne zmniejszenie ryzyka pracy wyspowej Krajów Bałtyckich	2023	2031
II.98	Budowa stacji 220/110 kV Norki	Poprawa bezpieczeństwa systemów Krajów Bałtyckich pracujących synchronicznie z systemem CESA (Continental Europe Synchronous Area), a także istotne zmniejszenie ryzyka pracy wyspowej Krajów Bałtyckich	2023	2031
II.99	Budowa linii 220 kV Ełk Bis-Granica RP	Poprawa bezpieczeństwa systemów Krajów Bałtyckich pracujących synchronicznie z systemem CESA (Continental Europe Synchronous Area), a także istotne zmniejszenie ryzyka pracy wyspowej Krajów Bałtyckich	2023	2032
II.100	Modernizacja linii 220 kV Ostrołęka-Ełk	Poprawa bezpieczeństwa systemów Krajów Bałtyckich pracujących synchronicznie z systemem CESA (Continental Europe Synchronous Area), a także istotne zmniejszenie ryzyka pracy wyspowej Krajów Bałtyckich	2023	2031
II.101	Rozbudowa stacji 400/110 kV Ełk Bis wraz z przebudową stacji 220/110 kV Ełk	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej w północno-wschodniej części kraju poprzez instalację drugiego transformatora 400/110 kV w SE Ełk Bis oraz stworzenie warunków do likwidacji wyeksploatowanej rozdzielni 220 kV w SE Ełk. Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej. Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2022	2030

Lp. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
III.1	Rozbudowa stacji 400/110 kV Narew dla przyłączenia nowych obiektów do KSE	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej oraz z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2021	2030 ⁽²⁾
III.2	Rozbudowa stacji 400/110 kV Płock dla przyłączenia nowych obiektów do KSE	Zapewnienie możliwości przyłączenia nowych obiektów do KSE	2024	2030 ⁽²⁾
III.3	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Ołtarzew dla przyłączenia nowych obiektów do KSE	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej. Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na obszarze aglomeracji warszawskiej	2024	2033 ^{(1) (2)}
III.4	Budowa linii 400 kV Grudziądz-Płock	Wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej	2022	2034
III.5	Modernizacja (rozbudowa) linii 400 kV Płock-Ołtarzew	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu poprawy warunków przesyłania energii elektrycznej w kierunku północ – południe, w tym wyprowadzenia mocy z morskiej energetyki wiatrowej	2022	2035
III.6	Budowa linii 400 kV Stryków (Dmosin)-Kutno (Witonia)-nowa stacja w rejonie Konina	Wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej oraz poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej centralnej Polski (w tym, w przyszłości, Portu Polska)	2021	2034 ⁽¹⁾
III.7	Budowa nowej stacji 400 kV w rejonie Konina wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Kromolice-Pątnów	Wyprowadzenie mocy z elektrowni jądrowej PEJ sp. z o.o. oraz z planowanej elektrowni jądrowej PGE PAK Energia Jądrowa S.A.	2024	2034 ⁽⁶⁾
III.8	Budowa stacji 400/110 kV w rejonie CPK wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Rogowiec (Dmosin)-Ołtarzew	Zasilanie obiektów stacyjnych wchodzących w skład projektu budowy Portu Polska w ramach tzw. komponentu kolejowego	2022	2030 ⁽⁴⁾
III.9	Rozbudowa stacji 400 kV Łomża Systemowa dla przyłączenia nowych obiektów do KSE	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2027	2030 ⁽²⁾
III.10	Rozbudowa stacji 400 kV Stanisławów dla przyłączenia nowych obiektów do KSE	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej. Stworzenie warunków dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego 110 kV. Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na obszarze aglomeracji warszawskiej	2026	2034 ^{(1) (2)}
III.11	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Ostrołęka dla przyłączenia nowych obiektów do KSE	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2024	2031 ⁽²⁾
III.12	Rozbudowa stacji 220/110 kV Pabianice dla przyłączenia nowych obiektów do KSE	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej oraz z nowej elektrowni fotowoltaicznej. Zasilanie obiektów stacyjnych wchodzących w skład projektu budowy Portu Polska w ramach tzw. komponentu kolejowego	2024	2031 ^{(2) (4)}
III.13	Rozbudowa stacji 220/110 kV Zgierz dla przyłączenia nowych obiektów do KSE	Stworzenie warunków dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego 110 kV. Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2024	2030 ⁽²⁾
III.14	Rozbudowa stacji 220/110 kV Janów dla przyłączenia nowych obiektów do KSE	Zapewnienie możliwości przyłączenia nowych obiektów do KSE	2025	2032 ⁽²⁾
III.15	Rozbudowa stacji 400/110 kV Trębaczew dla przyłączenia nowych obiektów do KSE	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2024	2032 ⁽²⁾
III.16	Rozbudowa stacji 220/110 kV Ząbkowice dla przyłączenia nowych obiektów do KSE	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej. Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni wiatrowej	2024	2030 ⁽²⁾
III.17	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Mikułowa dla przyłączenia nowych obiektów do KSE	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni wiatrowej. Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej oraz z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2024	2030 ⁽²⁾
III.18	Rozbudowa stacji 400/110 kV Pasikurówice dla przyłączenia nowych obiektów do KSE	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej.	2023	2028 ⁽²⁾

Lp. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
III.19	Budowa nowej stacji 400/110 kV w rejonie Legnicy wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Mikułowa-Pasikurowice oraz Czarna-Pasikurowice	Zasilanie terenu inwestycyjnego w rejonie Legnicy i poprawa niezawodności zasilania odbiorców w obrębie Wrocławia i jego aglomeracji	2023	2031 ⁽¹⁾
III.20	Budowa stacji 220/110 kV Żagań (Marszów) wraz z wprowadzeniem linii 220 kV	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na obszarze województwa lubuskiego oraz stworzenie warunków dla wyprowadzenia mocy z odnawialnych źródeł wytwórczych. Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej oraz z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2019	2029 ^{(1) (2)}
III.21	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Leśniów	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2023	2029 ⁽²⁾
III.22	Rozbudowa stacji 400/110 kV Czarna dla przyłączenia nowych obiektów do KSE	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2024	2030 ⁽²⁾
III.23	Rozbudowa stacji 400/220 kV Krajnik dla przyłączenia nowych obiektów do KSE	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2024	2031 ⁽²⁾
III.24	Rozbudowa stacji 400/110 kV Kromolice dla przyłączenia nowych obiektów do KSE	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej. Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej. Zasilanie obiektów stacyjnych wchodzących w skład projektu budowy Portu Polska w ramach tzw. komponentu kolejowego	2024	2030 ^{(2) (4)}
III.25	Rozbudowa stacji 220/110 kV Reclaw dla przyłączenia nowych obiektów do KSE	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2024	2029 ⁽²⁾
III.26	Budowa linii 400 kV Gdańsk Błonia-Olsztyn Mątki	Wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej	2018	2030
III.27	Budowa linii 400 kV Choczewo – nacięcie linii Gdańsk Błonia-Grudziądz Węgrowo	Wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej	2019	2030
III.28	Budowa linii 400 kV Gdańsk Przyjaźń-Choczewo	Wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej	2019	2029
III.29	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Olsztyn Mątki wraz z przełączeniem toru linii 220 kV Olsztyn Mątki-Olsztyn I-Ostrołęka na napięcie 400 kV	Wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej. Stworzenie warunków dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego 110 kV. Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2021	2031 ⁽²⁾
III.30	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Grudziądz Węgrowo dla przyłączenia nowych obiektów do KSE	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowych jednostek wytwórczych, w tym z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2024	2031 ⁽²⁾
III.31	Rozbudowa stacji 400/110 kV Żarnowiec dla przyłączenia nowych obiektów do KSE	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni wiatrowej. Stworzenie warunków dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego 110 kV	2024	2029 ⁽²⁾
III.32	Rozbudowa stacji 400/110 kV Pelplin dla przyłączenia nowych obiektów do KSE	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej. Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2024	2031 ⁽²⁾
III.33	Budowa linii 400 kV Kozienice – stacja w rejonie Stalowej Woli. Budowa linii 400 kV Połaniec/Rzeszów – stacja w rejonie Stalowej Woli	Zasilanie terenu inwestycyjnego w rejonie Stalowej Woli. Wyprowadzenie mocy z Elektrowni Kozienice	2023	2036 ^{(1) (2)}
III.34	Rozbudowa stacji 400/220 kV Kielce	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej. Stworzenie warunków dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego 110 kV	2026	2031 ⁽²⁾
III.35	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Chełm dla przyłączenia nowych obiektów do KSE	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej oraz z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2025	2030 ⁽²⁾
III.36	Rozbudowa stacji 220/110 kV Mokre dla przyłączenia nowych obiektów do KSE (w tym zasilanie PT Płoskie)	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni wiatrowej. Stworzenie warunków dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego 110 kV.	2025	2029 ^{(2) (4)}

Lp. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
		Zasilanie obiektów stacyjnych wchodzących w skład projektu budowy Portu Polska w ramach tzw. komponentu kolejowego		
III.37	Rozbudowa stacji 220/110 kV Abramowice dla przyłączenia nowych obiektów do KSE	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2026	2031 ⁽²⁾
III.38	Instalacja systemów detekcji zagrożeń oraz systemów detekcji i neutralizacji BSP na obiektach KSE	Podniesienie poziomu bezpieczeństwa obiektów elektroenergetycznych, a także zgodność z rekomendacjami krajowych programów ochrony infrastruktury krytycznej	2025	2030
III.39	SECUREHUB – Transportowo-Logistyczne Centra Bezpieczeństwa PSE S.A.	Podniesienie poziomu bezpieczeństwa obiektów elektroenergetycznych poprzez utworzenie w 6 lokalizacjach węzłów transportowo-logistycznych odseparowanych od terenu ruchu elektroenergetycznego, a także zgodność z rekomendacjami krajowych programów ochrony infrastruktury krytycznej	2025	2030
III.40	Rozbudowa stacji 220/110 kV Kopanina dla przyłączenia nowych obiektów do KSE	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej oraz z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2024	2031 ⁽²⁾
III.41	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Łągisza dla przyłączenia nowych obiektów do KSE	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2024	2031 ⁽²⁾
III.42	Budowa linii 220 kV Poręba - nacięcie linii Byczyna-Bujaków wraz z rozbudową stacji 220/110 kV Poręba	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2024	2033 ⁽²⁾
III.43	Budowa linii 400 kV Byczyna - nacięcie linii Tucznawa-Skawina wraz z rozbudową stacji 400/220 kV Byczyna	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej. Stworzenie warunków do przesyłania energii elektrycznej przez połączenie prądu stałego północ – południe	2024	2034 ⁽²⁾
III.44	Budowa linii 400 kV Byczyna-Podborze	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województwa śląskiego oraz poprawa warunków funkcjonowania połączenia prądu stałego północ – południe	2026	2037 ^{(1) (3)}
III.45	Modernizacja (rozbudowa) linii 400 kV Byczyna-Tucznawa	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu poprawy warunków funkcjonowania połączenia prądu stałego północ – południe	2029	2035
III.46	Modernizacja (rozbudowa) linii 400 kV Byczyna-Skawina	Poprawa bezpieczeństwa pracy sieci w południowej części kraju, a także poprawa warunków zasilania sieci dystrybucyjnej 110 kV z sieci przesyłowej	2025	2035 ⁽²⁾
III.47	Modernizacja (rozbudowa) linii 220 kV Byczyna-Poręba	Poprawa bezpieczeństwa pracy sieci w południowej części kraju, a także poprawa warunków zasilania sieci dystrybucyjnej 110 kV z sieci przesyłowej	2025	2032 ⁽²⁾
III.48	Rozbudowa stacji 220/110 kV Klikowa dla przyłączenia nowych obiektów do KSE	Stworzenie warunków dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego 110 kV. Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2024	2029 ⁽²⁾
III.49	Rozbudowa stacji 400/110 kV Dobrzeń dla przyłączenia nowych obiektów do KSE	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2024	2030 ⁽²⁾
III.50	Rozbudowa stacji 220/110 kV Groszowice dla przyłączenia nowych obiektów do KSE	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni wiatrowej	2024	2029 ⁽²⁾
III.51	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Skawina dla przyłączenia nowych obiektów do KSE	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni gazowej	2025	2033 ⁽²⁾
III.52	Budowa połączenia HVDC północ-południe	Budowa połączenia prądu stałego służącego do przesyłania energii elektrycznej z północy kraju na południe kraju w rejon Górnego Śląska	2022	2037
III.53	Budowa stacji 400 kV Krzemienica z wprowadzeniem linii 400 kV Dunowo-Słupsk i linii 400 kV Słupsk-Żydowo Kierzkowo	Przyłączenie i wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej	2019	2031 ⁽²⁾
III.54	Budowa nowej stacji 400/110 kV na obszarze Pomorza Zachodniego	Wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej	2025	2035 ⁽²⁾

Lp. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
III.55	Budowa nowej stacji 400/110 kV w rejonie Trójmiasta wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Żydowo Kierzkowo-Gdańsk Przyjaźń	Przyłączenie i wyprowadzenie mocy z elektrowni jądrowej	2022	2035 ⁽⁶⁾
III.56	Budowa stacji 400/110 kV Biebrowo przy Elektrowni Jądrowej	Przyłączenie i wyprowadzenie mocy z elektrowni jądrowej, w okresie przejściowym zasilanie placu budowy elektrowni jądrowej	2022	2034 ⁽⁶⁾
III.57	Budowa linii 400 kV od stacji 400/110 kV Biebrowo przy Elektrowni Jądrowej do nacięcia linii Kromolice-Pątnów	Wyprowadzenie mocy z elektrowni jądrowej	2024	2037 ⁽⁶⁾
III.58	Budowa linii 400 kV od stacji 400/110 kV Biebrowo przy Elektrowni Jądrowej do nowej stacji w rejonie Trójmiasta	Przyłączenie i wyprowadzenie mocy z elektrowni jądrowej	2022	2035 ⁽⁶⁾
III.59	Budowa linii 400 kV nowa stacja w rejonie Trójmiasta – nacięcie linii Grudziądz Węgrowsko-Jasiniec	Wyprowadzenie mocy z elektrowni jądrowej	2022	2035 ⁽⁶⁾
III.60	Rozbudowa stacji 220/110 kV Włocławek Azoty dla przyłączenia nowych obiektów do KSE	Zapewnienie możliwości przyłączenia nowych obiektów do KSE	2024	2030 ⁽²⁾

Objaśnienia do przypisów w wierszu górnym tabeli:

*1 Numeracja stosowana w PSE S.A. na potrzeby procesów wewnętrznych

*2 Inwestycje sieciowe PSE S.A., co do zasady, nie są dedykowane osiągnięciu pojedynczych celów, a tym samym nie powinny być indywidualnie przyporządkowywane jako dedykowane pojedynczym obiektom, czy podmiotom. Inwestycje te najczęściej wspierają wiele celów, takich jak:

- niezawodność zasilania odbiorców energii elektrycznej,
- przyłączenie i wyprowadzenie mocy ze źródeł wytwórczych,
- likwidację ograniczeń w wykorzystaniu zdolności przesyłowych połączeń transgranicznych,
- stworzenie warunków do pracy źródeł wytwórczych zgodnej z transakcjami handlowymi,
- uzyskanie szerszych możliwości prowadzenia prac eksploatacyjnych, remontowych i inwestycyjnych w obszarze północnym KSE.

Inwestycje sieciowe pozwalają na obsługiwanie potrzeb zarówno odbiorców jak i wytwórców, umożliwiając przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej w ramach handlu energią elektryczną oraz obowiązków operatorów systemów elektroenergetycznych. Infrastruktura, która powstanie w wyniku przedmiotowych inwestycji będzie wykorzystywana stosownie do bieżących uwarunkowań systemowych.

*3 Data zakończenia zadania zarówno pod względem technicznym jak i finansowym i formalnym

Zastrzeżenia dat realizacji zadań inwestycyjnych:

- (1) Zasadność realizacji zadania i jego termin uzależnione są od powstania i rozwoju odbiorców energii na danym terenie inwestycyjnym.
- (2) Termin realizacji zadania uzależniony jest od faktu oraz harmonogramu fizycznej budowy: źródła wytwórczego, odbiorcy energii elektrycznej albo magazynu energii elektrycznej.
- (3) Harmonogram zadania uzależniony jest od tempa i zakresu wycofań oraz odtworzeń mocy wytwórczych na obszarze Górnego Śląska, a także od tempa i zakresu przyrostu mocy wytwórczych w północnej części KSE.
- (4) Zasadność realizacji zadania i jego harmonogram uzależnione są od budowy infrastruktury Portu Polska.
- (5) Zasadność realizacji zadania i jego harmonogram uzależnione są od budowy elektrowni szczytowo – pompowej w rejonie Kotliny Kłodzkiej.
- (6) Harmonogram realizacji zadania uzależniony jest od liczby bloków, ich mocy oraz harmonogramu budowy.

5.6 Zadania inwestycyjne w zakresie teleinformatyki

Tab. 5.4 Zadania inwestycyjne w zakresie teleinformatyki

Lp. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *2
I.1	Opracowanie i wdrożenie narzędzi informatycznych wspierających bilansowanie handlowo-techniczne	Wdrożenie regulacji prawnych o zasięgu europejskim i krajowym poprzez zbudowanie i wdrożenie szeregu narzędzi informatycznych wspierających obszar zarządzania pracą KSE, w tym w szczególności obszar bilansowania handlowo – technicznego	zadanie stałe	zadanie stałe
I.2	Opracowanie i wdrożenie narzędzi informatycznych wspierających bilansowanie handlowo-techniczne w zakresie pomiarowo-rozliczeniowym	Wsparcie obszaru zarządzania pracą KSE	2025	2028
I.3	Budowa systemu informatycznego obsługi mechanizmów zarządzania pracą systemu elektroenergetycznego opartych na pełnym modelu sieci	Wdrożenie europejskich kodeksów sieciowych (SOGL) poprzez wdrożenie oprogramowania NMMS (Network Model Management System) przeznaczonego do scentralizowanego tworzenia i zarządzania modelami sieci obejmującymi średnio i długoterminowy horyzont planowania pracy sieci (do 5 lat naprzód)	2015	2031
I.4	Aktualizacja (upgrade) oprogramowania podsystemów SCADA oraz EMS Systemu DYSTER	Wyposażenie służb dyspozytorskich Operatora Systemu Przesyłowego w narzędzie informatyczne zapewniające efektywne i niezawodne wykonywanie zadań w obszarze prowadzenia ruchu KSE w ramach jednego, scentralizowanego systemu SCADA, wyposażonego w narzędzia obliczeniowe EMS oraz interfejsy umożliwiające spełnienie wymagań w zakresie interoperacyjności z innymi systemami w PSE S.A.	2017	2032
I.5	Modernizacja systemów dyspozytorskich	Dostosowanie obecnie użytkowanych aplikacji do nowych lub zmieniających się procesów związanych z paneuropejską wymianą modeli w ramach procedur CGMES, D2CF, DACF, IDCF wspierających krótkookresowe planowanie pracy KSE	2006	2031
I.6	Instalacja systemu monitorowania obciążalności linii	Wdrożenie systemu SMOL w celu umożliwienia wyznaczenia dopuszczalnej obciążalności prądowej linii wynikającej z panujących aktualnie i prognozowanych warunków pogodowych oraz z aktualnej odległości przewodów fazowych od ziemi lub od obiektu krzyżowanego	2017	2029
I.7	Dostosowanie układów MK-SORN w ODM do rozwiązania na serwerach wirtualnych	Zapewnienie służbom ruchowym ODM zdalny dostęp do automatyk ARST/ARNE	2025	2028
I.8	Dostosowanie układów regulacji napięcia ARST w stacjach dzielonych do współpracy z układami regulacji MWE	Dostosowanie układów regulacji napięcia na stacjach PSE S.A. do współpracy z układami regulacji MWE w celu ich włączenia do automatycznej regulacji napięcia i wykorzystanie tych źródeł mocy biernej dla stabilizacji napięć w punktach przyłączenia	2026	2027
I.9	Zakup licencji oprogramowania	Zapewnienie funkcjonowania systemów informatycznych zgodnie z przyjętymi standardami	zadanie stałe	zadanie stałe
I.10	Program Transformacji Systemów SAP	i wymogami użytkowania oraz bezpieczeństwa	2021	2030
I.11	Rozwój systemu SAP w obszarze finansowo – księgowym i logistycznym	Optymalizacja kosztowa i organizacyjna w obszarze finansowo – księgowym i logistycznym	2021	2028
I.12	Rozwój funkcjonalności opartych o rozwiązania chmurowe SAP SuccessFactors	Optymalizacja kosztowa i organizacyjna w obszarze zarządzania celami Spółki	2021	2031
I.13	Budowa i rozwój funkcjonalności SAP HR)	Optymalizacja kosztowa, organizacyjna, a także modernizacja technologiczna w zakresie SAP HR	2021	2031
I.14	Rozwój systemów SAC i SAP Datasphere	Dostosowanie systemów do potrzeb jednostek organizacyjnych PSE S.A.	2026	2030
I.15	Rozwój funkcjonalności systemu Asset Management	Dostosowanie systemu do zmian w jego otoczeniu biznesowo-technicznym	zadanie stałe	zadanie stałe
I.16	Wdrożenie aplikacji mobilnych klasy WFM (Workforce Management)	Wdrożenie aplikacji mobilnych w celu wsparcia pracy służb eksploatacyjnych w terenie	2020	2030

Lp. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *2
I.17	Rozwój systemu JIRA	Dostosowanie systemu JIRA/Confluence do bieżących potrzeb organizacji w zakresie wsparcia realizacji zadań oraz projektów ITC	2024	2028
I.18	Rozwój funkcjonalności Systemu Obsługi Spraw	Podniesienie efektywności procesów realizowanych w PSE S.A. poprzez wdrożenie elektronicznego systemu zarządzania obiegami spraw w Systemie Obsługi Spraw	2017	2030
I.19	Rozwój platformy integracyjnej ESB	Dostosowanie rozwiązań integracyjnych do nowych zasad zarządzania pracą KSE	2025	2028
I.20	Rozwój ZRiP (Zarządzanie roszczeniami i prawami)	Rozbudowa obecnie funkcjonującego narzędzia o nowe funkcjonalności	2026	2027
I.21	Rozwój funkcjonalności Microsoft Project Server (PPM)	Dostosowanie funkcjonalności Microsoft Project Server do bieżących potrzeb w celu podniesienia efektywności realizacji projektów w PSE S.A.	2019	2027
I.22	Rozwój funkcjonalności platformy aplikacji SharePoint/WEB	Dostosowanie funkcjonalności aplikacji w celu automatyzacji i wsparcia procesów realizowanych w Spółce	2019	2028
I.23	Intranet oraz inne narzędzia do komunikacji wewnętrznej	Udostępnienie narzędzi zarządzania wiedzą wszystkim grupom pracowniczym oraz skrócenie czasu dotarcia do informacji	2021	2027
I.24	Automatyzacja Procesów Biznesowych	Wzrost efektywności istotnych procesów biznesowych poprzez zmniejszenie pracochłonności, podniesienie jakości wykonywanych prac oraz możliwości przekierowania pracowników do zadań wymagających wyższego poziomu świadomości i decyzyjności	2022	2027
I.25	Rozwój metod i narzędzi wspomagających zarządzanie architekturą systemów IT	Integracja domen architektury korporacyjnej (domeny biznesowej, danych, aplikacji i systemów oraz technicznej) w ramach jednego repozytorium centralnego wraz z określeniem zasad jego budowy i zarządzania	2021	2027
I.26	Wdrożenie narzędzia eDelegacje - rozwiązanie informatyczne wspierające proces obsługi i rozliczeń delegacji	Digitalizacja i uproszczenie procesu obsługi i rozliczeń delegacji w PSE S.A.	2024	2027
I.27	Modernizacja technologiczna i funkcjonalna systemu SCADA w Departamencie Eksploatacji (DE)	Dostosowanie Systemu WindEx do zmian wynikających z segmentacji sieci teleinformatycznych IT/OT w celu zminimalizowania zagrożeń cyberatakami na KSE	2022	2030
I.28	Modernizacja systemów łączności	Dostosowanie systemów łączności dyspozytorskiej do wymagań rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (NC ER)	2017	2028
I.29	Modernizacja systemów telezabezpieczeń na liniach elektroenergetycznych	Wymiana wyeksploatowanych urządzeń telezabezpieczeń	2018	2030
I.30	Modernizacja systemów zasilania urządzeń telekomunikacyjnych i teleinformatycznych	Wymiana wyeksploatowanych urządzeń teleinformatycznych	2017	2032
I.31	Modernizacja systemów klimatyzacji (chłodu technologicznego)	Wymiana wyeksploatowanych urządzeń wchodzących w skład systemów klimatyzacji w stacjach elektroenergetycznych	2017	2031
I.32	Modernizacja systemu BMS poprzez aktualizację oprogramowania EBI do najnowszej wersji w siedzibie PSE S.A.	Aktualizacja oprogramowania do najnowszej wersji	2026	2027
I.33	Projekt migracji systemów teleinformatycznych PSE do architektury 3-ośrodkowej [MultiSite]	Zapewnienie operacyjnej ciągłości działania PSE S.A.	2024	2029
I.34	Dostawa i wdrożenie platform systemowych w CPD Miłosna [MultiSite_PS]	Spełnienie wymaganych parametrów dostępności systemów teleinformatycznych, wspierających procesy krytyczne	2026	2028
I.35	Wdrożenie infrastruktury LAN/WAN w CPD w Miłosnej i Radomiu	Zapewnienie ciągłości działania procesów PSE S.A. na wypadek wystąpienia sytuacji kryzysowych	2026	2027
I.36	Platforma sprzętowa systemów informatycznych PSE S.A.	Modernizacja lub rozbudowa istniejących systemów IT w Spółce w celu zapewnienia bezpiecznej i niezawodnej pracy systemów krytycznych, kluczowych oraz usług i systemów wspierających działalność PSE S.A.	zadanie stałe	zadanie stałe
I.37	Transformacja Platformy Kontenerowej (TPC)	Transformacja Platformy Kontenerowej, aby uzyskać jej oczekiwaną wydajność oraz odporność na katastrofę	2024	2029

Lp. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *2
I.38	Wdrożenie platformy OpenShift	Umożliwienie tworzenia aplikacji w architekturze kontenerowej oraz zarządzanie nimi na różnych środowiskach chmurowych i lokalnych	2026	2027
I.39	Komunikator On-premise	Zapewnienie łączności w przypadku niedostępności łączy Internetowych	2026	2029
I.40	Systemy wsparcia użytkowników	Wsparcie procesów zarządzania usługami IT, umożliwienie monitorowania i zarządzania stanem infrastruktury IT	2026	2028
I.41	Budowa systemu monitorowania infrastruktury teleinformatycznej IT	Zapewnienie kompleksowego monitorowania wszystkich obszarów w infrastrukturze celem podniesienia jakości świadczonych usług	2021	2029
I.42	Migracja oraz rozwój systemów Active Directory, poczty korporacyjnej, PKI i usług powiązanych w IT/OT	Zapewnienie bezpiecznej i niezawodnej pracy systemów krytycznych, kluczowych, oraz usług i systemów wspierających działalność firmy	2025	2030
I.43	Program Segmentacji Sieci – separacja sieci komputerowych poszczególnych stref OT, IT oraz zewnętrznych podmiotów	Mitygacja zagrożeń cyberbezpieczeństwa w ramach programu Segmentacji	2020	2028
I.44	Wdrożenie HSM OT na potrzeby PKI oraz zarządzania kluczami dla zapasowego CPD	Umożliwienie zarządzania ryzykiem utraty możliwości sterowania pracą KSE związanym z cyberatakami na systemy IT/OT	2021	2028
I.45	Systemy bezpieczeństwa ICT – wdrożenie i rozbudowa	Podnoszenie bezpieczeństwa teleinformatycznego	2026	2028
I.46	PCN Out of Band	Wdrożenie europejskich kodeksów sieciowych (NC ER) poprzez budowę sieci komunikacyjnej Europejskich Operatorów Systemów Przesyłowych tzw. OOB (Out of Band) niezależnej od sieci komunikacyjnej tzw. PCN (Physical Communication Network) na wypadek jej niedostępności	2023	2028
I.47	Rozbudowa sieci DWDM	Zapewnienie możliwości zwiększenia przepustowości przesyłania danych pomiędzy centralą PSE S.A. a siedzibami ZKO i kluczowymi stacjami elektroenergetycznymi poprzez rozbudowę istniejącego systemu DWDM	2022	2033
I.48	Budowa centralnego systemu informacji rynku energii CSIRE	Wdrożenie zapisów Ustawy Pe poprzez budowę rozwiązania informatycznego niezbędnego do realizacji przez PSE S.A. zadań Operatora Informacji Rynku Energii (OIRE)	2018	2029
I.49	Budowa systemu pomiarowo-rozliczeniowego jakości energii elektrycznej SPRJEE	Wdrożenie systemu pomiarowo-rozliczeniowego jakości energii elektrycznej (SPRJEE) integrującego, przetwarzającego i udostępniającego dane pomiarowe niezbędne dla zapewnienia obsługi procesów wymiany informacji dotyczących jakości dostarczanej energii elektrycznej w CSIRE	2022	2029
I.50	Aktualizacja oprogramowania systemu monitorowania jakości energii elektrycznej PQ Secure	Aktualizacja oprogramowania systemu PQ Secure dla wypełnienia wymagań dotyczących standardów bezpieczeństwa IT oraz dla zapewnienia ciągłości wsparcia procesu biznesowego związanego z monitorowaniem jakości energii elektrycznej	2026	2028
I.51	Rozwój narzędzi wspierających proces zarządzania ryzykiem	Wsparcie działań związanych z podejmowaniem decyzji w zakresie zarządzania ryzykiem w funkcjonowaniu KSE i Spółki poprzez rozwój funkcjonalności narzędzi analitycznych i obliczeniowych	2019	2027
I.52	Budowa platformy wymiany energii bilansującej z rezerw mFRR (MARI)	Wdrożenie europejskich kodeksów sieciowych (EGBL) poprzez zbudowanie platformy, w ramach międzynarodowego projektu MARI, wspierającej działanie europejskiego rynku energii bilansującej w zakresie regulacji mFRR	zadanie stałe	zadanie stałe
I.53	Budowa platformy wymiany energii bilansującej z rezerw aFRR (PICASSO)	Wdrożenie europejskich kodeksów sieciowych (EGBL) poprzez zbudowanie platformy, w ramach międzynarodowego projektu PICASSO, wspierającej działanie europejskiego rynku energii bilansującej w zakresie regulacji aFRR	zadanie stałe	zadanie stałe
I.54	Budowa narzędzia IT do zarządzania zdolnościami przesyłowymi na potrzeby platform wymiany energii bilansującej (Capacity Management Module)	Wdrożenie europejskich kodeksów sieciowych (EGBL, SOGL) poprzez zbudowanie narzędzia informatycznego, w ramach międzynarodowego projektu MARI, odpowiedzialnego za zarządzanie zdolnościami przesyłowymi (Capacity Management Module) na potrzeby platform wymiany energii bilansującej z rezerw RR, aFRR, mFRR i IN	zadanie stałe	zadanie stałe
I.55	Rozwój narzędzi informatycznych do monitorowania Rynku Bilansującego	Opracowanie i rozwój narzędzi informatycznych służących do monitorowania Rynku Bilansującego (RB) zgodnie z wymaganiami rozporządzenia REMIT	2022	2028
I.56	System Nadzoru Rynku Bilansującego	Stworzenie profesjonalnego systemu do monitorowania Rynku Bilansującego	2026	2028

Lp. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *2
I.57	Budowa systemu IT dla Rynku Mocy (STORM)	Wdrożenie zapisów ustawy o Rynku Mocy poprzez zbudowanie Systemu Teleinformatycznego Obsługi Rynku Mocy (STORM) wspierającego realizację procesów na rynku mocy dla zapewnienia wystarczalności generacji w horyzoncie średnio i długoterminowym	2017	2030
I.58	System IT wspierający proces przyłączeniowy	Budowa systemu teleinformatycznego wspierającego realizację procesów przyłączeniowych	2025	2029
I.59	Budowa narzędzia CORE CC Tool Package	Wdrożenie europejskich kodeksów sieciowych (CACM, FCA, SOGL) poprzez zbudowanie narzędzi do wyznaczania zdolności przesyłowych w regionie CORE	2021	2037
I.60	Wdrożenie platformy wymiany danych CDE - rozwinięcie systemu FileNet	Zapewnienie wymiany informacji w ramach procesu inwestycyjnego oraz eksploatacyjnego, z wykorzystaniem modelu BIM	2024	2027

Objaśnienia do przypisów w wierszu górnym tabeli:

*1 Numeracja stosowana w PSE S.A. na potrzeby procesów wewnętrznych

*2 Data zakończenia zadania zarówno pod względem technicznym jak i finansowym i formalnym

5.7 Zadania inwestycyjne w zakresie budynków i budowli, zakupów gotowych dóbr inwestycyjnych oraz zakupu obiektów sieciowych i regulowania stanu prawnego nieruchomości

Tab. 5.5 Zadania inwestycyjne w zakresie budynków i budowli, zakupów gotowych dóbr inwestycyjnych oraz zakupu obiektów sieciowych i regulowania stanu prawnego nieruchomości

Lp. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *2
Budynki i budowle				
IV.1	Modernizacja budynku nastawni w stacji 400/220/110 kV Łagisza	Poprawa stanu technicznego budynku oraz ograniczenie kosztów zużycia energii cieplnej	2022	2027
IV.2	Budowa budynku zaplecza socjalnego dla WTE Płock	Zapewnienie zaplecza biurowego i socjalnego dla pracowników Wydziałów Terenowej Eksploatacji Janów i Płock zgodnie z wymogami BHP	2021	2028
IV.3	Budowa budynku warsztatowo-biurowego dla WTE Janów	Zapewnienie pracownikom Wydziału Terenowej Eksploatacji (WTE) Janów właściwych warunków pracy, zgodnych z przepisami dotyczącymi bezpieczeństwa i higieny pracy	2024	2028
IV.4	Modernizacja budynku zaplecza techniczno-socjalnego w stacji 400/110 kV Żarnowiec	Dostosowaniu układu pomieszczeń do funkcji budynku jako zaplecza techniczno-socjalnego ZES	2025	2027
IV.5	Modernizacja wybranych budynków na stacji 400/110 kV Dobrzeń	Poprawa stanu technicznego budynków	2026	2028
IV.6	Modernizacja pomieszczeń akumulatorni w wybranych stacjach NN	Zapewnienie bezpieczeństwa personelu poprzez eliminację zagrożeń podczas wykonywania zabiegów eksploatacyjnych na pracujących bateriach akumulatorów	2025	2028
IV.7	Montaż instalacji klimatyzacyjnej w pomieszczeniach teletechnicznych i technologicznych w siedzibie PSE S.A.	Zwiększenie bezpieczeństwa zaopatrzenia w chłód pomieszczeń węzłów telekomunikacyjnych/teletechnicznych i pomieszczeń technologicznych	2022	2030
IV.8	Wykonanie systemu nawadniającego na terenie siedziby PSE S.A.	Redukcja kosztów utrzymania terenów biologicznie aktywnych oraz optymalizacja systemu rozprzodzenia wody	2021	2028
IV.9	Wymiana urządzeń centralnych dźwiękowego systemu ostrzegawczego (DSO) w siedzibie PSE S.A.	Utrzymanie wysokich warunków bezpieczeństwa poprzez zapewnienie prawidłowej pracy systemów ochrony ppoż. i ewakuacji w siedzibie PSE S.A. w Konstancinie-Jeziornie oraz wymianę przestarzałych urządzeń centralnych na nowe, posiadające wsparcie techniczne producenta	2024	2027
IV.10	Modernizacja systemu suchego gaszenia gazem (SUG) w siedzibie PSE S.A.	Zapewnienia bezpiecznej pracy infrastruktury technicznej w pomieszczeniach technicznych (agregaty, rozdzielnie, UPS) i technologicznych (serwerownie)	2024	2029
IV.11	Budowa instalacji fotowoltaicznej w siedzibie PSE S.A.	Obniżenie kosztów funkcjonowania obiektu oraz poprawa niezależności energetycznej obiektu	2024	2027
IV.12	Modernizacja pomieszczeń podstawowego punktu dyspozytorskiego KDM w siedzibie PSE S.A.	Poprawa bezpieczeństwa punktu dyspozytorskiego	2026	2028
IV.13	Poprawa bezpieczeństwa siedziby PSE S.A.	Podniesienie poziomu bezpieczeństwa fizycznego siedziby głównej PSE S.A.	2026	2027
IV.14	Modernizacja systemu sygnalizacji włamania i napadu (SSWiN) w siedzibie PSE S.A.	Utrzymanie na wysokim poziomie zabezpieczenia technicznego dostępu niepowołanych osób na teren siedziby PSE S.A.	2028	2030
IV.15	Zapewnienie infrastruktury ładowania i systemu zarządzania dla samochodów elektrycznych	Uruchomienie infrastruktury do ładowania pojazdów elektrycznych w obiektach operatorskich PSE S.A. w związku z priorytetem dla pojazdów zero- i niskoemisyjnych (EV/PHEV), wspierających realizację celów klimatycznych i ESG Spółki	2025	2031
IV.16	Modernizacja pomieszczeń w siedzibie PSE S.A.	Poprawa stanu technicznego pomieszczeń biurowych	2025	2028
IV.17	Budowa magazynu energii elektrycznej na potrzeby własne nowej siedziby ZKO PSE S.A. w Radomiu	Osiągnięcie jak największej efektywności energetycznej, a tym samym optymalizowanie kosztów zakupu energii elektrycznej	2023	2028
IV.18	Budowa i integracja systemów automatyki budynkowej BMS siedziby PSE S.A. oraz ZKO w Poznaniu, Katowicach, Bydgoszczy i Radomiu	Powstanie własnego nowoczesnego systemu pozwalającego nadzorować infrastrukturę techniczną siedzib oraz umożliwienie analizowania efektywności energetycznej budynków	2025	2029
IV.19	Modernizacja pomieszczeń sanitarnych w budynku B1 ZKO PSE S.A. w Katowicach	Poprawa stanu technicznego pomieszczeń sanitarnych	2025	2028

Lp. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *2
Budynki i budowle				
IV.20	Modernizacja pomieszczeń biurowych, klatek schodowych oraz ciągów komunikacyjnych w budynku B1 ZKO PSE S.A. w Katowicach	Poprawa standardu oraz uzyskanie optymalnej powierzchni biurowej i socjalnej dla pracowników PSE S.A. w Katowicach	2028	2031
IV.21	Modernizacja systemów SOT w ZKO PSE S.A. w Katowicach	Wymiana wyeksploatowanych i awaryjnych elementów/systemów SOT niespełniających obowiązujących standardów oraz wymagań i norm	2020	2031
IV.22	Dostosowanie obiektów do wymogów Rozporządzenia Komisji UE z dnia 24 listopada 2017 r. dotyczącego stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemu elektroenergetycznego (NC ER) w ZKO PSE S.A. w Katowicach	Kompleksowa modernizacja układów zasilania siedzib ZKO celem spełnienia wymogów rozporządzenia Komisji UE z dnia 24 listopada 2017 r. dotyczącego stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemu elektroenergetycznego oraz dostosowanie układów zasilania siedzib ZKO do aktualnych standardów PSE S.A.	2021	2027
IV.23	Termomodernizacja budynków B2, B4 i B5 na terenie ZKO PSE S.A. w Katowicach	Poprawa stanu technicznego budynków	2027	2029
IV.24	Modernizacja systemów SOT w ZKO PSE S.A. w Bydgoszczy	Wymiana wyeksploatowanych i awaryjnych elementów/systemów SOT niespełniających obowiązujących standardów oraz wymagań i norm	2018	2029
IV.25	Dostosowanie obiektów do wymogów Rozporządzenia Komisji UE z dnia 24 listopada 2017 r. dotyczącego stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemu elektroenergetycznego (NC ER) w ZKO PSE S.A. w Bydgoszczy	Kompleksowa modernizacja układów zasilania siedzib ZKO celem spełnienia wymogów rozporządzenia Komisji UE z dnia 24 listopada 2017 r. dotyczącego stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemu elektroenergetycznego oraz dostosowanie układów zasilania siedzib ZKO do aktualnych standardów PSE	2019	2031
IV.26	Modernizacja sali konferencyjnej w budynku technicznym ZKO PSE S.A. w Bydgoszczy	Dostosowanie instalacji elektrycznej i przeciwpożarowej w sali konferencyjnej do aktualnych norm i standardów technicznych oraz zmniejszenie ryzyka awarii sprzętu i wypadków	2026	2028
IV.27	Modernizacja pomieszczeń biurowych, klatek schodowych i ciągów komunikacyjnych w budynku technicznym na terenie ZKO PSE S.A. w Bydgoszczy	Poprawa efektywności energetycznej budynku, dostosowanie ciągów komunikacyjnych do wymagań p.poż. oraz uzyskanie optymalnej powierzchni biurowej i socjalnej dla pracowników PSE S.A. w Bydgoszczy	2028	2033
IV.28	Modernizacja budynku HWN na terenie ZKO PSE S.A. w Poznaniu	Dostosowanie budynków do wytycznych oraz rekomendacji wynikających z audytów, kontroli oraz przeglądów	2025	2030
IV.29	Modernizacja budynku Ośrodka Szkoleniowego Dyspozytorów na terenie ZKO PSE S.A. w Poznaniu	Dostosowanie budynków do wytycznych oraz rekomendacji wynikających z audytów, kontroli oraz przeglądów	2023	2027
IV.30	Modernizacja systemów SOT w ZKO PSE S.A. w Poznaniu	Zwiększenie bezpieczeństwa siedziby PSE S.A. w Poznaniu poprzez dostosowanie standardu ochrony technicznej do wymagań stawianych obiektom stanowiącym infrastrukturę krytyczną oraz podlegającym obowiązkowej ochronie	2020	2031
IV.31	Dostosowanie obiektów do wymogów Rozporządzenia Komisji UE z dnia 24 listopada 2017 r. dotyczącego stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemu elektroenergetycznego (NC ER) w ZKO PSE S.A. w Poznaniu	Kompleksowa modernizacja układów zasilania siedzib ZKO celem spełnienia wymogów rozporządzenia Komisji UE z dnia 24 listopada 2017 r. dotyczącego stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemu elektroenergetycznego oraz dostosowanie układów zasilania siedzib ZKO do aktualnych standardów technicznych PSE S.A.	2019	2028
IV.32	Modernizacja pomieszczeń biurowych, klatek schodowych oraz ciągów komunikacyjnych w budynku głównym na terenie ZKO PSE S.A. w Poznaniu	Poprawa stanu technicznego budynku oraz uzyskanie optymalnej powierzchni biurowej i socjalnej dla pracowników PSE S.A. w Poznaniu	2030	2032
IV.33	Wymiana dźwigu osobowego w budynku administracyjnym ZKO PSE S.A. w Poznaniu	Poprawa bezpieczeństwa pracowników, dostosowanie dźwigu osobowego do aktualnych norm i przepisów technicznych, zmniejszenie kosztów napraw i ryzyka awarii.	2026	2028
IV.34	Budowa budynku biurowego D w Konstancinie-Jeziornie	Zaspokojenie obecnych i przyszłych potrzeb w zakresie stanowisk pracy związanych z funkcjonowaniem Spółki	2031	2035 ⁽¹⁾
IV.35	Wymiana windy towarowej w siedzibie PSE S.A.	Wymiana platformy podnośnikowej na dźwig towarowo-osobowy, co pozwoli rozbudować dotychczasową funkcję transportu ładunków o możliwość przejazdu osób niepełnosprawnych	2031	2032
IV.36	Budowa budynku BT-2 na terenie ZKO PSE S.A. w Bydgoszczy	Zaspokojenie obecnych i przyszłych potrzeb w zakresie stanowisk pracy związanych z funkcjonowaniem Spółki	2031	2036 ⁽¹⁾

Lp. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *2
Budynki i budowle				
Zakup gotowych dóbr inwestycyjnych				
V.1	ZGDI - Departament Administracji	Zapewnienie skutecznego nadzorowania zdarzeń zachodzących na terenie siedziby PSE S.A. w Konstancinie- Jeziornie	zadanie stałe	zadanie stałe
V.2	ZGDI - Departament Bezpieczeństwa (zakres podstawowy)	Podniesienie poziomu odporności Krajowego Systemu Elektroenergetycznego poprzez rozwój kompleksowego systemu obserwacji i ochrony infrastruktury	zadanie stałe	zadanie stałe
V.3	ZGDI - Departament Bezpieczeństwa (zakup śmigłowców)	Podniesienie poziomu odporności Krajowego Systemu Elektroenergetycznego poprzez rozwój kompleksowego systemu obserwacji i ochrony infrastruktury	2025	2029
V.4	ZGDI - Departament Eksploatacji (zakres podstawowy)	Zwiększenie niezawodności pracy stacji NN poprzez bieżące instalowanie nowych urządzeń oraz wyeliminowanie potencjalnych zagrożeń dla środowiska naturalnego	zadanie stałe	zadanie stałe
V.5	ZGDI - Dostawa mobilnego pola (zakres CJI)	Wsparcie zamierzeń inwestycyjnych i modernizacyjnych bez konieczności ograniczania pracy KSE	2022	2031
Zakup obiektów sieciowych i regulowanie stanu prawnego nieruchomości				
VI.1	Regulowanie stanu prawnego nieruchomości na stacjach elektroenergetycznych	Uregulowanie stanu prawnego nieruchomości stacyjnych w odniesieniu do gruntów, na których posadowione są urządzenia, budynki i budowle PSE S.A.	zadanie stałe	zadanie stałe

Objaśnienia do przypisów w wierszu górnym tabeli:

*1 Numeracja stosowana w PSE S.A. na potrzeby procesów wewnętrznych

*2 Data zakończenia zadania zarówno pod względem technicznym jak i finansowym i formalnym

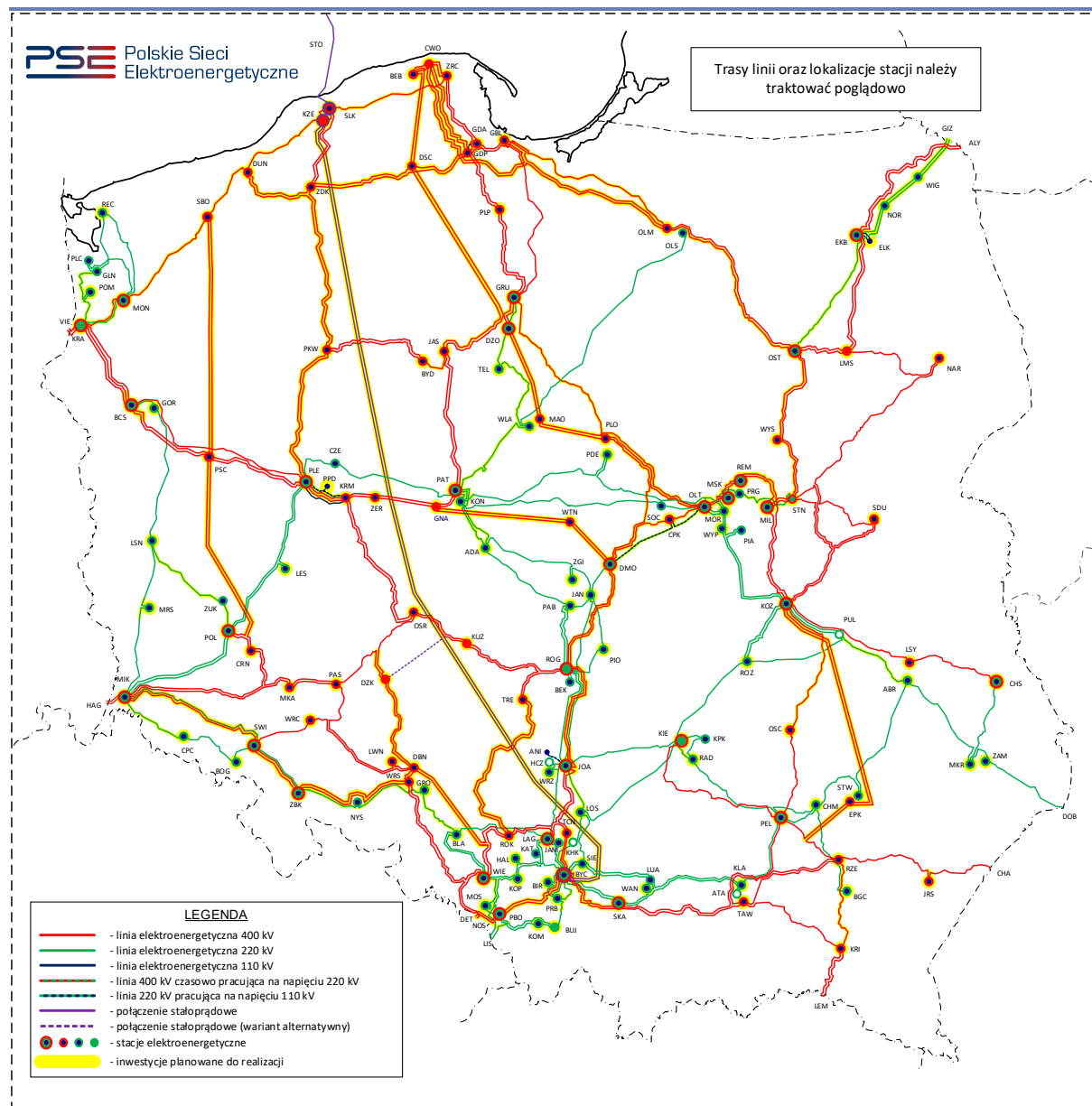
Zastrzeżenia dat realizacji zadań inwestycyjnych:

(1) Zasadność realizacji zadania i jego termin uzależnione są od przyszłych potrzeb w zakresie liczby stanowisk pracy w PSE S.A.

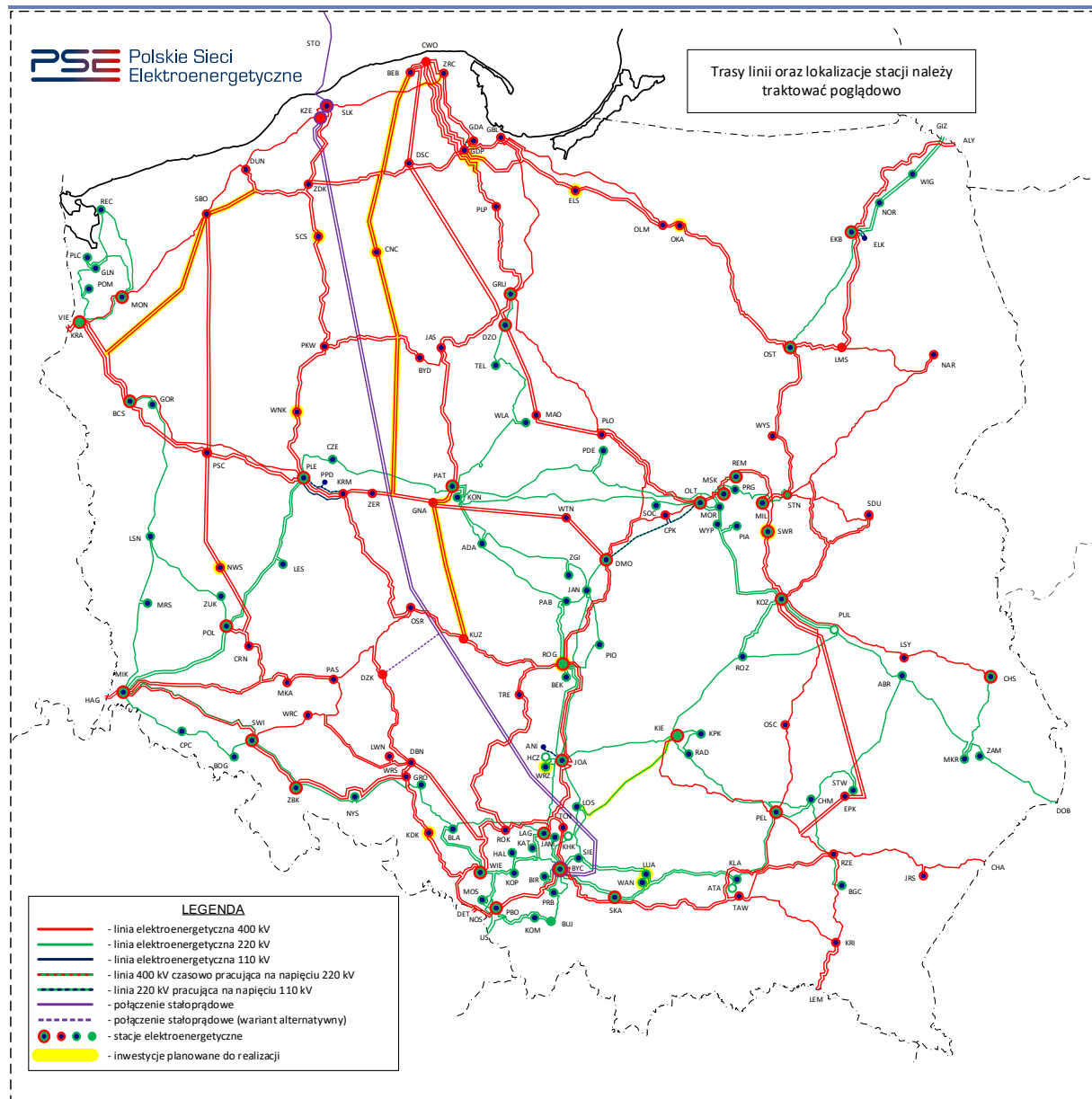
5.8 Wynik analiz rozwoju sieci przesyłowej – mapa planowanych inwestycji sieciowych

Na poniższych rysunkach przedstawiono mapy odwzorowujące sieci przesyłowe dla roku 2036 i 2040 uwzględniające realizacje zadań inwestycyjnych ujętych w niniejszym planie rozwoju. Pomimo faktu, iż rok 2040 wykracza poza wymagany 10 letni okres planistyczny, mapa taka została ujęta ponieważ odwzorowuje zadania, których realizacja planowana jest do rozpoczęcia przed rokiem 2036.

Rys. 5-8 Schemat sieci przesyłowej ze zmianami wynikającymi z realizacji planowanych zadań inwestycyjnych do 2036 r.



Rys. 5-9 Schemat sieci przesyłowej ze zmianami wynikającymi z realizacji planowanych zadań inwestycyjnych w latach 2037-2040



5.9 Wynik analiz rozwoju sieci przesyłowej – efekty planowanych zadań inwestycyjnych

W poniższej tabeli przedstawiono podstawowe efekty wynikające z realizacji sieciowych zadań inwestycyjnych. Ujęto w niej również nakłady inwestycyjne związane z realizacją wszystkich zadań ujętych w niniejszym planie, zawartych w tabelach w rozdziałach od 5.4 do 5.7. Wartość nakładów inwestycyjnych została odwzorowana w cenach stałych roku 2025.

Tab. 5.6 Efekty planowanych zadań inwestycyjnych

Rodzaj efektu	2027-2036	Po roku 2036	2027-2040
Przyrost długości torów linii HVDC [km]:	1 330	0	1 330
połączenie napowietrzne HVDC północ-południe	1 330	0	1 330
Konwertery HVDC [szt.]	8	0	8
Przyrost długości torów linii 400 kV [km] z czego:	4 622	688	5 310
nowe linie	4 960	688	5 648
linie wyłączone z eksploatacji	338	0	338
Przyrost długości torów linii 220 kV [km] z czego:	-366	0	-366
połączenie kablowe 220 kV Polska-Litwa	200	0	200
pozostałe nowe linie	163	0	163
linie wyłączone z eksploatacji	729	0	729
Długość torów modernizowanych linii 400 kV [km]	1 613	49	1 662
Długość torów modernizowanych linii 220 kV [km]	1 199	94	1 293
Przyrost zdolności transformacji 400/220 kV [MVA] z czego:	6 100	0	6 100
nowe transformatory	6 500	0	6 500
transformatory wyłączone z eksploatacji	400	0	400
Przyrost zdolności transformacji 400/110 kV [MVA] z czego:	29 740	6 300	36 040
nowe transformatory	35 220	6 300	41 520
transformatory wyłączone z eksploatacji	5 480	0	5 480
Przyrost zdolności transformacji 220/110 kV [MVA] z czego:	2 180	25	2 205
nowe transformatory	7 470	825	8 295
transformatory wyłączone z eksploatacji	5 290	800	6 090
Przyrost zdolności kompensacji mocy biernej [MVar] z czego:	3 550	0	3 550
nowe dławiki [MVar]	2 500	0	2 500
nowe kompensatory synchroniczne [MVar]	1 050	0	1 050
Nakłady ponoszone na realizację zadań [mld zł]	65,9	7,2	73,1

6 Projekt budowy linii HVDC

W PRSP 2025-2034 ujęto zadanie pn. „Budowa połączenia HVDC północ-południe” jako inwestycję konieczną i mającą na celu dostosowanie sieci przesyłowej do wyzwań związanych z transformacją energetyczną. Przedstawiono szereg uzasadnień technicznych i ekonomicznych, będących efektem przeprowadzonych analiz, które przemawiały za przyjęciem takiego rozwiązania.

W porównaniu do założeń przyjętych w PRSP 2025-2034, obecnie rozpatrywany scenariusz rozwoju sektora wytwarzania, podtrzymuje wysokie wymagania wobec przyszłego kształtu sieci przesyłowej, stąd konieczność budowy linii HVDC jest nadal aktualna. Decydujące znaczenie ma planowany przyrost mocy zainstalowanej farm wiatrowych, w szczególności morskich. W niniejszym planie założono rozwój tych źródeł do wartości 17,9 GW wynikającej z wytycznych zawartych w ustawie o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych.

Jako że czas realizacji inwestycji w nowej technologii oraz o dużym zasięgu terytorialnym jest relatywnie długi, podjęliśmy działania w kierunku sprecyzowania szczegółów technicznych inwestycji oraz znalezienia rekomendowanego rozwiązania. Rozpoczęto prace w zakresie opracowania studium wykonalności połączenia HVDC północ-południe. Zakończony został już I etap studium, w którym określono możliwe rozwiązania techniczne spełniające postawione przez OSP wymagania funkcjonalne połączenia, szczególnie w zakresie jego mocy. W tym celu dokonano dogłębnej analizy rozwiązań stosowanych na świecie oraz trendów w zakresie rozwoju technologii HVDC i przyszłych możliwości po stronie dostawców poszczególnych elementów. Opracowana wielokryterialna ocena proponowanych wariantów technicznych, pozwoliła wytypować najbardziej obiecujące rozwiązania do bardziej szczegółowych analiz. Obecnie trwają prace w zakresie realizacji II etapu studium, w którym przedstawiony zostanie również wstępny korytarz trasy linii.

Ponadto wykonano analizy systemowe, w których poddano ocenie różne relacje połączenia HVDC. Wyniki analiz wykazały, że alternatywnie do rozwiązania podstawowego zakładającego budowę połączenia północ-południe o przepustowości 2x2 GW w relacji Krzemienica – Byczyna zasadne jest rozważenie rozwiązania zakładającego budowę dwóch połączeń, każde o przepustowości 2 GW, w relacjach Krzemienica – Byczyna i Krzemienica – nowa stacja w rejonie Dziadowej Kłody. Obydwa warianty charakteryzują się podobnymi efektami techniczno-ekonomicznymi. O wyborze ostatecznego wariantu zadecydują rekomendacje zawarte w II etapie studium wykonalności.

7 Własne zasoby mocy

Wyniki analiz wystarczalności generacji, przedstawione w rozdziale 10, wskazują na poprawę perspektyw bezpieczeństwa pracy KSE w związku z rozstrzygnięciami ostatnich aukcji rynku mocy oraz realizacją nowych projektów jednostek dyspozycyjnych. Obserwowany wzrost dostępnych mocy w systemie pozwala na czasowe zawieszenie działań związanych z budową własnego źródła wytwórczego lub magazynu energii elektrycznej przez PSE S.A.

Podstawowym mechanizmem zapewniającym odpowiedni poziom mocy dyspozycyjnych pozostaje rynek mocy, który skutecznie stymuluje inwestycje w nowe jednostki. W związku z tym, przy obecnych prognozach, nie ma konieczności natychmiastowej realizacji projektu.

Mając na uwadze powyższe, podjęto decyzję o rezygnacji z projektu dotyczącej budowy własnych zasobów mocy.

8 Koncepcja rozwoju sieci przesyłowej dla przyłączenia MFW

Postępująca w Polsce transformacja energetyczna wymaga przeprowadzenia sprawnego procesu dekarbonizacji oraz oparcia gospodarki na nisko oraz zeroemisyjnych źródłach wytwórczych, w szczególności odnawialnych źródłach energii.

W tym celu 17 grudnia 2020 r. uchwalona została ustawa o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, której zapisy, po kolejnych nowelizacjach, przewidują budowę na Morzu Bałtyckim źródeł wiatrowych o łącznej mocy 17,9 GW, dla których:

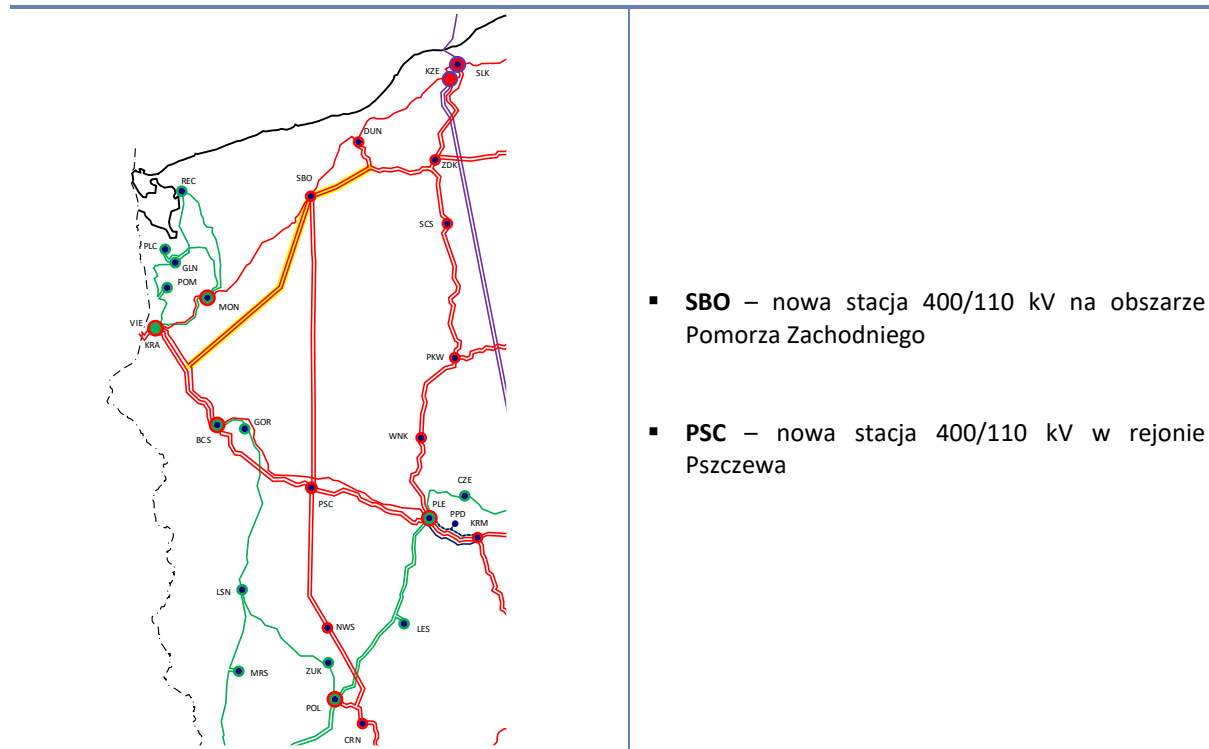
- 5,9 GW zostało rozdysponowane w pierwszej fazie systemu wsparcia w drodze decyzji administracyjnych wydawanych przez Prezesa URE,
- dla ok. 3,4 GW prawo do pokrycia ujemnego salda zostało przyznane w drodze aukcji przeprowadzonej w grudniu 2025 r.,
- dla kolejnych ok. 8,6 GW prawo do pokrycia ujemnego salda może zostać przyznane w drodze kolejnych aukcji planowanych do przeprowadzenia w latach 2027, 2029 i 2031.

W planie rozwoju ocenie poddano dwa etapy rozwoju morskich elektrowni wiatrowych. Analizy wykonane dla pierwszego z nich wskazują, że realizacja inwestycji ujętych w niniejszym dokumencie, w perspektywie 2036 r. pozwoli na przyłączenie do KSE i wyprowadzenie mocy MFW na poziomie ok. 13 GW.

W celu wyprowadzenia pełnego potencjału mocy MFW konieczne staje się wzmocnienie sieci przesyłowej w północno-zachodniej części kraju, tj. budowa nowych dwutorowych linii 400 kV w relacji od nowej stacji na terenie Pomorza Zachodniego (SBO) do nacięcia linii Dunowo – Piła Krzewina oraz tej stacji do nacięcia linii Krajnik – Baczyna. Zważywszy na specyfikę i harmonogram procesu inwestycyjnego dla nowych linii przesyłowych dla zapewnienia pojawienia się wymienionych linii w 2040 r., inwestycje te zostały ujęte w zasadniczej części planu z terminem realizacji wykraczającym poza horyzont planistyczny niniejszego dokumentu.

Rys. 8-1 przedstawia koncepcję rozwoju KSE wymaganego do przyłączenia i wyprowadzenia pełnej mocy MFW zlokalizowanych na terenie zachodniej części Morza Bałtyckiego.

Rys. 8-1 Dodatkowe inwestycje sieciowe wymagane do przyłączenia i wyprowadzenia pełnej mocy MFW



Realizacja zadań inwestycyjnych w zakresie rozbudowy sieci elektroenergetycznej określonych w rozdziale 5 niniejszego dokumentu umożliwi przyłączenie do KSE morskich elektrowni wiatrowych o maksymalnej łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej w wysokości 17,9 GW określonej w myśl ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych. Moc ta zostanie przyłączona do niżej wymienionych stacji elektroenergetycznych o dostępnej mocy przyłączeniowej dla MFW wynoszącej:

- stacja Choczewo – 6 285 MW,
- stacja Słupsk – 1 440 MW,
- stacja Krzemienica – 5 615 MW,
- nowa stacja 400 kV na obszarze Pomorza Zachodniego – 4 560 MW.

9 Przyłączenie i wyprowadzenie mocy z elektrowni jądrowych

Zgodnie z zatwierdzonym przez Radę Ministrów w 2020 r. Programem Polskiej Energetyki Jądrowej i projektem jego aktualizacji z 2025 r. łączna moc planowanych do wybudowania elektrowni jądrowych w kraju wynosi ok. 6-9 GW.

Podmiotem odpowiedzialnym za przygotowanie procesu inwestycyjnego oraz pełniącym rolę inwestora są Polskie Elektrownie Jądrowe Sp. z o. o. (PEJ). Zgodnie z decyzją o ustaleniu lokalizacji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej wydaną przez wojewodę pomorskiego w październiku 2023 r., pierwsza polska elektrownia jądrowa powstanie w gminie Choczewo, w lokalizacji Lubiatowo-Kopalino. Lokalizacja ta została wybrana w wyniku szczegółowych badań środowiskowych i lokalizacyjnych. W lokalizacji planuje się uruchomienie do 2040 r. maksymalnie trzech bloków elektrowni jądrowej. PSE S.A. w grudniu 2023 r. wydały PEJ warunki przyłączenia umożliwiające przyłączenie jądrowych źródeł wytwórczych o łącznej mocy 3 720 MW do planowanej na północy kraju nowej stacji 400 kV.

W związku z powyższym w niniejszym planie rozwoju do roku 2036 uwzględniono realizację następujących inwestycji sieciowych, których realizacja wymagana jest do przyłączenia i wyprowadzenia mocy z pierwszego z trzech bloków jądrowych:

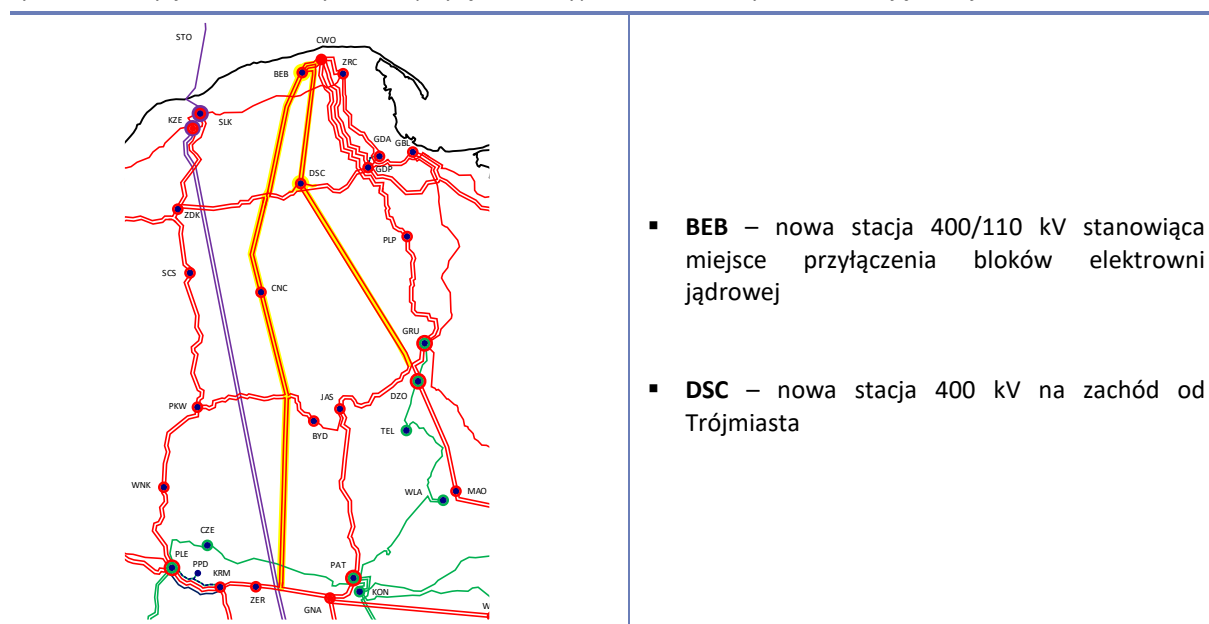
- budowa stacji 400/110 kV Biebrowo stanowiącej miejsce przyłączenia elektrowni jądrowej,
- budowa dwutorowej linii 400 kV od nowej stacji Biebrowo do stacji Choczewo,
- budowa stacji 400 kV na zachód od Trójmiasta (DSC), do której wprowadzone zostaną:
 - nowa dwutorowa linia 400 kV od stacji Biebrowo,
 - istniejąca linia 400 kV Żydowo Kierzkowo – Gdańsk Przyjaźń,
 - nowa dwutorowa linia 400 kV od nacięcia istniejącej linii 400 kV Grudziądz Węgrowo – Jasiniec,

Dla wyprowadzenia pełnej mocy z elektrowni jądrowej wymagana jest linia 400 kV od nowej stacji Biebrowo do nacięcia linii Kromolice – Pątnów która planowana jest do realizacji po roku 2036.

Planowane łączne nakłady na realizację powyższych inwestycji sieciowych wynoszą ok. 4,5 mld złotych.

Rys. 9-1 przedstawia poglądową lokalizację nowych stacji elektroenergetycznych oraz nowe relacje liniowe.

Rys. 9-1 Inwestycje sieciowe dedykowane przyłączeniu i wyprowadzeniu mocy z elektrowni jądrowej



W ostatnich latach obserwowany jest również wzrost zainteresowania jądrowymi jednostkami wytwórczymi w technologii SMR. Są to źródła energii elektrycznej oraz ciepłej, których moc wytwórcza definiowana jest na poziomie najczęściej dochodzącym do ok. 300 MWe. Ze względu na ich charakter, przewiduje się, że reaktory tego typu mogą być lokalizowane w różnych miejscach na terenie kraju, w rejonach otaczających aglomeracje miejskie lub w sąsiedztwie obszarów o dużym nasyceniu zapotrzebowania na energię elektryczną.

Rosnące zainteresowanie tego rodzaju technologią może stanowić istotną determinantę dla rozwoju krajowej sieci przesyłowej w perspektywie długoterminowej. Niniejszy plan został opracowany z uwzględnieniem uruchomienia pierwszych jednostek SMR, w stosunku do których sygnalizowane jest zainteresowanie inwestorów przyłączeniem do KSE tego typu obiektów, w tym m.in. 4 jednostek o łącznej mocy brutto 1 330 MW, dla których PSE S.A. wydały warunki przyłączenia w listopadzie 2024 r.

10 Analiza wystarczalności zasobów wytwórczych

W niniejszym rozdziale przedstawiona została analiza wystarczalności zasobów wytwórczych w KSE na lata 2026-2041, której celem jest ocena zdolności spełnienia założonego standardu bezpieczeństwa w KSE. Wymóg opracowania niniejszej analizy zawarty jest w art. 16 ust. 5 pkt 1) Ustawy Pe.

Należy podkreślić, że przedstawiona w niniejszym rozdziale analiza wystarczalności stanowi niezależny element PRSP i nie ma bezpośredniego wpływu na wyniki analiz przedstawionych w rozdziale 5.

Podstawową różnicą w stosunku do analiz sieciowych jest to, że w analizie wystarczalności uwzględniono pracę wyłącznie istniejących oraz planowanych nowych konwencjonalnych źródeł wytwórczych, które wygrały przeprowadzone już aukcje na rynku mocy lub są obecnie realizowane (stan na koniec 2025 roku). Takie podejście ma na celu zidentyfikowanie poziomu mocy dyspozycyjnych w systemie, które muszą zostać pokryte w przyszłych latach przez nowe źródła wytwórcze.

W odróżnieniu od analizy sieciowej, której celem jest przygotowanie zestawu niezbędnych inwestycji sieciowych do obsłużenia różnych warunków pracy systemu przy założeniu scenariusza obejmującego wysoką generację OZE i wysoki poziom zapotrzebowania, analiza wystarczalności opisana w niniejszym rozdziale bazuje na założeniach możliwie jak najbardziej wiernie odzwierciedlających spodziewaną sytuację bilansową KSE w perspektywie długoterminowej, zarówno w scenariuszu zakładającym kontynuację eksploatacji istniejącego potencjału wytwórczego, jak i w scenariuszach uwzględniających wycofywanie mocy wytwórczych z przyczyn techniczno-ekonomicznych.

Wynikiem analizy jest bilans mocy KSE i probabilistyczne wskaźniki wystarczalności zasobów wytwórczych, tj.:

- **LOLE** (*ang. Loss of Load Expectation*) – oczekiwany sumaryczny czas trwania deficytów mocy w rozpatrywanym okresie. Standard bezpieczeństwa rozumiany jako dopuszczalny oczekiwany czas braku dostaw mocy elektrycznej do odbiorców wynosi 3 godziny na rok¹¹,
- **EENS** (*ang. Expected Energy Not Supplied*) – oczekiwany wolumen energii niedostarczonej w wyniku deficytów mocy w rozpatrywanym okresie,

oraz wielkość wymaganej dodatkowej mocy dyspozycyjnej netto w KSE zapewniającej spełnienie założonego standardu bezpieczeństwa na poziomie nie przekraczającym 3 godzin w roku.

Przedstawione wyniki 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, w tym zmiany zachodzące w obszarze efektywności energetycznej.

¹¹ podstawa prawna: Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 13 września 2024 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym.

10.1 Metoda

Analiza wystarczalności pozwala oszacować jaki jest niedobór mocy dyspozycyjnej w systemie. W PRSP analizie przeprowadzono z wykorzystaniem metody probabilistycznej, w której analizuje się prawdopodobieństwo niedoboru mocy. Pozwala to ocenić, czy system ma wystarczające zasoby wytwórcze, aby pokryć zapotrzebowanie na energię elektryczną w różnych warunkach, przy uwzględnieniu niepewności i zmienności. Równocześnie pozwala na określenie, czy w systemie elektroenergetycznym brakuje mocy zainstalowanej do pokrycia zapotrzebowania tylko w szczycie obciążenia, okresach dłuższych tzw. podszczytowych, czy też może strukturalnie brakuje mocy w całym okresie objętym analizą.

W analizie uwzględnione są:

- awaryjność jednostek wytwórczych określająca prawdopodobieństwo nieplanowanego wyłączenia jednostki,
- harmonogramy planowanych odstawień remontowych i modernizacyjnych,
- scenariusze pogodowe wpływające na zmienność zapotrzebowania oraz zmienność pracy źródeł OZE,
- zapotrzebowanie na rezerwę operacyjną w KSE.

Na podstawie danych wejściowych, w tym na podstawie wskaźników awaryjności poszczególnych jednostek wytwórczych, wyznacza się tabelę prawdopodobieństw stanów systemu COPT (*ang. Capacity outage probability table*) oraz dystrybuanty mocy dyspozycyjnej. Analizując wszystkie stany systemu elektroenergetycznego, otrzymujemy wielkości możliwych ubytków wraz z prawdopodobieństwem ich wystąpienia. Na tej podstawie liczony jest dla każdej godziny w analizowanych latach parametr LOLP (*ang. Loss of Load Probability*), który określa prawdopodobieństwo wystąpienia sytuacji, w której zapotrzebowanie przekroczy zdolność wytwórczą systemu. Następnie oblicza się wskaźnik LOLE, będący łącznym czasem występowania deficytów mocy w danym roku, czyli wszystkich godzin, w których wartość parametru LOLP jest większa od zera. Wartości minimalne i maksymalne wskaźnika LOLE w danym roku kalendarzowym odzwierciedlają odpowiednio wyniki prognozy bilansu mocy w najłagodniejszym oraz w najbardziej wymagającym scenariuszu.

Wskaźnik EENS, który służy do oszacowania oczekiwanej wielkości niedostarczonej energii odbiorcom. Wartość EENS jest ściśle związana z poziomem wskaźnika LOLE i zwiększa się wraz ze wzrostem przewidywanej liczby godzin w badanym okresie, w których dostępna moc wytwórcza nie wystarcza do pokrycia zapotrzebowania systemu elektroenergetycznego. Im więcej godzin zostanie wskazanych jako obciążonych wysokim prawdopodobieństwem braku zbilansowania, tym wyższa będzie wartość EENS, wyrażana jako ilość energii elektrycznej.

10.2 Założenia do przeprowadzonej analizy

Podstawowy zestaw założeń do analizy wystarczalności jest spójny z założeniami przygotowanymi na potrzeby analiz sieciowych (rozdział 4). Jednakże, poszczególne założenia szczegółowe mogą się różnić. Wynika to ze specyfiki poszczególnych opracowań. W analizach wystarczalności istotne jest zidentyfikowanie elementów wpływających na bilans w momentach niedoborów. Natomiast podstawowym celem analiz sieciowych jest identyfikacja potrzeb inwestycyjnych, które umożliwią eliminację „wąskich gardeł” w infrastrukturze sieciowej. Ograniczenia te mogą utrudniać użytkownikom efektywne korzystanie z systemu, ograniczać możliwości przyłączania nowych instalacji oraz pogarszać jakość i niezawodność dostaw energii, co w konsekwencji może spowalniać realizację transformacji energetycznej. W analizach sieciowych konieczne jest zatem uwzględnianie stanów pracy systemu o zróżnicowanej charakterystyce – zarówno okresów niskiej, jak i wysokiej generacji OZE, ekstremalnych warunków pogodowych wpływających na przepustowość sieci, jak również innych sytuacji testujących odporność infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej.

Poniżej przedstawiono zestawienie głównych założeń wraz ze wskazaniem różnic względem założeń przyjętych w modelach sieciowych planu rozwoju.

10.2.1 Zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną

Tak jak w modelach sieciowych, do analizy wystarczalności zasobów wytwórczych przyjęto prognozę zapotrzebowania na moc i energię obejmującą zapotrzebowanie:

- bazowe (w tym sektory gospodarstw domowych, usług i przemysłu),
- elektromobilność,
- przydomowych pomp ciepła,
- centrów danych,
- produkcji zielonego wodoru, oraz
- ciepłownictwa systemowego.

Poniżej szczegółowo opisano różnice (jeżeli występują) składowych zapotrzebowania względem analiz i założeń przedstawionych w rozdziale 4:

- Zapotrzebowanie bazowe i przydomowych pomp ciepła – bez zmian.
- Zapotrzebowanie elektromobilności i do produkcji zielonego wodoru – do analizy wystarczalności przyjęto tylko część statyczną zapotrzebowania tych sektorów (rozdział 4.2.1.1 i 4.2.4.4). Założono, że część dynamiczna zapotrzebowania będzie pokrywana w momentach dobrego bilansu mocy w systemie, czyli nie wpłynie na wyniki analizy wystarczalności.
- Zapotrzebowanie centrów danych – przyjęto połowę zapotrzebowania względem modelu sieciowego.
- Zapotrzebowanie ciepłownictwa systemowego – prognozy pracy źródeł ciepła zasilanych energią elektryczną opracowano dla wszystkich poddanych analizie scenariuszy pogodowych, na podstawie modeli statystycznych. W prognozie uwzględniono zmienność sezonową i dobową pracy źródeł ciepła, a także temperaturę i generację OZE.

Poniżej w tabelach przedstawiono dane statystyczne o zapotrzebowaniu na energię i moc dla wybranych lat, przyjęte do analizy wystarczalności zasobów wytwórczych.

Tab. 10.1 Roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną netto na potrzeby opracowania analizy wystarczalności zasobów wytwórczych – wartość minimalna, średnia i maksymalna ze scenariuszy pogodowych [TWh]

	2026	2030	2035	2040
Minimalna wartość rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną	164,7	178,5	199,6	226,2
Średnia wartość rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną	167,0	181,4	203,0	230,0
Maksymalna wartość rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną	169,9	184,8	208,3	236,7

Tab. 10.2 Szczytowe zapotrzebowanie na moc elektryczną netto określone na potrzeby opracowania analizy wystarczalności zasobów wytwórczych – wartość minimalna, średnia i maksymalna ze scenariuszy pogodowych [MW]

	2026	2030	2035	2040
Minimalna wartość szczytowego zapotrzebowania na moc w roku	25 571	27 767	31 443	36 240
Średnia wartość szczytowego zapotrzebowania na moc w roku	26 985	29 683	34 374	39 768
Maksymalna wartość szczytowego zapotrzebowania na moc w roku	29 430	32 381	38 295	44 678

10.2.2 Konwencjonalne jednostki wytwórcze oraz wielkoskalowe magazyny energii

W analizie uwzględniono jednostki wytwórcze istniejące oraz planowane, które wygrały aukcje mocy lub znajdują się obecnie w trakcie budowy, tj. inwestycje, dla których zakończono postępowanie przetargowe, podpisano umowę na realizację prac budowlanych i rozpoczęto te prace.

Zastosowanie takiego podejścia w zakresie potencjalnych nowych jednostek, pozwala na przedstawienie wyników analizy wystarczalności zasobów wytwórczych przy założeniu, że nie będą podejmowane dalsze działania dla budowy i rozwoju wolumenu mocy wytwórczej jednostek konwencjonalnych w KSE.

Kierując się powyższą zasadą, w analizie **nie uwzględniono** planowanych dużych bloków jądrowych ani jednostek SMR. Jednocześnie, nie należy tego interpretować jako wskazanie, że jednostki takie nie powstaną – celem analizy jest określenie wielkości wymaganych mocy dyspozycyjnych, których źródłem mogą być również wskazane typy jednostek.

W zakresie wielkoskalowych magazynów energii elektrycznej (w tym elektrowni szczytowo-pompowych) w analizie uwzględniono jedynie te nowe instalacje, które zostały zakontraktowane w dotychczas rozstrzygniętych aukcjach mocy.

Uwzględniając powyższe kryteria, wielkości zdolności wytwórczych w jednostkach konwencjonalnych centralnie dysponowanych oraz pozostałych konwencjonalnych jednostkach wytwórczych przemysłowych i zawodowych, a także w wielkoskalowych magazynach energii elektrycznej 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, z uwzględnieniem wyników aukcji rynku mocy (szczegółowe informacje na ten temat znajdują się w rozdziale 3.4.1),
- informacji przekazanych przez sektor wytwórczy dotyczących remontów planowanych dla konwencjonalnych jednostek wytwórczych oraz elektrowni szczytowo-pompowych na lata 2026-2028 (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 rynku mocy.

Rozpatrywane scenariusze pracy i wycofywania jednostek konwencjonalnych w KSE

Analiza wystarczalności została opracowana w trzech scenariuszach. Scenariusze opracowano z uwzględnieniem m.in. informacji przedstawionych w rozdziale 3.4.1 tj. wariantowego podejścia sektora wytwarzania do dalszej eksploatacji jednostek wysokoemisyjnych.

Analizowane scenariusze to:

- **Scenariusz nr 1** – zakłada pracę istniejących węglowych jednostek wytwórczych do końca ich zdolności technicznych uwzględniając działania remontowe i modernizacyjne, jednocześnie uwzględniono realizację wszystkich nowych jednostek wytwórczych zakontraktowanych dotychczas w ramach rynku mocy.
- **Scenariusz nr 2** – zakłada, na podstawie deklaracji Wytwórców, wyłączenia z eksploatacji nierentownych jednostek węglowych pomimo zdolności technicznych do ich dalszej pracy, jednocześnie uwzględniono realizację wszystkich zakontraktowanych dotychczas w ramach rynku mocy nowych jednostek wytwórczych.
- **Scenariusz nr 3** – zakłada realizację wszystkich nowych jednostek wytwórczych zakontraktowanych dotychczas w ramach rynku mocy, natomiast przyjęto brak przeprowadzenia kolejnych aukcji uzupełniających i dogrywkowych na rynku mocy, co może skutkować brakiem rentowności wysokoemisyjnych jednostek wytwórczych (w szczególności węglowych nieposiadających kontraktów mocowych oraz węglowych po wygaśnięciu dotychczas zakontraktowanych obowiązków mocowych). Założono, że wszystkie jednostki wysokoemisyjne nieobjęte obowiązkami mocowymi zostaną trwałe odstawione z systemu.

Podsumowanie przyjętych do analizy mocy osiągalnych w źródłach o charakterze sterowalnym

W poniższej tabeli zaprezentowano dla poszczególnych lat zbiorcze wolumeny mocy wytwórczych w podziale na paliwo i rozpatrywane scenariusze.

Tab. 10.3 Moce netto jednostek wytwórczych przyjęte w poszczególnych scenariuszach analizy wystarczalności zasobów wytwórczych [MW]

Rodzaj zasobu mocy	Numer scenariusza	Moc netto [MW]			
		2026	2030	2035	2040
JWCD konwencjonalne cieplne	1	24 308	27 209	21 755	15 056
	2	24 308	27 209	19 413	12 356
	3	21 702	16 939	15 887	11 522
nJWCD	1, 2, 3	6 880	6 194	4 630	4 431
Duże bloki energetyki jądrowej oraz SMR	1, 2, 3	0	0	0	0
Elektrownie wodne szczytowo- pompowe	1, 2, 3	1 362	1 362	1 362	1 362
Wielkoskalowe elektrochemiczne magazyny energii	1, 2, 3	0	11 037	11 037	11 037
Magazyny elektrochemiczne przydomowe	1, 2, 3	42	692	1 864	3 600

10.2.3 Odnawialne źródła energii i instalacje termicznego przekształcania odpadów komunalnych

Założenia co do rozwoju OZE przyjęto tak jak przedstawiono w rozdziale 3.4 i 4.3. Wolumeny mocy poszczególnych technologii OZE i ITPOK zostały przedstawione w poniższej tabeli.

Tab. 10.4 Moce netto OZE i ITPOK przyjęte we wszystkich trzech scenariuszach analizy wystarczalności zasobów wytwórczych [MW]

Rodzaj zasobu mocy	2026	2030	2035	2040
Elektrownie fotowoltaiczne	25 994	31 747	41 372	51 214
Farmy wiatrowe lądowe	11 407	16 647	26 411	35 106
Farmy wiatrowe morskie	875	4 505	13 900	17 900
Instalacje biogazowe	281	486	511	449
Elektrownie biomasowe	951	959	965	857
ITPOK	127	148	148	148
Elektrownie wodne przepływowe	1 013	1 018	1 023	1 027

10.2.4 Scenariusze pogodowe

Na potrzeby analiz sieciowych ze zbioru scenariuszy pogodowych utworzono jeden scenariusz, tj. scenariusz SWS. W analizie wystarczalności, dla pełnego zobrazowania możliwych warunków otoczenia, wykorzystano wszystkie 36 scenariuszy pogodowych, które opisane są w rozdziale 4.2.2. Dodatkowo w celu uwzględnienia rozwoju technologii lądowych i morskich elektrowni wiatrowych oraz elektrowni fotowoltaicznych w analizowanym okresie 2026-2041 uwzględniono prognozowany postęp technologiczny dla instalacji planowanych oraz degradację istniejących urządzeń.

10.2.5 Inne założenia

Profile pracy konwencjonalnych jednostek wytwórczych przemysłowych i zawodowych niebiorących udziału w mechanizmie centralnego bilansowania

Wartości współczynników wykorzystania mocy zainstalowanej dla konwencjonalnych jednostek wytwórczych przemysłowych i zawodowych niebiorących udziału w mechanizmie centralnego bilansowania zostały wyznaczone na podstawie danych historycznych 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.

Wymiana transgraniczna i jednostki redukcji zapotrzebowania

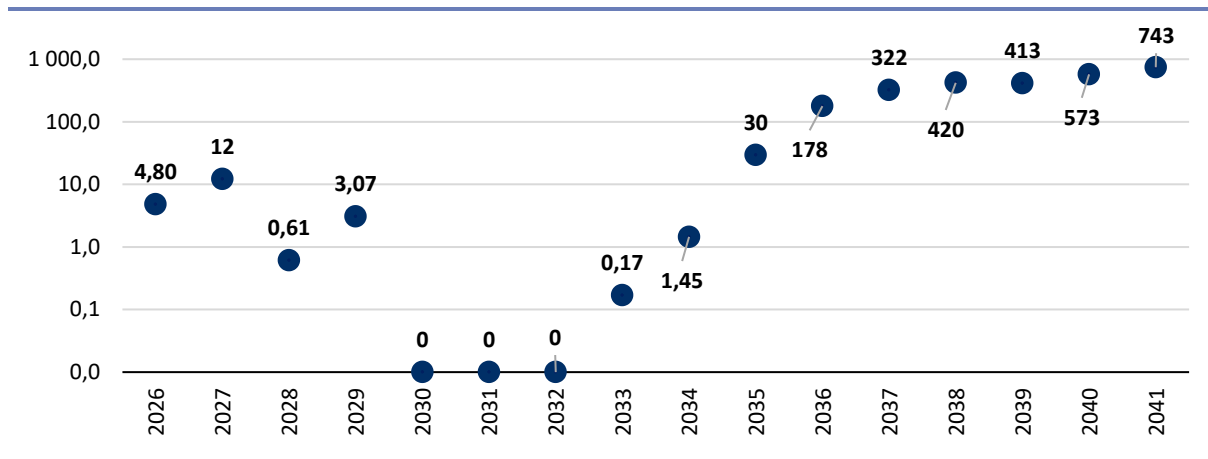
Jednym z celów analizy wystarczalności zasobów wytwórczych jest wskazanie ewentualnego, wymaganego wolumenu wymiany transgranicznej lub redukcji zapotrzebowania (*ang. Demand Side Response – DSR*), potrzebnych w celu spełnienia wskaźników wystarczalności zasobów wytwórczych w KSE. Dlatego obliczenia wykonano bez uwzględniania mocy dostępnej w ramach połączeń transgranicznych i DSR. Powodem takiego podejścia są liczne niepewności oraz zmieniające się uwarunkowania funkcjonowania systemów elektroenergetycznych w krajach Unii Europejskiej, które w praktyce uniemożliwiają wiarygodne prognozowanie długoterminowe wykorzystywania połączeń transgranicznych. Jednocześnie, mając na uwadze, że celem funkcjonowania systemu elektroenergetycznego jest zasilanie odbiorców, zasoby DSR powinny być traktowane jako instrument o charakterze interwencyjnym – do wykorzystania wyłącznie przez ograniczony czas.

10.3 Wyniki analizy wystarczalności

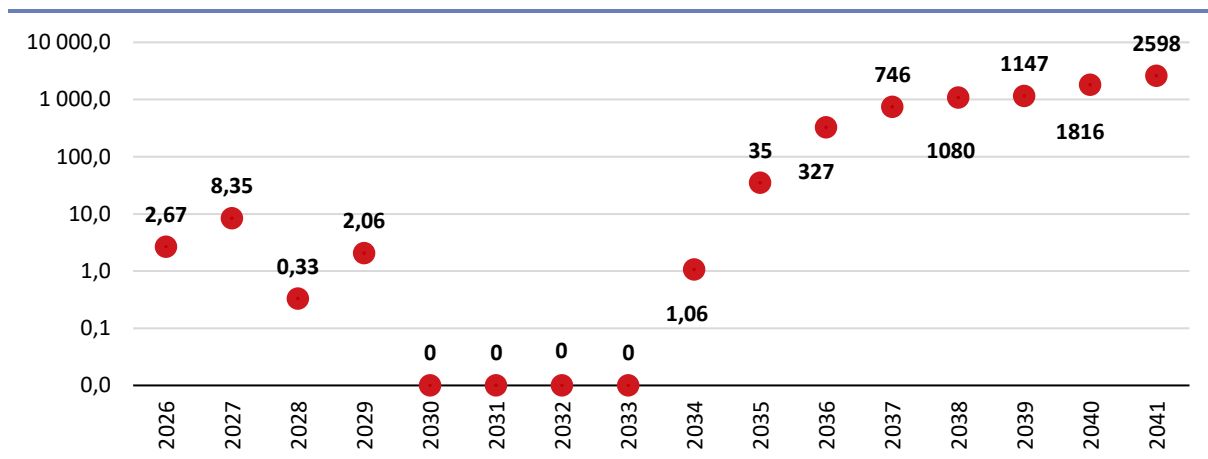
Dla każdego z analizowanych lat wyznaczono wartości wskaźników LOLE, EENS oraz wymaganą dodatkową moc dyspozycyjną netto w horyzoncie do 2041 r. Na poniższych wykresach i w tabelach przedstawiono średnie oraz skrajne wartości wyżej wymienionych wskaźników dla rozpatrywanych scenariuszy pogodowych.

10.3.1 Wyniki analizy wystarczalności – scenariusz nr 1

Rys. 10-1 Średnie wartości wskaźnika LOLE w latach 2026-2041 [godz./rok]



Rys. 10-2 Średnie wartości wskaźnika EENS w latach 2026-2041 [GWh/rok]

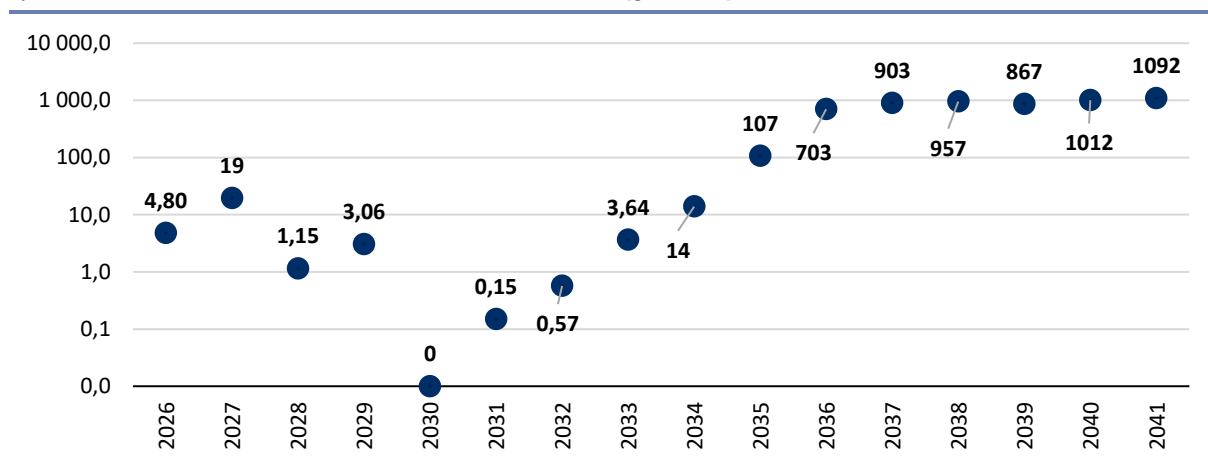


Tab. 10.5 Wartości minimalne, średnie i maksymalne wskaźników LOLE oraz EENS w latach 2026-2041

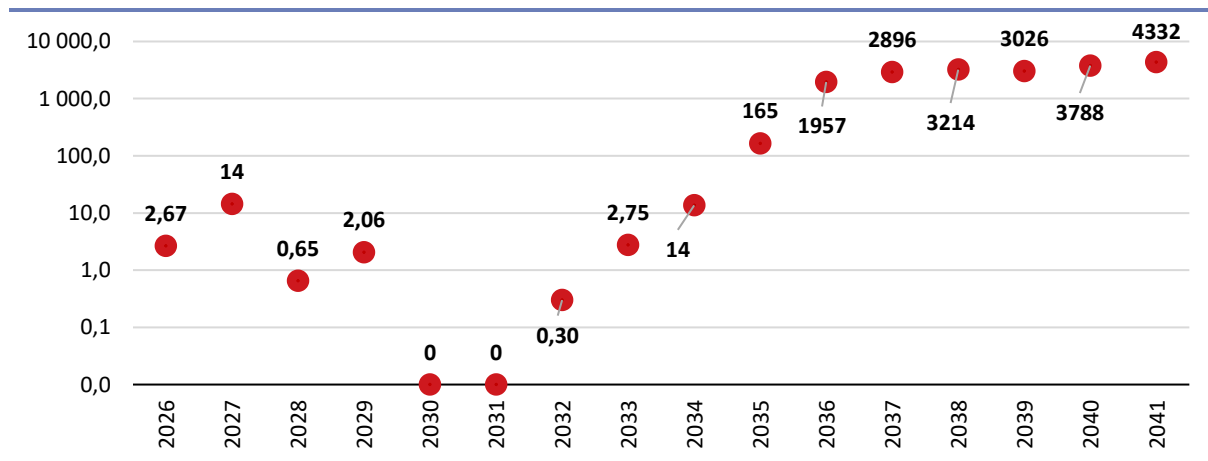
Wartości wskaźników LOLE i EENS																
Rok	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Liczba godzin w roku dla których prawdopodobieństwo braku zbilansowania systemu $\geq 1\%$																
Minimum (WS1-36)	7	18	0	0	0	0	0	0	0	0	157	293	340	327	448	608
Średnia (WS1-36)	64	92	9	27	0	0	1	3	15	117	407	606	728	715	914	1122
Maksimum (WS1-36)	161	174	49	145	0	0	48	66	72	284	755	1054	1211	1220	1414	1659
LOLE [godz./rok]																
Minimum (WS1-36)	0,29	0,67	0	0	0	0	0	0	0	0	30	124	189	188	251	342
Średnia (WS1-36)	4,80	12	0,61	3,07	0	0	0	0,17	1,45	30	178	322	420	413	573	743
Maksimum (WS1-36)	22	36	6,96	41	0	0,46	1,95	4,47	30	101	396	603	752	718	970	1241
EENS [GWh/rok]																
Minimum (WS1-36)	0,10	0,27	0	0	0	0	0	0	0	0	17	121	267	291	643	952
Średnia (WS1-36)	2,67	8,35	0,33	2,06	0	0	0	0	1,06	35	327	746	1080	1147	1816	2598
Maksimum (WS1-36)	17	25	4,51	35	0	0,20	0,93	2,44	27	216	833	1651	2235	2424	3482	4900

10.3.2 Wyniki analizy wystarczalności – scenariusz nr 2

Rys. 10-3 Średnie wartości wskaźnika LOLE w latach 2026-2041 [godz./rok]



Rys. 10-4 Średnie wartości wskaźnika EENS w latach 2026-2041 [GWh/rok]

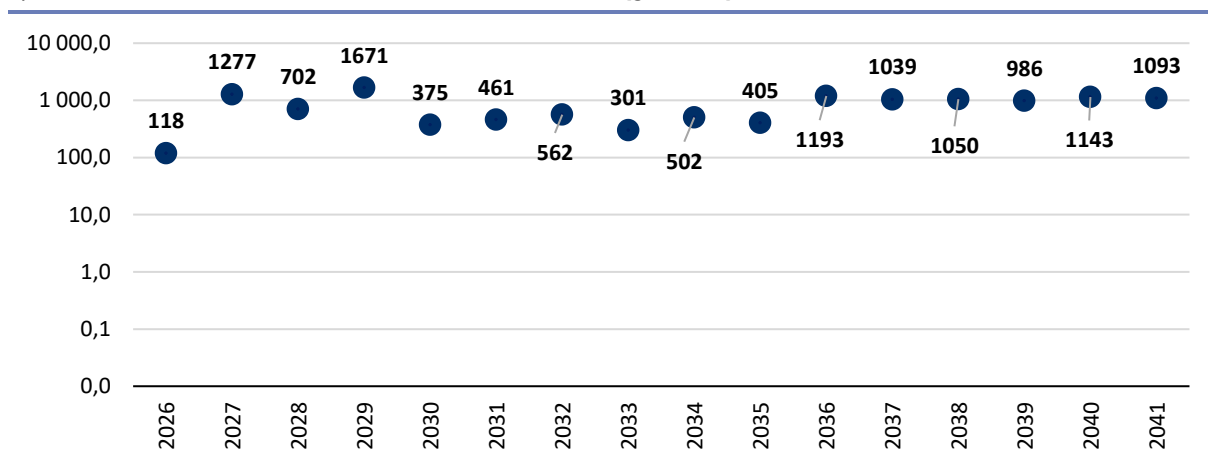


Tab. 10.6 Wartości minimalne, średnie i maksymalne wskaźników LOLE oraz EENS w latach 2026-2041

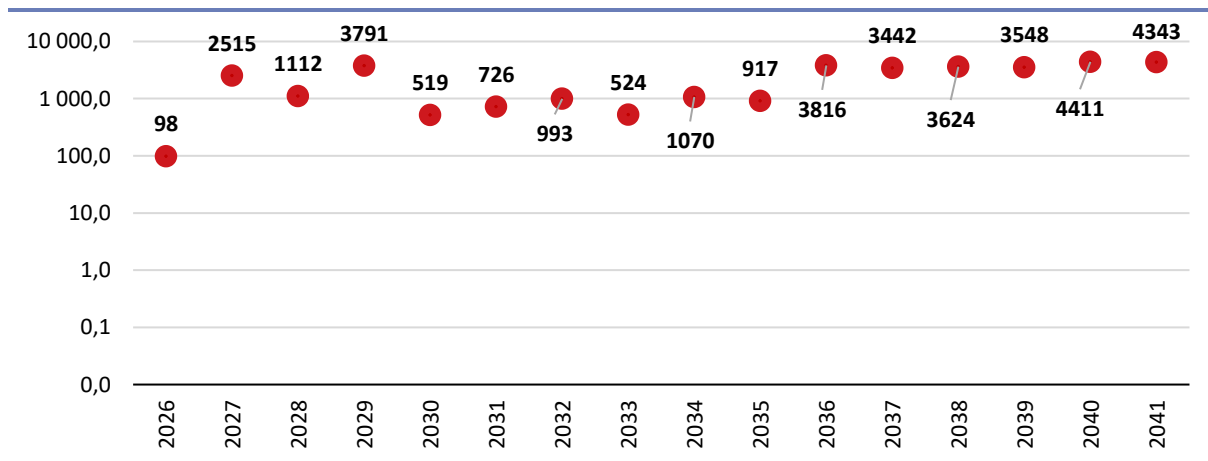
Wartości wskaźników LOLE i EENS																
Rok	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Liczba godzin w roku dla których prawdopodobieństwo braku zbilansowania systemu $\geq 1\%$																
Minimum (WS1-36)	7	41	0	0	0	0	0	0	0	131	703	844	872	723	869	930
Średnia (WS1-36)	64	134	16	29	0	3	9	26	75	297	1207	1467	1482	1351	1519	1567
Maksimum (WS1-36)	161	223	70	145	0	68	70	136	234	543	1783	2121	2110	1948	2219	2236
LOLE [godz./rok]																
Minimum (WS1-36)	0,29	1,57	0	0	0	0	0	0	0	3,57	340	457	486	423	515	556
Średnia (WS1-36)	4,80	19	1,15	3,06	0	0,15	0,57	3,64	14	107	703	903	957	867	1012	1092
Maksimum (WS1-36)	22	54	11	41	0	3,19	12	45	68	260	1174	1440	1495	1398	1568	1656
EENS [GWh/rok]																
Minimum (WS1-36)	0,10	0,67	0	0	0	0	0	0	0	1,66	691	1144	1280	1156	1564	1767
Średnia (WS1-36)	2,67	14	0,65	2,06	0	0	0,30	2,75	14	165	1957	2896	3214	3026	3788	4332
Maksimum (WS1-36)	17	42	7,84	36	0	1,57	7,20	48	141	476	3690	5322	5820	5696	6799	7848

10.3.3 Wyniki analizy wystarczalności – scenariusz nr 3

Rys. 10-5 Średnie wartości wskaźnika LOLE w latach 2026-2041 [godz./rok]



Rys. 10-6 Średnie wartości wskaźnika EENS w latach 2026-2041 [GWh/rok]



Tab. 10.7 Wartości minimalne, średnie i maksymalne wskaźników LOLE oraz EENS w latach 2026-2041

Wartości wskaźników LOLE i EENS																
Rok	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Liczba godzin w roku dla których prawdopodobieństwo braku zbilansowania systemu $\geq 1\%$																
Minimum (WS1-36)	348	1989	1094	2288	601	638	630	369	486	379	1217	957	968	864	1049	906
Średnia (WS1-36)	581	2525	1674	3118	1034	1100	1171	713	977	797	1824	1594	1575	1462	1632	1565
Maksimum (WS1-36)	826	3063	2218	3807	1741	1825	1798	1212	1518	1283	2504	2204	2222	2035	2332	2222
LOLE [godz./rok]																
Minimum (WS1-36)	39	906	416	1079	143	203	254	106	237	180	648	540	540	506	599	548
Średnia (WS1-36)	118	1277	702	1671	375	461	562	301	502	405	1193	1039	1050	986	1143	1093
Maksimum (WS1-36)	221	1667	1017	2345	724	834	951	597	869	709	1762	1590	1608	1531	1706	1659
EENS [GWh/rok]																
Minimum (WS1-36)	22	1529	513	1880	117	193	277	90	309	213	1628	1425	1495	1422	1875	1763
Średnia (WS1-36)	98	2515	1112	3791	519	726	993	524	1070	917	3816	3442	3624	3548	4411	4343
Maksimum (WS1-36)	243	3743	1950	6316	1161	1518	1982	1217	2163	1919	6613	6136	6496	6432	7710	7866

10.3.4 Wymagana dodatkowa moc dyspozycyjna netto

Dla uzyskanych wyników oszacowano wymaganą dodatkową moc dyspozycyjną netto celem spełnienia wskaźników wystarczalności zasobów wytwórczych. Jako standard bezpieczeństwa przyjęto spełnienie warunku utrzymania średniej wartości wskaźnika LOLE z 36 scenariuszy pogodowych na poziomie nie większym niż 3 godziny w roku.

Tab. 10.8 Wymagana dodatkowa moc dyspozycyjna netto w KSE [MW]

Scenariusz	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Nr 1	400	1 000	0	200	0	0	0	0	0	2 600	6 000	8 000	9 000	9 600	11 000	12 400
Nr 2	400	1 400	0	200	0	0	0	200	1 600	4 800	10 000	11 800	12 400	12 600	13 600	14 600
Nr 3	2 800	7 600	6 200	9 000	5 200	5 800	6 600	6 200	7 800	8 000	12 000	12 200	12 800	13 200	14 000	14 600

Należy mieć na uwadze, iż wymagana dodatkowa moc dyspozycyjna netto 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 terminowej realizacji inwestycji zakontraktowanych w ramach rynku mocy,
- niepewność co do terminów trwałych odstawiń istniejących jednostek wytwórczych biorących udział w mechanizmie centralnego bilansowania.

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

- nowe elektrownie gazowe – ponad zakontraktowane na rynku mocy,
- przedłużanie eksploatacji istniejących jednostek węglowych, w tym po przez organizację kolejnych aukcji uzupełniających na rok 2027 i 2028,

- nowe magazyny energii, w różnych technologiach oraz towarzyszący im dalszy rozwój OZE,
- nowe elektrownie biomasowe i biogazowe,
- elektrownie jądrowe, w latach 30-tych, zgodnie z harmonogramem określonym w PPEJ,
- technologie wodorowe i paliw alternatywnych typu P2P, prawdopodobnie w latach 30-tych, po osiągnięciu przez nie wystarczającej komercjalizacji,
- ewentualny import energii (w tym w trybie pomocy międzyoperatorskiej) oraz formy zarządzania stroną popytową, w odpowiedzi na występowanie warunków skrajnych i zdarzeń ekstremalnych.

Wykaz obiektów, które uzyskały warunki przyłączenia do sieci przesyłowej ze wskazaniem miejsca przyłączenia i mocy przyłączeniowej (stan na 31.12.2025 r.)

Tabela 1 Wykaz obiektów, które uzyskały warunki przyłączenia do sieci przesyłowej ze wskazaniem miejsca przyłączenia i mocy przyłączeniowej (stan na 31.12.2025 r.)

L.p.	Miejsce przyłączenia (SE)	Moc przyłączeniowa wprowadzana do sieci [MW]	Moc przyłączeniowa pobierana z sieci [MW]	Rodzaj instalacji	Termin przyłączenia (zgodnie z Umową o przyłączenie)
1	Słupsk Wierzbięcino	720	0	MFW	2028.06.30
2	Żarnowiec	184 ^E	0	PV	2029.03.30
3	Ostrołęka	782	0	BGP	2026.09.30
4	Mikułowa	150	0	FW	2026.07.16
5	Grudziądz Węgrowo	874	0	BGP	2026.06.17
6	Gdańsk Błonia	456	0	BGP	2020.06.30
7	Słupsk Wierzbięcino	720	0	MFW	2028.06.30
8	Choczewo	1036	0	MFW	2027.05.31
9	Krzemienica	350	0	MFW	2027.01.15
10	Choczewo	1498	0	MFW	2028.03.09
11	Choczewo	1140	0	MFW	2028.02.22
12	Krzemienica	1560 ^E	0	MFW	2029.12.31
13	Praga	0	30	SD (ODB)	2026.12.31
14	Kozienice	112	112	MEE	2028.05.30
15	Narew	200 ^E	200	MEE	2026.06.29
16	Ełk Bis	200 ^E	200	MEE	2029.07.31
17	Siedlce Ujrzanów	600	600	MEE	2027.12.30
18	Pątnów	200	200	MEE	2027.05.30
19	Krajnik	340	0	PV	2025.12.31
20	Adamów	100	100	MEE	2026.12.26
21	Choczewo	896	0	MFW	2031.09.31
22	Leszno Gronowo	226,6	0	FW	2028.06.08
23	Baczyna Systemowa	40,0	0	PV	2026.06.30
24	Choczewo	500	0	MFW	2029.09.30
25	Pątnów	150 ^E	0	PV	2027.09.09
26	Adamów	163,8	0	BG	2030.08.12
27	Piła Krzewina	105	0	FW	2028.03.01
28	Łagisza	120 ^{A2}	0	SG	2030.05.16
29	Łagisza	400 ^{A2}	0	BG	2030.05.16
30	Żarnowiec	263,2	269,4	MEE	2028.06.30
31	Polkowice	290,0	0	PV	2027.10.31
32	Leśniów	40	0	PV	2029.11.15
33	Wielopole	225,4	0	FW	2029.12.18
34	Leśniów	50	0	PV	2030.02.04
35	Świebodzice	66	0	FW	2030.06.30
36	Adamów	600	0	BGP	2027.07.02
37	Kromolice	150	0	PV	2029.12.30
38	Rożki	100,1	0	PV	2030.09.30
39	Ząbkowice	80	80	MEE	2028.05.24
40	Groszowice	84	0	FW	2030.05.31
41	Kozienice	2250	0	BGP	2029.06.30
42	Wielopole	1006	0	BGP	2027.03.06
43	Siersza	132,3	132,3	MEE	2027.01.30
44	Mokre	56	0	FW	2030.07.24
45	Tucznowa	0	800	ODB	2034.12.31
46	Ełk Bis	60,2	0	PV	2029.08.02
47	Ostrołęka	99,5	99,5	MEE	2028.12.01

L.p.	Miejsce przyłączenia (SE)	Moc przyłączeniowa wprowadzana do sieci [MW]	Moc przyłączeniowa pobierana z sieci [MW]	Rodzaj instalacji	Termin przyłączenia (zgodnie z Umową o przyłączenie)
48	Klikowa	62,7	62,7	MEE	2029.01.31
49	Rzeszów	202,4	202,4	MEE	2029.01.31
50	Siedlce Ujrzanów	85,8	0	FW	2029.12.29
51	Pasikowice	220,8 ^E	0	PV	2029.10.15
52	Ełk Bis	59,2 ^E	59,2	MEE	2029.06.30
53	Chmielów	202,4	202,4	SD (MEE)	2029.11.30
54	Klikowa	202,4	202,4	SD (MEE)	2029.01.31
55	Kielce	202,4	202,4	SD (MEE)	2028.06.24
56	Polkowice	124,9 ^E	0	PV	2030.02.14
57	Dobrzeń	300	0	PV	2031.02.15
58	Blachownia	184	167,9	MEE	2033.05.07
59	Dobrzeń	50,0	0	PV	2028.12.31
60	Leśniów	90,0	0	PV	2029.12.31
61	Kielce	119,6	109,2	MEE	2031.12.31
62	Blachownia	200,7	204,7	MEE	2033.05.07
63	Ełk Bis	200,3	0	PV	2030.07.19
64	Jarosław	150,0	0	PV	n.d.
65	Mikułowa	96,6	88,2	MEE	2029.12.31
66	Nysa	100,1	0	PV	2029.08.30
67	Bujaków	120	120	MEE	2027.08.30
68	Zgierz	96,6	88,2	MEE	2030.03.31
69	Radkowice	96,6	98,9	MEE	2029.06.30
70	Tuczawa	99,5	99,5	MEE	2031.07.31
71	Baczyna Systemowa	46	46	MEE	2029.03.03
72	Nysa	57 ^E	0	PV	2030.06.08
73	Zgierz	202,4	30	SD (FW,PV,MEE)	2029.12.21
74	Żydowo Kierzkowo	162	0	PV	2031.05.31
75	Siedlce Ujrzanów	202,4	30	SD (FW,PV,MEE)	n.d.
76	Joachimów	150,3	153,3	MEE	2028.01.31
77	Baczyna Systemowa	78,8	53,8	MEE+PV	2031.07.16
78	Kielce	101,2	93,5	MEE	2028.09.30
79	Leśniów	89	0	PV	2030.07.01
80	Reclaw	60,0 ^E	0	PV	2030.06.17
81	Kromolice	138	125,9	MEE	2030.12.31
82	Gdańsk Błonia	280,0	0	PV	2031.04.15
83	Marszów (Żagań)	50	50	MEE	2030.10.10
84	Klikowa	50,6	46,2	MEE	2029.12.31
85	Plewiska	50,6	46,2	MEE	n.d.
86	Świebodzice	127,5	0	FW	2031.05.30
87	Ząbkowice	40	0	FW	2031.05.31
88	Plewiska	72,6	0	FW	2030.07.31
89	CPK ^K	0	122	SD (ODB)	2030.12.31
90	Pątnów	250,0	0	PV	2029.10.30
91	Konin	100,0	0	PV	2031.03.31
92	Leszno Gronowo	97,0	98,9	MEE	2028.01.30
93	Żarnowiec	77,3	0	FW	2033.09.09
94	Ząbkowice	100	0	FW	2031.05.31
95	Olsztyn Mątki	400	15	SD (FW,PV)	2030.08.23
96	Mokre	100	202,4	SD (ME)	2029.12.14
97	Joachimów	106,9	106,9	PV+MEE	2030.06.26
98	Czarna	345,6	352,6	MEE	2029.12.30
99	Pelplin	50,6	45,8	MEE	2031.03.31
100	Baczyna Systemowa	119,3	121,7	MEE	2029.03.31

L.p.	Miejsce przyłączenia (SE)	Moc przyłączeniowa wprowadzana do sieci [MW]	Moc przyłączeniowa pobierana z sieci [MW]	Rodzaj instalacji	Termin przyłączenia (zgodnie z Umową o przyłączenie)
101	Toruń Elana	80	40	MEE+PV	2031.10.31
102	Żydowo Kierzkowo	395,6	399,6	MEE	2029.09.30
103	Gdańsk Przyjaźń	130,0	0	PV	2031.05.31
104	Leśniów	104	0	PV	2030.12.31
105	Narew	90	0	PV	2030.12.31
106	Żarnowiec	0	100	ODB	n.d
107	Lublin Systemowa	300,2	0	PV	2030.10.31
108	Marszów (Żagań)	119,3	121,7	MEE	2029.04.30
109	Blachownia	105,0	0	PV	2035.11.07
110	Leszno Gronowo	118,8	0	FW	2032.02.27
111	SE EJ ^F	3720	0	EJ	n.d.
112	Rogowiec	49	51,0	MEE	2029.05.31
113	Skawina	300	0	SG	2028.12.31
114	Krajnik	400,7	400,1	MEE	2028.12.30
115	Grudziądz Węgrowo	104,9	0	PV	2030.09.30
116	Kromolice	150,0	0	PV	2031.12.19
117	Połaniec	250	250	MEE	2032.06.30
118	Gdańsk Błonia	250	250	MEE	2032.06.30
119	Olsztyn Mątki	307,8	0	PV	2031.12.29
120	Chełm	220	119,8	PV+MEE	2031.05.26
121	Rokitnica	100,2	101,2	MEE	2029.08.29
122	Łagisza	50,6	46,2	MEE	2031.09.30
123	Mościska	101,2	100,2	MEE	n.d
124	Ołtarzew	200,4	202,4	MEE	2030.01.17
125	Wyszków	200,4	202,4	MEE	2028.09.30
126	Olsztyn Mątki	240	0	PV	n.d.
127	Pelplin	120	0	PV	n.d.
128	Pasikurowice	82,4	0	PV	n.d.
129	Adamów	287,3	0	PV	2029.02.28
130	Marszów (Żagań)	185	0	PV	n.d.
131	Konin	205,9	210,0	MEE	2028.12.31
132	Siedlce Ujrzanów	50,0	0	PV	n.d.
133	Radkowice	50	50	MEE	2029.08.31
134	Kromolice	85,0	77,2	PV+MEE	n.d.
135	Byczyna	182,2	186,0	MEE	n.d
136	Leśniów	100,9	100,9	MEE	n.d
137	Ząbkowice	89,6	0	FW	n.d.
138	Połaniec	150	150	PV+MEE	n.d.
139	Rożki	100	102	MEE	2028.12.30
140	Kopanina	0	148	ODB	n.d
141	Żydowo Kierzkowo	104,9	0	PV	n.d.
142	Morzyczyn	91,2	0	FW	n.d.
143	Ząbkowice	138,2	81	PV+MEE	n.d.
144	Krosno Iskrzynia	60,8	59,4	MEE	n.d
145	Radkowice	100	102	MEE	2029.01.31
146	Dunowo	600,0 ^E	0	PV	2029.08.31
147	Leszno Gronowo	59,2	59,3	MEE	n.d
148	Krosno Iskrzynia	50	50	MEE	n.d
149	Klikowa	107,6	107,6	MEE	n.d
150	Krzemienica	110,0	0	PV	n.d
151	Zgierz	40	40,8	MEE	n.d
152	Grudziądz Węgrowo	100	102,0	MEE	n.d
153	Marszów (Żagań)	127,0	0	PV	n.d

L.p.	Miejsce przyłączenia (SE)	Moc przyłączeniowa wprowadzana do sieci [MW]	Moc przyłączeniowa pobierana z sieci [MW]	Rodzaj instalacji	Termin przyłączenia (zgodnie z Umową o przyłączenie)
154	Chmielów	99,5	99,5	MEE	n.d
155	Kromolice	27	0	PV	n.d
156	Połaniec	70	71,4	MEE	2028.12.31
157	Chmielów	49,8	49,8	MEE	n.d
158	Grudziądz Węgrowo	48	48,8	SD (MEE)	n.d
159	Czarna	60,5	60,5	MEE	n.d
160	Witonia	50,6	46,2	MEE	n.d
161	CPK ^K Stryków (Dmosin)	0	117 40	SD (ODB)	2030.12.31
162	Pasikurowice Kuźnica ^Ł Pabianice	0	27 45 21	SD (ODB)	n.d
163	Plewiska	270,2	25	SD (PV)	n.d
164	Stanisławów	101,2	92,5	MEE	n.d
165	Pabianice	95	0	PV	n.d
166	Żydowo Kierzkowo	300	0	PV	2031.03.31
167	Włocławek Azoty	0	175	SD (ODB)	n.d
168	Ostrowiec	96,6	89,2	MEE	n.d
169	Leśniów	279,6	279,6	MEE	n.d
170	Nysa	182,2	186,1	SD (MEE)	n.d
171	Adamów	182,2	186,1	SD (MEE)	n.d
172	Plewiska	182,2	182,2	SD (MEE)	n.d
173	Krajnik	245,2 ^E	24,3	SD (FW, PV, MEE)	n.d
174	Łośnice	50,1	0	PV	n.d
175	Dobrzeń	182,2	186,1	SD (MEE)	n.d
176	Tuczna	250	10	SD (FW, PV)	n.d
177	Lublin Systemowa	182,2	182,2	SD (MEE)	n.d.
178	Pelplin	250	10	SD (PV,FW)	n.d
179	Wanda	87,1	88,8	MEE	n.d
180	Tarnów	250	10	SD (PV,FW)	n.d
181	Rzeszów	168	170,1	MEE	n.d
182	Płock	50	10	SD (PV; FW)	n.d
183	Podborze	99	101,2	MEE	n.d
184	Leśniów	150,5	154,5	MEE	n.d
185	NOR ^Y	0	20,5	ODB	n.d
186	Stanisławów	450	750	SD (PV,FW,MEE,ODB)	n.d
187	Rzeszów	150,5	153,8	MEE	n.d
188	Żarnowiec	205,9	210,2	MEE	n.d
189	Żydowo Kierzkowo	50	0,5	SD (PV,FW,MEE,ODB)	n.d
190	Krajnik	278,5	203,5	MEE+FW	n.d
191	Rzeszów	150	3	SD (PV,FW,ODB)	n.d
192	Jarosław	100	3	SD (FW)	n.d
193	Praga	0	113,2	ODB	n.d
194	Grudziądz Węgrowo	158,0	163,5	MEE	n.d
195	Kielce	99	101,2	MEE	n.d
196	Tuczna	310	30	SD (PV,FW,MEE,ODB)	n.d
197	Kromolice	151,3	154,3	MEE	n.d
198	Pabianice	59,4	60,8	MEE	n.d
199	Stanisławów	232,9 ^E	23,3	SD (FW,PV,ODB)	n.d
200	Polkowice	52,8	0	PV	n.d

L.p.	Miejsce przyłączenia (SE)	Moc przyłączeniowa wprowadzana do sieci [MW]	Moc przyłączeniowa pobierana z sieci [MW]	Rodzaj instalacji	Termin przyłączenia (zgodnie z Umową o przyłączenie)
201	Ostrów	99	101,4	MEE	n.d
202	Wanda	430	30	SD (PV,FW,ODB)	n.d
203	Czarna	96,6	0	PV	2031.11.30
204	Rogowiec	250	10	SD (PV,FW)	n.d
205	Marszów (Żagań)	10	0	PV	n.d
206	Ostrołęka	220	10	SD (FW,ODB)	n.d
207	Włocławek Azoty	60,3	60,3	MEE	n.d
208	Ostrołęka	60,3	60,3	MEE	n.d
209	Skawina	60,3	60,3	MEE	n.d
210	Ostrów	168	171,4	MEE	n.d
211	Żydowo Kierzkowo	75,0	0	PV	n.d
212	Chełm	122,5	102	PV+MEE	n.d
213	Żarnowiec	90	90	MEE+FW	n.d
214	Grudziądz Węgrowo	101,8	10	SD (PV,MEE)	n.d
215	Żarnowiec	59,6	0	FW	n.d
216	Piła Krzewina	49,9	0	PV	n.d
217	Narew	59,8	0	PV	n.d
218	Piła Krzewina	194,8	197,8	MEE	n.d
219	Pasikurówice	147,4	147,4	MEE	n.d
220	Dobrzeń	298,6	298,6	MEE	n.d
221	Jarosław	168	171,4	MEE	n.d
222	WIGY	0	17,5	ODB	n.d
223	Rokitnica	203,7	207,7	MEE	n.d
224	Czarna	170,0	0,0	PV	n.d
225	Mościska	87,1	89,0	MEE	n.d
226	Baczyna Systemowa	93,2	0,0	FW	n.d
227	Trębaczew	300,0	0,0	PV	n.d
228	Baczyna Systemowa	250,0	0,0	PV	n.d
229	Rożki	100	2	SD (FW)	n.d
230	Kielce	150	3	SD (FW)	n.d
231	Klikowa	150	3	SD (FW)	n.d
232	Krosno Iskrynia	200	4	SD (FW)	n.d
233	Cieplice	120	10	SD (PV)	n.d
234	Mikułowa	50,0	0	PV	n.d
235	Plewiska	101,2	92,5	MEE	n.d
236	Leszno Gronowo	79,2	0	FW	n.d
237	Marszów (Żagań)	50	207,7	MEE	n.d
238	Bydgoszcz Zachód	300	300	MEE	n.d
239	Wyszków	300	300	MEE	n.d
240	Narew	71,3	73,3	MEE	n.d
241	Rzeszów	300	300	MEE	n.d
242	Toruń Elana	119,9	0	PV	n.d
243	Mościska	99	101,2	MEE	n.d
244	Stanisławów	99,9	100,9	MEE	n.d
245	Pasikurówice	330	100	SD (PV,MEE)	n.d
246	Rokitnica	228,7	202,1	SD (PV,MEE)	n.d
247	Siedlce Ujrzanów	310	30	SD (PV,FW,MEE)	n.d
248	Mikułowa	49,0	49,9	MEE	2029.01.31
249	Piła Krzewina	226,8	0,0	FW+PV	n.d
250	Żarnowiec	127	0	PV	n.d
251	Ełk Bis	121,8	121,8	MEE	2029.12.17
252	Joachimów	199,5	209,5	MEE	n.d
253	Pątnów	80,0	0	PV	n.d

L.p.	Miejsce przyłączenia (SE)	Moc przyłączeniowa wprowadzana do sieci [MW]	Moc przyłączeniowa pobierana z sieci [MW]	Rodzaj instalacji	Termin przyłączenia (zgodnie z Umową o przyłączenie)
254	Lubocza	235,3	235,3	MEE	n.d
255	Siersza	450	250	SD (PV,FW,MEE)	n.d
256	Rzeszów	450	250	SD (PV,FW,MEE)	n.d
257	Kopanina	250	10	SD (FW,PV,ODB)	n.d
258	Narew	20	0	PV	n.d
259	Piła Krzewina	110,9	113,3	MEE	n.d
260	Rogowiec	148,1	0	PV	n.d
261	Reclaw	155	0	PV	n.d
262	Stanisławów	225	229,5	MEE	n.d
263	Olsztyn Mątki	100,8	100,8	SD (MEE)	n.d
264	Kromolice	27,5	30,0	MEE	n.d
265	Żydowo Kierzkowo	110,9	113,3	MEE	n.d
266	Leszno Gronowo	100,8	100,8	SD (MEE)	n.d
267	Kromolice	48,5	48,5	MEE	n.d
268	Grudziądz Węgrowo	288,5	203,5	MEE+FW	n.d
269	Baczyna Systemowa	76,9	0,0	PV	n.d
270	Narew	190	0	PV	n.d
271	Polkowice	180	0	PV	n.d
272	Ełk Bis	52,8	0	FW	n.d
273	Chełm	85	230	MEE	n.d
274	Świebodzice	75,0	0	PV	n.d
275	Plewiska	50,9	51,4	MEE	n.d
276	Żydowo Kierzkowo	140,0	0	PV	n.d
277	Krzemienica	1560 ^E	0	MFW	n.d
278	Gdańsk Błonia	100,8	100,8	SD (MEE)	n.d
279	Pelplin	100,9	100,9	MEE	n.d
280	Żydowo Kierzkowo	249,5	0	PV	n.d
281	Płock	300	300	MEE	n.d
282	Plewiska	300	300	MEE	n.d
283	Leśniów	0	0	PV ^X	n.d
284	Plewiska	40	15,7	MEE+PV+FW	n.d
285	Skawina	199,7	202,7	MEE	2029.12.31
286	Ząbkowice	100	0	PV	2029.10.30
287	Krajnik	54	0	FW	n.d
288	Abramowice	150	0	SD (FW)	n.d
289	Kromolice	110,9	113,3	MEE	n.d
290	NOR ^V	170,0	0	PV	n.d
291	Baczyna Systemowa	69,8	0	PV	n.d
292	Nysa	150	90	MEE	n.d
293	Tarnów	300	300	MEE	n.d
294	Leszno Gronowo	139,5	0	FW	n.d
295	Piła Krzewina	120	0	PV	n.d
296	Wanda	85,3	92,4	MEE	n.d
297	Piła Krzewina	200	1	SD (PV)	n.d
298	WYP ^M	0	80	ODB	n.d
299	Byczyna Poręba	1329,6	0	EJ	n.d
300	Ełk Bis	200	200	MEE	n.d
301	Ełk Bis	200	200	MEE	n.d
302	Czarna	126,7	0	PV	n.d
303	Pelplin	200,0	0	PV	n.d
304	Baczyna Systemowa	220	220	MEE	n.d
305	Trębaczew	200	1	SD (PV)	n.d

Lp.	Miejsce przyłączenia (SE)	Moc przyłączeniowa wprowadzana do sieci [MW]	Moc przyłączeniowa pobierana z sieci [MW]	Rodzaj instalacji	Termin przyłączenia (zgodnie z Umową o przyłączenie)
306	Pabianice	200	1	SD (PV)	n.d
307	Kromolice	64,8	0	PV	n.d
308	Rokitnica	300	4,9	SD (PV)	n.d
309	Jarosław	49,8	49,8	MEE	n.d
310	Pabianice	300	4,9	SD (PV)	n.d
311	Adamów	39,6	0	FW	n.d
312	Marszów (Żagań)	58,5	0	FW	n.d
313	Pelplin	400,4	400,4	SD (MEE)	n.d
314	Łomża Systemowa	100	2	SD (FW,PV,MEE)	2030.12.31
315	Polkowice	182,2	186,0	SD (MEE)	n.d
316	Pątnów	182,2	186,1	SD (MEE)	n.d
317	Ząbkowice	1050	1152	ESP	n.d
318	Żarnowiec	96,1	0	PV	n.d
319	Grudziądz Węgrowo	228	200	PV+MEE	n.d
320	Grudziądz Węgrowo	182,2	182,2	SD (MEE)	n.d
321	Czarna	199,1	199,1	MEE	n.d
322	Rogowiec	103,0	103,0	MEE	n.d
323	Olsztyn Mątki	200,7	200,7	MEE	n.d
324	Gdańsk Przyjaźń	203,7	203,7	MEE	n.d
325	Piła Krzewina	200	200	MEE	n.d
326	Baczyna Systemowa	65	0	PV	n.d
327	Baczyna Systemowa	70,0	0	PV	n.d
328	Rożki	236	200	PV+MEE	n.d
329	Łomża Systemowa	250	10	SD (FW)	n.d
330	MKA ^L	273,2	273,2	MEE	n.d
331	Konin	25	0	FW	n.d
332	Baczyna Systemowa	162	66	PV+MEE	n.d
333	Kielce	300	4,9	SD (PV)	n.d
334	Świebodzice	200	200	MEE	n.d
335	Płock	300	4,9	SD (PV)	n.d
336	Włocławek Azoty	419,9	388	SD (PV, FW, MEE, ODB)	n.d
337	Płock	320	422,6	SD (PV, MEE, ODB)	n.d
338	Nysa	200	60	SD (FW, MEE)	n.d
339	Olsztyn Mątki	89	0	PV	n.d
340	Morzyczyn	234	100	PV+MEE	n.d
341	Olsztyn Mątki	99	99	MEE	n.d
342	Pelplin	118,2 ^E	0	FW+PV	n.d
343	Żydowo Kierzkowo	290	307,1	SD (PV, MEE, ODB)	n.d
344	Boguszów	73,0	0	PV	n.d
345	Baczyna Systemowa	300	300	MEE	n.d
346	Ełk Bis	91,8	0	PV	n.d
347	Nysa	49,8	0	PV	n.d
348	Dunowo	130,4	0	PV	n.d
349	Olsztyn Mątki	100,0	0	PV	n.d
350	Rogowiec	449,4	335,7	SD (PV, FW, MEE, ODB)	n.d
351	Pelplin	64,6	0	FW	n.d
352	Dobrzeń	125,0	0	PV	n.d
353	Baczyna Systemowa	180	180	MEE	n.d
354	Groszowice	60	63	MEE	n.d
355	Janów	220	220	SD (PV, MEE)	n.d
356	Krzemienica	200	349,5	SD (PV, MEE, ODB)	n.d

L.p.	Miejsce przyłączenia (SE)	Moc przyłączeniowa wprowadzana do sieci [MW]	Moc przyłączeniowa pobierana z sieci [MW]	Rodzaj instalacji	Termin przyłączenia (zgodnie z Umową o przyłączenie)
357	Reclaw	45	4,9	SD (FW)	n.d
358	Piła Krzewina	99	0	PV	n.d
359	Olsztyn Mątki	443,8	30	SD (PV, FW, ODB)	n.d
360	Gorzów	0 ^{A1}	0	PV	n.d
361	Ełk Bis	185	100	PV+MEE	n.d
362	Płock	300	300	MEE	n.d
363	Ełk Bis	199,3	52,5	PV+MEE	n.d
364	CPK ^K	53,2	53,2	MEE	n.d
365	Nysa	72	0	FW	n.d
366	Dunowo	100,0	0	PV	n.d
367	Połaniec	99	101,1	MEE	n.d
368	Świebodzice	100	102	MEE	n.d
369	Krzemienica	300	300	MEE	n.d
370	Nysa	64,0	39,0	MEE+PV	n.d
371	Rzeszów	100	1	SD (FW)	n.d
372	Wyszków	119,8	102	MEE	n.d
373	Ołtarzew	119,8	102	MEE	n.d
374	Czarna	304,5	0	PV	n.d
375	MKA ^L	400	65	SD (MEE, FW,)	n.d
376	Marszów (Żagań)	150	3	SD (FW)	n.d
377	Jarosław	77	0	SD (FW)	n.d
378	Kromolice	0	20	SD (ODB)	n.d
379	Połaniec	150	5	SD (FW)	n.d
380	Stanisławów	150	5	SD (FW)	n.d
381	Gdańsk Przyjaźń	370	220	SD (PV, FW, MEE, ODB)	n.d
382	Żarnowiec	250	299	SD (MEE, ODB)	n.d
383	Krzemienica	446,4	291,6	SD (PV, FW, MEE, ODB)	n.d
384	Morzyczyn	100	100	MEE	n.d
385	Rożki	437,7	30	SD (PV, FW, ODB)	n.d
386	Kielce	447,4	15	SD (PV, FW, ODB)	n.d
387	Ostrów	300	300	MEE	n.d
388	Kromolice	447,2	322,1	SD (PV, FW, MEE, ODB)	n.d
389	Kozienice	176	176	MEE	n.d
390	WIG ^Y	145,2	1,6	SD (FW)	n.d
391	Stryków (Dmosin)	145,2	1,6	SD (FW)	n.d
392	Żydowo Kierzkowo	431,6	437,2	MEE	n.d
393	Płock	431,6	437,2	MEE	n.d
394	Krzemienica	431,6	437,2	MEE	n.d
395	Krzemienica	431,6	437,2	MEE	n.d
396	Baczyna Systemowa	431,6	437,2	MEE	2028.12.30
397	Chełm	99	1,6	SD (FW)	n.d
398	Mokre	99	1,6	SD (FW)	n.d
399	Trębaczew	431,6	437,2	MEE	n.d
400	Żarnowiec	431,6	437,2	MEE	n.d
401	Kielce	120	201,2	MEE	n.d
402	Ołtarzew	152,0	152,0	MEE	n.d
403	Stanisławów	304,0	304,0	MEE	n.d
404	Łośnice	50	152,0	MEE	n.d
405	Stanisławów	52,2	53,2	MEE	n.d
406	Płock	399,4	399,4	SD (MEE)	n.d

L.p.	Miejsce przyłączenia (SE)	Moc przyłączeniowa wprowadzana do sieci [MW]	Moc przyłączeniowa pobierana z sieci [MW]	Rodzaj instalacji	Termin przyłączenia (zgodnie z Umową o przyłączenie)
407	Dobrzeń	145,2	1,6	SD (FW)	n.d
408	Stryków (Dmosin)	300	4,9	SD (PV)	n.d
409	Łomża Systemowa	200,4	200,4	MEE	n.d
410	Zgierz	115	10	SD (FW, ODB)	n.d
411	Konin	425,3	318,3	SD (PV, FW MEE, ODB)	n.d
412	Adamów	448,5	252,1	SD (PV, FW, MEE, ODB)	n.d
413	Ołtarzew	444,8	288,5	SD (PV, FW, MEE, ODB)	n.d
414	Świebodzice	300	4,9	SD (PV)	n.d
415	Płock	600 ^F	115	ODB	2025.12.15
416	Ełk Bis	108,0	0	PV	n.d
417	Mikułowa	49,2	49,2	MEE+PV	n.d
418	Żydowo Kierzkowo	99,9	102,9	MEE	n.d
419	Witonia	169,7	112,5	MEE+FW	n.d
420	Leszno Gronowo	59,0	0	PV	n.d
421	Dunowo	400	20	SD (FW)	n.d
422	Piła Krzewina	187 ^F	69	SD (PV, FW, MEE)	n.d
423	Ełk Bis	134,0	0	PV	n.d
424	Blachownia	203,7	207,7	MEE	n.d
425	Pątnów	449,1	318,2	SD (PV, FW, MEE, ODB)	n.d
426	Leszno Gronowo	190	20	SD (PV, ODB)	n.d
427	Gdańsk Błonia	110	110	MEE	n.d
428	Dunowo	110	110	MEE	n.d
429	Baczyna Systemowa	200	0	SD (FW)	n.d
430	Żydowo Kierzkowo	150,0	0	PV	n.d
431	Groszowice	270	85	SD (PV, MEE)	n.d
432	Podborze	50,9	51,4	MEE	n.d
433	Czarna	200	0	SD (FW)	n.d
434	Łomża Systemowa	200	0	SD (FW)	n.d
435	Konin	200	0	SD (FW)	n.d
436	Wyszków	101,6	100	MEE	n.d
437	Kromolice	203,5	203,5	MEE	n.d
438	Żydowo Kierzkowo	203,5	203,5	MEE	n.d
439	Krzemienica	203,5	203,5	MEE	n.d
440	Baczyna Systemowa	203,5	203,5	MEE	n.d
441	Piła Krzewina	203,5	203,5	MEE	n.d
442	Dobrzeń	58,1	0	PV	n.d
443	Grudziądz Węgrowo	347,1	162,4	PV+MEE	n.d
444	Abramowice	125,4	0	FW	n.d
445	Baczyna Systemowa	29,9	0	PV	n.d
446	Bydgoszcz Zachód	157,8	0	PV	n.d
447	Witonia	439,6	223	SD (PV, FW, MEE, ODB)	n.d
448	Stryków (Dmosin)	443,9	223,4	SD (PV, FW, MEE, ODB)	n.d
449	Miłosna	140,0	145	SD (PV, FW, MEE, ODB)	n.d
450	Gdańsk Błonia	437,6	0	SD (PV, FW, MEE)	n.d
451	Plewiska	60	63	MEE	n.d
452	Joachimów	100	0	SD (FW)	n.d

L.p.	Miejsce przyłączenia (SE)	Moc przyłączeniowa wprowadzana do sieci [MW]	Moc przyłączeniowa pobierana z sieci [MW]	Rodzaj instalacji	Termin przyłączenia (zgodnie z Umową o przyłączenie)
453	Rożki	200	0	SD (FW)	n.d
454	Kozienice	150	0	SD (FW)	n.d
455	Żarnowiec	100	0	SD (FW)	n.d
456	Morzyczyn	200	0	SD (FW)	n.d
457	Polkowice	200	0	SD (FW)	n.d
458	Bydgoszcz Zachód	49,25	0	PV	n.d
459	Plewiska	250,1	254,1	MEE	n.d
460	Narew	100	105	MEE	n.d
461	Krzemienica	300	300	SD (MEE)	n.d
462	Blachownia	97,6	100	MEE	n.d
463	Pelplin	121,4	0	PV	n.d
464	Stryków (Dmosin)	200	200	SD (MEE)	n.d
465	Stanisławów	200	200	SD (MEE)	n.d
466	Joachimów	150	0	SD (PV)	n.d
467	Kromolice	130	130	MEE	n.d
468	Wielopole	0	30	SD (ODB)	n.d
469	Stanisławów	411,2	231,6	SD (PV, FW, MEE, ODB)	n.d
470	Plewiska	110	110	MEE	n.d
471	Leszno Gronowo	30	0	PV	n.d
472	Leśniów	252	151	MEE	n.d
473	Narew	200	0	SD (FW)	n.d
474	Ostrołęka	150	0	SD (FW)	n.d
475	Leśniów	78	0	PV	n.d
476	Joachimów	165	165	MEE	n.d
477	Marszów (Żagań)	250	273,8	SD (FW, MEE, ODB)	n.d
478	Leśniów	216	60	SD (FW, ODB)	n.d
479	Polkowice	350	376,4	SD (FW, MEE, ODB)	n.d
480	Czarna	414,4	264,9	SD (PV, FW, MEE, ODB)	n.d
481	Gdańsk Błonia	600	0	BGP	n.d
482	Pątnów	1830	0	BGP	n.d
483	Grudziądz Węgrowo	1200	0	BGP	n.d
484	Ostrów	637,7	0	BG	n.d
485	Ostrów	637,7	0	BG	n.d
486	Wielopole	637,7	0	BG	n.d
487	Jarosław	386,8	0	SG	n.d
488	Pelplin	386,8	0	SG	n.d
489	Krajnik	637,7	0	BG	n.d
490	Baczyna Systemowa	100	105	MEE	n.d
491	Czarna	208,0	0	PV	n.d
492	Pelplin	200	200	MEE	n.d
493	Marszów (Żagań)	120	180	MEE	n.d
494	Ołtarzew	200	200	MEE	n.d
495	Baczyna Systemowa	54,1	0	PV	n.d
496	Żarnowiec	28,8	0	FW	n.d
497	Łagisza	300	300	MEE	n.d
498	Plewiska	110	110	MEE	n.d
499	Bydgoszcz Zachód	300	4,9	SD (PV)	n.d
500	Bydgoszcz Zachód	78,4	0	PV	n.d
501	Marszów (Żagań)	65	1,1	PV+MEE	n.d

L.p.	Miejsce przyłączenia (SE)	Moc przyłączeniowa wprowadzana do sieci [MW]	Moc przyłączeniowa pobierana z sieci [MW]	Rodzaj instalacji	Termin przyłączenia (zgodnie z Umową o przyłączenie)
502	Kozienice	197,2	202,2	MEE	n.d
503	Dobrzeń	76,5	0	PV	n.d
504	Nysa	41,4	43,5	MEE	n.d
505	Krajnik	100	1	SD (FW)	n.d
506	Reclaw	325	441,6	SD (PV, MEE, ODB)	n.d
507	Dunowo	446,3	250	SD (PV, FW, MEE, ODB)	n.d
508	Morzyczyn	444,9	265	SD (PV, FW, MEE, ODB)	n.d
509	Płock	300	300	MEE	n.d
510	Leśniów	44	0	PV	n.d
511	Łomża Systemowa	80,3	0	PV	n.d
512	Krajnik	197,4	0	PV	n.d
513	Krajnik	178,7	24,3	SD (PV, FW, MEE,)	n.d
514	Żydowo Kierzkowo	200,1	200	PV+MEE	n.d
515	Jarosław	300	245	MEE	n.d
516	Rożki	200	200	MEE	n.d
517	Baczyna Systemowa	246	246	MEE	n.d
518	Morzyczyn	200	200	MEE	n.d
519	Łomża Systemowa	300	300	MEE	n.d
520	Połaniec	168,1	170,1	PV+MEE	n.d
521	Dunowo	400,4	400,4	SD (MEE)	n.d
522	Kromolice	84	4,9	SD (FW)	n.d
523	Polkowice	31,3	31,3	MEE	n.d
524	Żydowo Kierzkowo	43	0	PV	n.d
525	Łagisza	199,7	199,7	MEE	n.d
526	Pasikurówice	64,0	0	PV	n.d
527	Dunowo	493,4	400	PV+FW+MEE	n.d
528	Pasikurówice	514,2	202,0	PV+MEE	n.d
529	Olsztyn Mątki	26	93	MEE	n.d
530	Nysa	146	3	OSD (FW)	n.d
531	Witonia	200	200	MEE	n.d
532	Pelplin	290	5,6	SD (FW)	n.d
533	Grudziądz Węgrowo	384	10,1	SD (PV,FW)	n.d
534	Żydowo Kierzkowo	200	75	SD	n.d
535	Nysa	50,1 ^E	50	PV+MEE	n.d
536	Witonia	145,2	1,6	SD (FW)	n.d
537	Włocławek Azoty	145,2	1,6	SD (FW)	n.d
538	Mokre	99	1,6	SD (FW)	n.d
539	Mikułowa	300,1 ^E	300	PV+MEE	n.d
540	Pszczew	145,2	1,6	SD (FW)	n.d
541	Rogowiec	300 ^F	300	MEE	n.d
542	Joachimów	145,2	1,6	SD (FW)	n.d
543	Dobrzeń	89	0	PV	n.d
544	Krzemienica	200	200	SD (MEE)	n.d
545	Rogowiec	200	200	SD (MEE)	n.d
546	Piła Krzewina	200	200	SD (MEE)	n.d
547	Trębaczew	200	200	SD (MEE)	n.d
548	Tuczawa	199,1 ^E	199,1	MEE	n.d
549	Ząbkowice	150	200	SD (MEE)	n.d
550	Mikułowa	200	200	SD (MEE)	n.d
551	Łomża Systemowa	200	200	SD (MEE)	n.d
552	Janów	200	200	SD (MEE)	n.d

L.p.	Miejsce przyłączenia (SE)	Moc przyłączeniowa wprowadzana do sieci [MW]	Moc przyłączeniowa pobierana z sieci [MW]	Rodzaj instalacji	Termin przyłączenia (zgodnie z Umową o przyłączenie)
553	Pasikurówice	220,8 ^E	220,8	PV+MEE	n.d
554	Pątnów	200	200	SD (MEE)	n.d
555	Baczyna Systemowa	200	200	SD (MEE)	n.d
556	Dobrzeń	167,2	0	FW	n.d
557	Piła Krzewina	133	0	PV	n.d
558	Witonia	298,6	298,6	MEE	n.d
559	Plewiska	431,6	201,1	SD (PV, FW, ODB)	n.d
560	Kromolice	282,8	208,0	SD (PV, FW, ODB)	n.d
561	Bydgoszcz Zachód	301,7	222,9	SD (PV, FW, ODB)	n.d
562	Konin	180	20	SD (FW)	n.d
563	Byczyna	200	0	BG	n.d
564	Byczyna	200	0	BG	n.d
565	Byczyna	200	0	BG	n.d
566	Kopanina	200	0	BG	n.d
567	Kopanina	200	0	BG	n.d
568	Byczyna	225	225	MEE	n.d
569	Byczyna	225	225	MEE	n.d
570	Baczyna Systemowa	178,2	1,6	SD (FW)	n.d
571	Świebodzice	292	5,6	SD (FW)	n.d
572	Dobrzeń	125	87,9	SD (PV, FW, MEE, ODB)	n.d
573	Baczyna Systemowa	201,9	201,9	MEE	n.d
574	Boguszów	201,9	201,9	MEE	n.d
575	Piła Krzewina	88,4	0	FW	n.d
576	Krzemienica	252,6	0	FW	n.d
577	Reclaw	60,0 ^E	43,9	PV+MEE	n.d
578	Nysa	60,0 ^E	43,9	PV+MEE	n.d
579	Żydowo Kierzkowo	62,0	0	PV	n.d
580	Plewiska	0	230	ODB	n.d
581	Morzyczyn	11	0	PV	n.d
582	Ełk Bis	200 ^E	200	MEE	n.d
583	Leśniów	92,4	0	PV	n.d
584	WIG ^Y	236,4	0	PV	n.d
585	Narew	200 ^E	200	MEE	n.d
586	NOR ^Y	197,2	199,7	MEE	n.d
587	WIG ^Y	174,2	174,2	MEE	n.d
588	Ełk Bis	54,0	314,1	PV+MEE	n.d
589	Żarnowiec	184 ^E	184	MEE+PV	n.d
590	Rogowiec	400,9	400,9	MEE	n.d
591	Żydowo Kierzkowo	200	4,9	SD (FW)	n.d
592	Baczyna Systemowa	400	100	SD (PV, FW, ME)	n.d
593	Baczyna Systemowa	80,7	80,7	MEE	n.d
594	Ełk Bis	250	10	SD (FW)	n.d
595	Kozienice	47,5	48,7	SD (MEE)	n.d
596	Trębaczew	250	10	SD (FW)	n.d
597	Połaniec	720	22,1	BGP	n.d
598	Krajnik	150	150	MEE	n.d
599	Pątnów	0	135	ODB	n.d
600	Baczyna Systemowa	250	10	SD (FW)	n.d
601	Narew	237	10	SD (FW)	n.d
602	Mikułowa	40,8	0	FW	n.d
603	Ostrów	440	100	SD (PV, FW, MEE)	n.d
604	Baczyna Systemowa	200	200	MEE	n.d

L.p.	Miejsce przyłączenia (SE)	Moc przyłączeniowa wprowadzana do sieci [MW]	Moc przyłączeniowa pobierana z sieci [MW]	Rodzaj instalacji	Termin przyłączenia (zgodnie z Umową o przyłączenie)
605	Kozienice	201,7	201,7	SD (MEE)	n.d
606	Abramowice	188,7	100,1	FW+ME	n.d
607	Połaniec	720,0	22,1	BGP	n.d
608	Ełk Bis	59,2 ^E	57,8	PV+MEE	n.d
609	Połaniec	257,0	0	BG	n.d
610	Witonia	200,0	0	PV	n.d
611	Chełm	110	21,5	SD (FW, MEE)	n.d
612	Nysa	20	21,5	SD (MEE)	n.d
613	Siedlce Ujrzanów	110	21,5	SD (FW, MEE)	n.d
614	Stanisławów	240	43	SD (FW, MEE)	n.d
615	Ełk Bis	250	0	SD (FW)	n.d
616	Piła Krzewina	40	32	(FW, MEE)	n.d
617	Bydgoszcz Zachód	83,0	0,5	SD (PV)	n.d
618	Łagisza	182,2	186,0	SD (MEE)	n.d
619	Mokre	128	2	SD (FW)	n.d
620	Mokre	194,8	200,0	SD (MEE)	n.d
621	Baczyna Systemowa	182,2	186,1	SD (MEE)	n.d
622	Ząbkowice	200	2	SD FW)	n.d
623	CPK ^K	100,0	0	PV	n.d
624	Połaniec	200	200	PV+MEE	n.d
625	Gdańsk Błonia	0	840	ODB	n.d
626	Rzeszów	250	250	SD (PV, FW, MEE)	n.d
627	Podborze	399,4	399,4	SD (MEE)	n.d
628	Ełk Bis	150	1	SD (FW)	n.d
629	Rokitnica	200	1	SD (FW)	n.d
630	Plewiska	200,1	200	PV+MEE	n.d
631	Ełk Bis	250	5,4	SD (FW)	n.d
632	Krosno Iskrzynia	188	75	SD (PV, FW, MEE)	n.d
633	Baczyna Systemowa	82,2	49,9	SD (PV, FW, MEE)	n.d
634	Rzeszów	49	67	SD (MEE)	n.d
635	Nysa	30	0	FW	n.d
636	Choczewo	1000	1000	MEE	n.d
637	Nysa	50	0	PV	n.d
638	Grudziądz Węgrowo	200	200	SD (MEE)	n.d
639	Ostrów	201,6	201,6	MEE	n.d
640	Chmielów	90	95,0	MEE	n.d
641	Żarnowiec	240	240	SD (MEE)	n.d
642	Stryków (Dmosin)	199,7	199,7	MEE	n.d
643	Wypędy	120	0	SD (PV)	n.d
644	CPK ^K	450,0	325,8	SD (PV, FW, MEE, ODB, EJ)	n.d
645	Baczyna Systemowa	300	502	PV+MEE	n.d
646	Pątnów	150 ^E	0	PV+FW	n.d
647	Narew	100	0	PV	n.d
648	Grudziądz Węgrowo	400	400	MEE	n.d
649	Wielopole	200,4	200,4	MEE	n.d
650	Rokitnica	233,6	233,6	MEE	n.d
651	Mikułowa	200,0	0	PV	n.d
652	Pelplin	165	195	MEE	n.d
653	Konin	120,5	100,2	SD (PV, MEE)	n.d
654	Witonia	120,5	100,2	SD (PV, MEE)	n.d
655	Polkowice	120,5	100,2	SD (PV, MEE)	n.d
656	Włocławek Azoty	250	250	SD (PV, MEE)	n.d

L.p.	Miejsce przyłączenia (SE)	Moc przyłączeniowa wprowadzana do sieci [MW]	Moc przyłączeniowa pobierana z sieci [MW]	Rodzaj instalacji	Termin przyłączenia (zgodnie z Umową o przyłączenie)
657	Grudziądz Węgrowo	40	40	MEE	n.d
658	Krzemienica	120,5	100,2	SD (PV, MEE)	n.d
659	Łońnice	100	100	SD (MEE)	n.d
660	Czarna	200	105	SD (PV, FW, MEE)	n.d
661	Grudziądz Węgrowo	250	100	SD (PV, FW, MEE)	n.d
662	Kromolice	99,4	1	SD (PV)	n.d
663	Polkowice	240	240	SD (MEE)	n.d
664	Czarna	499,0	499,0	MEE	n.d
665	Witonia	97,5	0	PV	n.d
666	Polkowice	124,92 ^E	110,0	PV+MEE	n.d
667	Lublin Systemowa	240	240	SD (MEE)	n.d
668	Witonia	240	240	SD (MEE)	n.d
669	Żarnowiec	190,1	190,1	MEE	n.d
670	Leśniów	11	0	PV	n.d
671	Dunowo	696,1 ^E	0	PV	n.d
672	Ełk Bis	103	0	PV	n.d
673	Piła Krzewina	59,4	0	FW	n.d
674	Ostrów	200	2	SD (FW)	n.d
675	Ząbkowice	131,1	0	PV	n.d
676	Połaniec	150	400	MEE	n.d
677	Czarna	170	45	PV+MEE	n.d
678	Siedlce Ujżanów	300,0	20	SD (PV, ODB)	n.d
679	Ostrołęka	120,5	100,2	SD (PV, MEE)	n.d
680	Narew	100	100	SD (MEE)	n.d
681	Kozienice	120,5	100,2	SD (PV, MEE)	n.d
682	Ostrołęka	23,5	23,1	SG	n.d
683	Krzemienica	198	198	MEE	n.d
684	Cieplice	55	65	SD (MEE)	n.d
685	Pelplin	240	240	SD (MEE)	n.d
686	Grudziądz Węgrowo	240	240	SD (MEE)	n.d
687	Tarnów	800	860	ESP	n.d
688	Blachownia	60,0	60,0	MEE	n.d
689	Krajnik	124,7	0	PV	n.d
690	MKA ^L	213	5	SD (FW)	n.d
691	Narew	93	186,1	SD (MEE)	n.d
692	Dobrzeń	122,8	122,8	MEE	n.d
693	Krosno Iskrzynia	200	200	SD (PV, FW, MEE)	n.d
694	Wielopole	103,0	103,0	MEE	n.d
695	Leszno Gronowo	28	0	PV	n.d
696	NOR ^Y	300	4,9	SD (PV, FW)	n.d
697	Choczewo	194,8	200	SD (MEE)	n.d
698	Pątnów	464	0	BG	n.d
699	Ołtarzew	190,08	113,4	MEE	n.d
700	Podborze	400,8	400,8	MEE	n.d
701	Ostrołęka	120,5	100,2	SD (PV, MEE)	n.d
702	Świebodzice	100,8	100,8	MEE	n.d
703	Łońnice	300	4,9	SD (PV, FW)	n.d
704	Choczewo	900	0	MFW	n.d
705	Krzemienica	975	0	MFW	n.d
706	Trębaczew	593,8	372,24	PV+MEE	n.d
707	Mikułowa	149,452	0	PV	n.d
708	Stryków (Dmosin)	302,4	302,4	MEE	n.d
709	Dunowo	300	300	SD (MEE)	n.d

L.p.	Miejsce przyłączenia (SE)	Moc przyłączeniowa wprowadzana do sieci [MW]	Moc przyłączeniowa pobierana z sieci [MW]	Rodzaj instalacji	Termin przyłączenia (zgodnie z Umową o przyłączenie)
710	Krzemienica	100,0	0,5	SD (PV)	n.d
711	Piła Krzewina	57	0	PV	n.d
712	Witonia	194,8	200	SD (MEE)	n.d
713	Ełk Bis	92,4	1,5	SD (FW)	n.d
714	WIG ^Y	92,4	1,5	SD (FW)	n.d
715	Chmielów	50,6	45,4	MEE	n.d
716	Dobrzeń	500	100	SD (PV, FW)	n.d

Objaśnienia do przypisów:

- E - Wnioskodawca wystąpił z wnioskiem dotyczącym zmiany warunków przyłączenia
- F - Przyszła stacja elektroenergetyczna dla elektrowni jądrowej na obszarze Pomorza Gdańskiego
- K - Przyszła stacja elektroenergetyczna w rejonie CPK
- L - Przyszła stacja elektroenergetyczna w okolicach Legnicy
- Ł - Przyszła stacja elektroenergetyczna 400 kV w rejonie Złoczewa
- M - Przyszła stacja elektroenergetyczna w okolicach Warszawy
- X - Wnioskodawca wystąpił z wnioskiem dotyczącym zmiany warunków przyłączenia zasilania potrzeb własnych Elektrociepłowni Zielona Góra w związku z przyłączeniem instalacji fotowoltaicznej EC Zielona Góra o mocy 0,8 MW
- Y - Przyszła stacja elektroenergetyczna na połączeniu międzysystemowym pomiędzy Polską a Litwą
- A1 - Wnioskodawca wystąpił z wnioskiem dotyczącym zmiany warunków przyłączenia zasilania potrzeb własnych Elektrociepłowni Gorzów w związku z przyłączeniem instalacji fotowoltaicznej EC Gorzów o mocy 2,5 MW
- A2 - Wnioskodawca wystąpił z wnioskiem w zakresie rozdzielenia umowy o przyłączenie do sieci przesyłowej bloków gazowych i jednostek kogeneracyjnych łącznie na dwie oddzielne umowy

Rodzaj instalacji: PV - instalacja fotowoltaiczna; MFW - morska farma wiatrowa; FW - farma wiatrowa; JW - konwencjonalna jednostka węglowa; BG - blok gazowy; BGP - blok gazowo-parowy; JG - jednostka gazowa; SG - silnik gazowy; JBM - blok biomasowy; MEE - magazyn energii elektrycznej; EJ - elektrownia jądrowa; SD - system dystrybucyjny; ODB - instalacja odbiorcza; ESP - elektrownia szczytowo-pompowa