

Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025 - 2034

Dokument główny



Spis treści

1	Wprowadzenie	5
2	Kontekst oraz struktura dokumentu	7
3	Otoczenie oraz aktualny stan Krajowego Systemu Elektroenergetycznego	9
4	Założenia oraz wyniki analiz planistycznych	33
5	Wyniki analiz rozwoju sieci przesyłowej	52
6	Projekt budowy linii HVDC	89
7	Własne zasoby mocy	90
8	Koncepcja rozwoju sieci przesyłowej dla przyłączenia MFW	91
9	Przyłączenie i wyprowadzenie mocy z elektrowni jądrowych	92
10	Analiza wystarczalności zasobów wytwórczych	96

Wykaz nazw, skrótów i oznaczeń

AC PF	(ang. Alternating Current Power Flow) – rozptyw mocy wg metody zmiennoprądowej
CBAM	(ang. Carbon Border Adjustment Mechanism) – mechanizm dostosowania cen na granicach z uwzględnieniem emisji dwutlenku węgla
CCS	(ang. Carbon Capture and Storage) – Wychwytywanie i składowanie CO ₂
CCU	(ang. Carbon Capture and Utilization) – Wychwytywanie i utylizacja CO ₂
CEP	(ang. Clean Energy Package - CEP) – Uchwalony w 2019 r. pakiet legislacyjny regulujący funkcjonowanie sektora energii elektrycznej w Unii Europejskiej - „Czysta Energia dla wszystkich Europejczyków”
CEP70	Wymóg zawarty w Art. 16 ust. 8 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 wchodzącego w skład CEP, nakładający na operatorów systemów przesyłowych UE, w tym PSE S.A., obowiązek udostępniania uczestnikom rynku od 1 stycznia 2020 r. międzyobszarowych zdolności przesyłowych na poziomie nie niższym niż 70% zdolności przesyłowych dla danej granicy (podejście CNTC, ang. Coordinated Net Transmission Capacity) lub krytycznego elementu sieci (metoda FBA, ang. Flow Based Allocation) wyznaczonych z uwzględnieniem granic bezpieczeństwa pracy systemu.
CY	(ang. Climatic Year) – jest pojęciem wprowadzonym na potrzeby analiz wystarczalności prowadzonych przez ENTSO-E. Jeden rok klimatyczny jest zestawem danych takich jak temperatura powietrza, nasłonecznienie, siła wiatru oraz warunki hydrologiczne dla każdej strefy cenowej w Europie. Cała baza obejmuje dane klimatyczne z 38 lat klimatycznych (1982-2019)
DC SCUC	(ang. Direct Current Security Constrained Unit Commitment) – jest optymalnym ekonomicznie pokryciem zapotrzebowania przy spełnieniu dopuszczalnych obciążalności elementów sieci oraz ograniczeń technicznych pracy zasobów wytwórczych i zadanej wymiany międzysystemowej
DSR	(ang. Demand Side Response) – usługa dobrowolnego i czasowego obniżenia zużycia energii elektrycznej przez odbiorców lub przesunięcie w czasie poboru na polecenie OSP, w zamian za oczekiwane wynagrodzenie
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
EU ETS	(ang. European Union Emissions Trading System) – Unijny system handlu uprawnieniami do emisji
EV	(ang. Electric Vehicles) – pojazdy elektryczne
Pakiet „Fit for 55”	Pakiet propozycji legislacyjnych w ramach Europejskiego Zielonego Ładu (Green Deal) przedstawiony w dniu 14 lipca 2021 przez Komisję Europejską dotyczących proponowanych zmian w prawodawstwie UE oraz wprowadzenia nowych inicjatyw w celu zapewnienia zgodności polityk UE z celami klimatycznymi uzgodnionymi przez Radę i Parlament Europejski.
FW	Łądowa elektrownia wiatrowa
HVDC	(ang. High-Voltage Direct Current) – linia wysokiego napięcia prądu stałego
JWCD	Jednostka Wytwórcza Centralnie Dysponowana
KJW	Konwencjonalna jednostka wytwórcza

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
KSP	Krajowa Sieć Przesyłowa
LOLE	(ang. Loss of Load Expectation) – oczekiwany sumaryczny czas trwania deficytów mocy w rozpatrywanym okresie
MAF	(ang. Mid-Term Adequacy Forecast) – średnioterminowa prognoza wystarczalności generacji
MEE	Magazyn energii elektrycznej
MFW	Morska elektrownia wiatrowa
MPZP	Miejskowy plan zagospodarowania przestrzennego
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
PCI	(ang. Projects of Common Interest) – projekty wspólnego zainteresowania Unii Europejskiej
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 2023-2032	Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-2032
PRSP 2025-2034	Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025-2034
PSE S.A.	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
PV	(ang. Photovoltaic) – instalacja fotowoltaiczna
SDO	Scenariusz Dynamicznej Transformacji z uwolnieniem potencjału Offshore
SDT	Scenariusz Dynamicznej Transformacji
SE	Stacja elektroenergetyczna
SCED	(ang. Security Constrained Economic Dispatch) – jest to najbardziej ekonomiczny rozkład generacji z uwzględnieniem ograniczeń funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.
SST	Scenariusz Swobodnej Transformacji
SWS	(ang. Sever Weather Scenario) – modelowy rok klimatyczny opracowany na potrzeby analiz wykonanych w ramach PRSP 2025-2034
TEN-T	(ang. Trans-European Transport Networks) – transeuropejska sieć transportowa
TYNDP	(ang. Ten-Year Network Development Plan) – Dziesięcioletni plan rozwoju sieci o zasięgu wspólnotowym
UE	Unia Europejska
URE	Urząd Regulacji Energetyki
Ustawa Pe	Ustawa Prawo energetyczne

1 Wprowadzenie

Niniejszy Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025-2034, w skrócie Plan rozwoju sieci przesyłowej (PRSP 2025-2034), stanowi kontynuację i rozszerzenie zaplanowanych działań inwestycyjnych określonych w poprzednich planach, a w szczególności w jego ostatniej edycji na lata 2023-2032.

Zaprezentowany zakres inwestycji sieciowych został potwierdzony stosownymi analizami o charakterze techniczno-ekonomicznym, w których uwzględniono scenariusze rozwoju otoczenia i wnętrza systemu elektroenergetycznego, oparte na najbardziej aktualnej wiedzy. Cele zaprezentowanych w Planie rozwoju inwestycji nie zmieniły się. Ich przyszła realizacja to nadal wsparcie:

- postępującej transformacji energetycznej przejawiającej się m.in. we wzroście udziału energii ze źródeł nisko- i zeroemisyjnych,
- planów budowy morskich farm wiatrowych na Bałtyku oraz elektrowni jądrowych,
- przyłączeń nowych odbiorców, jednostek wytwórczych i magazynów energii,
- poprawy warunków zasilania, w tym minimalizacji ograniczeń sieciowych w całym systemie – w szczególności w kontekście planowanej budowy źródeł odnawialnych (wiatrowych) w Polsce północnej zarówno na morzu, jak i na lądzie,

a także wdrożenia strategii wodorowej, rozwoju elektromobilności i prosumeryzmu czy pakietu „Fit for 55”.

W niniejszym planie PSE S.A. kontynuują prace związane z budową linii HVDC łączącej obszary północnej i południowej części kraju, której celem jest stworzenie warunków dla przesyłania energii elektrycznej wytworzonej w lądowych i morskich źródłach wiatrowych zgromadzonych na północy do odbiorców zlokalizowanych na południu.

W świetle nowelizacji ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych zwiększającej wsparcie rozwoju morskiej energetyki wiatrowej o kolejne 7 GW do poziomu prawie 18 GW, zasadne jest również wzmocnienie sieci w północno-zachodniej i zachodniej części kraju, co koncepcyjnie zaprezentowano w PRSP 2025-2034.

W niniejszym Planie PSE S.A. rozszerzyły również ofertę dla inwestorów i OSD przedstawiając szereg inwestycji stacyjnych dla przyłączania nowych odbiorców. Inwestycje te obejmują w zasadzie obszar całego kraju.

Podsumowując, PRSP 2025-2034 przedstawia sieć, która:

- umożliwi realizację transformacji energetycznej kraju, a docelowo pozwoli na osiągnięcie neutralności klimatycznej w 2050 r.,
- będzie stanowić solidną podstawę do planowania przyszłych zmian w otoczeniu KSE, szczególnie w zakresie inicjatyw istotnie zwiększających zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną.

Dlatego też Zarząd Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. jest przekonany, że niniejszy Plan rozwoju bardzo dobrze wpisuje się w program transformacji energetycznej kraju i stanowi mocne podstawy dla rozwoju polskiej gospodarki.

Jednocześnie, podkreślenia wymaga, że ze względu na dezaktualizację założeń przyjętych w obowiązujących dokumentach strategicznych, w szczególności PEP i KPEiK, niniejszy dokument wykorzystuje je wyłącznie w części jako materiał wspierający, natomiast nie zapewnia z nimi pełnej zgodności. Podobnie, w związku z wczesnym etapem prac, w PRSP nie uwzględniono przekazanego przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska w marcu 2024 r. do Komisji Europejskiej projektu częściowej aktualizacji „Krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu do

2030 r.”. W przypadku przyjęcia aktualizacji KPEiK, PEP lub innych dokumentów o istotnym znaczeniu dla rozwoju sieci przesyłowej – będą one uwzględniane odpowiednio w kolejnych edycjach PRSP.

Niezależnie od powyższego, PSE S.A. prowadzi także prace zmierzające do uwzględnienia w kolejnych edycjach Planu rozwoju możliwości wynikających z potencjału elastyczności i możliwych scenariuszy zmian zasad obowiązujących na rynkach energetycznych.

2 Kontekst oraz struktura dokumentu

PSE S.A. są przedsiębiorstwem pełniącym rolę operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego na terenie Polski, które zgodnie z ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne zajmuje się przesyłaniem energii elektrycznej i jest odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.

Niniejszy dokument stanowi plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną. Sporządzono go na podstawie przepisów art. 16 ustawy Pe uwzględniając w szczególności:

- Plany zagospodarowania przestrzennego województw (art. 16 ust. 12 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 2022 (art. 16 ust. 1 pkt. 4 ustawy Pe),
- realizację umów o przyłączenie oraz określone warunki przyłączenia do sieci przesyłowej (art. 16 ust. 11 ustawy Pe),
- realizację innych zobowiązań, w tym uzgodnienia z OSD (art. 16 ust. 12 ustawy Pe).

Ponadto w niniejszym planie uwzględniono wymagania przepisów dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej (oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE) i rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) z dnia 5 czerwca 2019 r. tj.:

- 2019/941 w sprawie gotowości na wypadek zagrożeń w sektorze energii elektrycznej i uchylające dyrektywę 2005/89/WE,
- 2019/942 ustanawiającego Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki,
- 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 otoczenia oraz wnętrza KSE, kluczowe z punktu widzenia planowania rozwoju sieci przesyłowej
4. Założenia oraz wyniki analiz planistycznych	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Założenia do analiz rozwoju sieci przesyłowej, tj. bazowy wariant rozwoju otoczenia oraz możliwe podwarianty, które adresuje niniejszy plan ▪ Wyniki analiz cząstkowych uwarunkowań funkcjonowania KSE, będących efektem założonego rozwoju otoczenia
5. Wynik analizy rozwoju sieci przesyłowej	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 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"> ▪ Uzasadnienie oraz podstawowe założenia dla 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 2025-2040

3 Otoczenie oraz aktualny stan Krajowego Systemu Elektroenergetycznego

3.1 Krajowe dokumenty strategiczne dotyczące rozwoju sektora energetycznego

Aktualnie obowiązujące dokumenty strategiczne dotyczące rozwoju sektora przedstawiono poniżej.

- Krajowy Plan na Rzecz Energii i Klimatu na lata 2021-2030 (KPEiK)
Przekazany do Komisji Europejskiej w dniu 30 grudnia 2019 r.
- Ustawa o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych
Uchwalona przez Sejm w dniu 17 grudnia 2020 r. i znolizowana 17 sierpnia 2023 r.
- Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. (PEP)
Zatwierdzona przez Radę Ministrów w dniu 2 lutego 2021 r.
- Program polskiej energetyki jądrowej (PPEJ)
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 2022 roku PRSP 2023-2032, w życie nie weszły nowe dokumenty określające kierunki zmian w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym.

Zarówno PEP, PPEJ jak i KPEiK zakładają, że w KSE w najbliższych kilkudziesięciu 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 udziału jednostek gazowych. Wszystkie te dokumenty są spójne w zakresie terminu rozpoczęcia programu energetyki jądrowej. Zakładają, że pierwszy blok elektrowni jądrowej zostanie oddany do pracy w 2033 r., a następnie, sukcesywnie w kolejnych latach.

Strategia wodorowa określa główne cele rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce oraz kierunki działań potrzebnych do ich osiągnięcia, nie zawiera natomiast prognoz struktury mocy zainstalowanej w systemie elektroenergetycznym.

Fundamentalne uwarunkowania wynikające z zaprezentowanych dokumentów strategicznych w dalszym ciągu stanowią podstawę do sporządzenia niniejszej aktualizacji PRSP, niemniej jednak założenia z nich wynikające zostały uzupełnione o aktualny stan wiedzy PSE S.A. na temat możliwych kierunków przyszłych zmian w sektorze elektroenergetycznym. W ocenie PSE S.A. uzupełnienia te kierunkowo są spójne ze zmianami określonymi w przywołanych dokumentach krajowych.

3.2 Strategia rozwoju sektora energii w Unii Europejskiej

Zgodnie ze strategią UE w dziedzinie klimatu, celem transformacji energetycznej jest dostarczenie niskoemisyjnych, niezawodnych i oszczędnych usług energetycznych przy zachowaniu możliwie najniższego kosztu dla społeczeństwa, co pozwoli także na obniżenie emisyjności całego systemu energetycznego.

W praktyce oznacza to dekarbonizację oraz elektryfikację gospodarki UE poprzez powiązanie jej sektorów za pomocą energii elektrycznej pochodzącej głównie ze źródeł odnawialnych. Energia elektryczna ma być dominującym nośnikiem pozwalającym na zaspokojenie potrzeb energetycznych, także w zakresie produkcji ciepła, chłodu oraz szeroko rozumianego transportu.

Integracja sektorów będzie opierać się na elektryfikacji na wielką skalę. Z tego powodu, aby zapewnić znaczącą redukcję emisji CO₂ większość wymaganej energii w perspektywie długoterminowej będzie musiała być dostarczana z odnawialnych źródeł energii lub źródeł jądrowych, co jest istotnym wyzwaniem w zakresie budowy: nowych źródeł energii, magazynów energii oraz sieci elektroenergetycznych. Oznacza to także, że w przyszłości wzrośnie znaczenie operatorów odpowiedzialnych za prowadzenie ruchu sieciowego, którzy będą odgrywać rolę integratora wzajemnie powiązanych podsystemów energetycznych.

Regulacje prawne UE

Komisja Europejska 14 lipca 2021 r. przedstawiła pakiet propozycji legislacyjnych „Fit for 55” w ramach Europejskiego Zielonego Ładu. Jest to zestaw proponowanych zmian w prawodawstwie UE oraz nowych inicjatyw w celu zapewnienia zgodności polityk UE z celami klimatycznymi uzgodnionymi przez Radę i Parlament Europejski. Podstawowym celem jest obniżenie do 2030 roku emisyjności gospodarki UE o 55% w stosunku do poziomu z 1990 roku, co następnie ma pozwolić na osiągnięcie neutralności klimatycznej do roku 2050.

Pakiet „Fit for 55”, w aspekcie wpływu na KSE, wprowadza m.in. zaostrzenie zasad unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS - European Union Emissions Trading System), ustanowienie odrębnego systemu handlu uprawnieniami do emisji dla budynków i transportu drogowego oraz dodanie mechanizmu dostosowania cen na granicach z uwzględnieniem emisji dwutlenku węgla (CBAM - Carbon Border Adjustment Mechanism) w celu opodatkowania importu produktów wysokoemisyjnych, m.in. takich jak stal i cement. Inne propozycje pakietu obejmują dynamiczny rozwój infrastruktury ładowania samochodów paliwami alternatywnymi w transporcie, stopniowe wycofanie ze sprzedaży samochodów z silnikami benzynowymi i wysokoprężnymi do 2035 r., podniesienie celów w zakresie efektywności energetycznej i udziału odnawialnych źródeł energii.

W ostatnim czasie w życie weszły dyrektywy oraz rozporządzenia wchodzące w skład pakietu „Fit for 55” mające wpływ na proces planowania rozwoju systemu.

W dniu 16 maja 2023 r. w Dz. Urz. UE opublikowana została dyrektywa zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz decyzję (UE) 2015/1814 w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych. Nowe przepisy zwiększają do 62% przewidzianą na 2030 r. redukcję emisji w sektorach objętych systemem (w porównaniu z poziomami z 2005 r.).

22 września 2023 r. w Dz. Urz. UE opublikowane zostało rozporządzenie w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych. Rozporządzenie przewiduje konkretne cele, które należy zrealizować do 2025 r. oraz do 2030 r., między innymi:

- do 2025 r. należy zainstalować co 60 km wzdłuż najważniejszych unijnych korytarzy transportowych (tzw. transeuropejskiej sieci transportowej TEN-T) stacje o mocy co najmniej 150kW do szybkiego ładowania samochodów osobowych i dostawczych,
- co 60 km wzdłuż sieci bazowej TEN-T i co 100 km wzdłuż szerszej kompleksowej sieci TEN-T należy umieścić stacje o minimalnej mocy wyjściowej 350 kW do ładowania samochodów ciężarowych. Proces ten należy rozpocząć od 2025 r., a zakończyć do 2030 r.

W dniu 20 września 2023 r. w Dz. Urz. UE opublikowana została nowa dyrektywa o efektywności energetycznej. Dyrektywa ta znacznie zwiększa ambicje UE w zakresie efektywności energetycznej. Podniesienie unijnego celu w zakresie efektywności energetycznej oznacza, że państwa UE będą musiały wspólnie zapewnić dodatkowe zmniejszenie zużycia energii o 11,7% do 2030 r. w porównaniu z prognozami scenariusza odniesienia na 2020 r. Państwa UE są zobowiązane do osiągnięcia łącznych oszczędności końcowego zużycia energii w całym okresie objętym obowiązkiem (trwającym od 2021 r. do 2030 r.), co odpowiada nowym rocznym oszczędnościom wynoszącym co najmniej 0,8% zużycia energii końcowej w latach 2021-2023, co najmniej 1,3% w latach 2024–2025, 1,5% w latach 2026-2027 i 1,9% w latach 2028-2030.

W dniu 31 października 2023 r. w Dz. Urz. UE opublikowana została nowa dyrektywa o energii ze źródeł odnawialnych. Jej głównym założeniem jest to, aby do 2030 r. zwiększyć udział tej energii w końcowym zużyciu energii brutto w UE do 42,5%, a ewentualnie, dzięki dodatkowemu zobowiązaniu w orientacyjnej wysokości 2,5%, nawet do 45%. Każde państwo członkowskie ma wziąć udział w realizacji tego wspólnego celu. Według wstępnych szacunków wkład Polski w 2030 roku powinien wynieść ok. 31,5% energii odnawialnej w końcowym zużyciu energii brutto.

Powyższe decyzje zdają się nie wyczerpywać ambicji klimatycznych Unii Europejskiej i już teraz ogłaszane są kolejne plany dotyczące dalszego ograniczania emisji i zaostrzania polityki klimatycznej.

3.3 Zadania realizowane przez ENTSO-E

Wypełniając obowiązek wynikający z zapisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 2019/943 w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej, ENTSO-E co dwa lata przyjmuje i publikuje niewiążący dziesięcioletni plan rozwoju sieci o zasięgu unijnym (TYNDP - Ten-Year Network Development Plan). Plan ten obejmuje paneuropejski rozwój infrastruktury elektroenergetycznej oraz sposoby wykorzystania transgranicznych połączeń elektroenergetycznych i magazynów energii, aby transformacja energetyczna odbywała się w opłacalny i bezpieczny sposób. Ostatnia edycja tego planu, tj. TYNDP 2022, została opublikowana w maju 2023 r.

Rozporządzenie 2022/869 zobowiązuje ENTSO-E do opracowywania i publikacji planów rozwoju strategicznej zintegrowanej sieci morskiej wysokiego szczebla dla każdego basenu morskiego stanowiących część TYNDP. Plany te zawierają kompleksowy przegląd potencjału produkcji energii ze źródeł morskich oraz związanych z tym potrzeb w zakresie sieci przesyłowej energii morskiej, w tym potencjalnych potrzeb w zakresie połączeń międzysystemowych, projektów hybrydowych, połączeń radialnych, wzmocnień i infrastruktury wodorowej. Pierwsza edycja tego planu została opublikowana w styczniu 2024 r., a następne będą publikowane w ramach każdego planu TYNDP.

3.3.1 Dziesięcioletni plan rozwoju sieci o zasięgu wspólnotowym

W poniższej tabeli przedstawiono projekty zawarte w TYNDP 2022, dotyczące rozwoju krajowej sieci przesyłowej i połączeń transgranicznych. Projekty te są również obecne na aktualnej unijnej liście projektów wspólnego zainteresowania (PCI - Projects of Common Interest) ustanawianej przez Komisję Europejską. PRSP 2025-2034 uwzględnia poniżej wymienione inwestycje na terytorium Polski w okresie do 2034 roku.

Tab. 3.1 Lista projektów w TYNDP 2022 obejmująca rozwój krajowej sieci przesyłowej

Nazwa i numer projektu	Inwestycja	Nr TYNDP	Nr PCI
GerPol Power Bridge I Nr 230	Budowa linii 400 kV Baczyna-Krajnik	230.353	
	Budowa linii 400 kV Mikułowa-Świebodzice wraz z rozbudową stacji 400/220/110 kV Świebodzice i stacji 400/220/110 kV Mikułowa	230.355	
	Budowa linii 400 kV Baczyna-Plewiska	230.1232	
	Budowa stacji 400/220/110 kV Baczyna wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Krajnik-Plewiska oraz linii 220 kV Krajnik-Gorzów	230.1035	
LitPol Link Stage II Nr 123	Budowa linii 400 kV Ostrołęka-Stanisławów wraz z rozbudową stacji 400 kV Stanisławów oraz stacji 400/220/110 kV Ostrołęka wraz z wprowadzeniem do stacji 400(220)/110 kV Wyszków	123.373	3.1
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 HVDC Polska-Litwa	170.1034	3.3.6

3.3.2 Plany rozwoju zintegrowanej sieci morskiej

Głównym celem realizacji planu rozwoju morskiej sieci przesyłowej na europejskich obszarach morskich (ONDP), było wyznaczenie optymalnej kosztowo struktury sieci morskich łączącej morskie farmy wiatrowe z europejską siecią lądową. Dzięki temu ENTSO-E miało podstawy do określenia potrzeb w zakresie budowy nowych połączeń morskich w skali europejskiej oraz konieczności ich terminowej realizacji w kontekście zakładanego harmonogramu rozwoju mocy zainstalowanej w morskich farmach wiatrowych. W ramach prac nad planem opracowano założenia, metodykę oraz model, który pozwolił na przeprowadzenie obliczeń w perspektywie 2040-2050. Analizy zostały przeprowadzone w trzech scenariuszach cenowych oraz dwóch wariantach technologicznych. Ponadto rozpatrzono możliwość realizacji połączeń promieniowych oraz hybrydowych.

Wyniki analiz wskazują na istotny potencjał inwestycji w zakresie budowy morskich połączeń na europejskich obszarach morskich w szczególności na Morzu Północnym oraz Morzu Bałtyckim, gdzie zlokalizowana została przeważająca ilość morskich farm wiatrowych. W zakresie Morza Bałtyckiego w perspektywie roku 2040 analiza wykazała potencjał budowy nowych morskich połączeń o łącznej zdolności przesyłowej na poziomie 3 GW oraz na poziomie 11 GW w roku 2050. Zarówno dla roku 2040 i 2050 analiza nie wykazała potrzeby realizacji transgranicznych połączeń morskich z Polską.

3.4 Krajowy System Elektroenergetyczny w ostatnim czasie

3.4.1 Dotychczasowy rozwój źródeł fotowoltaicznych i elektrowni wiatrowych

Lądowe elektrownie wiatrowe oraz źródła fotowoltaiczne charakteryzują się największymi wolumenami mocy zainstalowanej w KSE spośród wszystkich technologii OZE.

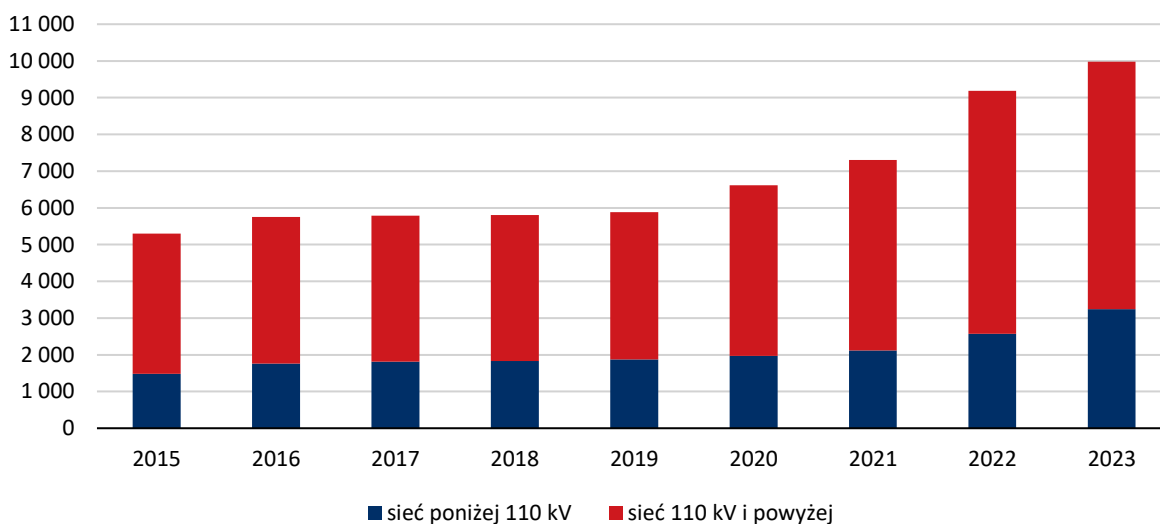
W latach 2010-2016 miał miejsce dynamiczny wzrost mocy zainstalowanej w lądowych elektrowniach wiatrowych. Łącznie w tym okresie odnotowano trzykrotny wzrost mocy zainstalowanej. W latach 2016-2019 moc utrzymywała się na podobnym poziomie, co w znacznej mierze było spowodowane wejściem w życie tzw. „ustawy odległościowej” wprowadzającej zakaz budowania turbin wiatrowych w odległości mniejszej niż

10-krotność ich wysokości, wraz z wirnikiem, od zabudowań i form ochrony przyrody. Przepis ten nie obejmuje jednak m.in. inwestycji, dla których decyzja o pozwoleniu na budowę była wydana przed wejściem w życie tej ustawy. Inwestycje te mogą ubiegać się o dofinansowanie w ramach prowadzonych aukcji na sprzedaż energii z OZE, co skutkowało przyrostem mocy w tej technologii w latach 2020-2023.

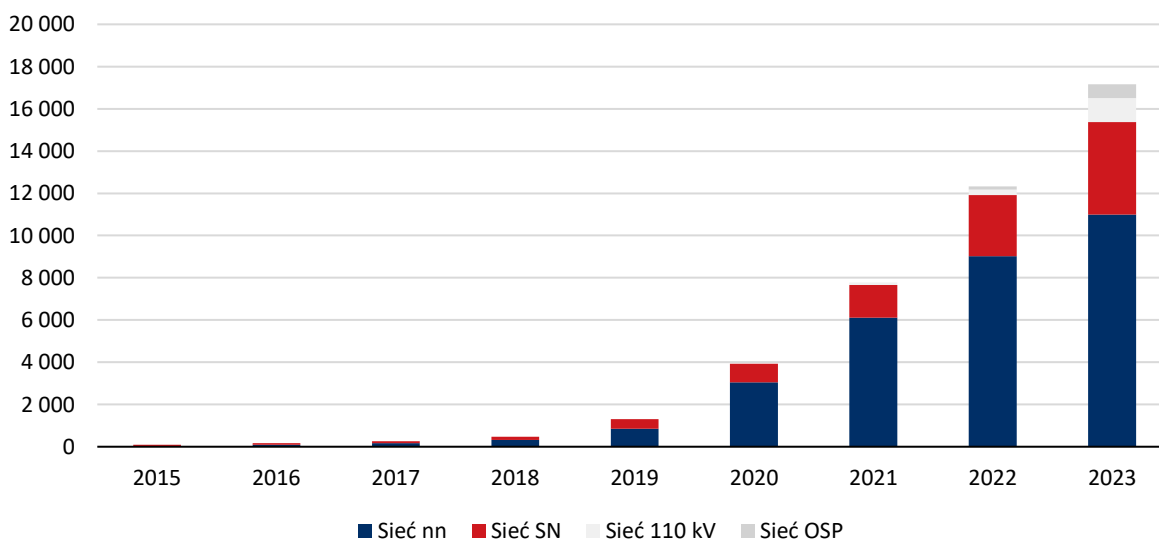
W latach 2016-2023 miał miejsce znaczący przyrost mocy źródeł fotowoltaicznych. W 2015 roku sumaryczna moc zainstalowana netto wyniosła niespełna 100 MW, natomiast na koniec 2023 r. przekroczyła poziom 17 GW. Za przyrostem tym stały w dużym stopniu źródła prosumenckie, których rozwój wynika z wdrożenia krajowych programów, takich jak „Mój Prąd” oraz udogodnień regulacyjnych, takich jak „wirtualny magazyn”. Dodatkowo od 2016 roku prowadzone są aukcje na których w znacznej mierze kontraktowane są nowe moce w zawodowych elektrowniach fotowoltaicznych.

Poniższe wykresy przedstawiają zmiany wolumenów mocy zainstalowanej na różnych poziomach napięć, w lądowych elektrowniach wiatrowych i źródłach fotowoltaicznych.

Rys. 3-1 Moc zainstalowana elektryczna lądowych elektrowni wiatrowych przyłączonych do systemu elektroenergetycznego (dane na koniec 2023 roku) [MW]

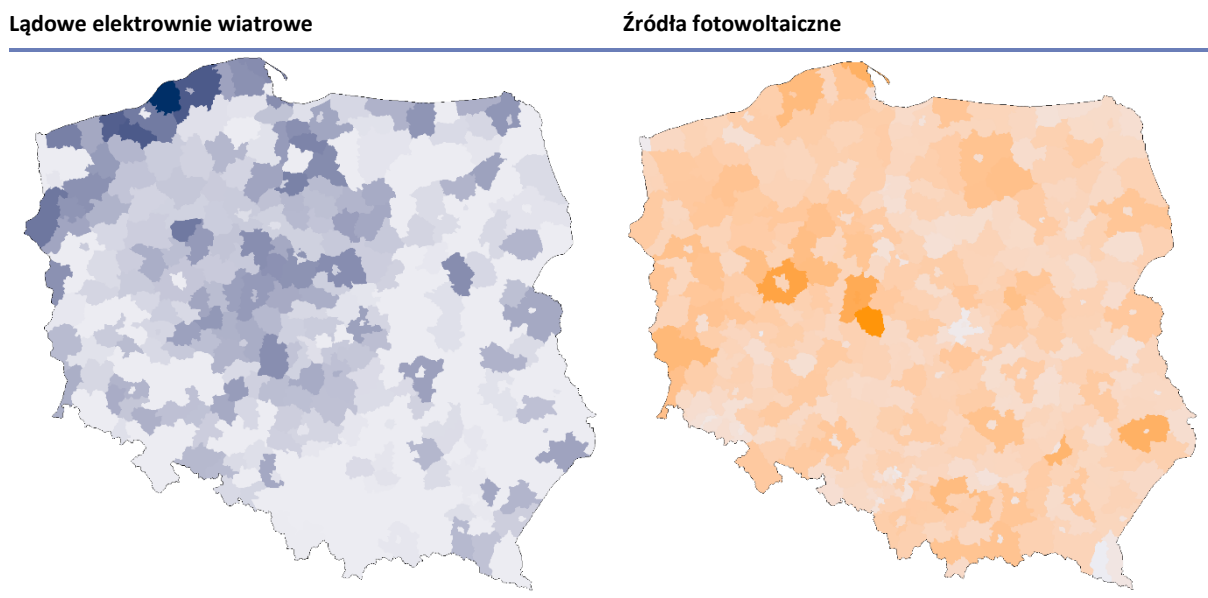


Rys. 3-2 Moc zainstalowana elektryczna źródeł fotowoltaicznych przyłączonych do systemu elektroenergetycznego (dane na koniec 2023 roku) [MW]



Rozkład przestrzenny mocy zainstalowanych lądowych elektrowni wiatrowych oraz źródeł fotowoltaicznych w poszczególnych powiatach został przedstawiony na rys. 3-3. Należy przy tym zaznaczyć, że przypisanie mocy zainstalowanej poszczególnym powiatom wynika z miejsca fizycznego przyłączenia źródeł do sieci energetycznej i może nie odpowiadać rzeczywistej lokalizacji tych źródeł.

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



* ciemniejszy kolor oznacza większe nasycenie źródeł przyłączonych do sieci w danym powiecie

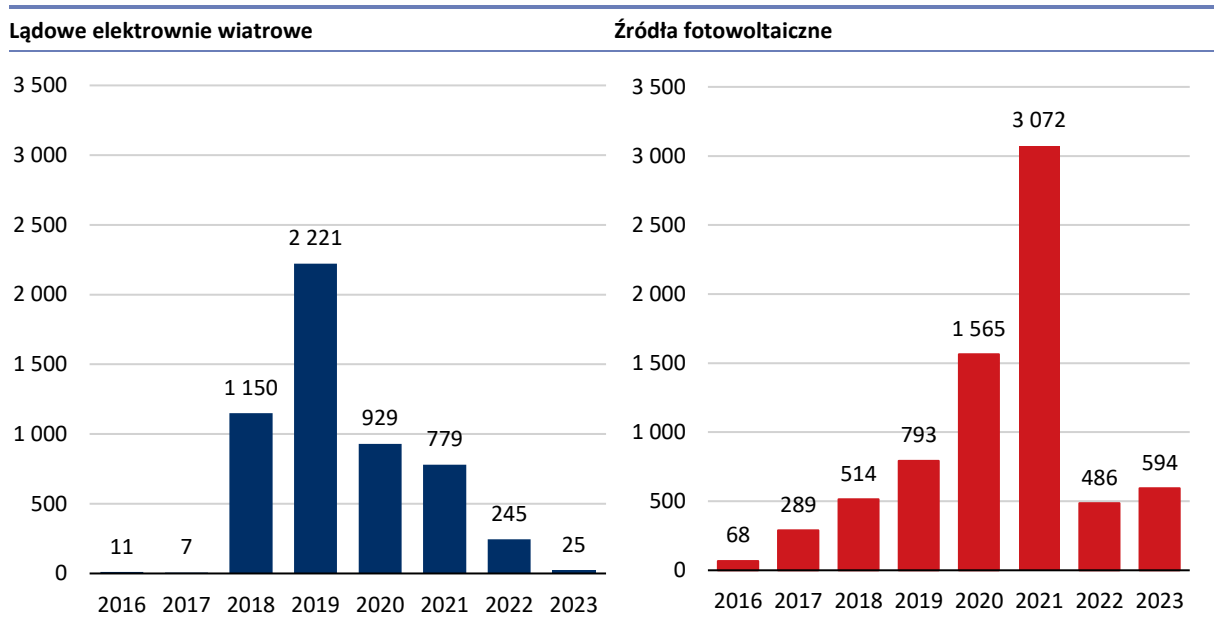
3.4.2 Aukcje OZE i wynikające z nich wolumeny

Aukcje na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii stanowią narzędzie do realizacji dalszej transformacji energetycznej.

Łącznie, według szacunków OSP, w wyniku przeprowadzonych w latach 2016-2023 aukcji zakontraktowano:

- 7 381 MW nowych mocy w źródłach fotowoltaicznych,
- 5 366 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. Należy mieć również na uwadze, że w obecnym stanie prawnym aukcje OZE mogą być przeprowadzane do roku 2027. Łączna, szacowana przez PSE S.A., moc elektryczna lądowych elektrowni wiatrowych oraz źródeł fotowoltaicznych, które powstały lub mogą powstać w wyniku aukcji przeprowadzonych w latach 2016-2023, została zaprezentowana na rys. 3-4.

Rys. 3-4 Szacowana moc zakontraktowana w wyniku aukcji OZE, które miały miejsce w poszczególnych latach [MW]

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

Według stanu na dzień 31.12.2023 r. PSE S.A. mają zawarte umowy o przyłączenie jednostek wytwórczych o łącznej mocy 20 191,4 MW, w tym 8 735,8 MW dot. konwencjonalnych jednostek wytwórczych, a pozostała moc ok. 11 455,6 MW dot. instalacji OZE, z czego 8 388,5 MW dot. morskich farm wiatrowych. Dodatkowo PSE S.A mają zawarte umowy o przyłączenie systemów dystrybucyjnych o łącznej mocy 595,1 MW i magazynów energii elektrycznej o łącznej mocy 1 901,4 MW.

Ponadto według stanu na dzień 31.12.2023 r. PSE S.A. wydały warunki przyłączenia dla:

- elektrowni jądrowej o mocy 3 720 MW,
- lądowych farm wiatrowych o łącznej mocy 1 070,1 MW,
- instalacji fotowoltaicznych o łącznej mocy 4 681,2 MW,
- morskiej farmy wiatrowej o mocy 101 MW,
- konwencjonalnych źródeł energii o łącznej mocy 300 MW,
- magazynów energii elektrycznej o łącznej mocy 9786,7 MW,
- instalacji odbiorczych (w tym transformatorów potrzeb ogólnych elektrowni) o łącznej mocy 1 090 MW,
- systemów dystrybucyjnych wnioskujących o przyłączenie do sieci przesyłowej o mocy 3 892,8 MW.

Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia wnioskodawcy 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.

W poniższej tabeli przedstawiony został wykaz podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródeł do krajowej sieci przesyłowej.

Tab. 3.2 Podmioty ubiegające się o przyłączenie źródeł do krajowej sieci przesyłowej wg stanu na koniec grudnia 2023 r.

L.p.	Miejsce przyłączenia (SE)	Moc [MW]	Rodzaj instalacji	Wnioskodawca	Termin przyłączenia*
1	Ostrołęka	782	BGP	CCGT Ostrołęka Sp. z o.o.	2025.08.08
2	Żarnowiec	111	FW	Respect Energy Trading Sp. z o.o.	2024.06.30
3	Słupsk Wierzbęcino	319,8 ^D	FW+PV	Potegowo Mashav Sp. z o.o.	2024.07.04
4	Mikułowa	150	FW	DOLNOŚLĄSKIE ELEKTROWNIE Sp. z o.o.	2022.12.31
5	Pelplin	107,4	FW	Radan Nordwind Sp. z o.o.	2025.10.31
6	Grudziądz Węgrowo	874	BGP	CCGT Grudziądz Sp. z o.o.	2026.08.31
7	Dunowo	250	FW	ENERTRAG-Dunowo Sp. z o.o.	2026.03.31
8	Słupsk Wierzbęcino	720	MFW	MFW Bałtyk II Sp. z o.o.	2025.11.30
9	Gdańsk Błonia	456	BGP	CCGT Gdańsk Sp. z o.o.	2020.06.30
10	Słupsk Wierzbęcino	720	MFW	MFW Bałtyk III Sp. z o.o.	2025.11.30
11	Choczewo ^A	1 045,5	MFW	Elektrownia Wiatrowa Baltica-3 Sp. z o.o.	2027.05.31
12	Krajnik	1 434	BGP	PGE Gryfino 2050 Sp. z o.o.	2024.04.30
13	Krzemienica ^B	350	MFW	RWE OFFSHORE WIND POLAND Sp. z o.o.	2027.01.15
14	Choczewo ^A	1 498	MFW	Elektrownia Wiatrowa Baltica-2 Sp. z o.o.	2028.03.09
15	Choczewo ^A	1 200	MFW	Baltic Power Sp. z o.o.	2028.02.22
16	Choczewo ^A	896	MFW	Elektrownia Wiatrowa Baltica-1 Sp. z o.o.	2031.09.31
17	Krzemienica ^B	1 560	MFW	MFW Bałtyk I S.A.	2029.12.31
18	Choczewo ^A	399 ^H	MFW	C-Wind Polska Sp. z o.o.	2027.05.30
19	Konin	115	JBM	PAK - PCE Biopaliwa i Wodór Sp. z o.o.	2022.11.15
20	Krajnik	340	PV	BeGreen Poland 2018-31 sp. z o.o. sp. k.	2025.12.31
21	Kromolice	150	PV	Elektrownia PV Młodzikowo sp. z o.o.	2027.07.30
22	Polkowice	230 ^C	PV	LS1 Sp. z o.o.	2027.10.31
23	Leszno Gronowo	123,2	FW	Finadvice Polska 1 Sp. z o.o.	2028.02.28

L.p.	Miejsce przyłączenia (SE)	Moc [MW]	Rodzaj instalacji	Wnioskodawca	Termin przyłączenia*
24	Baczyna	40	PV	ENEA Nowa Energia Sp. z o.o.	2026.06.30
25	Pątnów	150	PV	Solar Kazimierz Biskupi Sp. z o.o.	2027.09.09
26	Adamów	163,8	BG	K Green Japan Sp. z o.o.	2030.08.12
27	Piła Krzewina	105	FW	MEGAWATT Polska Sp. z o.o.	2028.03.01
28	Łągisza	520	BGP	TAURON Inwestycje Sp. z o.o.	2027.08.30
29	Adamów	600 ^F	BGP+PV	ZE PAK S.A.	2028.10.31
30	Kozienice	2420	BGP	ENEA ELKOGAZ Sp. z o.o.	2030.04.30
31	Wielopole	1006	BGP	Rybnik 2050 Sp. z o.o.	2026.12.31
32	Nysa	100,1	PV	Grand Solar 8 Sp. z o.o.	2029.08.30
33	Leśniów	40	PV	FOTONES Sp z o.o.	2029.11.15
34	Polkowice	124,9	PV	Nala Renewables Poland 1 Sp. z o.o.	2029.02.16
35	Pasikurów	220,8	PV	Solarfarm Brzezinka Sp. z o.o.	2029.04.15
36	Wielopole	225,4	FW	Energia Przykona Sp. z o.o.	2029.12.18
37	Leśniów	20	PV	Solar Technics Sp. z o.o.	n.d.
38	Świebodzice	66	FW	YVS Udanin Farma Wiatrowa Sp. z o.o.	n.d.
39	Rożki	100,1	PV	Qair Polska S.A.	n.d.
40	Groszowice	84	FW	Energia Przykona Sp. z o.o.	n.d.
41	Krosno Iskrzynia	118,8	FW	Wind Lynx Sp. z o.o.	n.d.
42	Mokre	56	FW	VRW 6 Żółkiewka Sp. z o.o.	n.d.
43	Ełk Bis	60,2	PV	Wiesław Mieczkowski	n.d.
44	Siedlce Ujżanów	85,8	FW	OX2 Green Sp. z o.o.	n.d.
45	Dobrzeń	300	PV	PV Piotrowa Sp. z o.o.	n.d.
46	Dobrzeń	50	PV	Mega Elektrownia PVPL 49 Sp. z o.o.	n.d.
47	Leśniów	90	PV	Elektrownie MPA15 Sp. z o.o.	n.d.
48	Ełk Bis	163,2	PV	GF Biała Piska 1	n.d.
49	Jarosław	150	PV	LS 8 Sp. z o.o.	n.d.
50	Polkowice	290 ^C	PV	LS 1 Sp. z o.o.	n.d.
51	Nysa	57	PV	Elektrownia PV 65 Sp. z o.o.	n.d.
52	Ełk Bis	120	PV	Sun Energy Projekt Sp. z o.o.	n.d.

L.p.	Miejsce przyłączenia (SE)	Moc [MW]	Rodzaj instalacji	Wnioskodawca	Termin przyłączenia*
53	Żydowo Kierzkowo	162	PV	TORP Energy Bis Sp. z o.o.	n.d.
54	Baczyna	25	PV	Solar West II Sp. z o.o.	n.d.
55	Trębaczew	100	PV	Qair Polska S.A.	n.d.
56	Leśniów	89	PV	Sun4 Koryta Sp. z o.o.	n.d.
57	Reclaw	60	PV	Elektrownia PV 82 Sp. z o.o.	n.d.
58	Stryków	49	FW	OX2 Green Sp. z o.o.	n.d.
59	Gdańsk Błonia	280	PV	Better Energy Solar Park 221 Sp. z o.o.	n.d.
60	Narew	0,1	MEE+PV ^G	Eplant 31 Sp. z o.o.	n.d.
61	Żagań	0,1	MEE+PV ^G	Eplant 51 Sp. z o.o.	n.d.
62	Polkowice	0,1	MEE+PV ^G	Eplant 32 Sp. z o.o.	n.d.
63	Pabianice	0,1	MEE+PV ^G	Eplant 96 Sp. z o.o.	n.d.
64	Łośnice	0,1	MEE+PV ^G	Eplant 95 Sp. z o.o.	n.d.
65	Świebodzice	127,5	FW	Neo Energia Przykona I Sp. z o.o.	n.d.
66	Ząbkowice Śląskie	40	FW	Energia Przykona V Sp. z o.o.	n.d.
67	Plewiska	72,6	FW	Solar West I Sp. z o.o.	n.d.
68	Kutno	30,9	FW	CGE 25 Sp. z o.o.	n.d.
69	Rokitnica	0,1	MEE+PV ^G	Eplant 91 Sp. z o.o.	n.d.
70	Pątnów	250	PV	PV Konin Sp. z o.o.	n.d.
71	Mikułowa	43,4	FW	VRW 1 Sp. z o.o.	n.d.
72	Konin	100	PV	PV Konin Sp. z o.o.	n.d.
73	Dunowo	500	PV	Green Bear Corporation Poland sp. z o.o.	n.d.
74	Żarnowiec	77,3	FW	PGE Energia Odnawialna S.A.	n.d.
75	Ząbkowice Śląskie	100	FW	Energia Przykona IX Sp. z o.o.	n.d.
76	Choczewo ^A	500 ^H	MFW	C-Wind Polska Sp. z o.o.	n.d.
77	Żydowo Kierzkowo	0,1	MEE+PV ^G	Eplant 64 Sp. z o.o.	n.d.
78	Joachimów	0,1	MEE+PV ^G	Eplant 90 Sp. z o.o.	n.d.
79	Ełk Bis	120	PV	Eplant 80 Sp. z o.o.	n.d.
80	Toruń Elana	15	MEE+PV ^I	FRV Poland I Sp. z o.o.	n.d.
81	Gdańsk Przyjaźń	130	PV	OX2 Green Sp. z o.o.	n.d.

L.p.	Miejsce przyłączenia (SE)	Moc [MW]	Rodzaj instalacji	Wnioskodawca	Termin przyłączenia*
82	Leśniów	104	PV	PV 1420 Sp. z o.o.	n.d.
83	Narew	90	PV	PV 1320 Sp. z o.o.	n.d.
84	Lublin Systemowa	300,2	PV	Qair Polska S.A.	n.d.
85	Mikułowa	0,1	MEE+PV ^G	Eplant 32 Sp. z o.o.	n.d.
86	Blachownia	104,9	PV	Karolinka PV Sp. z o.o.	n.d.
87	Nysa	10	PV	RRSP 9 Sp. z o.o.	n.d.
88	Leszno Gronowo	118,8	FW	Virazon Sp. z o.o.	n.d.
89	SE EJ ^J	3 720	EJ	Polskie Elektrownie Jądrowe Sp. z o.o.	n.d.
90	Bydgoszcz Zachód	57	PV	PVE 222 Sp. z o.o.	n.d.
91	Skawina	300	BGP+BG ^K	CEZ SKAWINA S.A.	n.d.
92	Grudziądz	105	PV	Qair Polska S.A.	n.d.
93	Kromolice	150	PV	Eko Farma PV Kostrzyn Sp. z o.o.	n.d.
94	Chełm	220	MEE+PV ^L	Eplant 83 Sp. z o.o.	n.d.
95	Olsztyn Mątki	307,8	PV	Polska Agencja Energetyczna Sp. z o.o.	n.d.

* - Zgodnie z postanowieniami umowy o przyłączenie; część obiektów to fizycznie funkcjonujące jednostki, które nie zakończyły jeszcze procesu przyłączeniowego w rozumieniu formalnych uwarunkowań, stąd ich obecność w zestawieniu; n.d. - w przypadku braku zawartej umowy o przyłączenie

A - Przyszła stacja elektroenergetyczna w sąsiedztwie stacji Żarnowiec.

B - Przyszła stacja elektroenergetyczna w sąsiedztwie stacji Słupsk.

C - Wnioskodawca wystąpił z wnioskiem dotyczącym zmiany warunków przyłączenia instalacji PV o mocy 229,9825 MW (patrz poz. 42) na instalację PV o mocy 289,978 MW (patrz poz. 65).

D - Obiekt przyłączany składa się z FW o mocy 256,9 MW i instalacji PV o mocy 62,85 MW.

E - Obiekt przyłączany składa się z instalacji PV o mocy 250,780280 MW oraz FW o mocy 11,7 MW. Moc przyłączeniowa wynosi 204,797352 MW.

F - Obiekt przyłączany składa się z bloku BGP o mocy 600 MW oraz instalacji PV o mocy 287,276 MW. Moc przyłączeniowa wynosi 600 MW.

G - Wnioskodawca wystąpił z wnioskiem o określenie warunków przyłączenia dla magazynu energii elektrycznej oraz instalacji PV. Moc magazynu energii elektrycznej jest wskazana w Informacji na temat magazynów energii elektrycznej, systemów dystrybucyjnych i instalacji odbiorczych planowanych do przyłączenia do sieci przesyłowej.

H - Wnioskodawca wystąpił z wnioskiem dotyczącym zmiany warunków przyłączenia instalacji MFW o mocy 399 MW na instalację MFW o mocy 500 MW (patrz poz. 32 i 91).

I - Wnioskodawca wystąpił z wnioskiem o określenie warunków przyłączenia dla magazynu energii elektrycznej oraz instalacji PV. Moc magazynu energii elektrycznej jest wskazana w Informacji na temat magazynów energii elektrycznej, systemów dystrybucyjnych i instalacji odbiorczych planowanych do przyłączenia do sieci przesyłowej.

J - Przyszła stacja elektroenergetyczna dla elektrowni jądrowej na obszarze Pomorza Gdańskiego.

K - Planowany do przyłączenia blok gazowo-parowy o mocy 270 MW i trzy bloki gazowe o mocy 10 MW każdy.

L - Wnioskodawca wystąpił z wnioskiem o określenie warunków przyłączenia dla magazynu energii elektrycznej oraz instalacji PV o mocy 220 MW. Moc magazynu energii elektrycznej jest wskazana w Informacji na temat magazynów energii elektrycznej, systemów dystrybucyjnych i instalacji odbiorczych. Moc przyłączeniowa wynosi 220 MW.

Rodzaj instalacji: PV - instalacja fotowoltaiczna, FW - farma wiatrowa, MFW - morska farma wiatrowa, JW - konwencjonalna jednostka węglowa, BG - blok gazowy, BGP - blok gazowo-parowy, JBM - blok biomasowy, MEE+PV - magazyn energii elektrycznej z instalacją fotowoltaiczną, EJ - elektrownia jądrowa.

W poniższych tabelach przedstawiono odpowiednio: w tab. 3.3 wykaz magazynów energii elektrycznej, w tab. 3.4 wykaz systemów dystrybucyjnych, a w tab. 3.5 wykaz instalacji odbiorczych planowanych do przyłączenia do sieci przesyłowej.

Tab. 3.3 Podmioty ubiegające się o przyłączenie magazynów energii elektrycznej wg stanu na koniec grudnia 2023 r.

Lp.	Miejsce przyłączenia (SE)	Moc [MW]	Rodzaj instalacji	Termin przyłączenia*
1	Narew	200	MEE	2027.05.30
2	Kozienice	112	MEE	2029.05.30
3	Ełk Bis	200	MEE	2029.05.30
4	Pątnów	200	MEE	2028.05.30
5	Siedlce Ujrzanów	600	MEE	2029.05.30
6	Adamów	100	MEE	2028.05.30
7	Krosno Iskrzynia	220	MEE	2030.04.01
8	Żarnowiec	269,4	MEE	2028.06.30
9	Ząbkowice	80	MEE	n.d.
10	Siersza	133	MEE	n.d.
11	Ostrołęka	99,5	MEE	n.d.
12	Klikowa	62,7	MEE	n.d.
13	Rzeszów	202,4	MEE	n.d.
14	Ełk Bis	59,2	MEE	n.d.
15	Błachownia	184	MEE	n.d.
16	Kielce	119,8	MEE	n.d.
17	Błachownia	204,7	MEE	n.d.
18	Kielce	35	MEE	n.d.
19	Mikułowa	96,6	MEE	n.d.
20	Bujaków	120	MEE	n.d.
21	Zgierz	96,6	MEE	n.d.
22	Radkowice	97	MEE	n.d.
23	Tuczna	99,5	MEE	n.d.
24	Baczyna	46	MEE	n.d.
25	Ełk Bis	107	MEE	n.d.
26	Świebodzice	61,3	MEE	n.d.

Lp.	Miejsce przyłączenia (SE)	Moc [MW]	Rodzaj instalacji	Termin przyłączenia*
27	Joachimów	153,3	MEE	n.d.
28	Stanisławów	50,6	MEE	n.d.
29	Kielce	101,2	MEE	n.d.
30	Narew	50	MEE+PV ^A	n.d.
31	Żagań	50	MEE+PV ^A	n.d.
32	Polkowice	200	MEE+PV ^A	n.d.
33	Klikowa	50,6	MEE	n.d.
34	Ostrowiec	50,6	MEE	n.d.
35	Kromolice	138	MEE	n.d.
36	Pabianice	200	MEE+PV ^A	n.d.
37	Łośnice	50	MEE+PV ^A	n.d.
38	Plewiska	50,6	MEE	n.d.
39	Toruń Elana	100	MEE	n.d.
40	Rokitnica	400	MEE+PV ^A	n.d.
41	Leszno-Gronowo	99	MEE	n.d.
42	Rożki	200	MEE	n.d.
43	Abramowice	99,5	MEE	n.d.
44	Żydowo Kierzkowo	200	MEE+PV ^A	n.d.
45	Joachimów	200	MEE+PV ^A	n.d.
46	Czarna	352,5	MEE	n.d.
47	Łomża systemowa	300	MEE	n.d.
48	Rogowiec	300	MEE	n.d.
49	Tuczawa	300	MEE	n.d.
50	Pelplin	50,6	MEE	n.d.
51	Rokitnica	199,1	MEE	n.d.
52	Baczyna Systemowa	53,8	MEE	n.d.
53	Siedlce Ujrzanów	99,5	MEE	n.d.
54	Baczyna Systemowa	121,6	MEE	n.d.
55	Połaniec	200	MEE	n.d.

L.p.	Miejsce przyłączenia (SE)	Moc [MW]	Rodzaj instalacji	Termin przyłączenia*
56	Morzyczyn	200	MEE	n.d.
57	Lublin Systemowa	99,5	MEE	n.d.
58	Toruń Elana	81,1	MEE+PV ^B	n.d.
59	Żydowo Kierzkowo	400	MEE	n.d.
60	Lubocza	200,2	MEE	n.d.
61	Nysa	39,	MEE	n.d.
62	Czarna	99,5	MEE	n.d.
63	Żagań	121,6	MEE	n.d.
64	Mikulowa	300	MEE+PV ^A	n.d.
65	Polkowice	49,8	MEE	n.d.
66	Rogowiec	51	MEE	n.d.
67	Pabianice	98,9	MEE	n.d.
68	Krajnik	400,1	MEE	n.d.
69	Jarosław ^C	300	MEE	n.d.
70	Jarosław ^C	49,8	MEE	n.d.
71	Połaniec	250	MEE	n.d.
72	Gdańsk Błonia	250	MEE	n.d.
73	Rokitnica	101,2	MEE	n.d.
74	Chełm	220	MEE+PV ^D	n.d.
75	Poręba	49,8	MEE	n.d.
76	Ząbkowice	49,8	MEE	n.d.
77	Łągisza	50,6	MEE	n.d.

* - Zgodnie z postanowieniami umowy o przyłączenie; część obiektów to fizycznie funkcjonujące obiekty, które nie zakończyły jeszcze procesu przyłączeniowego w rozumieniu formalnych uwarunkowań, stąd ich obecność w zestawieniu; n.d. - w przypadku braku zawartej umowy o przyłączenie

A - Wnioskodawca wystąpił z wnioskiem o określenie warunków przyłączenia dla magazynu energii elektrycznej oraz instalacji PV. Moc instalacji PV jest wskazana w wykazie podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródeł do Krajowej Sieci Przesyłowej.

B - Wnioskodawca wystąpił z wnioskiem o określenie warunków przyłączenia dla magazynu energii elektrycznej o mocy 81,098 MW oraz instalacji PV. Moc instalacji PV jest wskazana w wykazie podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródeł do Krajowej Sieci Przesyłowej. Moc przyłączeniowa wynosi 80 MW.

C - Przyszła stacja elektroenergetyczna planowana w ciągu linii 400 kV Rzeszów - Chmielnicka.

D - Wnioskodawca wystąpił z wnioskiem o określenie warunków przyłączenia dla magazynu energii elektrycznej o mocy 220 MW oraz instalacji PV. Moc instalacji PV jest wskazana w wykazie podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródeł do Krajowej Sieci Przesyłowej. Moc przyłączeniowa wynosi 220 MW.

Rodzaj instalacji: MEE - magazyn energii elektrycznej, PV - instalacja fotowoltaiczna.

Tab. 3.4 Systemy dystrybucyjne planowane do przyłączenia do sieci przesyłowej wg stanu na koniec grudnia 2023 r.

L.p.	Miejsce przyłączenia (SE)	Moc [MW]	Rodzaj instalacji	Termin przyłączenia*
1	Praga	30	SD	2024.12.31
2	Krajnik	245,2	SD	2023.11.10
3	Piła Krzewina	187	SD	2024.07.04
4	Stanisławów	132,9	SD	2025.07.31
5	Chmielów	202,4	SD	n.d.
6	Klikowa	202,4	SD	n.d.
7	Stanisławów	202,4	SD	n.d.
8	Kielce	202,4	SD	n.d.
9	Siersza	202,4	SD	n.d.
10	Tuczawa	202,4	SD	n.d.
11	Krajnik	245,2 ^A	SD	n.d.
12	Krosno Iskrzynia	48,8	SD	n.d.
13	Mościska	202,4	SD	n.d.
14	Zgierz	202,4	SD	n.d.
15	Wanda	250	SD	n.d.
16	Siedlce Ujrzanów	202,4	SD	n.d.
17	CPK ^B	122	SD	n.d.
18	Rzeszów	202,4	SD	n.d.
19	Rożki	100	SD	n.d.
20	Klikowa	150	SD	n.d.
21	Olsztyn Mątki	400	SD	n.d.
22	Mokre	202,4	SD	n.d.
23	Kielce	150	SD	n.d.
24	Krosno Iskrzynia	200	SD	n.d.

* - Zgodnie z postanowieniami umowy o przyłączenie; część obiektów to fizycznie funkcjonujące obiekty, które nie zakończyły jeszcze procesu przyłączeniowego w rozumieniu formalnych uwarunkowań, stąd ich obecność w zestawieniu; n.d. - w przypadku braku zawartej umowy o przyłączenie

A - Wnioskodawca wystąpił z wnioskiem dotyczącym zmiany warunków przyłączenia systemu dystrybucyjnego (patrz poz. 1) bez zmiany mocy przyłączeniowej.

B - Przyszła stacja elektroenergetyczna w rejonie CPK.

Rodzaj instalacji: SD - system dystrybucyjny.

Tab. 3.5 Instalacje odbiorcze planowane do przyłączenia do sieci przesyłowej wg stanu na koniec grudnia 2023 r.

L.p.	Miejsce przyłączenia (SE)	Moc [MW]	Rodzaj instalacji	Termin przyłączenia*
1	Tucznowa	800	ODB	n.d.
2	Ostrowiec	190	ODB	n.d.
3	Żarnowiec	100	ODB	n.d.

* - Zgodnie z postanowieniami umowy o przyłączenie; część obiektów to fizycznie funkcjonujące obiekty, które nie zakończyły jeszcze procesu przyłączeniowego w rozumieniu formalnych uwarunkowań, stąd ich obecność w zestawieniu; n.d. - w przypadku braku zawartej umowy o przyłączenie

Rodzaj instalacji: ODB - instalacja odbiorcza.

W okresie od 01.01.2022 r. do 31.12.2023 r. PSE S.A. uzgodniły warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej 110 kV odpowiednio dla:

- Instalacji OZE, w tym:
 - źródeł fotowoltaicznych o łącznej mocy 4 091 MW - 93 obiekty,
 - elektrowni wiatrowych o łącznej mocy 959 MW - 33 obiekty,
 - składającej się ze źródła fotowoltaicznego i elektrowni wiatrowej o łącznej mocy 288 MW (w tym: źródło fotowoltaiczne 135 MW, elektrownia wiatrowa 153 MW) - 3 obiekty,
- synchronicznych jednostek wytwórczych o łącznej mocy 879 MW - 13 obiektów,
- odbiorców o łącznej mocy 2 672 MW - 58 obiektów,
- instalacji składających się z odbiorcy i instalacji OZE, o łącznej mocy wprowadzanej 124 MW i mocy odbiorczej 40 MW - 13 obiektów,
- magazynów energii elektrycznej o mocy oddawanej do sieci 2 928 MW i pobieranej z sieci 2 860 MW - 62 obiekty,
- instalacji składających się z magazynu energii elektrycznej i instalacji OZE, o łącznej mocy wprowadzanej do sieci 632 MW (w tym: magazyn energii elektrycznej 450 MW, instalacja fotowoltaiczna 152 MW oraz elektrownia wiatrowa 30 MW) i mocy pobieranej z sieci 310 MW - 15 obiektów,
- sieci dystrybucyjnych nieposiadających bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową o łącznej mocy wprowadzanej do sieci 309 MW (w tym: 240 MW instalacji fotowoltaicznych) i mocy pobieranej 228 MW - 18 obiektów.

Powyższe wielkości nie obejmują instalacji OZE przyłączanych do sieci elektroenergetycznej o napięciu niższym niż 110 kV.

Zgodnie ze zmianami przepisów prawnych, obowiązкови uzgodnień z OSP od połowy 2023 r. podlegają również warunki przyłączenia oraz zakresy i warunki wykonania ekspertyz wpływu przyłączanego obiektów na system elektroenergetyczny, w przypadku instalacji OZE o mocy zainstalowanej powyżej 2 MW, przyłączanych do sieci dystrybucyjnej.

W ramach tego obowiązku OSP dodatkowo uzgodnił:

- 1 613 - założeń do wykonania ekspertyzy wpływu przyłączanych obiektów na system elektroenergetyczny (instalacji fotowoltaicznych o łącznej mocy 10 130 MW oraz farm wiatrowych o łącznej mocy 489 MW),
- 130 - warunków przyłączenia (instalacji fotowoltaicznych o łącznej mocy 689 MW oraz farm wiatrowych o łącznej mocy 51 MW).

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. Kolejna tabela 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. 3.6 Moc instalacji OZE i magazynowania energii elektrycznej planowanych do przyłączenia do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej. Stan na 31.12.2023 r. [MW]

	Etap	Łączna moc planowana	FW	PV	MFW	MEE	SD
Sieć przesyłowa	Zawarto umowy o przyłączenie	13 836	1 190	1 761	8 389	1 901	595
	Wydano warunki przyłączenia	19 435	1 070	4 681	101	9 787	3 893*
Sieć dystrybucyjna	Planowane do przyłączenia do sieci 110 kV (warunki przyłączenia uzgodnione pomiędzy OSP i OSD)	14 804	3 639	6 987	0	3 606**	572
	Planowane do przyłączenia do sieci SN (wielkości szacowane na podstawie wydanych warunków przyłączenia, nie uwzględniają nowych instalacji prosumenckich)	16 397	1 056	12 451	0	2 890**	-
Suma		64 569	6 955	25 880	8 490	18 184	5 060

* - Moc systemów dystrybucyjnych z wydanymi warunkami przyłączenia, które planują przyłączenie instalacji fotowoltaicznych, magazynów energii elektrycznej oraz instalacji hybrydowych.

** - Moc rozładowania magazynów energii elektrycznej.

- Powyższe informacje wskazują na znaczący realny potencjał możliwych do wybudowania źródeł OZE. Tylko na podstawie sumy mocy źródeł istniejących, zawartych umów o przyłączenie lub wydanych warunków przyłączenia oraz mocy morskich elektrowni wiatrowych określonej w ustawie o wsparciu morskich elektrowni wiatrowych, w perspektywie 10 najbliższych lat w KSE może pracować:
 - ponad 43 GW źródeł słonecznych o potencjale produkcyjnym rzędu 43 TWh,
 - około 18 GW lądowych elektrowni wiatrowych o potencjale produkcyjnym rzędu 55 TWh,
 - około 18 GW morskich elektrowni wiatrowych o potencjale produkcyjnym rzędu 70 TWh.
- Wraz z potencjałem produkcyjnym innych rodzajów OZE oznacza to możliwość produkcji znacznie powyżej 180 TWh rocznie energii odnawialnej w perspektywie 10 lat.
- Biorąc pod uwagę powyższe, 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 OZE wynikających z danych na temat prowadzonych procesów przyłączeń, inwestycje w elektrownie wiatrowe oraz źródła fotowoltaiczne bez odpowiednich magazynów energii w mocno ograniczonym stopniu wpływają na poprawę bilansu mocy. Biorąc pod uwagę ich charakterystyki dostarczania mocy, korekcyjny współczynnik dyspozycyjności (KWD)¹, będący przybliżeniem potencjalnego, uśrednionego wpływu na bilans mocy dla źródeł fotowoltaicznych, lądowych i morskich elektrowni wiatrowych wynosi odpowiednio 1,56% i 12,62% i 17,25%.

3.4.4 Sytuacja konwencjonalnych jednostek wytwórczych na paliwa kopalne

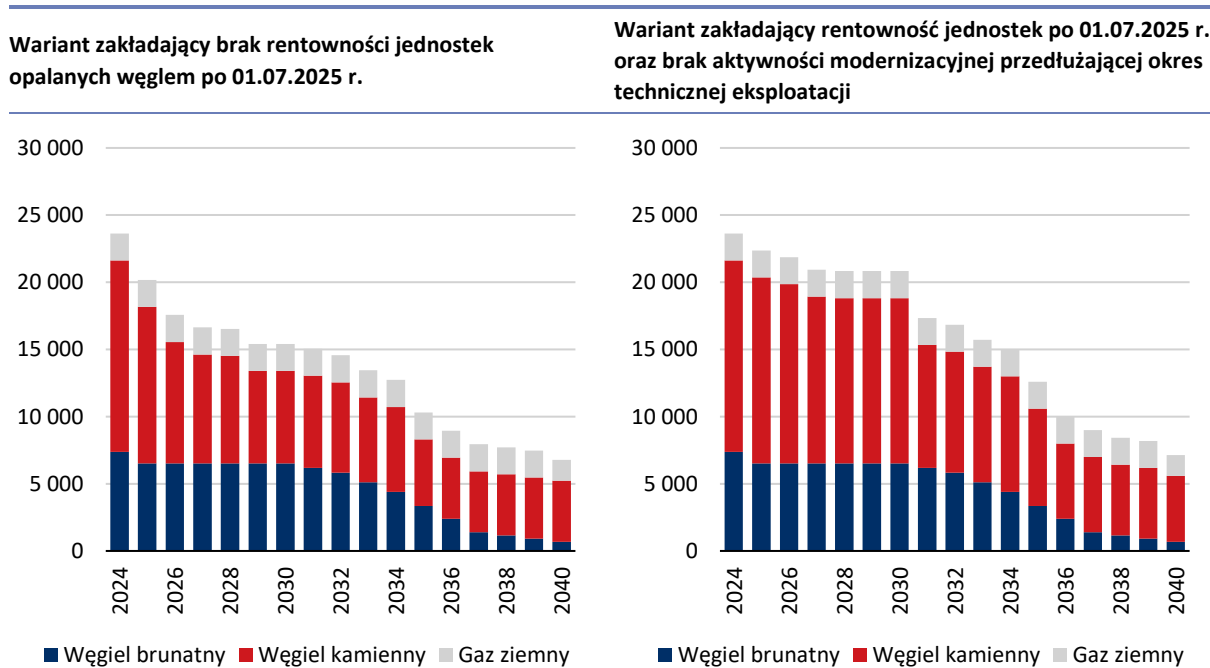
Od kilku lat daty wyłączeń z eksploatacji istniejących jednostek wytwórczych na paliwa kopalne przekazywane przez krajowy sektor wytwórczy podawane są w formie wariantowej. Różnice wynikają głównie z prognozowanej rentowności po 1 lipca 2025 r., czyli terminie, od którego zgodnie z obowiązującymi przepisami jednostki oddane do eksploatacji przed 4 lipca 2019 r., które emitują więcej niż 550 g CO₂ na kWh nie będą mogły uzyskiwać przychodów w ramach mechanizmu rynku mocy. Brak takiej rentowności może skutkować trwałym wyłączeniem poszczególnych jednostek pomimo technicznej możliwości ich dalszej eksploatacji. W przypadku niektórych z nich, czas życia może być wydłużony w ramach kolejnych działań modernizacyjnych i utrzymaniowych. Czynnikiem, który będzie miał w najbliższej przyszłości wpływ na podejmowane decyzje dotyczące likwidacji istniejących jednostek wytwórczych są przyjęte zmiany rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej. W przypadku wystąpienia sytuacji, w której

¹ KWD – tzw. Korekcyjny Współczynnik Dyspozycyjności - służy do wyznaczenia maksymalnej wielkości obowiązku mocowego danej jednostki wytwórczej, możliwego do zaoferowania w aukcji mocy w rynku mocy. Wartości KWD są wyznaczone odpowiednio dla każdej z grup technologii wytwarzania energii elektrycznej i źródeł energii pierwotnej. Dane określone w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 8 sierpnia 2023 r. w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2028 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2025.

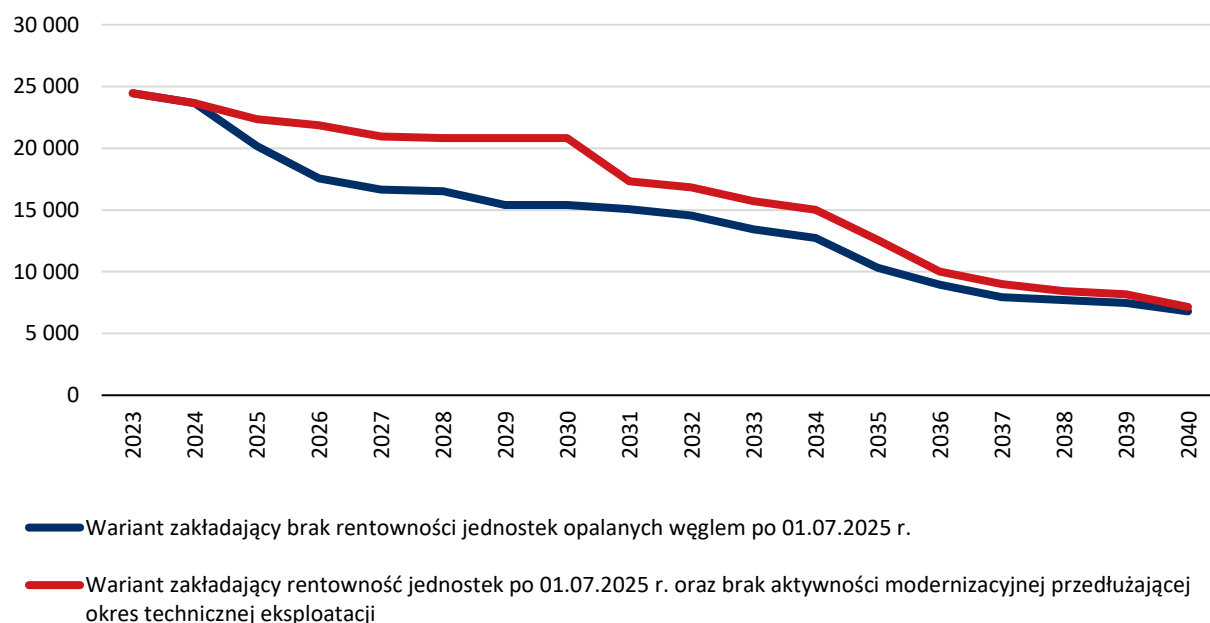
wyniki przeprowadzonych aukcji mocy nie pozwolą na rozwiązanie problemów z wystarczalnością generacji, przedmiotowe zmiany umożliwią Państwu Członkowskim wystąpienie do Komisji Europejskiej o wyrażenie zgody na organizację dodatkowych aukcji mocy, w których będą mogły wziąć udział także jednostki niespełniające ww. limitów emisji. Taka derogacja będzie potencjalnie możliwa w odniesieniu do okresu od 1 lipca 2025 r. do 31 grudnia 2028 r.

Na poniższych wykresach zostały przedstawione dane pozyskane w procesie ankietyzacji sektora wytwórczego przeprowadzonym na przełomie lat 2022 i 2023.

Rys. 3-5 Osiągalna moc netto w istniejących jednostkach konwencjonalnych biorących udział w mechanizmie centralnego bilansowania. Stan na koniec roku [MW]

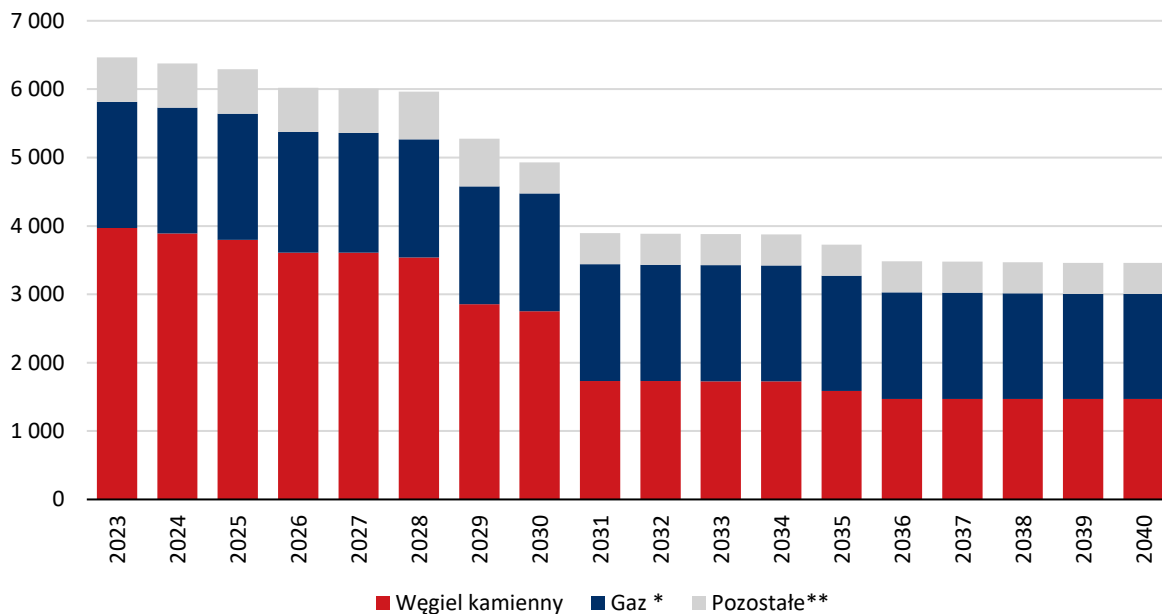


Porównanie powyższych wariantów



Zgodnie z informacjami pozyskanymi w ramach ankietyzacji, jednostki konwencjonalne, które nie biorą udziału w mechanizmie centralnego bilansowania również będą systematycznie odstawiane. W latach 2025-2040 zostanie wyłączonych 2,9 GW mocy osiągalnej netto tych jednostek.

Rys. 3-6 Osiągalna moc netto w istniejących jednostkach konwencjonalnych niebiorących udziału w centralnym bilansowaniu. Stan na koniec roku [MW]



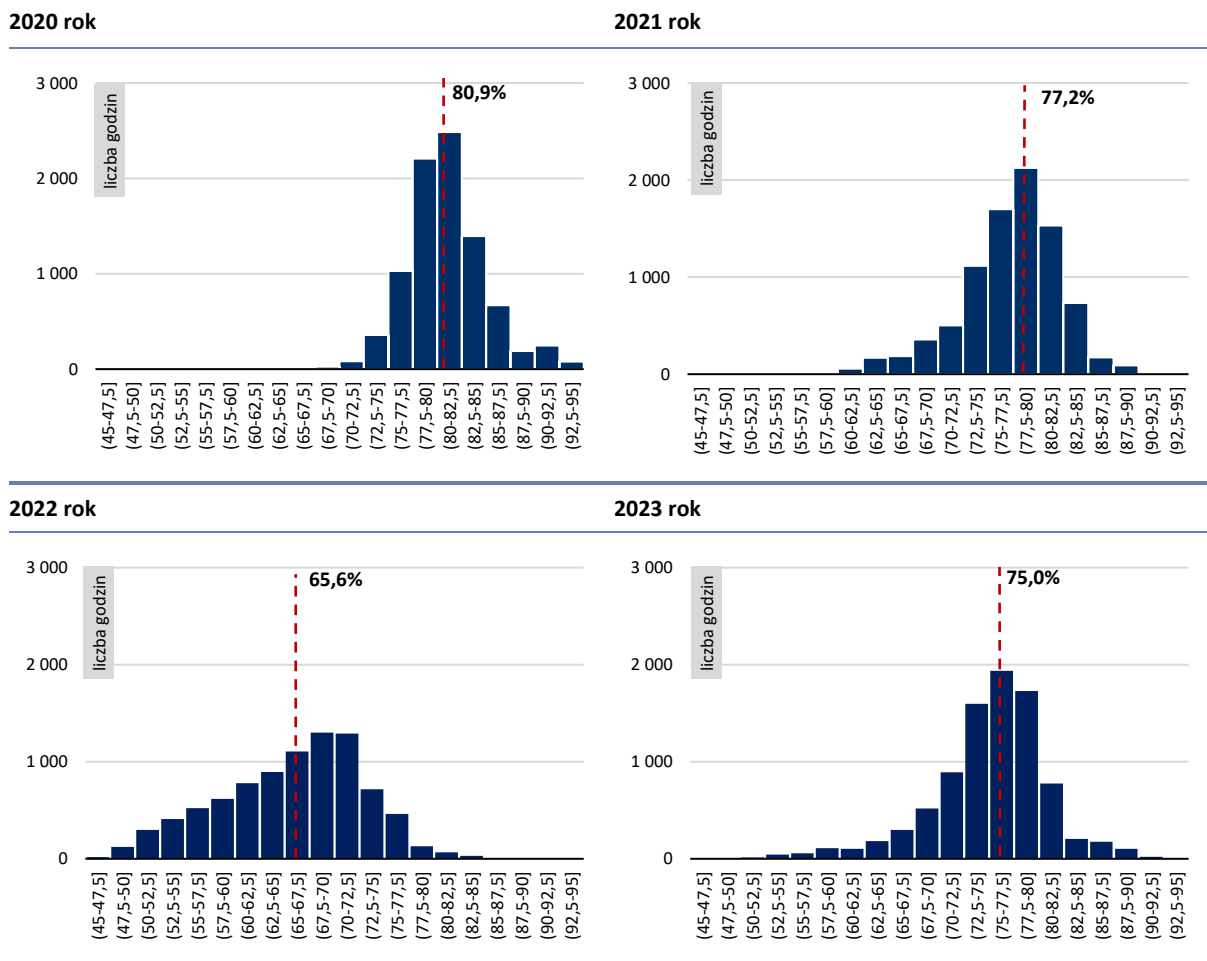
* - między innymi: wysokometanowy, zaazotowany, z odmetanowania kopalń, koksowniczy

** - gudron, olej, inne

Dyspozycyjność JWCD

OSP poddało analizie zmiany dyspozycyjności JWCD w ubiegłych czterech latach tj. 2020-2023. Dla każdej godziny w roku wyznaczono dostępną moc dla OSP tj. moc osiągalną JWCD zmniejszoną o ubytki planowane oraz nieplanowane, odniesioną do mocy osiągalnej. Tak zdefiniowany wskaźnik ujęto w formie procentowym. Na rys. 3-7 przedstawiono histogramy godzinowych zbiorów dostępności JWCD w poszczególnych latach (oś pozioma - dostępność w procentach, oś pionowa liczba godzin w roku). Dodatkowo, linią przerywaną zaznaczono roczną wartość średnią dostępności JWCD. Wyniki analizy wskazują na zmniejszającą się dyspozycyjność JWCD w ostatnich latach.

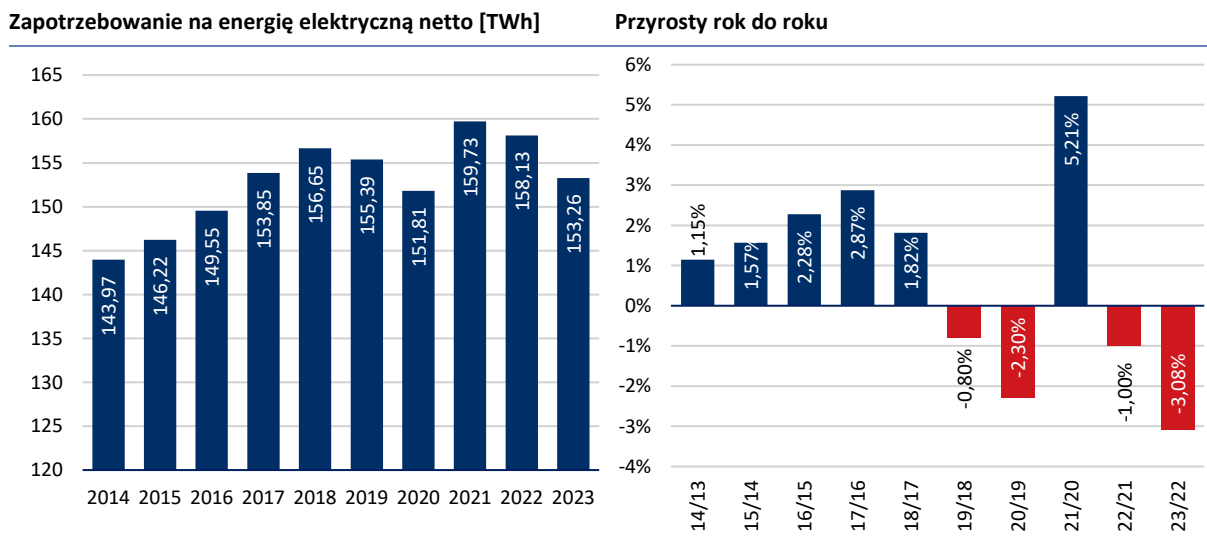
Rys. 3-7 Histogramy dostępności JWCD w latach 2020 - 2023 [%]



3.5 Zapotrzebowanie na moc i energię

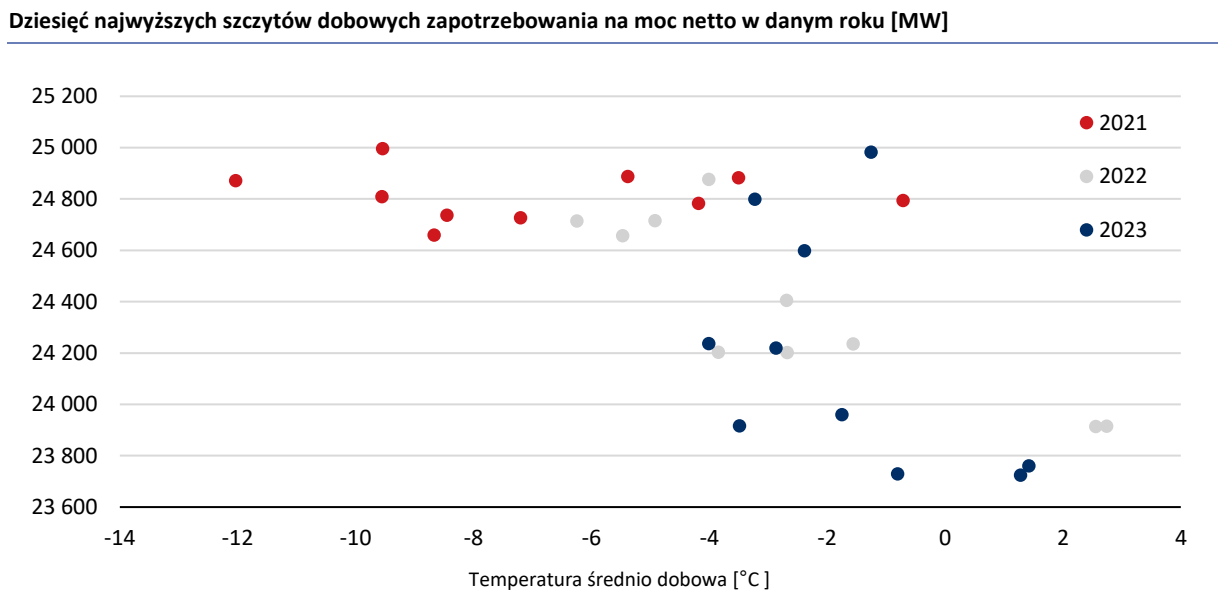
W latach 2014-2023 roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną wzrosło o ok. 9 TWh, a skumulowany roczny wskaźnik wzrostu zapotrzebowania dla tego okresu wyniósł 0,70%. Historyczne roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną przedstawione zostało na kolejnych wykresach.

Rys. 3-8 Historyczne zapotrzebowanie na energię elektryczną netto



Na kolejnym rysunku przedstawiono dziesięć największych wartości szczytowego zapotrzebowania netto w zależności od średniodobowej temperatury, które wystąpiły w latach 2021-2023.

Rys. 3-9 Szczytowe wartości zapotrzebowania netto dla lat 2021-2023 oraz średnie temperatury w dobach, w których występowało to zapotrzebowanie

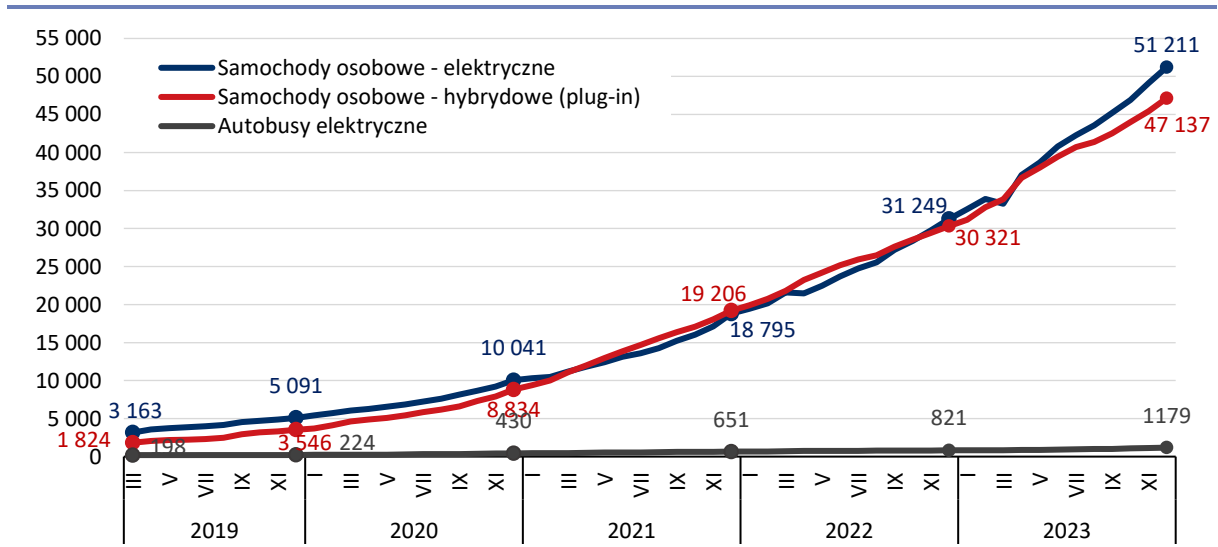


Zapotrzebowanie na moc rośnie systematycznie zarówno w okresie letnim, jak i zimowym. W latach 2014-2023 skumulowany roczny wskaźnik wzrostu dla letniego zapotrzebowania szczytowego na moc elektryczną netto wyniósł 0,86%, a dla zimowego 0,85%. Należy spodziewać się dalszych wzrostów zapotrzebowania na moc w okresie zimowym w związku z postępującą elektryfikacją ciepłownictwa, a w okresie letnim ze względu na rozwój klimatyzacji. Ponadto należy mieć na uwadze, że wartości zapotrzebowania na moc w szczycie letnim i zimowym są zależne od warunków meteorologicznych i mogą zmieniać się w poszczególnych latach.

Rozwój pojazdów elektrycznych

W ostatnich latach można zaobserwować dynamiczny wzrost liczby pojazdów elektrycznych. Od grudnia 2019 roku do grudnia 2023 roku liczba pojazdów elektrycznych wzrosła z 8,9 tys. do ok. 100 tys.

Rys. 3-10 Rozwój elektromobilności w Polsce w ostatnich latach*



* - na podstawie danych Polskiego Stowarzyszenia Paliw Alternatywnych

Obecnie wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną spowodowany rozwojem elektromobilności nie wpływa istotnie 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 istotnym elementem będzie funkcjonowanie odpowiednich rozwiązań stymulujących racjonalizację poboru energii elektrycznej przez pojazdy elektryczne w szczytach, a także zapobieganie jednoczesnemu, wyższemu niż dopuszczalny, poborowi mocy ładowania w konkretnych lokalizacjach. Rozwiązaniami pozytywnie wpływającymi na kształt profilu dobowego ładowania pojazdów elektrycznych mogą być między innymi ceny dynamiczne oraz stosowanie rozwiązań typu smart charging, pozwalające na uwzględnianie sygnałów rynkowych i ograniczeń technicznych.

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 planów inwestycyjnych PSE S.A. oraz planów i strategii sporządzanych przez samorządy województw, PSE S.A. prowadzi na bieżąco korespondencję z organami samorządów. Każdy projekt PRSP PSE S.A. konsultują z zainteresowanymi stronami (zgodnie z art. 16 ust. 15 ustawy Pe). W konsultacjach uczestniczą organy władzy samorządowej szczebla wojewódzkiego.

Projekt planu rozwoju przedstawiany jest także bezpośrednio przez Prezesa URE do zaopiniowania zarządom województw, w oparciu o art. 23 ust. 2 pkt 5, ust. 3 i ust. 4 ustawy Pe. W ramach procedury uzgadniania projektu PRSP w poprzedniej edycji pozytywną opinię przedstawiły Zarządy 6 województw: lubelskiego, lubuskiego, mazowieckiego, opolskiego, podlaskiego oraz zachodniopomorskiego. Zarząd jednego województwa zgłosił uwagę do projektu planu rozwoju, która nie spowodowała konieczności wprowadzenia zmian w przedłożonym Prezesowi URE PRSP 2023-2032. Pozostałe Zarządy województw w terminie 14 dni od przedłożenia projektu PRSP do zaopiniowania nie przedstawiły takiej opinii, co zgodnie z przepisami art. 23 ust. 4 ustawy Pe, jest równoznaczne z wydaniem opinii pozytywnej.

Od czasu opracowania ostatniej edycji PRSP, w żadnym z województw nie rozpoczęto procedury zmiany PZPW, jak również w analizowanym okresie w żadnym województwie nie uchwalono nowego PZPW. W ostatnich latach PSE S.A. uczestniczyły w ocenach okresowych PZPW dotyczących monitoringu realizacji inwestycji celu publicznego zawartych w PZPW. Po uzgodnieniu PRSP 2023-2032 przez Prezesa URE, PSE S.A. skierowały w 2023 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 IRiESP (Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci). 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 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 2025-2034, 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. Umożliwiły one opracowanie następujących zintegrowanych planów rozwoju sieci przesyłowej i dystrybucyjnej 110 kV pod nazwą:

1. Koncepcja pracy sieci przesyłowej NN i dystrybucyjnej 110 kV jako sieci zamkniętej na terenie działania TAURON Dystrybucja S.A. do roku 2030 – opracowana 19.06.2019 r.
2. Koncepcja pracy sieci przesyłowej NN i dystrybucyjnej 110 kV jako sieci zamkniętej na terenie działania PGE Dystrybucja S.A. – opracowana 3.07.2019 r.
3. Koncepcja pracy sieci przesyłowej NN i dystrybucyjnej 110 kV jako sieci zamkniętej na terenie działania ENERGA-OPERATOR SA – opracowana 7.08.2019 r.
4. Koncepcja pracy sieci przesyłowej NN i dystrybucyjnej 110 kV jako sieci zamkniętej na terenie działania innogy Stoen Operator do roku 2030 – opracowana 25.03.2020 r.
5. Koncepcja pracy sieci przesyłowej NN i dystrybucyjnej 110 kV jako sieci zamkniętej dla Polski Północno-Zachodniej do roku 2030 – opracowana 25.09.2020 r.

Ww. zintegrowane plany rozwoju sieci przesyłowej i dystrybucyjnej 110 kV, opracowane we współpracy z poszczególnymi OSD, wyznaczyły potencjalne kierunki rozwoju, które operatorzy uwzględnili następnie w opracowywanych przez spółki układach pracy sieci przesyłowej i 110 kV oraz dokumentach planistycznych.

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 i 220 kV z siecią 110 kV. W obecnym PRSP uwzględniono ok. 40 projektów inwestycyjnych związanych z rozwojem systemu na styku OSP i OSD.

W latach 2024-2025 OSP i OSD planują realizację następnej edycji analiz, których wyniki zostaną wykorzystane w kolejnych planach rozwoju poszczególnych spółek.

4 Założenia oraz wyniki analiz planistycznych

4.1 Główne założenia dotyczące otoczenia sieci przesyłowej

Planowanie sieci przesyłowej w horyzoncie długoterminowym jest uzależnione od założeń co do przyszłego otoczenia systemu elektroenergetycznego, w tym przede wszystkim globalnych wielkości i rozkładów geograficznych zapotrzebowania na energię i moc oraz dostarczania mocy przez konkretne zasoby wytwórcze. W dalszym ciągu mamy do czynienia ze znaczącą niepewnością prognoz rozwoju europejskich sektorów energii, a co za tym idzie trudno o konsensus w odniesieniu do istnienia optymalnego systemu elektroenergetycznego, gwarantującego jednocześnie neutralność klimatyczną i środowiskową, bezpieczeństwo dostaw oraz akceptowalne koszty energii. Efektem tego są odmienne scenariusze rozwoju otoczenia sieci przesyłowej, często oparte o przeciwstawne założenia co do wielkości i charakteru przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz struktury paliwowej jej wytwarzania. Poprawne planowanie rozwoju sieci przesyłowej wymaga wiedzy na temat liczby, wielkości i lokalizacji instalacji wytwarzania i magazynowania energii, śledzenia zmian prawnych i technologicznych, oraz cyklicznej weryfikacji odpowiedzi na fundamentalne pytania przedstawione poniżej.

Ile?	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Co nastąpi szybciej - wzrost zużycia energii powodowany rozwojem gospodarczym czy poprawa efektywności zużycia energii wspierana przez spadek liczby ludności? ▪ Łączenie sektorów, elektryfikacja transportu i produkcji ciepła – jak szybko nastąpi, w jakich sektorach oraz do jakiego poziomu? ▪ Czy są alternatywy dla elektryfikacji? – elektroliza vs. reforming vs. zgazowanie? ▪ W jakim zakresie można polegać na imporcie energii pierwotnej i energii elektrycznej?
Co?	<ul style="list-style-type: none"> ▪ OZE + magazynowanie energii elektrycznej, OZE + gospodarka wodorowa, OZE + gaz ziemny, OZE + paliwa alternatywne, atom, paliwa kopalne z CCS/CCU?
Jak?	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Duże i scentralizowane czy małe i lokalne zasoby wytwórcze? ▪ Duże maksymalizujące efektywność czy mniejsze bardziej elastyczne zasoby wytwórcze? ▪ Wsparcie publiczne czy konkurencja rynkowa?
Gdzie?	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Generacja w miejscu zużycia czy w miejscu występowania zasobów energii pierwotnej? ▪ Elektrownie wiatrowe na lądzie czy na morzu? ▪ Fotowoltaika na dachach budynków czy na gruncie?
Kiedy?	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Już! Teraz! - Czy czekać do momentu dostatecznej dostępności technicznej i ekonomicznej technologii magazynowania energii lub technologii wodorowych/paliw alternatywnych? ▪ Czy wyłączać wcześniej źródła węglowe czy warunkować to powstawaniem adekwatnych źródeł stabilnych? Czy ryzyka wystąpienia opóźnień w oddawaniu do eksploatacji planowanych i realizowanych nowych źródeł wytwórczych będą się materializować?
Jakim kosztem?	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Jak duży wzrost kosztów energii jest akceptowalny? ▪ Czy akceptowalny jest spadek bezpieczeństwa dostaw lub rezygnacja z traktowania energii elektrycznej jako dobra publicznego? ▪ Jakie jest ryzyko braku komercjalizacji technologii magazynowania energii lub technologii wodorowych/paliw alternatywnych?

Odpowiedzi na powyższe pytania prowadzą do nieskończonej liczby kombinacji wariantów, które z punktu widzenia realizacji konkretnych zadań inwestycyjnych nie mają wyraźnej części wspólnej. Scenariusz uniwersalny rozwoju sieci przesyłowej musiałby być zatem sumą zbiorów zadań inwestycyjnych dla wszystkich kombinacji i na pewno nie byłby wykonalny ani technicznie, ani ekonomicznie.

Podczas planowania nowych zasobów wytwórczych w bardzo ograniczonym zakresie brana jest pod uwagę ich lokalizacja z punktu widzenia sieci. W efekcie nowe zasoby mogą powstawać w wielu lokalizacjach, często konkurujących ze sobą. Zatem nawet dla wybranego konkretnego wariantu rozwoju miksu paliwowego, na etapie planowania sieci nie ma dostatecznie wiarygodnych przesłanek pozwalających na jednoznaczne wskazanie lokalizacji nowych zasobów. Na potrzeby wykonania niniejszego planu przyjęto konkretne założenia odnośnie do rozwoju otoczenia sieci przesyłowej oraz związanej z tym wymaganej jej funkcjonalności. Przedstawiono je 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.
- W perspektywie najbliższych 10 lat elektrownie fotowoltaiczne oraz elektrownie wiatrowe mogą rozwijać się szybciej niż to wynika z dokumentów strategicznych.
- Polska sieć przesyłowa w 2034 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 2034 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 i wartość mocy szczytowej. Sieć przesyłowa powinna być gotowa na ten wzrost i pozwolić na przesyłanie energii w celu pokrycia ponad 240 TWh rocznego zużycia energii elektrycznej netto i nawet 42 GW szczytowego zapotrzebowania na moc.
- 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 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 społeczność 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 dwa progresywne scenariusze:

- swobodnej transformacji (SST),
- dynamicznej transformacji (SDT),

mające na celu określenie struktury sieci przesyłowej, która nie będzie „wąskim gardłem” lecz solidną podstawą do osiągnięcia neutralności klimatycznej. Założenia do poszczególnych scenariuszy zostały szerzej opisane w następujących rozdziałach.

4.2 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*. 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”.

4.3 Metoda analiz sieciowych – uwarunkowania techniczne

Równoległe z obliczeniami techniczno-ekonomicznymi prowadzone były obliczenia rozptyłów mocy z wykorzystaniem pełnego modelu krajowej sieci przesyłowej i 110 kV oraz sieci krajów sąsiednich. Podczas analiz wykorzystano model typu AC PF (ang. Alternating Current Power Flow) w programie PLANS. Poprzez symulację specyficznych uwarunkowań pracy sieci weryfikowano wystarczalność inwestycji zidentyfikowanych w trakcie obliczeń techniczno-ekonomicznych, wskazywano potrzeby dodatkowych inwestycji oraz opracowywano możliwe do zastosowania zmiany w konfiguracji pracy sieci. Ponadto, dla docelowego układu sieci określono niezbędne inwestycje w środki do regulacji napięć i kompensacji mocy biernej.

Analiza warunków napięciowych w KSE

Modele KSE uwzględniające rozbudowę sieci najwyższych napięć poddano także analizom warunków napięciowych pod względem doboru dodatkowych urządzeń kompensacji mocy biernej niezbędnych do zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE. W tym zakresie dokonano identyfikacji potencjalnych przekroczeń dopuszczalnych poziomów napięć, stanów pracy KSE determinujących zagrożenia oraz charakterystyki napięciowej poszczególnych węzłów. Wstępnego rozpoznania co do pożądanych lokalizacji oraz wielkości mocy dokonano 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 uwzględniono również uwarunkowania lokalizacyjne oraz realizacyjne związane z rozbudową sieci, ograniczenia dot. instalacji takich urządzeń w stacjach, sumarycznej mocy zainstalowanej w jednej stacji oraz możliwej mocy pojedynczych urządzeń. Uwzględniono potrzebę zapewnienia płynnej regulacji napięcia w celu reakcji na zmieniające się warunki sieciowe, np. awaryjne wyłączenia linii. Wzięto 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 pozwoliło 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 przyczyniać się do obniżenia napięć poniżej dopuszczalnych wartości i zmniejszenia się marginesu stabilności napięciowej w KSE.

4.4 Prognoza zapotrzebowania na energię i moc

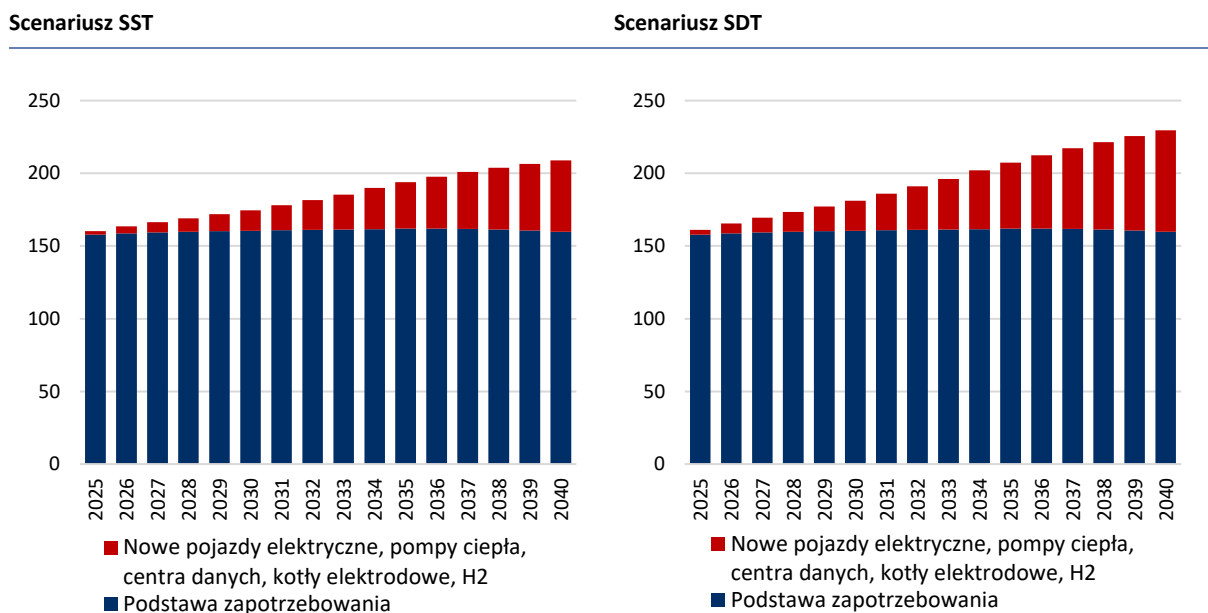
Prognoza zapotrzebowania na energię

Długoterminową prognozę zapotrzebowania na energię netto w KSE przygotowano biorąc pod uwagę historyczne trendy oraz prognozę zużycia energii finalnej. Wzięto pod uwagę 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, zmiany technologiczne i konsumenckie oraz zmiany wynikające z dyrektyw unijnych w zakresie osiągnięcia przez Polskę wymaganego celu OZE w końcowym zużyciu energii finalnej. Ponadto, uwzględniono

przewidywane zmiany strukturalne zużycia energii finalnej tj. m. in. wzrost liczby pojazdów elektrycznych, pomp ciepła oraz ogniw paliwowych. Prognozy dotyczące pojazdów elektrycznych i pomp ciepła zostały określone na podstawie publicznie dostępnych danych i informacji oraz analiz własnych PSE S.A.

Prognozę przygotowano w dwóch scenariuszach, które adresują przyjętą ścieżkę rozwoju otoczenia KSE. Pierwszy z nich to scenariusz swobodnej transformacji, drugi dynamicznej transformacji, który zakłada znaczący wzrost zapotrzebowania na energię. Scenariusze te zostały przedstawione na poniższych wykresach. Należy zaznaczyć, że nie obejmują one zapotrzebowania wynikającego z realizacji wielkich inwestycji przemysłowych na obszarach specjalnych stref ekonomicznych, które są obecnie w początkowym stadium koncepcyjnym i które zostały uwzględnione w niniejszym planie w ramach badanych wrażliwości (potencjał mocy zainstalowanej odbiorczej w tych strefach w perspektywie najbliższych dziesięciu lat przekracza 3,5 GW). Planowany rozwój sieci przesyłowej adresuje zarówno oba scenariusze prognozy zapotrzebowania, jak i możliwy dodatkowy wzrost zapotrzebowania w wyniku realizacji ww. inwestycji.

Rys. 4-1 Roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną netto w latach 2025-2040 - średnia z lat klimatycznych 1982-2019 [TWh]



*H2 - zapotrzebowanie na energię elektryczną wynikające z produkcji wodoru

Prognoza zapotrzebowania na moc

Profil zapotrzebowania na moc jest uzależniony od czynników pogodowych i dlatego może wykazywać istotne różnicowanie w poszczególnych latach.

Na potrzeby wykonywanych analiz opracowano dedykowany rok klimatyczny – SWS. Odzworowuje on trudne warunki pracy sieci, tj. przede wszystkim wielkość i jednoczesność generacji OZE oraz możliwe występowanie wysokich wartości zapotrzebowania na moc w wyniku czynników pogodowych.

Rok klimatyczny (CY) jest pojęciem wprowadzonym na potrzeby analiz wystarczalności prowadzonych przez ENTSO-E. Jeden rok klimatyczny jest zestawem danych takich jak temperatura powietrza, nasłonecznienie, siła wiatru oraz warunki hydrologiczne dla każdej strefy cenowej w Europie. Cała baza obejmuje dane klimatyczne z 38 lat klimatycznych (1982-2019). Profile odzwierciedlają szeroki zakres możliwych warunków klimatycznych, w tym rzadkie zdarzenia ekstremalne. Pomimo tego, że nie można dokładnie przewidzieć warunków pogodowych w przyszłości, wykorzystanie tak szerokiego zakresu danych historycznych pomaga dostatecznie ocenić ryzyko i przygotować sieć przesyłową na występowanie określonych zdarzeń.

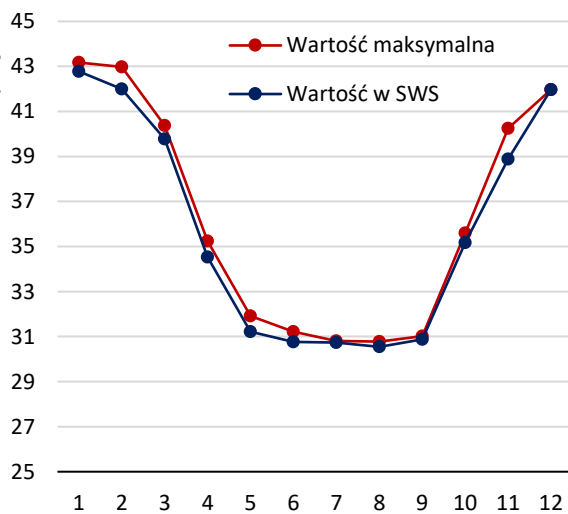
Tab. 4.1 Struktura roku klimatycznego SWS

Miesiąc	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Rok klimatyczny	1987	1986	1986	1997	2012	1994	2007	2019	1986	1997	1988	2010

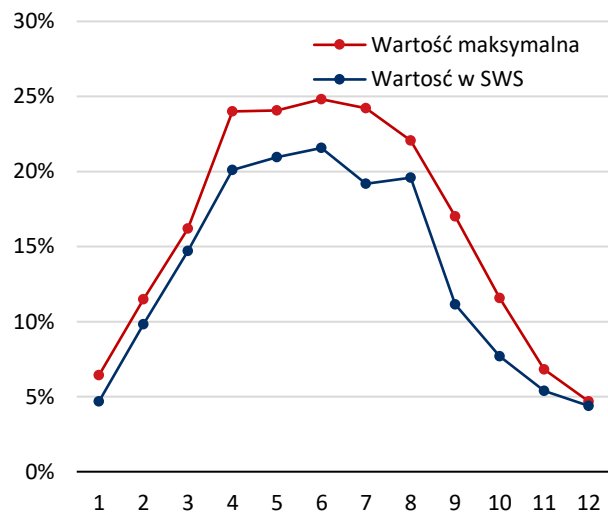
Na poniższym rysunku w celach poglądowych przedstawiono porównanie wartości zapotrzebowania oraz współczynników wykorzystania mocy OZE w roku klimatycznym SWS z wartościami maksymalnymi występującymi w poszczególnych miesiącach w okresie 1982-2019.

Rys. 4-2 Porównanie maksymalnych wartości zapotrzebowania oraz współczynnika wykorzystania mocy OZE z wartościami roku klimatycznego SWS

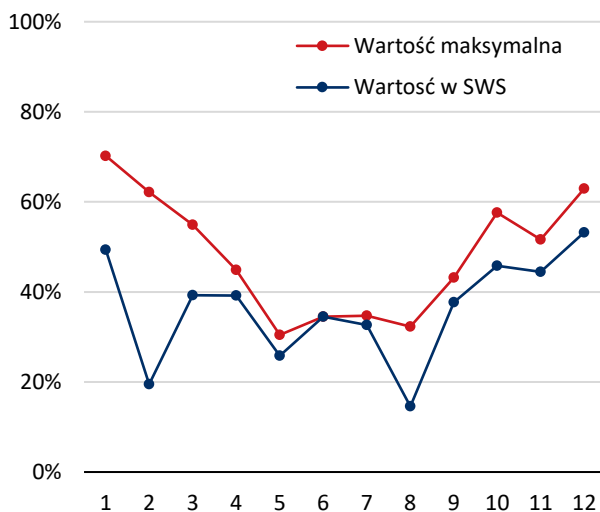
Zapotrzebowanie na moc dla roku 2034 [GW]
Szczyt miesięczny – scenariusz SDT



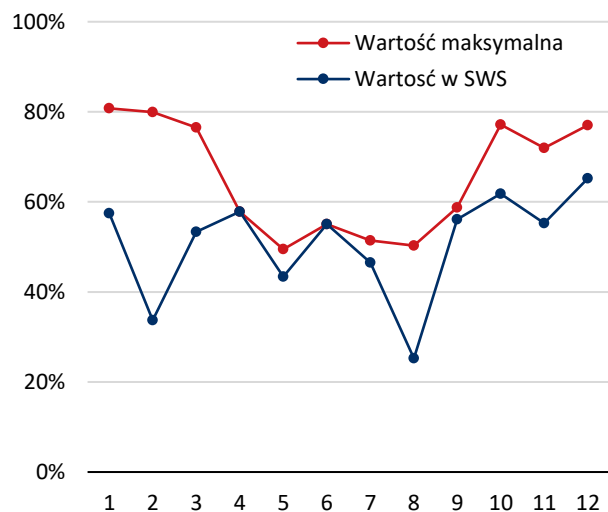
Elektrownie słoneczne
Średniomiesięczny współczynnik wykorzystania mocy



Elektrownie wiatrowe lądowe
Średniomiesięczny współczynnik wykorzystania mocy



Elektrownie wiatrowe morskie
Średniomiesięczny współczynnik wykorzystania mocy

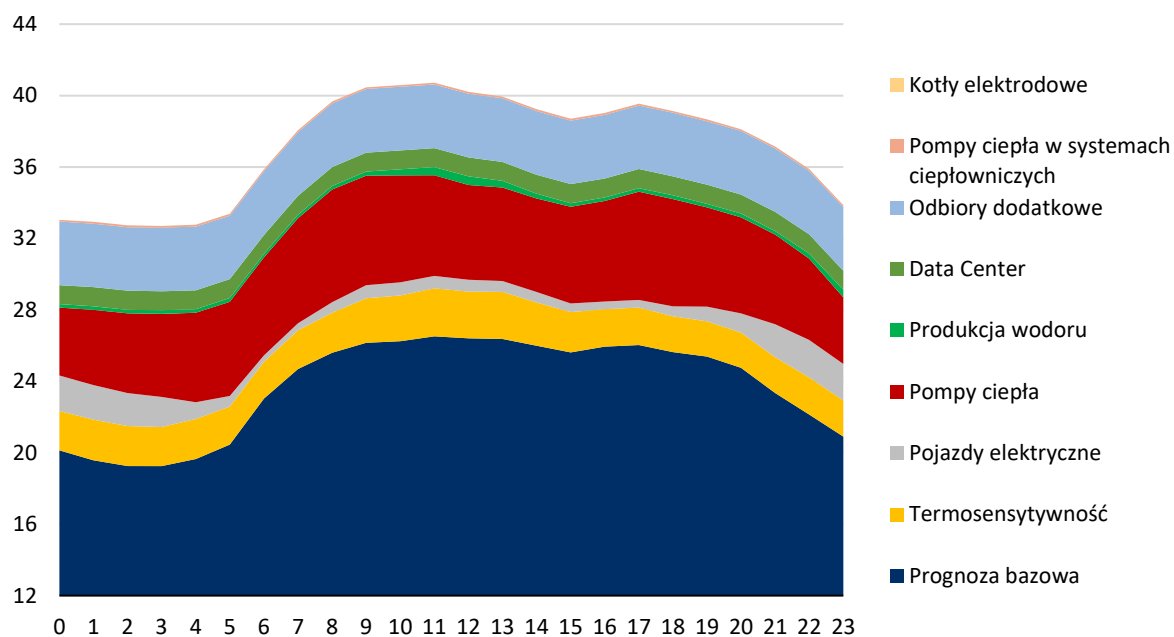


Zapotrzebowanie netto jest zapotrzebowaniem na moc odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej oraz bezpośrednio do urządzeń, instalacji lub sieci innych przedsiębiorstw energetycznych, powiększonym o straty w sieci przesyłowej i dystrybucyjnej.

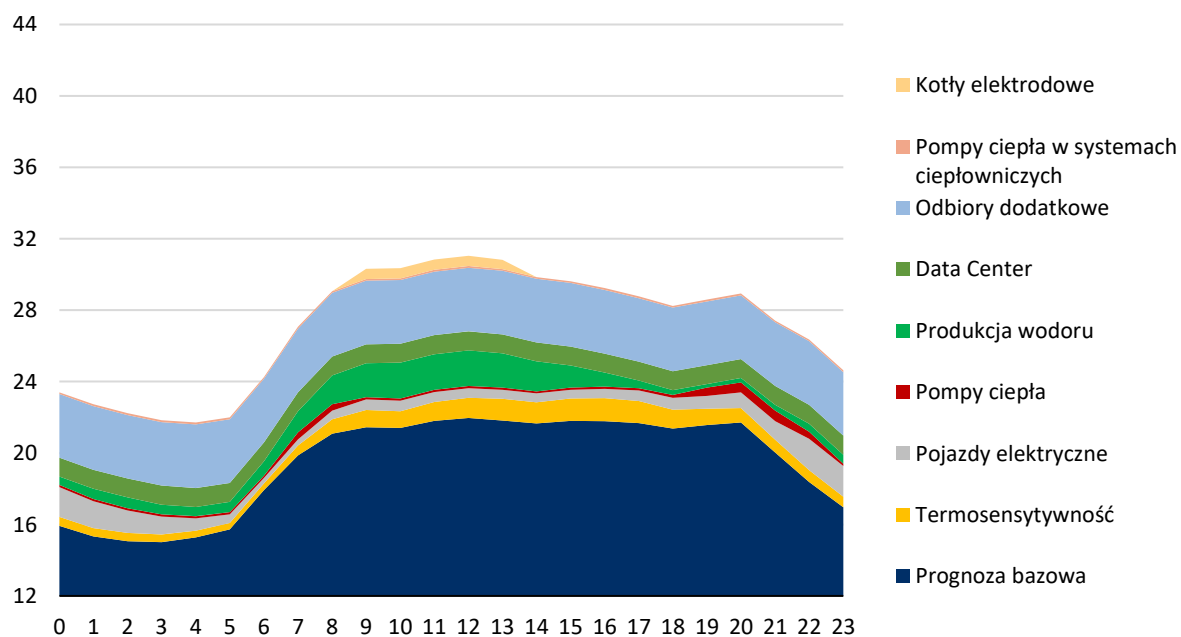
Na rys. 4-3 przedstawiono profile dobowe zapotrzebowania na moc w przykładowym dniu w zimie oraz w lecie w podziale na składowe w roku 2034, dla roku klimatycznego SWS zastosowanego w procesie planowania rozwoju sieci przesyłowej. Profile dotyczą scenariusza SDT. Składowa termosensytywności obrazuje wpływ skrajnych warunków pogodowych w stosunku do warunków normalnych.

Rys. 4-3 Profil zapotrzebowania na moc– scenariusz SDT

Scenariusz SDT, przykładowy dzień zimy – 2034 r. [GW]



Scenariusz SDT, przykładowy dzień letni – 2034 r. [GW]



Rozkład przestrzenny zapotrzebowania na energię elektryczną

Informacja o prognozowanym, globalnym zapotrzebowaniu na energię i moc elektryczną nie jest pełna, ponieważ nie obejmuje zmienności rozkładu przestrzennego zapotrzebowania. Rozkład ten wykazuje istotną zmienność w funkcji czasu, dlatego na potrzeby planowania rozwoju sieci przesyłowej opracowano jego prognozę.

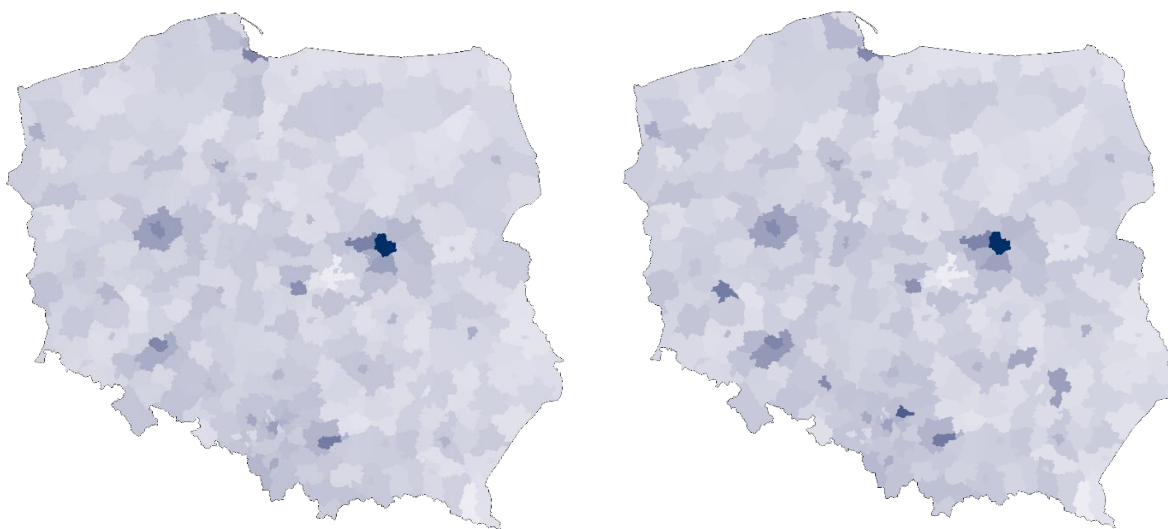
Poniżej przedstawiono rozkład przestrzenny zapotrzebowania na energię i moc dla scenariusza SDT (dla roku klimatycznego SWS), zwizualizowany na poziomie powiatów:

- bez uwzględnienia rozwoju pojazdów elektrycznych oraz nowych, potencjalnych odbiorów imiennych,
- z uwzględnieniem pojazdów elektrycznych oraz nowych, potencjalnych odbiorów imiennych.

Rys. 4-4 Rozkład przestrzenny rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną w roku 2034 - scenariusz SDT

Bez uwzględnienia rozwoju EV i potencjalnych dodatkowych odbiorów, łącznie: 205,7 TWh

Uwzględnia rozwój EV i potencjalne dodatkowe odbiory, łącznie: 243,2 TWh

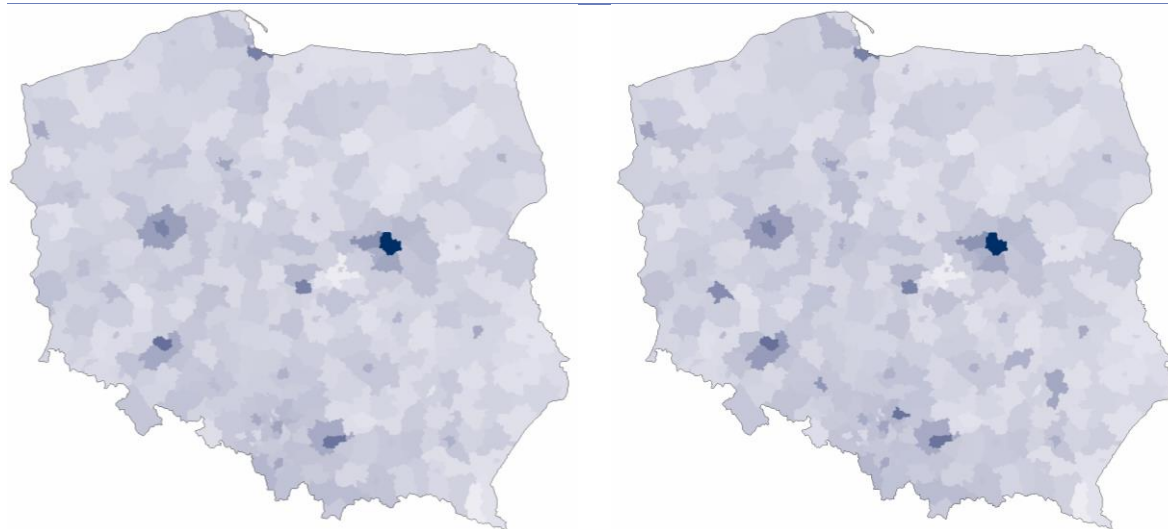


* - ciemniejszy kolor oznacza wyższe zapotrzebowanie w danym obszarze

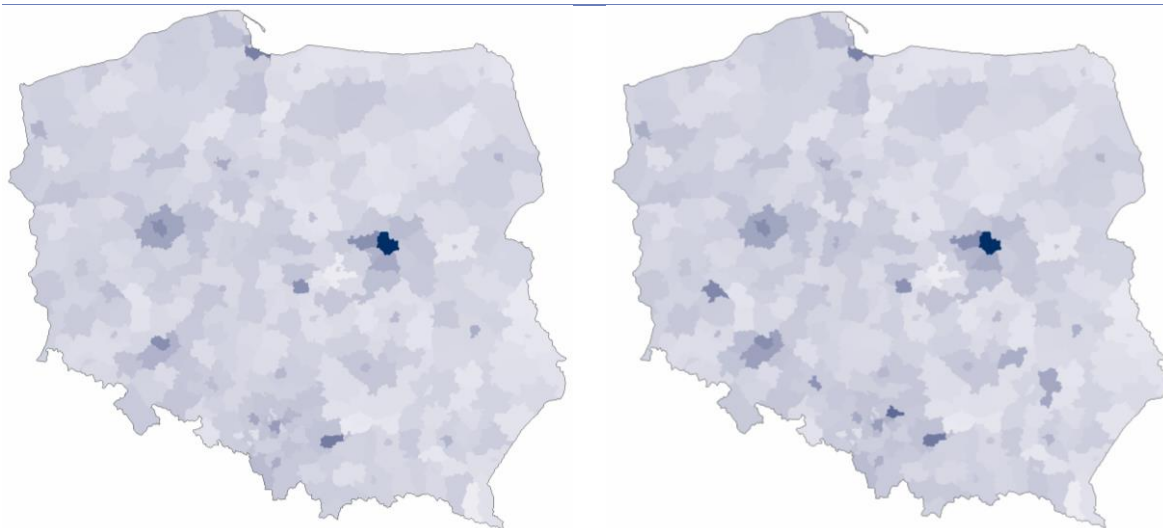
Rys. 4-5 Rozkład zapotrzebowania na moc elektryczną w szczycie zimowym w roku 2034 – scenariusz SDT

Bez uwzględnienia rozwoju EV i potencjalnych dodatkowych odbiorów, łącznie: 38 505 MW

Uwzględnia rozwój EV i potencjalne dodatkowe odbiory, łącznie: 42 782 MW



* - ciemniejszy kolor oznacza wyższe zapotrzebowanie w danym obszarze

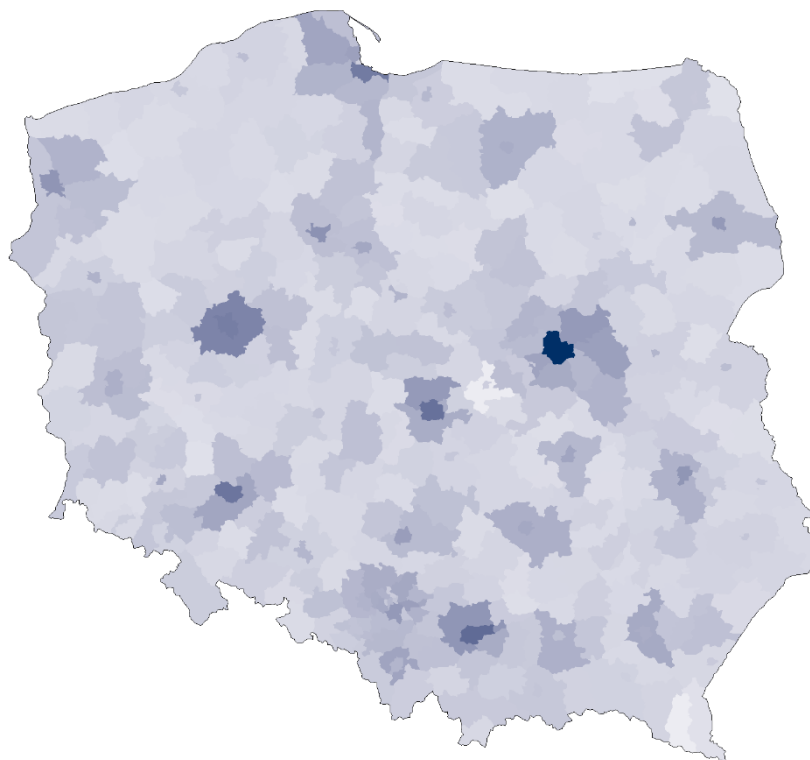
Rys. 4-6 Rozkład zapotrzebowania na moc elektryczną w szczycie letnim w roku 2034**Bez uwzględnienia rozwoju EV i potencjalnych dodatkowych odbiorów, łącznie: 27 198 MW****Uwzględnia rozwój EV i potencjalne dodatkowe odbiory, łącznie: 31 232 MW**

* - ciemniejszy kolor oznacza wyższe zapotrzebowanie w danym obszarze

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 takiego rozwoju elektromobilności w całym kraju jest rozbudowa infrastruktury ładowania zarówno w obszarach miejskich, jak i wzdłuż głównych szlaków komunikacyjnych. Jako podstawowe założenie przyjęto, że najintensywniejszy rozwój elektromobilności będzie miał miejsce w dużych aglomeracjach miejskich oraz powiatach bezpośrednio z nimi graniczących. 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 o niskiej gęstości zaludnienia, które posiadają bądź planują rozwój floty miejskich autobusów elektrycznych. W procesie tworzenia rozkładu przestrzennego zapotrzebowania na moc pojazdów elektrycznych uwzględniono również opublikowaną 25 września 2023 roku przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska propozycję rozmieszczenia ogólnodostępnej infrastruktury ładowania, która spełnia wymagania rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych.

Na rysunku poniżej przedstawiono wyniki rozkładu rocznego zapotrzebowania na energię dla scenariusza SDT, w podziale na powiaty.

Rys. 4-7 Zapotrzebowanie na energię elektryczną pojazdów elektrycznych w 2034 roku - scenariusz SDT, łącznie: 6,3 TWh

4.5 Struktura wytwarzania energii elektrycznej

Na potrzeby wyznaczenia przyszłej struktury wytwarzania wzięto pod uwagę informacje pozyskane od zawodowych wytwórców energii elektrycznej w ramach przeprowadzonego przez OSP na przełomie lat 2022 i 2023 procesu ankietyzacji. Uwzględniono także plany rozwoju morskich elektrowni wiatrowych oraz energetyki jądrowej, które zostały określone w dokumentach strategicznych. Ponadto wzięto pod uwagę informacje o warunkach przyłączenia wydanych przez OSP i OSD, wykorzystano dostępne informacje na temat wyników przeprowadzonych aukcji OZE, a także głównych krajowych programów wsparcia dedykowanych źródłom prosumenckim oraz wyniki rozstrzygniętych aukcji mocy. Struktura wytwarzania energii elektrycznej została opracowana w dwóch scenariuszach, odpowiadających założeniom przyjętym w scenariuszu SST i SDT i z uwzględnieniem dodatkowych mocy morskich elektrowni wiatrowych analizowanych w ramach wrażliwości. W tabeli poniżej przedstawiono informacje w zakresie przyjętej struktury zasobów wytwórczych energii elektrycznej w 2034 r.

Tab. 4.2 Struktura zasobów wytwórczych energii elektrycznej w 2034 roku

Rodzaj zasobu mocy	Scenariusz SST Moc netto [MW]	Scenariusz SDT Moc netto [MW]	Uwagi oraz dodatkowe moce analizowane w ramach wrażliwości
Węgiel brunatny	4 401		<ul style="list-style-type: none"> Jednostki konwencjonalne biorące udział w mechanizmie centralnego bilansowania
Węgiel kamienny	6 317		<ul style="list-style-type: none"> Jednostki konwencjonalne biorące udział w mechanizmie centralnego bilansowania
Węgiel kamienny – źródła rezerwowe	2 277		<ul style="list-style-type: none"> Moc istniejących źródeł zagrożonych wcześniejszym odstawieniem z powodów ekonomicznych, pomimo istnienia technicznego potencjału ich dalszej eksploatacji. Moc niezbędna do

Rodzaj zasobu mocy	Scenariusz SST Moc netto [MW]	Scenariusz SDT Moc netto [MW]	Uwagi oraz dodatkowe moce analizowane w ramach wrażliwości
			<p>zbilansowania zapotrzebowania na energię i moc.</p> <ul style="list-style-type: none"> Alternatywą dla pozostawienia w eksploatacji tych źródeł jest budowa nowych zasobów o równoważnej mocy, zdolności do produkcji energii oraz lokalizacji. Mogą być to magazyny energii lub instalacje P2G wraz z dodatkową (w stosunku do założonej) mocą źródeł OZE
Gaz ziemny		10 236	<ul style="list-style-type: none"> Jednostki konwencjonalne biorące udział w mechanizmie centralnego bilansowania Istniejące i nowe elektrownie gazowe
Biomasa i biogaz		2 830	<ul style="list-style-type: none"> Sumaryczna moc elektrowni i elektrociepłowni
Duże bloki energetyki jądrowej	1 146	2 292	<ul style="list-style-type: none"> Przyjęto harmonogram powstawania nowych elektrowni jądrowych zgodny z PPEJ W scenariuszu SDT przyjęto możliwość oddania do eksploatacji dwóch bloków jądrowych w perspektywie 2034 roku
SMR	560	840	<ul style="list-style-type: none"> Przyjęto lokalizacje nowych elektrowni wynikające z wpływających do PSE S.A. wniosków o wydanie warunków przyłączenia W scenariuszu SDT przyjęto możliwość oddania do eksploatacji trzeciego bloku w perspektywie 2034 roku
Energia wodna		1 250	<ul style="list-style-type: none"> Elektrownie przepływowe z wyłączeniem ESP
ESP		2 462	<ul style="list-style-type: none"> Istniejące i planowane elektrownie szczytowo-pompowe
Źródła fotowoltaiczne	36 000	45 000	<ul style="list-style-type: none"> Sumaryczna moc źródeł prosumenckich i zawodowych
Lądowe elektrownie wiatrowe	16 940	19 362	<ul style="list-style-type: none"> Przyjęto lokalizacje nowych elektrowni wynikające z zawartych umów o przyłączenie oraz z wydanych warunków przyłączenia W scenariuszu SDT uwzględnione zostały również lokalizacje nowych elektrowni wynikające z wydanych zakresów i warunków wykonania ekspertyzy
Morskie elektrownie wiatrowe	10 900	11 885	<ul style="list-style-type: none"> Przyjęto lokalizacje nowych elektrowni wynikające z zawartych umów o przyłączenie i z wniosków o wydanie warunków przyłączenia W ramach analiz wrażliwości uwzględniono możliwość wybudowania morskich elektrowni wiatrowych o łącznej mocy ok. 18 000 MW
Magazyny energii	3 750	15 207	<ul style="list-style-type: none"> Sumaryczna moc wielkoskalowych i przydomowych magazynów energii

Rodzaj zasobu mocy	Scenariusz SST Moc netto [MW]	Scenariusz SDT Moc netto [MW]	Uwagi oraz dodatkowe moce analizowane w ramach wrażliwości
Elektrociepłownie	5 217		<ul style="list-style-type: none"> Elektrociepłownie zawodowe i przemysłowe, w tym nowe elektrociepłownie gazowe w miejsce wyłączanych jednostek węglowych

Zaproponowany w niniejszym planie rozwój sieci przesyłowej w pełni uwzględnia strukturę paliwową przedstawioną w powyższej tabeli. Ponadto w ramach analiz wrażliwości uwzględniono przyspieszone tempo budowy kolejnych morskich farm wiatrowych, których moc w 2034 roku osiągnęłaby poziom ok. 18 000 MW.

4.5.1 Lokalizacje nowych źródeł konwencjonalnych

Lokalizacje nowych elektrowni gazowych przyjęto zgodnie z aktualną wiedzą OSP wynikającą z zawartych umów mocowych, umów o przyłączenie, określonych warunków przyłączenia oraz informacji przekazywanych przez inwestorów będących na zaawansowanym etapie koncepcyjnym, przygotowujących się do złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia.

Lokalizację nowej elektrowni jądrowej przyjęto zgodnie z PPEJ oraz wydanymi przez PSE S.A. warunkami przyłączenia, natomiast lokalizacje w zakresie obiektów SMR na podstawie wpływających w latach 2022 i 2023 do OSP wniosków o wydanie warunków przyłączenia.

4.5.2 Rozkład przestrzenny źródeł fotowoltaicznych

W tab. 4.3 przedstawiono założenia w zakresie planowanej na rok 2034 mocy zainstalowanej w poszczególnych rodzajach źródeł fotowoltaicznych.

Tab. 4.3 Założony wolumen mocy zainstalowanej w źródłach fotowoltaicznych na 2034 r.

Rodzaj PV	Scenariusz SST			Scenariusz SDT		
	prosumencka	zawodowa	suma	prosumencka	zawodowa	suma
Moc zainstalowana [MW]	16 000	20 000	36 000	20 000	25 000	45 000

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,
- współczynników nasłonecznienia dla poszczególnych obszarów,
- dotychczasowe przyłączone instalacje w podziale na oddziały OSD wg. danych z listopada 2023 roku.

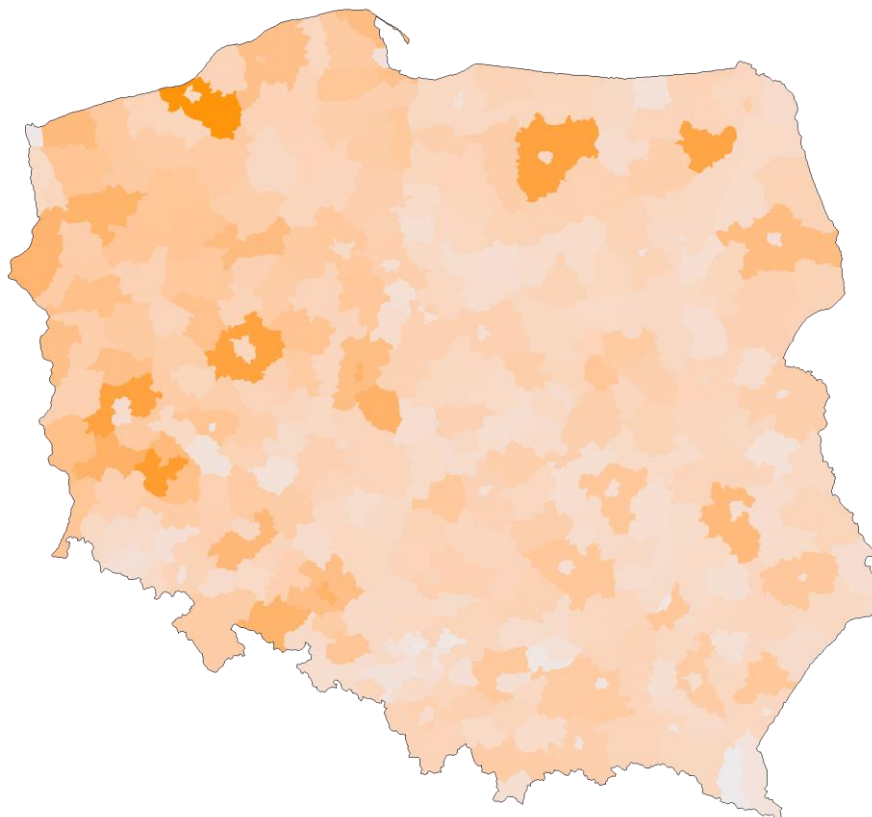
Rozkład przestrzenny elektrowni zawodowych fotowoltaicznych wykonano biorąc pod uwagę lokalizację:

- projektów z zawartymi umowami o przyłączenie do sieci,
- projektów z wydanymi warunkami przyłączenia do sieci,
- projektów z uzgodnionymi warunkami wykonania ekspertyz wpływu na system elektroenergetyczny,

- projektów, które otrzymały odmowę w procesie przyłączeniowym do sieci PSE,
- przyłączonych instalacji w podziale na węzły sieci.

Na rys. 4-8 przedstawiono rozkład przestrzenny źródeł fotowoltaicznych w scenariuszu SDT na rok 2034, w podziale na powiaty.

Rys. 4-8 Rozkład przestrzenny mocy zainstalowanych źródeł fotowoltaicznych*



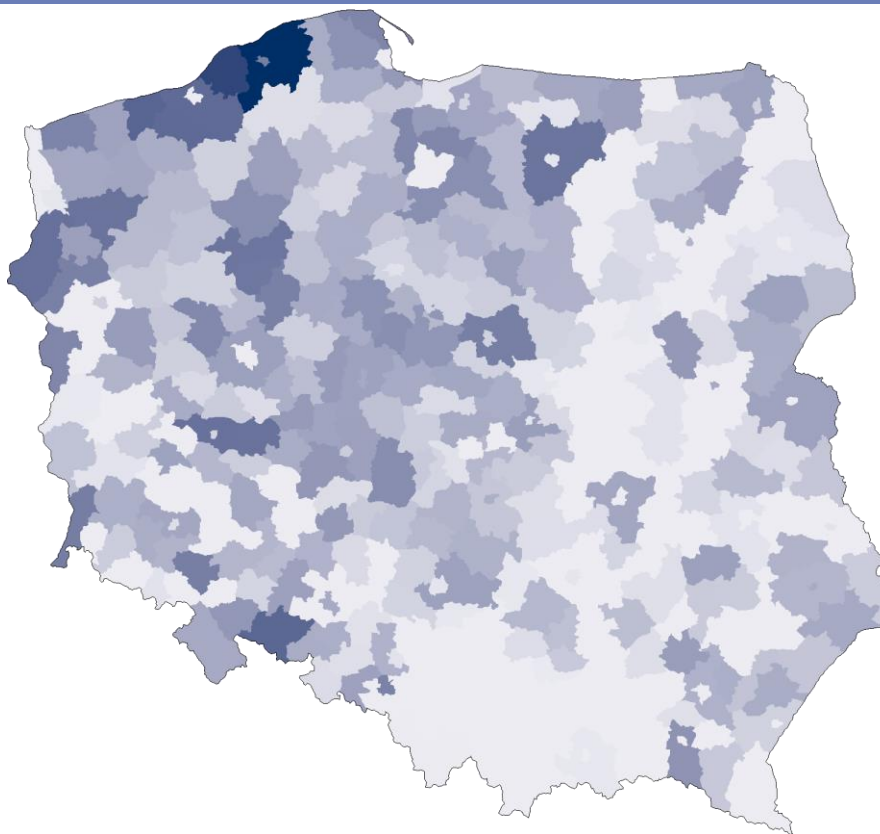
* - przypisanie mocy zainstalowanej poszczególnym powiatom wynika z miejsca fizycznego przyłączenia źródeł do sieci energetycznej i może nie odpowiadać rzeczywistej lokalizacji tych źródeł.

4.5.3 Rozkład przestrzenny lądowych elektrowni wiatrowych

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

- wyniki aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii przeprowadzonych w latach: 2018 - 2022,
- obowiązujące umowy o przyłączenie do sieci przesyłowej oraz wydane przez OSP warunki przyłączenia wg stanu na październik 2023 r.

Na rys. 4-9 przedstawiono prognozowany rozkład geograficzny mocy zainstalowanej w lądowych elektrowniach wiatrowych w 2034 roku dla scenariusza SDT, w podziale na powiaty.

Rys. 4-9 Rozkład przestrzenny mocy zainstalowanych lądowych elektrowni wiatrowych*

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

4.5.4 Lokalizacja morskich elektrowni wiatrowych

W 2034 roku dla scenariusza SDT przyjęto następujące założenia odnośnie do przyłączenia morskich elektrowni wiatrowych:

- Stacja Krzemienica (rejon stacji Słupsk) – 5 060 MW,
- Stacja Choczewo (rejon stacji Żarnowiec) – 5 350 MW,
- Stacja Słupsk – 1 440 MW.

Natomiast dla scenariusza dynamicznej transformacji z uwolnieniem potencjału offshore (SDO) przyjęto następujące założenia odnośnie do przyłączenia morskich elektrowni wiatrowych:

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

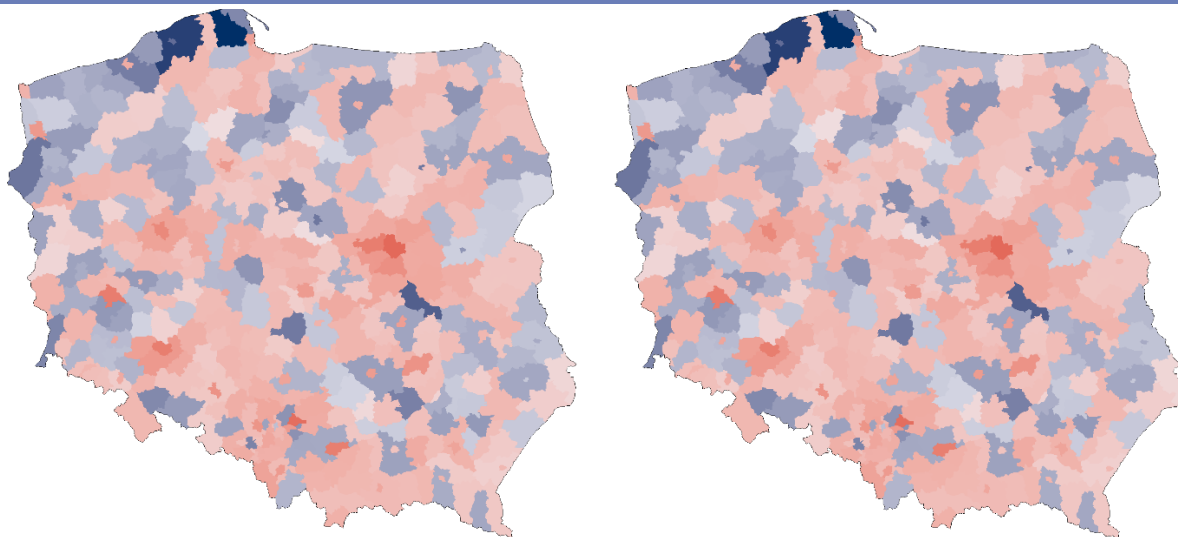
4.6 Strukturalne przepływy mocy w KSE

Na rys. 4-10 przedstawiono prognozowany rozkład geograficzny bilansu produkcji energii elektrycznej i zapotrzebowania na energię elektryczną w skali roku w 2034 roku dla scenariusza SDT oraz prognozowany rozkład geograficzny bilansu generacji i zapotrzebowania na moc w szczycie zapotrzebowania na moc w roku 2034, w podziale na powiaty.

Rys. 4-10 Rozkład przestrzenny bilansu produkcji energii elektrycznej i zapotrzebowania na energię elektryczną w 2034 roku

Bilans produkcji i zapotrzebowania na energię elektryczną w 2034 roku

Bilans generacji i zapotrzebowania na moc w szczycie zapotrzebowania w 2034 roku



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

4.7 Fundamentalne uwarunkowania rynku energii i pracy KSE

W celu oceny fundamentalnych relacji rynkowych oraz pracy KSE w 2034 roku wykonano analizy wg. metody SCED. Wynikiem są wolumeny produkcji poszczególnych jednostek wytwórczych oraz symulacje ich przychodów i kosztów operacyjnych. Przyjęto następujące założenia:

- Analizy przeprowadzono dla scenariuszy SST, SDT oraz dla SDT ze zwiększoną wielkością mocy zainstalowanej dla morskich elektrowni wiatrowych do poziomu 18 GW (SDO).
- Przyjęto ceny paliw na rok 2034 na podstawie prognoz World Energy Outlook 2023 i scenariusza APS (ceny realne), tj. na poziomie 11 zł/GJ w przypadku węgla kamiennego i 28 zł/GJ w przypadku gazu. Koszt uprawnień do emisji przyjęto na poziomie 140 €/t.
- Wobec braku możliwości efektywnego prognozowania, zdecydowano się nie uwzględniać udziału wymiany transgranicznej, aczkolwiek jej ewentualność uwzględniano w komentarzu do otrzymanych wyników oraz analizach wrażliwości.
- Analizy wykonano dla roku klimatycznego SWS.

Poniższe tabele przedstawiają poziom produkcji poszczególnych rodzajów źródeł energii.

Tab. 4.4 Symulowana struktura produkcji energii elektrycznej w KSE w roku 2034 i roku klimatycznym SWS, bez uwzględnienia wymiany transgranicznej

Scenariusz Źródło paliwa	SST		SDT		SDO	
	TWh/rok	Udział*	TWh/rok	Udział*	TWh/rok	Udział*
OZE (generacja/potencjał)	138,9/162,4	57,7%	156,6/186,2	55,6%	163/212,6	56,5%
Węgiel kamienny	15,6	6,5%	13,0	4,6%	12,2	4,2%
Węgiel brunatny	6,4	2,7%	5,7	2,0%	5,5	1,9%
Gaz ziemny	57,1	23,8%	52,1	18,5%	48,9	17,0%
Energia jądrowa	11,2	4,6%	21,5	7,6%	20,6	7,1%
Magazyny, w tym ESP	9,1	3,8%	30,7	10,9%	36,0	12,5%
Pozostałe	2,1	0,9%	2,1	0,7%	2,1	0,7%

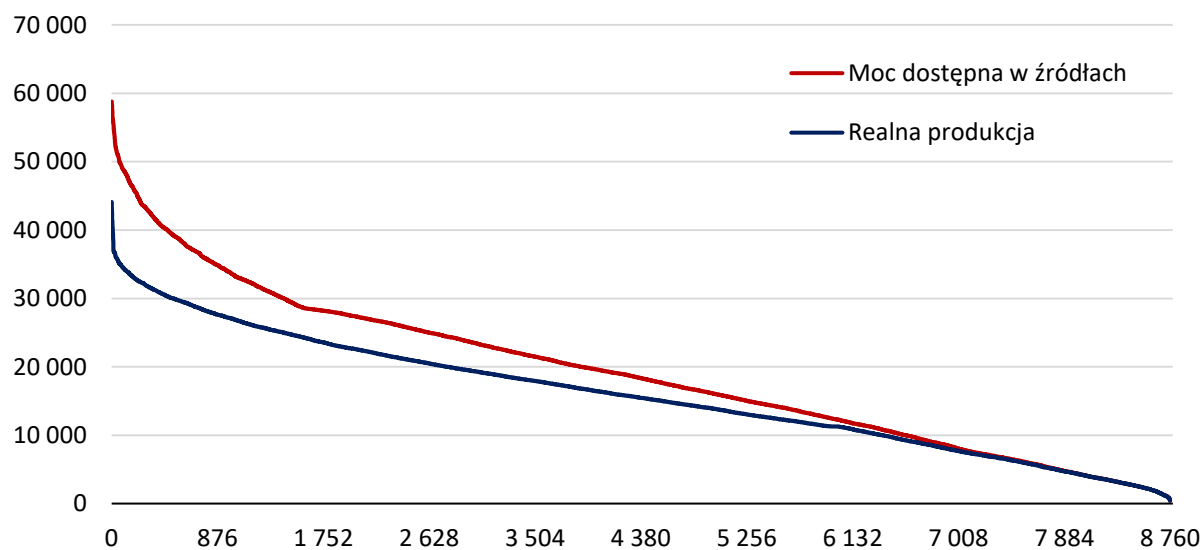
* - udział w pokryciu zapotrzebowania obiorców oraz ładowania magazynów i ESP

W 2034 roku źródła OZE mogłyby dostarczyć, w zależności od scenariusza, od 162 do 212 TWh energii elektrycznej, co wynika z ilości ich mocy zainstalowanej oraz prognozowanej dostępności energii pierwotnej w roku klimatycznym SWS. Jednak biorąc pod uwagę godzinowy profil zapotrzebowania na moc oraz techniczne warunki pracy systemu (głównie innych źródeł), realna produkcja OZE pozostaje na poziomie 139-163 TWh, co przekłada się na 55-58% udziału w krajowej produkcji energii elektrycznej netto. Na kolejnym wykresie przedstawiono uporządkowane krzywe mocy dostępnej oraz realnej produkcji dla trzech największych grup wytwórczych OZE, tj. źródeł fotowoltaicznych, lądowych i morskich elektrowni wiatrowych dla scenariusza SDT. Obrazują one znaczącą część roku, tj. kilka tysięcy godzin, w których generacja z tych źródeł jest niższa od wynikającej z mocy dostępnej.

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

Rys. 4-11 Rzeczywista moc generacji ze źródeł fotowoltaicznych, lądowych i morskich elektrowni wiatrowych oraz moc dostępna, wynikająca z energii pierwotnej, w scenariuszu SDT, w roku 2034 i roku klimatycznym SWS

Scenariusz SDT, 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 struktura zapotrzebowania na moc, 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 ograniczeń, tj. wymaganej rezerwy mocy i niewielkiej mocy minimalnej jednostek konwencjonalnych.

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.

W kolejnej tabeli przedstawiono wolumeny zużycia paliw wynikające z symulowanej produkcji energii elektrycznej w poszczególnych technologiach wytwarzania. Podczas analizy przedstawionych wyników, należy mieć na uwadze, iż:

- symulacje wykonano dla roku klimatycznego SWS, zakładającego wyższą od średniej dostępność energii pierwotnej OZE,
- nie uwzględniano wymiany transgranicznej, w tym możliwego eksportu oraz importu energii z Polski,
- założona struktura wytwarzania energii elektrycznej zakłada duży przyrost mocy OZE, jednostek gazowych, a także jednostek jądrowych. Ewentualne opóźnienia w realizacji planów inwestycyjnych zwiększą zapotrzebowanie na węgiel,
- podana w tabeli wielkość dotyczy zapotrzebowania na gaz ziemny oraz węgiel w elektrowniach i elektrociepłowniach na potrzeby produkcji energii elektrycznej i nie obejmuje zapotrzebowania na paliwa na potrzeby produkcji ciepła poza procesem kogeneracji.

W przypadku wystąpienia ewentualnych opóźnień w realizacji części projektów morskich farm wiatrowych lub elektrowni jądrowych, produkcja energii elektrycznej w jednostkach na węgiel kamienny będzie wyższa od symulowanej w ramach niniejszych analiz nawet o ponad 20 TWh. Oznaczałoby to dodatkowe zapotrzebowanie na węgiel kamienny o wielkości co najmniej 9 mln ton.

Tab. 4.5 Symulowane wolumeny zużycia paliw w KSE w roku 2034 i roku klimatycznym SWS, bez uwzględnienia wymiany transgranicznej

Źródło paliwa	Jednostka	SST	SDT	SDO
Węgiel kamienny (21,5 MJ/t)	mln. ton	10,0	8,7	8,4
Węgiel brunatny (9 MJ/t)	mln. ton	7,2	6,3	6,1
Gaz ziemny (35,3 MJ/Nm ³)	mld. Nm ³	10,5	9,6	9,1

4.8 Sposób uwzględnienia wymiany transgranicznej 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. Proces handlowej wymiany transgranicznej często zakłócany jest wymianą nieplanową, na którą sieć przesyłowa musi być przygotowana. Rolą OSP jest dbanie o bezpieczeństwo pracy systemu podczas realizacji przepływów energii elektrycznej wynikających z transakcji handlowych uczestników rynku i wszystkich czynników ją zakłócających.

Podstawowym narzędziem OSP służącym do bilansowania zasobów KSE w czasie rzeczywistym jest rynek bilansujący. Dużym wyzwaniem bilansowym jest rozwój źródeł OZE, dla których możliwość wymiany transgranicznej jest sposobem eksportu bieżących nadwyżek. W sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu, operator ma prawo sięgnąć po działania interwencyjne, w tym po interwencyjną wymianę międzyoperatorską. Jednakże podstawową rolą i obowiązkiem operatora jest wyznaczanie i udostępnianie zdolności przesyłowych, które są wykorzystywane przez podmioty działające na rynku. Wymiana handlowa obserwowana na granicach KSE jest wynikiem transakcji zawieranych przez indywidualnych uczestników rynku w ramach realizowanych przez nich strategii biznesowych.

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). Gdy przepływ ten przekracza próg 30% 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.

Ponadto przyjęto, że naturalny przepływy 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.

Biorąc pod uwagę powyższe w perspektywie roku 2034 przyjęto poziom naturalnego przepływu nieplanowego w kierunku DE → PL → CZ/SK w wysokości 1 000 MW, co jest maksymalną wartością, przy której spełniony jest wymóg CEP70 dla połączeń transgranicznych. Założono, że eksport częstych nadwyżek mocy OZE możliwy jest wyłącznie w godzinach występowania niskich cen energii w KSE w porównaniu do krajów sąsiednich i modelowany poprzez zwiększanie przepływu fizycznego z KSE w kierunku wszystkich krajów sąsiednich równocześnie, proporcjonalnie do fizycznych zdolności eksportowych poszczególnych połączeń. Maksymalne zdolności eksportowe określone zostały przy założeniu braku ograniczeń sieciowych wewnątrz kraju, biorąc pod uwagę jedynie techniczną przepustowość linii transgranicznych, zgodnie z wymogami CEP70.

5 Wyniki analiz rozwoju sieci przesyłowej

5.1 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.104	Modernizacja (przebudowa) linii 220 kV Adamów-Konin tor I i tor II	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	2023	2029
II.105	Modernizacja (przebudowa) 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	2024	2028
II.106	Modernizacja stacji 220/110 kV Komorowice	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.)	2023	2029
II.107	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	2030
II.108	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	2030
II.109	Modernizacja stacji 400/110 kV Mościska	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.)	2024	2030
II.110	Modernizacja stacji 220/110 kV Chmielów	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.)	2024	2030
II.111	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	2024	2030
II.112	Modernizacja stacji 220/110 kV Radkowice	Zwiększenie niezawodności działania systemów telemechaniki stacyjnej i EAZ, dostosowanie do obowiązujących standardów technicznych PSE S.A. oraz zwiększenie liczby stacji zdalnie sterowanych	2024	2029
II.113	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	2029
II.114	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	2029
II.115	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	2023	2029

L.p. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
II.116	Modernizacja stacji 220/110 kV Ząbkowice	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.)	2024	2030
II.117	Modernizacja stacji 220/110 kV Moszczenica	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.)	2024	2029
II.118	Modernizacja stacji 220/110 kV Cieplice	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.)	2024	2029
II.119	Modernizacja stacji 400/110 kV Ostrów	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.)	2024	2030
II.120	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	2024	2031
II.121	Wymiana przewodów odgromowych na wybranych liniach 220 kV i 400 kV - etap I	Zapewnienie odpowiedniej przepustowości łącza światłowodowego	2024	2029
II.122	Modernizacja układów pomiarowych energii elektrycznej - etap 2	Dostosowanie układów pomiarowych do obowiązujących standardów technicznych PSE S.A.	2024	2029
II.123	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	2028
II.124	Budowa zbiorników do celów przeciwpożarowych w stacjach 220/110 kV Bieruń i 220/110 kV Katowice oraz modernizacja odwodnienia terenu stacji 220/110 kV Bieruń	Poprawa bezpieczeństwa pracy urządzeń stacji poprzez wybudowanie zbiorników przeciwpożarowych oraz modernizację odwodnienia terenu	2021	2025
II.125	Program modernizacji wyłączników	Zapewnienie ciągłości działania oraz bezpieczeństwa pracy KSE oraz podniesienie sprawności działania urządzeń	2021	2025
II.126	Budowa drogi dojazdowej do stacji 400/110 kV Czarna	Zapewnienie swobodnego dojazdu na teren stacji dla służb eksploatacji (siedziba ZES) oraz firm zewnętrznych w celu wykonywania prac eksploatacyjnych	2024	2026
II.127	Modernizacja wybranych jednostek transformatorowych	Poprawa bezpieczeństwa pracy KSE oraz współczynników niezawodności pracy jednostek transformatorowych	2021	2027
II.128	Modernizacja wyposażenia jednostek transformatorowych	Poprawa stanu technicznego poprzez prewencyjną wymianę wyeksploatowanych elementów transformatorów	2021	2025
II.129	Program modernizacji przekładników	Zapewnienie ciągłości działania oraz bezpieczeństwa pracy KSE oraz podniesienie sprawności działania urządzeń	2024	2027
II.130	Wymiana mostów szynowych urządzeń technologicznych SN w stacji 400/110 kV Ostrów i stacji 400/220/110 kV Plewiska	Zapewnienie możliwości kompensacji mocy biernej z wykorzystaniem dławików SN w stacjach Ostrów i Plewiska	2024	2026
II.131	Modernizacja linii kablowych 110 kV w stacji 400/110 kV Żarnowiec	Zapewnienie niezawodności zasilania potrzeb własnych Elektrowni Wodnej Żarnowiec (ESP)	2023	2025
II.132	Modernizacja wybranych linii 220 kV w celu ograniczenia oddziaływania linii na otoczenie	Eliminacja zagrożeń wynikających z negatywnego wpływu linii NN na obiekty znajdujące się w strefie ich oddziaływania	2024	2030
II.133	Dostawa i montaż linii kablowej 6 kV w stacji 400/220/110 kV Ostrołęka	Zwiększenie niezawodności zasilania potrzeb własnych stacji Ostrołęka	2023	2025

L.p. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
II.134	Dostawa i montaż linii kablowej 6 kV w stacji 220 kV Bujaków	Zwiększenie niezawodności zasilania potrzeb własnych stacji Bujaków	2022	2025
II.135	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	2026
II.136	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.1	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Ołtarzew	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na obszarze aglomeracji warszawskiej	2026	2031 ⁽¹⁾
III.2	Modernizacja (przebudowa) linii 220 kV Podolszyce – Mory na odcinku Ołtarzew – Mory	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na obszarze aglomeracji warszawskiej	2026	2031 ⁽¹⁾
III.3	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	2027	2033 ⁽¹⁾
III.4	Instalacja transformatora 400/220 kV w stacji 400 kV Stanisławów	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na obszarze aglomeracji warszawskiej	2032	2034 ⁽¹⁾
III.5	Modernizacja (przebudowa) linii 220 kV Mory – Praga – (Miłosna) Stanisławów	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na obszarze aglomeracji warszawskiej	2029	2034 ⁽¹⁾
III.6	Modernizacja linii 400 kV Ołtarzew – Mościska – Miłosna	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na obszarze aglomeracji warszawskiej	2029	2034 ⁽¹⁾
III.7	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.8	Wymiana transformatora wraz z dostosowaniem infrastruktury w stacji 220/110 kV Piaseczno	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na obszarze aglomeracji warszawskiej	2034	2036 ⁽¹⁾
III.9	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.10	Rozbudowa stacji 400/220 kV Joachimów o rozdzielnię 110 kV	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej w rejonie Częstochowy	2032	2034
III.11	Zmiana sposobu zasilania stacji 220/110 kV Poznań Południe	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej w rejonie Poznania	2032	2034
III.12	Budowa stacji 400 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 wytwórczych	2025	2031
III.13	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Narew dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej Turośń Kościelna	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2021	2027 ⁽²⁾
III.14	Budowa linii 400 kV Grudziądz-Płock	Wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej	2022	2031
III.15	Modernizacja (przebudowa) 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	2033

L.p. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
III.16	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, Centralnego Portu Komunikacyjnego)	2021	2030
III.17	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 Centralnego Portu Komunikacyjnego w ramach tzw. komponentu kolejowego	2022	2029 ⁽⁵⁾
III.18	Połączenie międzysystemowe między Polską a Litwą (obecnie znane jako Harmony Link) wraz z przyłączeniem Suwalskiej Specjalnej Strefy Ekonomicznej	Poprawa bezpieczeństwa systemów Krajów Bałtyckich pracujących synchronicznie z systemem CESA (Continental Europe Synchronous Area), a także istotne zmniejszenie ryzyka pracy wyspowej Krajów Bałtyckich	2023	2029/2030 ^(9s)
III.19	Modernizacja (przebudowa) linii 220 kV Polkowice-Żukowice	Poprawa niezawodności zasilania odbiorców Tauron Dystrybucja S.A., a także wzmocnienie bezpieczeństwa pracy KSE w południowo-zachodniej części Polski	2023	2029 ⁽¹⁾
III.20	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/110 kV Pasikurowice dla przyłączenia instalacji fotowoltaicznej Brzezinka	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2023	2027 ⁽²⁾
III.21	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	2030
III.22	Budowa stacji 400/110 kV w rejonie Głogowa wraz z budową linii 400 kV nowa stacja w rejonie Głogowa – nacięcie linii 400 kV Czarna-Polkowice	Zasilanie terenu inwestycyjnego w rejonie Głogowa, poprawa pewności i warunków zasilania sieci dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja S.A. w obszarze południowej części Polski	2023	2029 ⁽¹⁾
III.23	Budowa stacji 220/110 kV Żagań 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	2019	2027
III.24	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Leśniów	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2023	2028 ^{(1) (2)}
III.25	Budowa linii 400 kV Gdańsk Błonia-Olsztyn Mątki	Wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej	2018	2028
III.26	Budowa linii 400 kV Choczewo – nacięcie linii Gdańsk Błonia-Grudziądz Węgrowo	Wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej	2019	2029
III.27	Budowa linii 400 kV Gdańsk Przyjaźń-Choczewo	Wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej	2019	2028
III.28	Przełączenie toru linii 400 kV Olsztyn Mątki-Olsztyn I-Ostrołęka pracującego na napięciu 220 kV na napięcie 400 kV	Wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej	2021	2031
III.29	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	2023	2033 ⁽¹⁾
III.30	Budowa połączenia HVDC północ-południe	Budowa połączenia prądu stałego służącego do przesyłania energii elektrycznej z północy kraju na południe kraju w rejon Górnośląska	2022	2033
III.31	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	2029 ⁽²⁾

L.p. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
III.32	Budowa nowej stacji 400 kV w rejonie Trójmiasta wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Żydowo Kierzkowo-Gdańsk Przyjaźń	Przyłączenie i wyprowadzenie mocy z elektrowni jądrowej	2022	2034 ⁽⁷⁾
III.33	Budowa nowej stacji 400 kV na obszarze Pomorza Gdańskiego (Elektrownia Jądrowa)	Przyłączenie i wyprowadzenie mocy z elektrowni jądrowej, w okresie przejściowym zasilanie placu budowy elektrowni jądrowej	2022	2031 ⁽⁷⁾
III.34	Budowa dwóch linii 400 kV od nowej stacji na obszarze Pomorza Gdańskiego (Elektrownia Jądrowa) do nowej stacji w rejonie Trójmiasta	Przyłączenie i wyprowadzenie mocy z elektrowni jądrowej	2022	2034 ⁽⁷⁾
III.35	Budowa linii 400 kV nowa stacja w rejonie Trójmiasta – nacięcie linii Grudziądz Węgrowo-Jasiniec	Wyprowadzenie mocy z elektrowni jądrowej	2022	2034 ⁽⁷⁾
III.36	Modernizacja (przebudowa) linii 220 kV Grudziądz Węgrowo-Toruń Elana	Wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej oraz stworzenie warunków dla zasilania terenu inwestycyjnego w rejonie Torunia	2024	2028
III.37	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	2024	2030 ⁽¹⁾
III.38	Budowa linii 220 kV od stacji w rejonie Torunia do nacięcia linii 220 kV Grudziądz Węgrowo-Toruń Elana	Zasilanie terenu inwestycyjnego w rejonie Torunia	2024	2029 ⁽¹⁾
III.39	Modernizacja (przebudowa) linii 220 kV Włocławek Azoty-Toruń Elana	Zasilanie terenu inwestycyjnego w rejonie Torunia	2024	2028 ⁽¹⁾
III.40	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	2024	2033 ⁽¹⁾
III.41	Budowa nowej stacji 400/110 kV w rejonie Stalowej Woli	Zasilanie terenu inwestycyjnego w rejonie Stalowej Woli	2024	2031 ⁽¹⁾
III.42	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	2024	2029
III.43	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Łągisza dla przyłączenia bloku gazowo-parowego w Elektrowni Łągisza	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej jednostki wytwórczej	2024	2029 ⁽²⁾
III.44	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	2024	2032 ⁽⁶⁾
III.45	Budowa nowej stacji 400/110 kV w rejonie Opola wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Dobrzeń-Pasikowice	Zasilanie terenu inwestycyjnego w rejonie Opola	2024	2029 ⁽¹⁾
III.46	Budowa nowej stacji 400/110 kV w rejonie Poznania wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Kromolice-Pątnów	Zasilanie terenu inwestycyjnego w rejonie Poznania	2024	2029 ⁽¹⁾
III.47	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Ząbkowice dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej Ząbkowice	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2023	2027 ⁽²⁾

L.p. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
III.48	Budowa zasobów mocy w KSE	Zwiększenie bezpieczeństwa i elastyczności pracy KSE poprzez budowę zasobu mocy dyspozycyjnej możliwego do wykorzystania w przewidywanych okresach niedoboru generacji w KSE lub na potrzeby poprawy warunków pracy sieci	2024	2029 ⁽³⁾
III.49	Modernizacja (przebudowa) 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	2027	2030
III.50	Modernizacja (przebudowa) linii 400 kV Rogowiec-Płock	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu poprawy warunków przesyłania energii elektrycznej w kierunku północ - południe	2025	2030
III.51	Modernizacja (przebudowa) 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, Centralnego Portu Komunikacyjnego	2025	2030
III.52	Modernizacja stacji 400/220 kV Kielce	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.)	2025	2032
III.53	Modernizacja (przebudowa) 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	2028	2031
III.54	Modernizacja stacji 220/110 kV Poręba	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.)	2026	2031
III.55	Modernizacja stacji 400/110 kV Kromolice	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.)	2025	2030
III.56	Modernizacja stacji 400/220/110 kV Łagisza	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.)	2026	2031
III.57	Modernizacja stacji 220/110 kV Janów	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.)	2025	2030
III.58	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	2025	2030
III.59	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.60	Budowa linii 400 kV Dobrzeń-Blachownia-Wielopole wraz z rozbudową stacji Blachownia o rozdzielnię 400 kV	Poprawa warunków przesyłania energii elektrycznej pomiędzy centralną i południową częścią kraju	2029	2036 ⁽⁴⁾
III.61	Budowa linii 2 × 400 + 220 kV Byczyna-Podborze	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województwa śląskiego oraz poprawa warunków funkcjonowania połączenia prądu stałego północ – południe	2025	2032
III.62	Modernizacja (przebudowa) linii 400 kV Byczyna-Tuczawa	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu poprawy warunków funkcjonowania połączenia prądu stałego północ – południe	2029	2032
III.63	Budowa linii 400 kV Byczyna – nacięcie linii Tuczawa-Skawina wraz z rozbudową stacji 400/220/110 kV Byczyna	Stworzenie warunków do przesyłania energii elektrycznej przez połączenie prądu stałego północ – południe	2026	2033

L.p. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
III.64	Modernizacja (przebudowa) linii 220 kV Moszczenica-Czczcott (Podborze)	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu poprawy pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województwa śląskiego	2027	2030
III.65	Modernizacja (przebudowa) 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 likwidacja ograniczeń przesyłowych przy przesyłaniu energii elektrycznej w zachodniej części KSE, szczególnie przy zwiększonej wymianie transgranicznej w zakresie importu lub tranzytu mocy	2025	2028
III.66	Modernizacja linii 220 kV Żukowice – Leśniów	Likwidacja ograniczeń przesyłowych przy przesyłaniu energii elektrycznej w zachodniej części KSE	2029	2034
III.67	Modernizacja linii 220 kV Kielce – Radkowice	Likwidacja ograniczeń przesyłowych przy przesyłaniu energii elektrycznej w rejonie Kielc	2029	2034
III.68	Modernizacja (przebudowa) linii 220 kV Blachownia-Groszowice	Likwidacja ograniczeń przesyłowych przy przesyłaniu energii elektrycznej w południowo-zachodniej części KSE	2030	2035
III.69	Modernizacja (przebudowa) linii 220 kV Wielopole-Moszczenica	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu poprawy pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województwa śląskiego	2026	2029
III.70	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Baczyna w związku z instalacją drugiego transformatora 400/110 kV	Stworzenie warunków dla wyprowadzenia mocy ze źródeł odnawialnych w północno-zachodniej części kraju oraz poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województwa lubuskiego	2025	2028 ⁽²⁾
III.71	Budowa stacji 400/110 kV w rejonie Poznania wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Baczyna-Plewiska	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na obszarze aglomeracji poznańskiej i Zielonej Góry	2027	2033
III.72	Budowa linii 400 kV od stacji Polkowice do nacięcia toru linii 400 kV Baczyna-Plewiska	Wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej oraz poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województwa lubuskiego	2026	2033
III.73	Modernizacja (przebudowa) linii 220 kV Mikułowa-Cieplice	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu poprawy pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej w południowej części województwa dolnośląskiego	2027	2030
III.74	Modernizacja (przebudowa) 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
III.75	Modernizacja (przebudowa) linii 220 kV Pątnów-Konin	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu poprawy warunków dla wyprowadzenia mocy z morskiej energetyki wiatrowej	2032	2035
III.76	Modernizacja (przebudowa) 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
III.77	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
III.78	Budowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Gdańsk Przyjaźń	Stworzenie warunków dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego 110 kV	2025	2030 ⁽²⁾
III.79	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Pelplin	Stworzenie warunków dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego 110 kV	2025	2028 ⁽²⁾

L.p. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
III.80	Przebudowa jednorowej linii 400 kV Gdańsk Błonia-Olsztyn Mątki	Wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej	2026	2031
III.81	Modernizacja (przebudowa) 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
III.82	Instalacja transformatora wraz z dostosowaniem infrastruktury w stacji 400/110 kV Ostrów	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej w rejonie Ostrowa	2030	2032 ⁽¹⁾
III.83	Zakup i montaż urządzeń do gospodarki mocą bierną wspierających zarządzanie stabilnością KSE	Zwiększenie stabilności oraz poprawa zdolności regulacyjnych napięć w KSE	2027	2031
III.84	Rozbudowa stacji NN na potrzeby instalacji urządzeń do kompensacji mocy biernej (etap III)	Przystosowanie obiektów stacyjnych do instalacji urządzeń do kompensacji mocy biernej	2027	2031
III.85	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	2036
III.86	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.87	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Stryków (Dmosin) dla wprowadzenia linii abonenckiej 220 kV (zasilanie PT Dmosin)	Zasilanie obiektów stacyjnych wchodzących w skład projektu budowy Centralnego Portu Komunikacyjnego w ramach tzw. komponentu kolejowego	2025	2027 ⁽⁵⁾
III.88	Rozbudowa stacji 220/110 kV Pabianice dla wprowadzenia linii abonenckiej 220 kV (zasilanie PT Pabianice)	Zasilanie obiektów stacyjnych wchodzących w skład projektu budowy Centralnego Portu Komunikacyjnego w ramach tzw. komponentu kolejowego	2027	2029 ⁽⁵⁾
III.89	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 Centralnego Portu Komunikacyjnego w ramach tzw. komponentu kolejowego	2025	2030 ⁽⁵⁾
III.90	Rozbudowa stacji 400/110 kV Ostrów dla wprowadzenia linii abonenckiej 400 kV (zasilanie PT Ostrów Wlkp.)	Zasilanie obiektów stacyjnych wchodzących w skład projektu budowy Centralnego Portu Komunikacyjnego w ramach tzw. komponentu kolejowego	2027	2029 ⁽⁵⁾
III.91	Rozbudowa stacji 400/110 kV Kromolice dla wprowadzenia linii abonenckiej 400 kV (zasilanie PT Kromolice)	Zasilanie obiektów stacyjnych wchodzących w skład projektu budowy Centralnego Portu Komunikacyjnego w ramach tzw. komponentu kolejowego	2027	2029 ⁽⁵⁾
III.92	Rozbudowa stacji 400/110 kV Pasikowice dla wprowadzenia linii abonenckiej 400 kV (zasilanie PT Dziadowa Kłoda)	Zasilanie obiektów stacyjnych wchodzących w skład projektu budowy Centralnego Portu Komunikacyjnego w ramach tzw. komponentu kolejowego	2027	2029 ⁽⁵⁾
III.93	Rozbudowa stacji 400/110 kV Płock dla wprowadzenia linii abonenckiej 400 kV (zasilanie PT Kruszczewo)	Zasilanie obiektów stacyjnych wchodzących w skład projektu budowy Centralnego Portu Komunikacyjnego w ramach tzw. komponentu kolejowego	2029	2031 ⁽⁵⁾
III.94	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Grudziądz dla wprowadzenia linii abonenckiej 400(220) kV (zasilanie PT Węgiersk)	Zasilanie obiektów stacyjnych wchodzących w skład projektu budowy Centralnego Portu Komunikacyjnego w ramach tzw. komponentu kolejowego	2033	2035 ⁽⁵⁾
III.95	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Grudziądz dla wprowadzenia linii abonenckiej 400(220) kV (zasilanie PT Skurgwy)	Zasilanie obiektów stacyjnych wchodzących w skład projektu budowy Centralnego Portu Komunikacyjnego w ramach tzw. komponentu kolejowego	2033	2035 ⁽⁵⁾

L.p. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
III.96	Rozbudowa stacji 400/110 kV Pelplin dla wprowadzenia linii abonenckiej 400 kV (zasilanie PT Lisewo Malborskie)	Zasilanie obiektów stacyjnych wchodzących w skład projektu budowy Centralnego Portu Komunikacyjnego w ramach tzw. komponentu kolejowego	2033	2035 ⁽⁵⁾
III.97	Rozbudowa stacji 220/110 kV Mokre dla wprowadzenia linii abonenckiej 220 kV (zasilanie PT Płoskie)	Zasilanie obiektów stacyjnych wchodzących w skład projektu budowy Centralnego Portu Komunikacyjnego w ramach tzw. komponentu kolejowego	2028	2030 ⁽⁵⁾
III.98	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Wielopole dla wprowadzenia linii abonenckiej 220 kV (zasilanie PT Rybnik)	Zasilanie obiektów stacyjnych wchodzących w skład projektu budowy Centralnego Portu Komunikacyjnego w ramach tzw. komponentu kolejowego	2028	2030 ⁽⁵⁾
III.99	Budowa linii 400 kV od nowej stacji 400 kV na obszarze Pomorza Gdańskiego (Elektrownia Jądrowa) do nacięcia linii Kromolice-Pątnów	Wyprowadzenie mocy z elektrowni jądrowej	2028	2036 ⁽⁷⁾
III.100	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.	2028	2034 ⁽⁷⁾
III.101	Rozbudowa stacji 400/110 kV Żarnowiec dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej Kartoszyno	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2025	2027 ⁽²⁾
III.102	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Grudziądz Węgrowo dla przyłączenia bloku nr 2 w Elektrowni Grudziądz	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej jednostki wytwórczej	2027	2029 ⁽²⁾
III.103	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	2026	2029 ⁽²⁾
III.104	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 400/220/110 kV Świebodzice dla przyłączenia farmy wiatrowej Udanin	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni wiatrowej	2026	2028 ⁽²⁾
III.105	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 400/220/110 kV Mikułowa dla przyłączenia FW Studniska	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni wiatrowej	2026	2028 ⁽²⁾
III.106	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 400/220/110 kV Mikułowa dla przyłączenia magazynu energii Mikułowa	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2026	2028 ⁽²⁾
III.107	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 400/220 kV Kielce dla przyłączenia magazynu energii Piekoszów	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2027	2029 ⁽²⁾
III.108	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 400/220 kV Kielce dla przyłączenia magazynu energii Micigózd	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2026	2028 ⁽²⁾
III.109	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 400/220 kV Kielce dla przyłączenia magazynu energii Promnik	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2027	2029 ⁽²⁾
III.110	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 400/220 kV Kielce dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego Kielce	Stworzenie warunków dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego 110 kV	2026	2028 ⁽²⁾
III.111	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 400/220 kV Kielce dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego Micigózd	Stworzenie warunków dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego 110 kV	2026	2028 ⁽²⁾
III.112	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220 kV Bujaków dla przyłączenia magazynu energii Kobiernice	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2026	2028 ⁽²⁾

L.p. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
III.113	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Konin dla przyłączenia instalacji fotowoltaicznej Honoratka 1	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2025	2027 ⁽²⁾
III.114	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/220/110 kV Pątnów dla przyłączenia instalacji fotowoltaicznej Honoratka 2	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2025	2028 ⁽²⁾
III.115	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/110 kV Rzeszów dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego Rzeszów	Stworzenie warunków dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego 110 kV	2026	2028 ⁽²⁾
III.116	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Rzeszów dla przyłączenia magazynu energii Rzeszów	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2027	2029 ⁽²⁾
III.117	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/110 kV Rokitnica dla przyłączenia magazynu energii i instalacji fotowoltaicznej Czechowice Zachód	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej oraz z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2026	2028 ⁽²⁾
III.118	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/110 kV Rokitnica dla przyłączenia magazynu energii Grzybowice 1	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2027	2029 ⁽²⁾
III.119	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Toruń Elana dla przyłączenia magazynu energii Szychowo	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2026	2028 ⁽²⁾
III.120	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Toruń Elana dla przyłączenia magazynu energii i instalacji fotowoltaicznej Goplan Elana 3	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej oraz z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2026	2028 ⁽²⁾
III.121	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/220/110 kV Plewiska dla przyłączenia magazynu energii Plewiska 1	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2027	2029 ⁽²⁾
III.122	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/220/110 kV Plewiska dla przyłączenia farmy wiatrowej Kuślin	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni wiatrowej	2025	2027 ⁽²⁾
III.123	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Ząbkowice dla przyłączenia farmy wiatrowej Łambinowice	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni wiatrowej	2027	2029 ⁽²⁾
III.124	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 220/110 kV Łośnice dla przyłączenia magazynu energii i instalacji fotowoltaicznej Zawiercie	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej oraz z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2026	2028 ⁽²⁾
III.125	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Pabianice dla przyłączenia magazynu energii i instalacji fotowoltaicznej Chechło Drugie	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej oraz z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2026	2028 ⁽²⁾
III.126	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Klikowa dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego Tarnów	Stworzenie warunków dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego 110 kV	2026	2028 ⁽²⁾
III.127	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Klikowa dla przyłączenia magazynu energii Szczurowa 1	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2026	2028 ⁽²⁾
III.128	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Klikowa dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego Klikowa	Stworzenie warunków dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego 110 kV	2025	2027 ⁽²⁾
III.129	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Klikowa dla przyłączenia magazynu energii Klikowa	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2028	2030 ⁽²⁾

L.p. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
III.130	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 400/220/110 kV Polkowice dla przyłączenia magazynu energii i instalacji fotowoltaicznej Szklary Dolne	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej oraz z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2026	2028 ⁽²⁾
III.131	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 400/220/110 kV Polkowice dla przyłączenia instalacji fotowoltaicznej Bukowica	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2025	2027 ⁽²⁾
III.132	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Gdańsk Błonia dla przyłączenia farmy fotowoltaicznej Elbląg	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2026	2028 ⁽²⁾
III.133	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Gdańsk Przyjaźń dla przyłączenia instalacji fotowoltaicznej Osowo Lęborskie	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2027	2029 ⁽²⁾
III.134	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Narew dla przyłączenia magazynu energii i instalacji fotowoltaicznej Krasowo Wielkie	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej oraz nowej elektrowni fotowoltaicznej	2026	2028 ⁽²⁾
III.135	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Narew dla przyłączenia instalacji fotowoltaicznej Turośń Kościelna	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2025	2027 ⁽²⁾
III.136	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 220/110 kV Żagań dla przyłączenia magazynu energii i instalacji fotowoltaicznej Konin Żagański	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej oraz z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2026	2028 ⁽²⁾
III.137	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/220/110 kV Stryków (Dmosin) dla przyłączenia farmy wiatrowej Łyszkowice	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni wiatrowej	2027	2029 ⁽²⁾
III.138	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Kromolice dla przyłączenia magazynu energii Krerowo	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2030	2032 ⁽²⁾
III.139	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Reclaw dla przyłączenia instalacji fotowoltaicznej Reclaw	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2025	2027 ⁽²⁾
III.140	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Leszno Gronowo dla przyłączenia magazynu energii Lipno	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2026	2028 ⁽²⁾
III.141	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Rożki dla przyłączenia magazynu energii Wysoka IIA 200	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2026	2028 ⁽²⁾
III.142	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Rożki dla przyłączenia instalacji fotowoltaicznej Wierzbica	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2026	2028 ⁽²⁾
III.143	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Rożki dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego Kowala	Stworzenie warunków dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego 110 kV	2026	2028 ⁽²⁾
III.144	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/110 kV Ostrowiec dla przyłączenia magazynu energii Ostrowiec	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2026	2028 ⁽²⁾
III.145	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/110 kV Ostrowiec dla przyłączenia instalacji odbiorczej Celsa "Huta Ostrowiec" Sp. z o.o.	Stworzenie warunków dla przyłączenia odbiorcy energii elektrycznej	2025	2027 ⁽²⁾
III.146	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Leśniów dla przyłączenia instalacji fotowoltaicznej Koryta	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2026	2028 ⁽²⁾

L.p. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
III.147	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Leśniów dla przyłączenia instalacji fotowoltaicznej Łągów	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2025	2027 ⁽²⁾
III.148	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Leśniów dla przyłączenia instalacji fotowoltaicznej Węgrzynice 1	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2025	2027 ⁽²⁾
III.149	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Krosno Iskrzynia dla przyłączenia farmy wiatrowej Nozdrzec	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni wiatrowej	2026	2028 ⁽²⁾
III.150	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Krosno Iskrzynia dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego Gryf Krosno	Stworzenie warunków dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego 110 kV	2027	2029 ⁽²⁾
III.151	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/110 kV Krosno Iskrzynia dla przyłączenia magazynu energii Wróblík Królewski	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2025	2027 ⁽²⁾
III.152	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/110 kV Krosno Iskrzynia dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego Korczyzna	Stworzenie warunków dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego 110 kV	2026	2028 ⁽²⁾
III.153	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400 kV Stanisławów dla przyłączenia magazynu energii Wólka Czarnińska	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2027	2029 ⁽²⁾
III.154	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400 kV Stanisławów dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego Stanisławów	Stworzenie warunków dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego 110 kV	2026	2028 ⁽²⁾
III.155	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/110 kV Trębaczew dla przyłączenia instalacji fotowoltaicznej Kluczbork	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2026	2028 ⁽²⁾
III.156	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/220/110 kV Baczyzna dla przyłączenia instalacji fotowoltaicznej Lubiszyn	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2026	2028 ⁽²⁾
III.157	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/220/110 kV Baczyzna dla przyłączenia magazynu energii Lubiszyn Wschód	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2026	2028 ⁽²⁾
III.158	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/220/110 kV Baczyzna dla przyłączenia magazynu energii Lubiszyn Południe	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2026	2028 ⁽²⁾
III.159	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/220/110 kV Baczyzna dla przyłączenia magazynu energii Baczyzna	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2027	2029 ⁽²⁾
III.160	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 400/220 kV Joachimów dla przyłączenia magazynu energii Turów	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2026	2028 ⁽²⁾
III.161	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 400/220 kV Joachimów dla przyłączenia magazynu energii i instalacji fotowoltaicznej Dźbów	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej oraz z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2026	2028 ⁽²⁾
III.162	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Żydowo Kierzkowo dla przyłączenia instalacji fotowoltaicznej P.A.M.	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2027	2029 ⁽²⁾
III.163	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Żydowo Kierzkowo dla przyłączenia magazynu energii i instalacji fotowoltaicznej Żydowo III	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej oraz z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2027	2029 ⁽²⁾

L.p. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
III.164	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/110 kV Żydowo Kierzkowo dla przyłączenia magazynu energii Słosinko	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2026	2028 ⁽²⁾
III.165	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Siedlce Ujrzanów dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego Siedlce Ujrzanów	Stworzenie warunków dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego 110 kV	2026	2028 ⁽²⁾
III.166	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/110 kV Siedlce Ujrzanów dla przyłączenia magazynu energii Stoczek	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2026	2028 ⁽²⁾
III.167	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Wanda dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego Wanda	Stworzenie warunków dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego 110 kV	2026	2028 ⁽²⁾
III.168	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Efk Bis dla przyłączenia instalacji fotowoltaicznej Bakałarzewo-Góra	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2025	2027 ⁽²⁾
III.169	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Efk Bis dla przyłączenia instalacji fotowoltaicznej Biała Piska	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2026	2028 ⁽²⁾
III.170	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Efk Bis dla przyłączenia magazynu energii Efk Solar Plant 25	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2025	2027 ⁽²⁾
III.171	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Efk Bis dla przyłączenia magazynu energii Olecko Bis	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2027	2029 ⁽²⁾
III.172	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Efk Bis dla przyłączenia instalacji fotowoltaicznej Zdunki-Bobry	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2027	2029 ⁽²⁾
III.173	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/110 kV Efk Bis dla przyłączenia instalacji fotowoltaicznej Sztabinki	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2027	2029 ⁽²⁾
III.174	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 400/220/110 kV Świebodzice dla przyłączenia magazynu energii Piotrowice Świdnickie	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2026	2028 ⁽²⁾
III.175	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 400/220/110 kV Świebodzice dla przyłączenia farmy wiatrowej Wądroże Wielkie	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni wiatrowej	2027	2029 ⁽²⁾
III.176	Rozbudowa rozdzielni 400 kV (220 kV) w stacji Kutno (Witonia) dla przyłączenia farmy wiatrowej 25 FW Krzyżanów 1	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni wiatrowej	2028	2030 ⁽²⁾
III.177	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Zgierz dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego Zgierz	Stworzenie warunków dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego 110 kV	2026	2028 ⁽²⁾
III.178	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Zgierz dla przyłączenia magazynu energii Zgierz	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2027	2029 ⁽²⁾
III.179	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Mościska dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego Mościska	Stworzenie warunków dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego 110 kV	2026	2028 ⁽²⁾
III.180	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Mościska	Stworzenie warunków dla przyłączenia odbiorcy energii elektrycznej	2026	2028 ⁽²⁾

L.p. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
III.181	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/110 kV Tucznawa dla przyłączenia magazynu energii Chruszczobród	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2026	2028 ⁽²⁾
III.182	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/110 kV Tucznawa dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego Chruszczobród	Stworzenie warunków dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego 110 kV	2026	2028 ⁽²⁾
III.183	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/110 kV Tucznawa dla przyłączenia instalacji odbiorczej ArcelorMittal Poland	Stworzenie warunków dla przyłączenia odbiorcy energii elektrycznej	2026	2029 ⁽²⁾
III.184	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/110 kV Tucznawa dla przyłączenia magazynu energii Łęka	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2027	2029 ⁽²⁾
III.185	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Radkowice dla przyłączenia magazynu energii Chałupki	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2026	2028 ⁽²⁾
III.186	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Jarosław (Makowisko) dla przyłączenia instalacji fotowoltaicznej Jarosław	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2027	2029 ⁽²⁾
III.187	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Blachownia dla przyłączenia magazynu energii Koźle	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2029	2031 ⁽²⁾
III.188	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Blachownia dla przyłączenia magazynu energii Pawłowiczki	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2028	2030 ⁽²⁾
III.189	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Dobrzeń dla przyłączenia instalacji fotowoltaicznej Prądy	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2027	2029 ⁽²⁾
III.190	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/110 kV Dobrzeń dla przyłączenia instalacji fotowoltaicznej Piotrowa	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2025	2028 ⁽²⁾
III.191	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Siersza dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego Trzebinia	Stworzenie warunków dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego 110 kV	2026	2028 ⁽²⁾
III.192	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Siersza dla przyłączenia magazynu energii Trzebinia	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2027	2029 ⁽²⁾
III.193	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 220/110 kV Chmielów dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego Chmielów	Stworzenie warunków dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego 110 kV	2026	2028 ⁽²⁾
III.194	Rozbudowa rozdzielni 110 kV stacji 400/220/110 kV Ostrołęka dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej Kolno I	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2027	2029 ⁽²⁾
III.195	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 400/220/110 kV Chełm dla przyłączenia magazynu energii Karolinów ME1	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2025	2027 ⁽²⁾
III.196	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Groszowice dla przyłączenia farmy wiatrowej Ostrożnica	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni wiatrowej	2026	2028 ⁽²⁾
III.197	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Mokre dla przyłączenia farmy wiatrowej Żółkiewka	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni wiatrowej	2025	2027 ⁽²⁾

L.p. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
III.198	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Mokre dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego Mokre	Stworzenie warunków dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego 110 kV	2027	2029 ⁽²⁾
III.199	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/220/110 kV Olsztyn Mątki dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego Milejewo	Stworzenie warunków dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego 110 kV	2026	2028 ⁽²⁾
III.200	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Żarnowiec dla przyłączenia farmy wiatrowej Lotnisko II	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni wiatrowej	2026	2028 ⁽²⁾
III.201	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w SE 400/110 kV Żarnowiec dla wprowadzenia linii ENERGA-OPERATOR SA	Stworzenie warunków dla przyłączenia systemu dystrybucyjnego 110 kV	2025	2027 ⁽²⁾
III.202	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Żąbkowice dla przyłączenia farmy wiatrowej Żąbkowice Śląskie	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni wiatrowej	2027	2029 ⁽²⁾
III.203	Budowa stacji 400/110 kV Wrzoski wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Dobrzeń-Wielopole/Detmarowice	Stworzenie warunków dla przyłączenia odbiorcy energii elektrycznej poprzez budowę nowego powiązania sieci przesyłowej z siecią dystrybucyjną w SE Wrzoski	2025	2031 ⁽¹⁾
III.204	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Abramowice dla przyłączenia magazynu energii Moniaki	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2026	2028 ⁽²⁾
III.205	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/110 kV Czarna dla przyłączenia magazynu energii Ustronie	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2027	2029 ⁽²⁾
III.206	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/220 kV Rogowiec dla przyłączenia magazynu energii Janówka	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2027	2029 ⁽²⁾
III.207	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400 kV Łomża Systemowa dla przyłączenia magazynu energii Kalinowo	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2027	2029 ⁽²⁾
III.208	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Pelplin dla przyłączenia magazynu energii Klonówka	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2026	2028 ⁽²⁾
III.209	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/110 kV Lublin Systemowa dla przyłączenia magazynu energii Lublin Południe	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2026	2028 ⁽²⁾
III.210	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/110 kV Lublin Systemowa dla przyłączenia instalacji fotowoltaicznej Lotnisko	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2026	2028 ⁽²⁾
III.211	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 400/220/110 kV Morzyczyn dla przyłączenia magazynu energii Marianowo	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2026	2028 ⁽²⁾
III.212	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 400/220/110 kV Połaniec dla przyłączenia magazynu energii Brzozowa	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2027	2029 ⁽²⁾
III.213	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Lubocza dla przyłączenia magazynu energii Lubocza	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2026	2028 ⁽²⁾
III.214	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 220/110 kV Nysa dla przyłączenia magazynu energii Złotogłowie	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2026	2028 ⁽²⁾

L.p. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
III.215	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/110 kV Czarna dla przyłączenia magazynu energii Lubin III	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2026	2028 ⁽²⁾
III.216	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Żagań dla przyłączenia magazynu energii Żagań	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2027	2029 ⁽²⁾
III.217	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/220/110 kV Mikułowa dla przyłączenia magazynu energii i instalacji fotowoltaicznej Niwnice	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej oraz z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2027	2029 ⁽²⁾
III.218	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Blachownia dla przyłączenia instalacji fotowoltaicznej Gogolin	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2025	2027 ⁽²⁾
III.219	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 220/110 kV Nysa dla przyłączenia farmy fotowoltaicznej Kobiela	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2027	2029 ⁽²⁾
III.220	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Leszno Gronowo dla przyłączenia farmy wiatrowej Krzemieniewo	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni wiatrowej	2027	2029 ⁽²⁾
III.221	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/110 kV Bydgoszcz Zachód dla przyłączenia farmy fotowoltaicznej Osowa Góra	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2027	2029 ⁽²⁾
III.222	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 400/220/110 kV Polkowice dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej Lubin I	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2027	2029 ⁽²⁾
III.223	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 400/220 kV Rogowiec dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej Bełchatów	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2027	2029 ⁽²⁾
III.224	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Pabianice dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej Wymysłów Francuski	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2027	2029 ⁽²⁾
III.225	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/220 kV Krajnik dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej Gryfino	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2027	2029 ⁽²⁾
III.226	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Skawina w zakresie rozdzielni 220 kV i 110 kV dla przyłączenia bloku gazowo-parowego z silnikami gazowymi w Elektrowni Skawina	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni gazowej	2027	2029 ⁽²⁾
III.227	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 400/220/110 kV Grudziądz dla przyłączenia farmy fotowoltaicznej Grudziądz	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2027	2029 ⁽²⁾
III.228	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Kromolice dla przyłączenia farmy fotowoltaicznej Kostrzyn	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2027	2029 ⁽²⁾
III.229	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/110 kV Jarosław (Makowisko) dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej Gniewczyzna Łańcucka	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2027	2029 ⁽²⁾
III.230	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/110 kV Jarosław (Makowisko) dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej Jarosław Krakowska I	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2027	2029 ⁽²⁾

L.p. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
III.231	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/220/110 kV Połaniec dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej Tursko Wielkie	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2027	2029 ⁽²⁾
III.232	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Gdańsk Błonia dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej Gdańsk 2	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2027	2029 ⁽²⁾
III.233	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Ząbkowice dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej Bardo I	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2027	2029 ⁽²⁾
III.234	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/110 kV Rokitnica dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej Grzybowice 2	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2027	2029 ⁽²⁾
III.235	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 400/220/110 kV Łągisza dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej Sarnów	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2027	2029 ⁽²⁾
III.236	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Poręba dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej Dwory II	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2027	2029 ⁽²⁾
III.237	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Chełm dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej i farmy fotowoltaicznej Sajczyce	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej oraz z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2027	2029 ⁽²⁾
III.238	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/220/110 kV Olsztyn Mątki dla przyłączenia farmy fotowoltaicznej Mątki 4	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2027	2029 ⁽²⁾
III.239	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 220/110 kV Nysa dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej i farmy fotowoltaicznej Rusocin 2	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej oraz z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2028	2030 ⁽²⁾
III.240	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/110 kV Mościska dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej Mościska BESS	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2028	2030 ⁽²⁾
III.241	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 400/220/110 kV Ołtarzew dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej HEP 001	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2028	2030 ⁽²⁾
III.242	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400(220)/110 kV Wyszków dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej HEP 002	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2028	2030 ⁽²⁾
III.243	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 400/220/110 kV Plewiska dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej Duszniki	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2028	2030 ⁽²⁾
III.244	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 400/220 kV Byczyna dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej Chełm Śląski	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2028	2030 ⁽²⁾
III.245	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/220/110 kV Olsztyn Mątki dla przyłączenia farmy fotowoltaicznej Mikołajki	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2028	2030 ⁽²⁾
III.246	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Kopanina dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej i farmy fotowoltaicznej Wiry	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej oraz z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2028	2030 ⁽²⁾
III.247	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Pelplin dla przyłączenia farmy fotowoltaicznej Skarszewy	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2028	2030 ⁽²⁾

L.p. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
III.248	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/220/110 kV Ostrołęka dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej Sieluń 30	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2028	2030 ⁽²⁾
III.249	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/110 kV Pasikurówice dla przyłączenia farmy fotowoltaicznej Oborniki	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2028	2030 ⁽²⁾
III.250	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 400/220 kV Rogowiec dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej Chrzanowice	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2028	2030 ⁽²⁾
III.251	Budowa nowej stacji 400 kV na obszarze Pomorza Zachodniego	Wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej	2029	2035
III.252	Budowa linii 400 kV od stacji 400 kV na obszarze Pomorza Zachodniego do stacji 400/110 kV w rejonie Poznania	Wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej	2028	2035
III.253	Modernizacja linii 400 kV Krajnik-Morzyczyn-Dunowo w zakresie wymiany OPGW	Zapewnienie odpowiedniej przepustowości łącza światłowodowego	2027	2030
III.254	Wymiana przewodów odgromowych na wybranych liniach 220 kV i 400 kV - etap II	Zapewnienie odpowiedniej przepustowości łącza światłowodowego	2030	2035
III.255	Budowa sieci transmisji danych dla urządzeń EAZ	Konieczność budowy sieci w nowej technologii dla zapewnienia transmisji sygnałów EAZ	2026	2029
III.256	Uruchomienie węzła teletransmisyjnego w nowej lokalizacji RCPD	Zapewnienie ciągłości działania procesów PSE S.A. na wypadek wystąpienia sytuacji kryzysowych	2025	2026
III.257	Uruchomienie infrastruktury LAN/WAN w nowej lokalizacji RCPD	Zapewnienie ciągłości działania procesów PSE S.A. na wypadek wystąpienia sytuacji kryzysowych	2025	2026
III.258	Budowa budynku biurowego D w Konstancinie-Jeziornie	Zaspokojenie obecnych i przyszłych potrzeb w zakresie stanowisk pracy związanych z funkcjonowaniem Spółki	2029	2033 ⁽⁸⁾
III.259	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	2029	2034 ⁽⁸⁾
III.260	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	2029	2030
III.261	Przebudowa punktu podstawowego Regionalnego Centrum Nadzoru w budynku Eurocentrum	Utworzenie dodatkowego stanowiska pracy dla pracowników Regionalnego Centrum Nadzoru (RCN) w przypadkach wystąpienia zagrożeń	2025	2025
III.262	Modernizacja pomieszczeń podstawowego punktu dyspozytorskiego KDM w siedzibie PSE S.A.	Poprawa bezpieczeństwa punktu dyspozytorskiego	2025	2026

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) Zasadność realizacji zadania i jego termin związane są z wystąpieniem ryzyka braku wystarczających zasobów mocy w KSE o stabilnej charakterystyce pracy.
- (4) Harmonogram zadania uzależniony jest od tempa i zakresu wycofań oraz odtworzenia mocy wytwórczych na obszarze Górnego Śląska, a także od tempa i zakresu przyrostu mocy wytwórczych w północnej części KSE.
- (5) Zasadność realizacji zadania i jego harmonogram uzależnione są od budowy infrastruktury CPK.
- (6) Zasadność realizacji zadania i jego harmonogram uzależnione są od budowy elektrowni szczytowo – pompowej w rejonie Kotliny Kłodzkiej.
- (7) Harmonogram realizacji zadania uzależniony jest od liczby bloków, ich mocy oraz harmonogramu budowy.
- (8) Zasadność realizacji zadania i jego termin uzależnione są od przyszłych potrzeb w zakresie liczby stanowisk pracy w PSE S.A.
- (9) Harmonogram realizacji uzależniony od możliwości kontraktacji robót budowlanych.

5.2 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	Budowa linii 400 kV Ostrołęka-Stanisławów wraz z rozbudową stacji 400 kV Stanisławów oraz stacji 400/220/110 kV Ostrołęka wraz z wprowadzeniem do stacji 400(220)/110 kV Wyszków	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 pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej wschodniej części województwa mazowieckiego. Ponadto poprawa warunków wyprowadzenia mocy z Elektrowni Ostrołęka po uruchomieniu nowego bloku	2017	2025
II.2	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	2021	2028
II.3	Rozbudowa stacji 220/110 kV Praga dla przyłączenia stacji 110 kV/SN Gołędzinów	Stworzenie warunków dla przyłączenia odbiorcy energii elektrycznej	2021	2025 ⁽²⁾
II.4	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 220/110 kV Praga dla przyłączenia linii 110 kV Bródno 1 i Bródno 2	Poprawa zasilania odbiorców m.st. Warszawy poprzez stworzenie warunków dla przyłączenia linii 110 kV	2022	2025 ⁽²⁾
II.5	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	2029
II.6	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Miłosna	Zapewnienie wyprowadzenia pełnej mocy z Elektrowni Kozienice oraz poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej aglomeracji warszawskiej	2017	2030
II.7	Wymiana transformatora 400/110 kV wraz z dostosowaniem infrastruktury w stacji 400/220/110 kV Miłosna	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej aglomeracji warszawskiej poprzez wymianę transformatora 400/110 kV na jednostkę większą	2021	2027
II.8	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	2022	2029 ⁽²⁾
II.9	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	2021	2028 ⁽²⁾
II.10	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Ostrołęka dla przyłączenia bloku w Elektrowni Ostrołęka	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni gazowej	2022	2025 ⁽²⁾
II.11	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	2022	2031
II.12	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, Centralnego Portu Komunikacyjnego)	2021	2030
II.13	Rozbudowa i modernizacja stacji 400/220/110 kV Polkowice	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2022	2027 ⁽²⁾

L.p. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
II.14	Modernizacja stacji 220/110 kV Żukowice	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.), a także poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej poprzez wymianę transformatorów 220/110 kV na jednostki większe	2016	2025
II.15	Rozbudowa stacji 400/110 kV Pasikowice 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	2027
II.16	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. Ponadto stworzenie warunków dla wyprowadzenia mocy ze źródeł odnawialnych w południowo-zachodniej części kraju	2017	2026
II.17	Modernizacja linii 220 kV Mikułowa-Leśniów	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu poprawy warunków pracy sieci przy wyprowadzeniu mocy z Elektrowni Turów oraz w przypadku wyłączenia elektrowni z eksploatacji, a także stworzenie warunków dla wyprowadzenia mocy ze źródeł odnawialnych w południowo-zachodniej części kraju	2020	2026
II.18	Modernizacja linii 220 kV Świebodzice-Ząbkowice	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu poprawy pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na terenie Wałbrzyskiej Specjalnej Strefy Ekonomicznej w Radzikowicach oraz likwidacja ograniczeń przesyłowych przy przesyłaniu energii elektrycznej w zachodniej części KSE, szczególnie przy zwiększonej wymianie transgranicznej w kierunku importu lub tranzytu mocy	2020	2027
II.19	Budowa linii 400 kV relacji Dobrzeń – nacięcie linii Pasikowice-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	2028
II.20	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.21	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	2019	2027
II.22	Wymiana 4 słupów linii 400 kV Joachimów-Trębaczew	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych linii (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.)	2018	2028
II.23	Modernizacja stacji 220/110 kV Boguszów	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.)	2020	2027
II.24	Modernizacja stacji 220/110 kV Leszno Gronowo - etap II	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.), a także stworzenie warunków na przyłączenia źródła odnawialnego	2021	2028 ⁽²⁾

L.p. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
II.25	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, a także stworzenie warunków dla wyprowadzenia mocy ze źródeł odnawialnych w północno-zachodniej części kraju oraz poprawa pewności zasilania odbiorców województwa lubuskiego	2016	2027
II.26	Budowa linii 400 kV Baczyna-Plewiska	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, a także stworzenie warunków dla wyprowadzenia mocy ze źródeł odnawialnych w północno-zachodniej części kraju i poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województw: zachodniopomorskiego, lubuskiego i wielkopolskiego	2017	2025
II.27	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.)	2020	2027
II.28	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.)	2022	2036
II.29	Budowa linii 220 kV Pomorzany – nacięcie linii Krajnik-Glinki	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej Szczecina i jego aglomeracji oraz stworzenie warunków dla wyprowadzenia mocy z odnawialnych źródeł wytwórczych	2014	2028
II.30	Rozbudowa stacji 110 kV Pomorzany o rozdzielnię 220 kV	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej Szczecina i jego aglomeracji oraz stworzenie warunków dla wyprowadzenia mocy z odnawialnych źródeł wytwórczych	2014	2028
II.31	Przebudowa 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	2015	2028
II.32	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	2026 ⁽²⁾
II.33	Modernizacja stacji 400/220/110 kV Morzyczyn	Zapewnienie szybkich czasów eliminacji zwarć 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	2020	2029
II.34	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 wyprowadzenia mocy z odnawialnych źródeł wytwórczych	2018	2028
II.35	Modernizacja stacji 220/110 kV Gorzów	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.)	2021	2030
II.36	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	2030 ⁽²⁾
II.37	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Kromolice dla przyłączenia farmy fotowoltaicznej Młodzikowo	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2022	2026 ⁽²⁾

L.p. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
II.38	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. Ponadto stworzenie warunków do przyłączenia nowych linii 110 kV w stacji Gdańsk I	2021	2028
II.39	Rozbudowa stacji 400/110 kV Pelplin wraz z instalacją urządzeń do kompensacji mocy biernej	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	2021	2025
II.40	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Pątnów wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Kromolice-Pątnów	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy ze źródeł odnawialnych w północnej części kraju oraz poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województwa wielkopolskiego	2016	2025 ⁽²⁾
II.41	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	2026
II.42	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	2027
II.43	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	2026 ⁽²⁾
II.44	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	2021	2029 ⁽²⁾
II.45	Budowa stacji 400 kV Choczewo	Przyłączenie i wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej	2019	2027 ⁽²⁾
II.46	Przebudowa linii 400 kV Choczewo-Żarnowiec na dwutorową linię 400 kV (Budowa linii 400 kV Choczewo-Żarnowiec)	Wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej	2019	2027
II.47	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Grudziądz Węgrowo dla przyłączenia bloku nr 1 w Elektrowni Grudziądz	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni gazowej	2022	2026 ⁽²⁾
II.48	Budowa nowej stacji 220/110 kV w rejonie Warszawy 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	2030 ⁽¹⁾
II.49	Rozbudowa i przebudowa stacji 400/220/110 kV Kozienice /włączony zakres zadania: Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/220/110 kV Kozienice dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej Kozienice/	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych rozdzielni 220 i 110 kV (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.)	2020	2032 ⁽²⁾

L.p. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
II.50	Wymiana transformatorów wraz z dostosowaniem infrastruktury w stacji 220/110 kV Olsztyn I	Likwidacja zagrożeń awaryjnych wyłączeń transformatorów o przestarzałej konstrukcji i złym stanie technicznym oraz stworzenie warunków dla wyprowadzenia mocy z odnawialnych źródeł wytwórczych	2017	2025
II.51	Rozbudowa stacji 220/110 kV Sochaczew	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.), a także poprawa pewności zasilania odbiorców poprzez budowę drugiego transformatora 220/110 kV oraz stworzenie warunków dla wyprowadzenia mocy z odnawialnych źródeł wytwórczych	2018	2025
II.52	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	2028
II.53	Rozbudowa stacji 220/110 kV Stalowa Wola wraz z instalacją transformatora 220/110 kV	Zasilanie terenu inwestycyjnego w rejonie Stalowej Woli	2021	2026 ⁽¹⁾
II.54	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	2021	2031
II.55	Modernizacja linii 220 kV Połaniec-Chmielów tor II	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu zasilenia terenu inwestycyjnego w rejonie Stalowej Woli	2021	2027 ⁽¹⁾
II.56	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	2028
II.57	Modernizacja stacji 400/110 kV Krosno Iskrynia	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	2020	2030 ⁽²⁾
II.58	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	2017	2031
II.59	Budowa stacji 400/110 kV Jarosław (Makowisko) wraz z wprowadzeniem linii Rzeszów-Chmielnicka przełączonej na napięcie 400 kV /włączony zakres zadania: Dostosowanie i przetężenie linii 750 kV do pracy na napięciu 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	2022	2030
II.60	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	2017	2028
II.61	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 oraz stworzenie warunków dla wyprowadzenia mocy z odnawialnych źródeł wytwórczych	2018	2027
II.62	Dostosowanie obiektów i urządzeń do wymogów rozporządzenia Komisji UE z dnia 24 listopada 2017 r. dotyczącego stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemu elektroenergetycznego (NC ER)	Dostosowanie stacji elektroenergetycznych do utrzymania pracy urządzeń i systemów przez okres co najmniej 24 godzin w przypadku utraty podstawowego zasilania w energię elektryczną w związku z rozporządzeniem Komisji UE 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych	2019	2026

L.p. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
II.63	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	2030
II.64	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	2027
II.65	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 pewności zasilania odbiorców województwa śląskiego poprzez budowę drugiego transformatora 400/110 kV i drugiego transformatora 400/220 kV	2021	2036
II.66	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	2015	2028
II.67	Budowa linii 220 kV Konin – nacięcie linii Pątnów-Podolszyce wraz z rozbudową stacji 220/110 kV Konin	Poprawa warunków dla wyprowadzenia mocy OZE zlokalizowanych w północnej części KSE	2022	2028
II.68	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	2021	2032
II.69	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	2018	2037
II.70	Rozbudowa i modernizacja stacji 400/110 kV Tuczawa	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	2021	2032
II.71	Modernizacja (przebudowa) linii 400 kV Rogowiec-Joachimów, Rogowiec-Tuczawa (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 energetycznych na obszarze Górnego Śląska, a także poprawy pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na obszarze Częstochowy i jej aglomeracji	2022	2029
II.72	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	2030
II.73	Modernizacja stacji 220/110 kV Kędzierzyn	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.), a także poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województwa opolskiego i śląskiego poprzez instalację drugiego transformatora 220/110 kV	2021	2030
II.74	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	2022	2028

L.p. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
II.75	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	2021	2028
II.76	Modernizacja linii 400 kV Krosno Iskrzynia-Lemešany	Dostosowanie parametrów linii do warunków atmosferycznych i zmian klimatycznych powodujących przekroczenie dopuszczalnych obciążeń w wyniku powstawania sadzi katastralnej oraz wymiana przewodu OPGW w celu zwiększenia dostępności połączenia transgranicznego	2018	2025
II.77	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	2018	2028
II.78	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	2032
II.79	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	2026
II.80	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	2026
II.81	Modernizacja stacji 220/110 kV Łośnice	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.)	2022	2029
II.82	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.83	Wymiana transformatora wraz z dostosowaniem infrastruktury w stacji 220/110 kV Groszowice	Stworzenie warunków technicznych w wybranych stacjach dla instalacji nowych jednostek transformatorowych	2023	2025
II.84	Rozbudowa systemu monitorowania jakości energii elektrycznej	Dotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej w związku z obowiązkami wynikającymi z rozporządzenia systemowego, rozporządzenia taryfowego oraz IRIESP	2019	2025
II.85	Modernizacja układów pomiarowo-rozliczeniowych JWCD oraz potrzeb ogólnych elektrowni	Dostosowanie układów pomiarowo-rozliczeniowych do obowiązujących standardów technicznych PSE S.A.	2021	2027
II.86	Dostosowanie infrastruktury stacji do instalacji transformatorów	Stworzenie warunków technicznych w wybranych stacjach dla instalacji nowych jednostek transformatorowych	2020	2029
II.87	Modernizacja układów pomiarowych energii elektrycznej - etap 1	Dostosowanie układów pomiarowych do obowiązujących standardów technicznych PSE S.A.	2022	2027
II.88	Budowa połączenia kablowego HVDC Polska-Litwa (Harmony-Link)	Stworzenie warunków dla synchronizacji krajów bałtyckich z Europą kontynentalną	2019	2033

L.p. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
II.89	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 północny kraju	2019	2026
II.90	Zakup i montaż urządzeń do kompensacji mocy biernej - etap II	Zwiększenie stabilności napięciowej oraz poprawa zdolności regulacyjnych napięć w KSE	2021	2030
II.91	Modernizacja populacji transformatorów - etap V	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	2013	2025
II.92	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	2026
II.93	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.94	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	2032
II.95	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	2026
II.96	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	2028
II.97	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	2027
II.98	Rozbudowa i modernizacja stacji Piła Krzewina wraz z przetężeniem 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	2028
II.99	Przetężenie 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	2031
II.100	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	2023	2030
II.101	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Jasiniec wraz z instalacją autotransformatora 400/110 kV oraz przetężeniem 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	2027

L.p. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
II.102	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	2026
II.103	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	2027 ⁽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.

5.3 Zadania inwestycyjne w zakresie teleinformatyki

Lp. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
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	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.3	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	2031
I.4	Modernizacja Podstawowego Punktu Dyspozytorskiego Krajowej Dyspozycji Mocy	Dostosowanie oświetlenia sufitowego do nowo wybudowanej wielkoformatowej ściany graficznej PPD KDM	2021	2025
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	2028
I.6	Instalacja systemu monitorowania obciążalności linii	Wdrożenie systemu SMOL w celu umożliwienia wyznaczania 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	2028
I.7	Zakup oprogramowania i licencji producentów oprogramowania	Wyposażenie pracowników Spółki w odpowiednie oprogramowanie informatyczne niezbędne do wykonywania pracy w zakresie działalności OSP	zadanie stałe	zadanie stałe
I.8	Program Transformacji Systemów SAP	Wdrożenie funkcjonalności wspierających zarządzanie pełnym cyklem życia nieruchomości	2021	2027
I.9	Rozwój systemów SAP			
I.9.1	Rozwój systemu SAP w obszarze finansowo – księgowym i logistycznym	Optymalizacja kosztowa i organizacyjna w obszarze finansowo – księgowym i logistycznym	2021	2025
I.9.2	Rozwój funkcjonalności opartych o rozwiązania chmurowe SAP SuccessFactors	Optymalizacja kosztowa i organizacyjna w obszarze zarządzania celami Spółki	2021	2025
I.9.3	Budowa i rozwój funkcjonalności wyspy HR (SAP)	Optymalizacja kosztowa, organizacyjna, a także modernizacja technologiczna w zakresie SAP HR	2021	2028
I.10	Zakup i wdrożenie systemów wspomagania zarządzania przedsiębiorstwem (EOD, Workflow, Analityczno-Decyzyjne, itp.)			
I.10.1	Rozwój funkcjonalności systemu Asset Management	Dostosowanie systemu do zmian w jego otoczeniu biznesowo-technicznym	zadanie stałe	zadanie stałe
I.10.2	Aktualizacja Systemu Informacji Przestrzennej (SIP)	Dostosowanie systemu do współpracy z aplikacjami mobilnymi klasy WFM (Workforce Management) oraz zapewnienie zgodności z metodyką prowadzenia inwestycji BIM	2021	2026
I.10.3	Wdrożenie aplikacji mobilnych klasy WFM (Workforce Management)	Wdrożenie aplikacji mobilnych w celu wsparcia pracy służb eksploatacyjnych w terenie	2020	2028

Lp. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
I.10.4	Migracja aplikacji obliczeniowych na Platformę obliczeniową	Przeniesienie aplikacji na Platformę Obliczeniową, aby zapewnić dostępność i właściwą wydajność obliczeń	2024	2026
I.10.5	Rozwój systemu JIRA	Dostosowanie systemu JIRA/Confluence do bieżących potrzeb organizacji w zakresie wsparcia realizacji zadań oraz projektów ITC	2024	2026
I.10.6	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	2029
I.10.7	ZRiP - Narzędzie do zarządzania roszczeniami i prawami	Wdrożenie narzędzia do obsługi roszczeń i spraw sądowych w obszarze eksploatacji majątku sieciowego	2021	2025
I.10.8	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.10.9	Rozwój funkcjonalności platformy aplikacji SharePoint / WEB	Dostosowanie funkcjonalności aplikacji w celu automatyzacji i wsparcia procesów realizowanych w Spółce	2019	2028
I.10.10	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	2025
I.10.11	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	2025
I.11	Rozwój funkcjonalności systemu SCADA wykorzystywanego przez CN/RCN w Departamencie Eksploatacji (DE)	Dostosowanie Systemu WindEx do zmian wynikających z segmentacji sieci teleinformatycznych IT/OT w celu zminimalizowania zagrożeń cyberatakami na KSE	2022	2026
I.12	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.13	Rozwój Systemu zarządzania zgłoszeniami wraz z CMDB	Usprawnienie realizacji usług informatycznych w organizacji oraz ułatwienie ich planowania, świadczenia oraz ciągłe podnoszenie ich jakości	2024	2028
I.14	Odnowienie subskrypcji dla systemu ochrony antywirusowej bramek pocztowych Proofpoint oraz zakup dodatkowych licencji	Zapewnienie bezpieczeństwa dla systemów krytycznych, kluczowych oraz biurowych PSE. Minimalizacja oraz odpięcie zagrożeń zewnętrznych. Zarządzanie ryzykiem utraty możliwości sterowania/zarządzania pracą KSE związane z cyberatakami na systemy IT/OT operatora systemu przesyłowego oraz operatorów systemów dystrybucyjnych, wytwórców, firm obrotu, giełd lub odbiorców przemysłowych	2024	2026
I.15	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	2027
I.16	Modernizacja systemów telezabezpieczeń na liniach elektroenergetycznych	Wymiana wyeksploatowanych urządzeń telezabezpieczeń	2018	2025
I.17	Modernizacja systemów zasilania urządzeń teleinformatycznych	Wymiana wyeksploatowanych urządzeń teleinformatycznych	2017	2027
I.18	Modernizacja systemów klimatyzacji w stacjach elektroenergetycznych	Wymiana wyeksploatowanych urządzeń wchodzących w skład systemów klimatyzacji w stacjach elektroenergetycznych	2017	2028
I.19	Wdrożenie systemu monitorowania urządzeń zasilania i klimatyzacji	Wdrożenie systemu nadzoru urządzeń infrastruktury teleinformatycznej	2020	2025

Lp. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
I.20	Budowa linii światłowodowych (podstawowej i rezerwowej) w relacji CPD – RCPD	Zapewnienie łączności teletransmisyjnej i telekomunikacyjnej na wysokim poziomie niezawodności i dostępności dla Rezerwowego Centrum Przetwarzania Danych (w skrócie RCPD) oraz dla modernizowanej SE Miłosna	2019	2032
I.21	Platformy informatyczne na potrzeby operacjonalizacji trzech ośrodków przetwarzania danych (PCPD-RCPD-ZCPD)	Zapewnienie wyposażenia w urządzenia teleinformatyczne na potrzeby Zapasowego Centrum Przetwarzania Danych	2024	2028
I.22	Wyposażenie ICT nowej siedziby i rezerwowych punktów w Radomiu	Zapewnienie wyposażenia w urządzenia informatyczne i telekomunikacyjne nowobudowanego budynku biurowo-technologicznego w Radomiu przeznaczonego na potrzeby ZKO Radom, ODM Radom, RCN Radom, rCPD, RPD KDM, rRCN, rCZST, rSOC i innych rezerwowych punktów operacyjnych		
I.22.1	Dostawa i uruchomienie urządzeń sieciowych i teletransmisyjnych w nowej siedzibie w Radomiu	Zapewnienie wyposażenia w urządzenia sieci IP na potrzeby systemów Informatycznych ZKO Radom, Rezerwowych funkcji operatorskich oraz Zapasowego Centrum Przetwarzania Danych	2024	2025
I.22.2	Dostawa i wdrożenie wyświetlaczy wielkoformatowych na potrzeby pomieszczeń operatorskich w Radomiu	Zapewnienie sprawnego i bezpiecznego prowadzenia ruchu Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, skutecznego prowadzenia nadzoru obiektów i koordynacji prac inwestycyjnych i modernizacyjnych. Systemy wizualizacji będą również wspierać pracę operatorów systemów teletransmisyjnych PSE oraz administratorów systemów bezpieczeństwa i cyberbezpieczeństwa	2023	2025
I.23	Transformacja Platformy Kontenerowej (TPC)	Transformacja Platformy Kontenerowej, aby uzyskać jej oczekiwaną wydajność oraz odporność na katastrofę	2024	2027
I.24	Budowa systemu monitorowania infrastruktury teleinformatycznej IT	Zapewnienie kompleksowego monitorowania wszystkich obszarów w infrastrukturze celem podniesienia jakości świadczonych usług	2021	2028
I.25	Systemy w zakresie bezpieczeństwa IT			
I.25.1	Program Segmentacji Sieci – separacja sieci komputerowych poszczególnych stref OT, IT oraz zewnętrznych podmiotów	Mitygacja zagrożeń cyberbezpieczeństwa w ramach programu Segmentacji	2020	2027
I.25.2	Program Segmentacji Sieci – wdrożenie komponentów architektury bezpieczeństwa. Wdrożenie diody danych [SEG_DIODA]	Mitygacja zagrożeń cyberbezpieczeństwa w ramach programu Segmentacji	2021	2027
I.25.3	Program Segmentacji Sieci – wdrożenie komponentów architektury bezpieczeństwa [SEG_AD]	Mitygacja zagrożeń cyberbezpieczeństwa w ramach programu Segmentacji	2021	2027
I.25.4	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	2026
I.26	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	2029
I.27	Rozbudowa sieci LAN CPD	Konieczność rozbudowy istniejącej sieci LAN w centrach przetwarzania danych (CPD, RCPD i LCPD) w celu zwiększenia liczby dostępnych w sieci LAN portów o wysokiej przepustowości	2024	2025
I.28	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

Lp. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
I.29	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	2026
I.30	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	2025	2026
I.31	Rozwiązania informatyczne dla DR			
I.31.1	Wdrożenie automatyzacji uczenia maszynowego dla wybranych zadań finansowych	Digitalizacja i uproszczenie procesu obsługi wybranych zadań finansowych w PSE S.A.	2025	2028
I.31.2	Wdrożenie narzędzia eDelegacje - rozwiązanie informatyczne wspierające proces obsługi i rozliczeń delegacji	Digitalizacja i uproszczenie procesu obsługi i rozliczeń delegacji w PSE S.A.	2024	2025
I.31.3	Wdrożenie narzędzia do obsługi przelewów bankowych - rozwiązanie z wykorzystaniem SAP S4HANA	Wdrożenie nowych rozwiązań wspierających proces bankowej obsługi rozliczeń finansowych: przelewy, wyciągi bankowe, inne rozliczenia zwiększających poziom bezpieczeństwa dokonywanych operacji bankowych	2024	2025
I.31.4	Wdrożenie Workflow dla faktur zakupowych	Wdrożenie rozwiązania informatycznego wspierającego procesy obsługi faktur zakupowych z wykorzystaniem mechanizmów Workflow	2026	2027
I.31.5	Wdrożenie rozwiązania informatycznego do wspierania procesu zarządzania danymi podstawowymi w PSE	Digitalizacja i uproszczenie procesu obsługi zarządzania danymi podstawowymi w PSE S.A.	2026	2028
I.32	Opracowanie prognoz długoterminowych zmian klimatycznych w celu oceny ich potencjalnego wpływu na funkcjonowanie KSE	Zapewnienie dostępu do modeli zmian klimatycznych w perspektywie wieloletniej, uwzględniających szacowane częstości oraz intensywności występowania ekstremalnych zjawisk pogodowych, istotnych z perspektywy bezpieczeństwa pracy KSE	2024	2026
I.33	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	2025
I.34	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	2020	2028
I.35	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	2020	2028
I.36	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	2021	2028
I.37	Rozwój narzędzi informatycznych do monitorowania Rynku Bilansującego	Opracowanie i rozwój narzędzi informatycznych służących do monitorowania Rynku Bilansującego (RB) zgodnie z wymaganiami rozporządzenia REMIT	2022	2027
I.38	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	2029

L.p. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
I.39	Budowa narzędzia CORE CC Tool Package	Wdrożenie europejskich kodeksów sieciowych (CACM, FCA, SOGL) poprzez zbudowanie narzędzi do wyznaczania zdolności przesyłowych w regionie CORE	2021	2028
I.40	Wdrożenie platformy wymiany danych CDE jako 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

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

L.p. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
Budynki i budowle				
IV.1	Budowa RCPD	Zapewnienie ciągłości działania procesów PSE S.A. na wypadek wystąpienia sytuacji kryzysowych w Podstawowym Centrum Przetwarzania Danych znajdującym się w siedzibie PSE S.A. w Konstancinie-Jeziornie	2016	2026
IV.2	Rozbudowa budynku technologicznego o pomieszczenia socjalno-bytowe w stacji 220/110 kV Klikowa	Zapewnienie warunków socjalno-bytowych dla pracowników zgodnie z wymogami BHP	2022	2025
IV.3	Modernizacja budynku nastawni w stacji 400/220/110 kV Łągisza	Poprawa stanu technicznego budynku oraz ograniczenie kosztów zużycia energii cieplnej	2022	2025
IV.4	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	2026
IV.5	Modernizacja obiektów budowlanych usytuowanych na zapleczu stacji 400/220/110 kV Kozienice	Poprawa stanu technicznego modernizowanych obiektów zgodnie z wymogami BHP	2022	2025
IV.6	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	2026
IV.7	Modernizacja budynków agregatu prądotwórczego, budynku nastawni, budynku potrzeb własnych w stacji 400/220/110 kV Olsztyn Mątki	Poprawa stanu technicznego budynków oraz przystosowanie do obowiązujących wymagań w zakresie współczynnika przenikalności ciepła dla dachów i ścian	2024	2026
IV.8	Modernizacja pomieszczeń budynku nastawni w stacji 400/110 kV Ełk Bis	Zapewnienie należytych warunków socjalno-bytowych oraz zaplecza technicznego dla pracowników poprzez dostosowanie budynku nastawni do stałego przebywania pracowników	2023	2025

Lp. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
IV.9	Przebudowa kanalizacji deszczowej oraz dróg wewnętrznych w stacji 400/220/110 kV Mikułowa	Uzyskanie drożnej i w pełni funkcjonalnej kanalizacji deszczowej skutecznie odwadniającej infrastrukturę stacyjną, Uzyskanie dróg wewnętrznych o nośności spełniającej standardy PSE S.A., zapewniających bezpieczny dojazd pracowników ZES i firm zewnętrznych do aparatury elektroenergetycznej i budynków	2024	2027
IV.10	Modernizacja ujęcia wody oraz zestawu hydroforowego w stacji 400/220/110 kV Grudziądz Węgrowo	Poprawa stanu technicznego oraz parametrów użytkowych ujęcia wody i zestawu hydroforowego	2024	2025
IV.11	Budowa nowej siedziby i zagospodarowanie nieruchomości PSE S.A. w Radomiu	Zaspokojenie obecnych i przyszłych potrzeb w zakresie stanowisk pracy związanych z funkcjonowaniem Spółki oraz spełnienie wymagań wynikających z Planu Ciągłości Działania	2017	2025
IV.12	Budowa magazynu energii 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	2025
IV.13	Modernizacja instalacji wodociągowej w siedzibie PSE S.A.	Zwiększenie niezawodności dostaw wody oraz znaczne zmniejszenie awaryjności instalacji wodociągowej	2022	2025
IV.14	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	2021	2026
IV.15	Wykonanie systemu nawadniającego na terenie siedziby PSE S.A.	Redukcja kosztów utrzymania terenów biologicznie aktywnych oraz optymalizacja systemu rozprowadzania wody	2021	2026
IV.16	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	2025
IV.17	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	2025
IV.18	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	2021	2029
IV.19	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	2022	2025
IV.20	Modernizacja pomieszczeń sanitarnych w budynku B1 ZKO PSE S.A. w Katowicach	Poprawa stanu technicznego pomieszczeń sanitarnych	2025	2026
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	2027
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	Modernizacja systemu klimatyzacji i wentylacji w punkcie dyspozytorskim ODM PSE S.A. w Katowicach	Zapobieganie awariom istniejącego wyeksploatowanego systemu	2024	2025
IV.24	Termomodernizacja budynków B2, B4 i B5 na terenie ZKO PSE S.A. w Katowicach	Poprawa stanu technicznego budynków	2027	2029

Lp. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
IV.25	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	2027
IV.26	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	2028
IV.27	Modernizacja pomieszczeń budynku administracyjnego na terenie ZKO PSE S.A. w Bydgoszczy	Wzrost bezpieczeństwa i dostosowanie budynku do wymagań ppoż.	2023	2025
IV.28	Modernizacja instalacji c.o. i wod-kan w budynkach i na terenie ZKO PSE S.A. w Poznaniu	Kompleksowa wymiana starej niedrożnej instalacji wod-kan we wszystkich pionach w budynku głównym i na terenie siedziby ZKO Poznań oraz zapewnienie bezpieczeństwa ciągłości dostawy wody i odprowadzania ścieków z terenu	2018	2025
IV.29	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.30	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.31	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	2027
IV.32	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	2026
Zakup gotowych dóbr inwestycyjnych				
V.1	ZGDI - Departament Administracji i Zakupów	Zapewnienie skutecznego nadzorowania zdarzeń zachodzących na terenie siedziby PSE S.A. w Konstancinie-Jeziornie	zadanie stałe	zadanie stałe
V.2	ZGDI - Departament Teleinformatyki	Zapewnienie odpowiedniego wyposażenia teleinformatycznego miejsc i stanowisk pracy	zadanie stałe	zadanie stałe
V.3	ZGDI - Departament Eksploatacji			
V.3.1	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.3.2	ZGDI - Dostawa mobilnego pola (zakres CJI)	Wsparcie zamierzeń inwestycyjnych i modernizacyjnych bez konieczności ograniczania pracy KSE	2022	2026
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

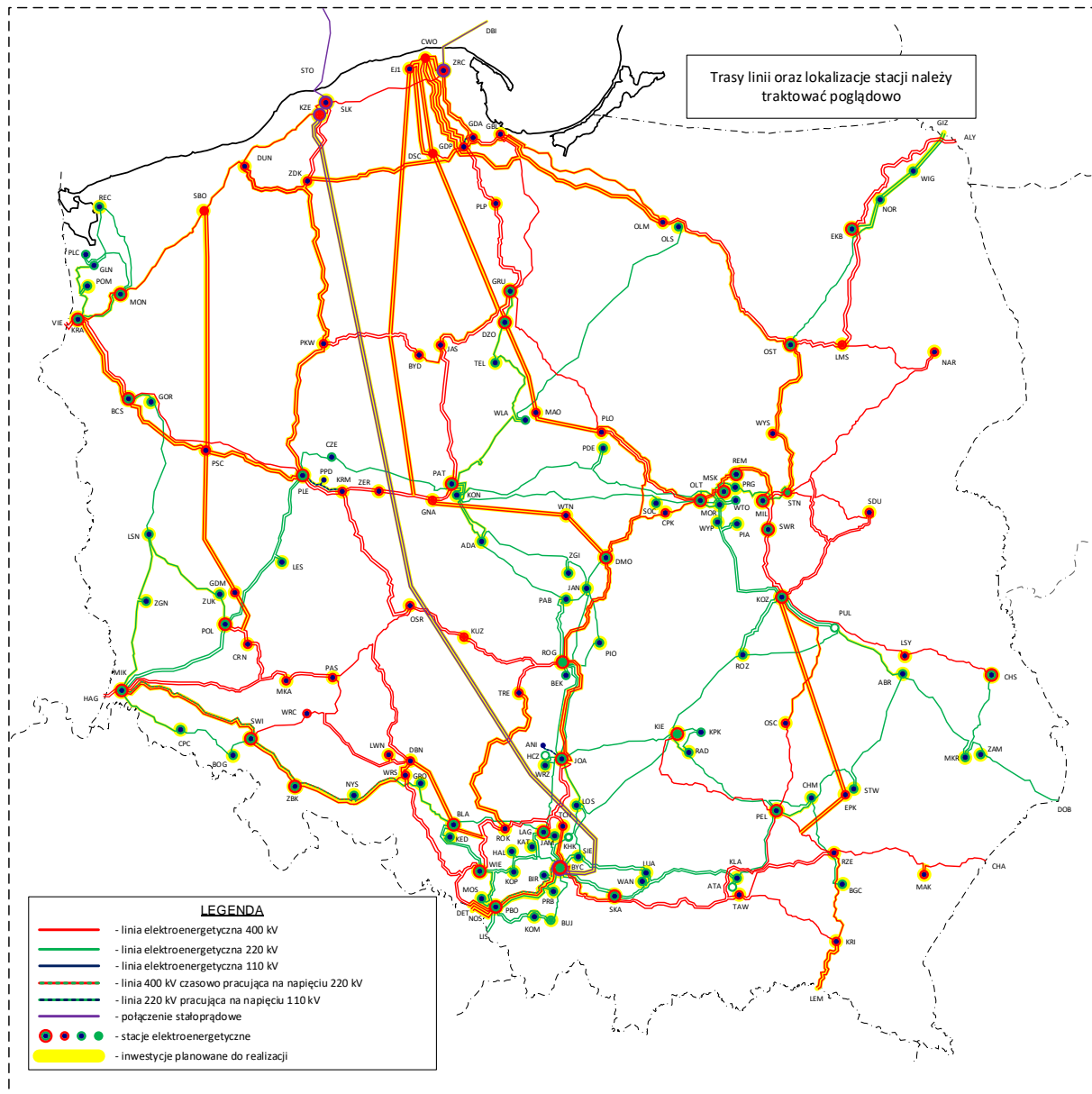
Objaśnienia do przypisów w wierszu górnym tabeli:

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

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

5.5 Wynik analiz rozwoju sieci przesyłowej – mapa planowanych inwestycji sieciowych

Rys. 5-1 Schemat sieci przesyłowej ze zmianami wynikającymi z realizacji planowanych zadań inwestycyjnych wg scenariusza SDT



5.6 Wynik analiz rozwoju sieci przesyłowej – efekty planowanych zadań inwestycyjnych

Rodzaj efektu	2025-2034	Po roku 2034	2025-2037
Przyrost długości torów linii HVDC [km] z czego:	1 615	0	1 615
połączenie kablowe HVDC Polska-Litwa	175	0	175
połączenie napowietrzne HVDC północ-południe	1 440	0	1 440
Konwertery HVDC [szt.]	9	0	9
Przyrost długości torów linii 400 kV [km] z czego:	4 479	816	5 295
nowe linie	4 690	816	5 506
linie wyłączane z eksploatacji	211	0	211
Przyrost długości torów linii 220 kV [km] z czego:	-448	0	-448
nowe linie	143	0	143
linie wyłączane z eksploatacji	591	0	591
Długość torów modernizowanych linii 400 kV [km]	1 575	0	1 575
Długość torów modernizowanych linii 220 kV [km]	1 629	189	1 818
Przyrost zdolności transformacji 400/220 kV [MVA] z czego:	7 100	670	7 770
nowe transformatory	7 500	1 000	8 500
transformatory wyłączane z eksploatacji	400	330	730
Przyrost zdolności transformacji 400/110 kV [MVA] z czego:	26 340	1 680	28 020
nowe transformatory	30 990	1 680	32 670
transformatory wyłączane z eksploatacji	4 650	0	4 650
Przyrost zdolności transformacji 220/110 kV [MVA] z czego:	1 540	185	1 725
nowe transformatory	8 110	825	8 935
transformatory wyłączane z eksploatacji	6 570	640	7 210
Przyrost zdolności kompensacji mocy biernej [MVar] z czego:	2 400	0	2 400
nowe dławiki [MVar]	1 350	0	1 350
nowe kompensatory synchroniczne [MVar]	1 050	0	1 050
Nakłady ponoszone na realizację zadań [mld zł]	64,3	2,0	66,3

6 Projekt budowy linii HVDC

W PRSP 2023-2032 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.

Jako że czas realizacji inwestycji w nowej technologii oraz dużym zasięgu jest relatywnie długi, PSE podjęły działania w kierunku sprecyzowania szczegółów technicznych inwestycji oraz znalezienia rekomendowanego rozwiązania. W 2023 r. rozpoczęto prace w zakresie opracowania studium wykonalności połączenia HVDC północ-południe. Zakończony już został I etap studium, w którym przedstawiono 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. Konsultant opracował wielokryterialną ocenę proponowanych wariantów technicznych, co pozwoliło wytypować jedno z najbardziej obiecujących rozwiązań do bardziej szczegółowych analiz w II etapie studium, gdzie przedstawiony zostanie również wstępny kształt trasy linii.

W porównaniu do założeń przyjętych w PRSP 2023-2032, obecnie rozpatrywane scenariusze stawiają jeszcze większe wymagania wobec sieci, stąd konieczność budowy linii HVDC jest tym bardziej aktualna. Decydujące znaczenie ma planowany zwiększony przyrost mocy zainstalowanej farm wiatrowych, w szczególności morskich. Założenia te zostały w niniejszym planie rozwoju odzwierciedlone w scenariuszu SDO, przewidującym instalację ich mocy na poziomie ok. 18 GW wynikającym z wytycznych zawartych w ustawie o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych.

7 Własne zasoby mocy

Tak jak i w PRSP 2023-2032 wyniki analiz wystarczalności generacji, które przedstawiono w rozdziale 10, wskazują, że w najbliższych latach wymagane jest zapewnienie dodatkowej mocy dyspozycyjnej w celu zachowania kryteriów bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego. Realizacja tego celu jest możliwa między innymi poprzez budowę nowych, sterowalnych, źródeł wytwórczych lub magazynów energii elektrycznej.

Podstawowo mechanizmem zapewniającym odpowiedni poziom dostępnych mocy dyspozycyjnych w KSE jest funkcjonujący od 2018 roku rynek mocy. W ramach tego mechanizmu realizowane są przez podmioty zewnętrzne inwestycje w zasoby wytwórcze, niemniej jednak obserwowane tempo przyrostu nowych mocy może nie być wystarczające dla zrównoważenia wzrostu zapotrzebowania na moc oraz dla odtwarzania mocy dyspozycyjnych, wycofywanych źródeł wytwórczych zasilanych węglem kamiennym i węglem brunatnym.

Mając na uwadze powyższe, PSE S.A. kontynuują działania ujęte w PRSP2023-2032 i rozważają budowę własnego źródła wytwórczego lub magazynu energii elektrycznej.

Scenariuszami przyjętymi przez PSE S.A. do prowadzonych analiz jest budowa źródła wytwórczego (jednego albo kilku) opalanego gazem lub paliwem płynnym, bazującego na turbinie gazowej lub zespole silników tłokowych o łącznej mocy ok. 500 MW, lub budowa bateryjnego magazynu energii elektrycznej lub kilku takich magazynów o analogicznej mocy, ale o pojemności pozwalającej na co najmniej 8 godz. pracy z mocą osiągalną.

Na potrzeby niniejszego planu, nakłady inwestycyjne na przedmiotowe źródło określono dla jednostki cieplnej o mocy ok. 500 MW.

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 pierwotne zapisy przewidywały budowę na Morzu Bałtyckim źródeł wiatrowych o łącznej mocy 10,9 GW, z czego:

- 5,9 GW zostało rozdysponowane w pierwszej fazie systemu wsparcia w drodze decyzji administracyjnych wydawanych przez Prezesa URE,
- dla dodatkowych 5 GW miało być przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze aukcji w kolejnych latach.

Dotychczasowy plan rozwoju PSE S.A. zakładał, że morskie elektrownie wiatrowe o łącznej mocy 10,9 GW przyłączone zostaną do stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych w północnej części kraju, wg przedstawionego poniżej podziału:

- stacja Choczewo - ok. 5,2 GW,
- stacja Słupsk - ok. 1,4 GW,
- stacja Krzemienica - ok. 4,3 GW.

W wyniku przeprowadzonej w 2023 r. nowelizacji przywołanej wyżej ustawy (ustawa z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw), podniesiony został limit mocy wytwórczych z 5 GW do 12 GW do pokrycia ujemnego salda do rozdysponowania w drodze aukcji, planowanych do przeprowadzenia w latach:

- aukcja w roku 2025 – 4 GW,
- aukcja w roku 2027 – 4 GW,
- aukcja w roku 2029 – 2 GW,
- aukcja w roku 2031 – 2 GW.

Tym samym na mocy obowiązujących przepisów w perspektywie długoterminowej należy się spodziewać osiągnięcia potencjału technologii morskiej energetyki wiatrowej na poziomie 17,9 GW.

W niniejszym planie rozwoju poddano ocenie dwa etapy dynamiki rozwoju morskich elektrowni wiatrowych. Pierwszy z nich zakłada, że w perspektywie 2034 r. rozbudowa sieci przesyłowych powinna pozwolić na przyłączenie do KSP i wyprowadzenie mocy na poziomie ok. 13 GW – przeprowadzone analizy wykazały, że ujęty w dotychczasowym planie rozwoju na lata 2023-2032 zakres rozbudowy sieci przesyłowej dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z MFW jest wystarczający również dla wskazanej wyżej mocy. Przyłączenie większej ilości mocy offshore wymaga odpowiedniego przygotowania infrastruktury energetycznej poprzez budowę nowych punktów umożliwiających przyłączenie MFW.

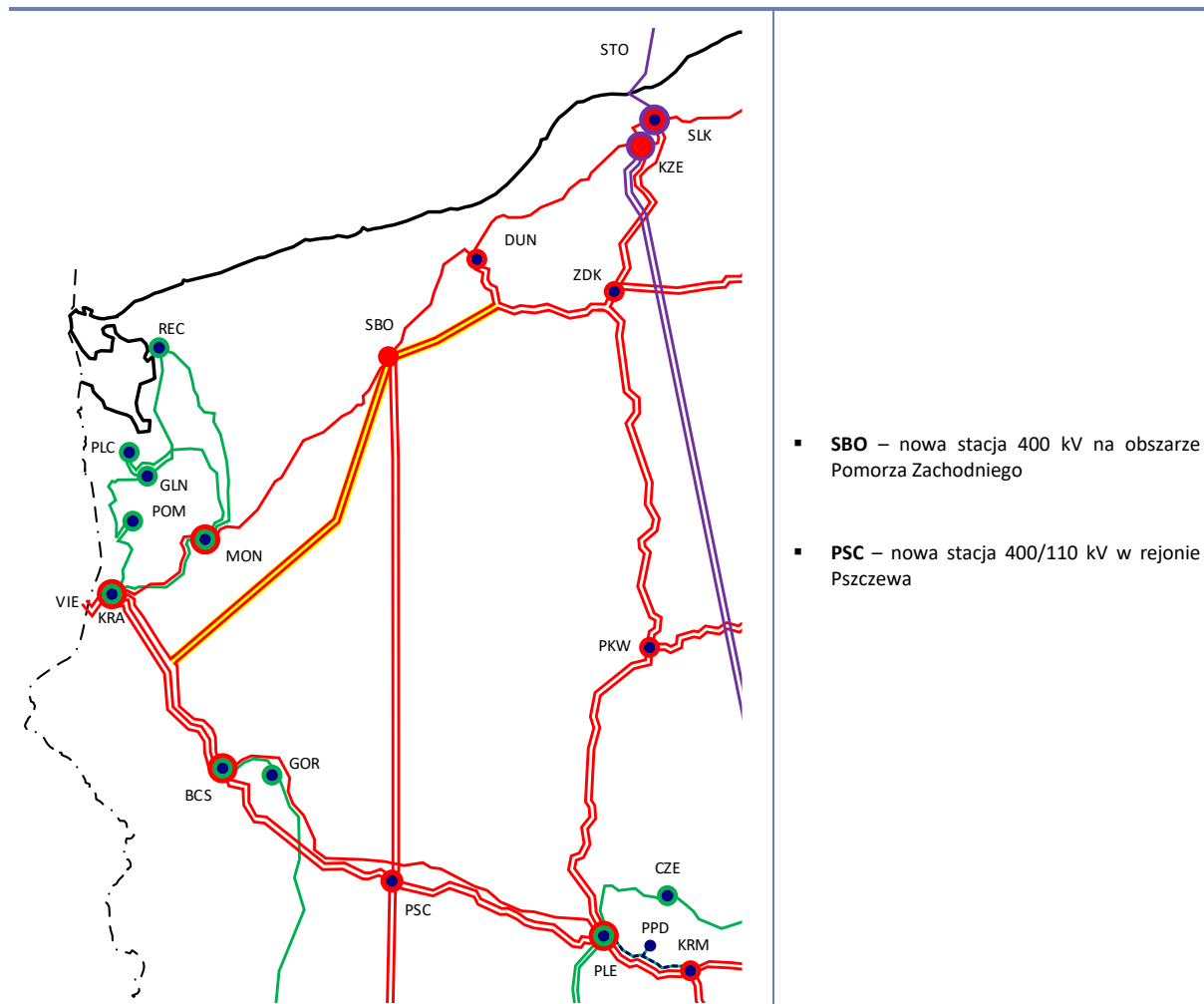
W ramach prac nad niniejszym planem rozwoju opracowano koncepcję rozwoju sieci przesyłowej zapewniającej integrację z systemem elektroenergetycznym pełnego wolumenu mocy MFW na poziomie określonym w ustawie, przyjmując jednocześnie, że większość nowej mocy zlokalizowana zostanie na terenie ławicy Odrzanej i będzie przyłączona do nowej stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na terenie Pomorza Zachodniego. Przyjęty w zasadniczej części planu sposób powiązania tej stacji z systemem na poziomie napięcia 400 kV

obejmujący wprowadzenie do niej linii Morzyczyn – Dunowo oraz budowę linii do nowej stacji w rejonie Poznania umożliwi wyprowadzenie mocy z tej stacji na łącznym poziomie ok. 2,5 – 3 GW.

Osiągnięcie potencjału zdolności wytwórczych MFW w tej stacji na poziomie 4,6 GW będzie wymagało dodatkowej rozbudowy sieci przesyłowej w północno-zachodniej części, tj. nowych dwutorowych linii 400 kV w relacji od nowej stacji na terenie Pomorza Zachodniego (SBO) do nacięcia linii Dunowo – Piła Krzewina (ok. 70 km) oraz od nowej stacji na obszarze Pomorza Zachodniego (SBO) do nacięcia linii Krajnik – Baczyna (ok. 140 km). Planowane łączne nakłady na realizację tej inwestycji wynoszą ok. 1,3 mld złotych.

Na rysunku rys. 8-1 przedstawiono koncepcję rozwoju KSP wymaganej do przyłączenia i wyprowadzenia pełnej mocy MFW zlokalizowanych na terenie zachodniej części Morza Bałtyckiego.

Rys. 8-1 Inwestycje sieciowe wymagane do przyłączenia i wyprowadzenia dodatkowej mocy MFW



Realizacja zadań inwestycyjnych w zakresie rozbudowy sieci elektroenergetycznej określonych w rozdziale 5 niniejszego dokumentu umożliwi przyłączenie do krajowej sieci przesyłowej (KSP) 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 (PPEJ) łączna moc planowanych do wybudowania elektrowni jądrowych wynosi ok. 6-9 GW. Pierwszy blok w technologii jądrowej ma zostać oddany do eksploatacji w 2033 roku. Kolejne jednostki mają być oddawane do eksploatacji co dwa lata do 2043 roku.

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 Lubiato-Kopalino. Lokalizacja ta została wybrana w wyniku szczegółowych badań środowiskowych i lokalizacyjnych. W lokalizacji planuje się uruchomienie maksymalnie trzech bloków elektrowni jądrowej w następujących latach: 2033, 2035 i 2037. 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.

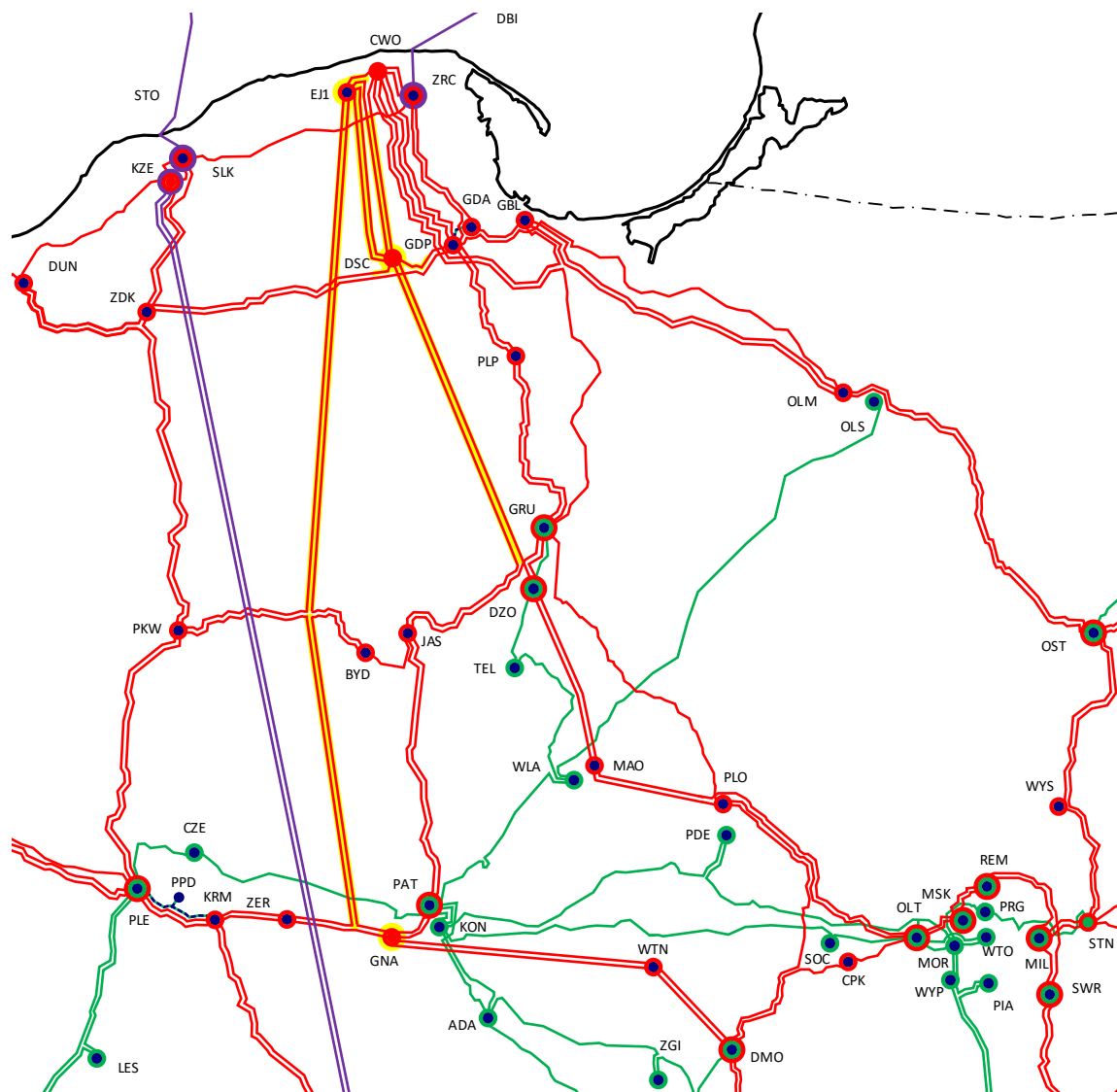
W związku z powyższym w niniejszym planie rozwoju uwzględniono inwestycje sieciowe, których realizacja wymagana jest do przyłączenia i wyprowadzenia mocy z trzech bloków jądrowych. Realizacja tych inwestycji obejmuje dwie fazy:

- **Faza 1** (przyłączenie pierwszego bloku elektrowni jądrowej):
 - budowa nowej stacji 400 kV na obszarze Pomorza Gdańskiego (EJ1) stanowiącej miejsce przyłączenia elektrowni jądrowej,
 - budowa linii 400 kV od nowej stacji EJ1 do stacji Choczewo,
 - budowa nowej stacji 400 kV na zachód od Trójmiasta (DSC), do której wprowadzone zostaną:
 - nowa dwutorowa linia 400 kV od stacji EJ1,
 - dwa tory nowej linii 400 kV z kierunków EJ1 oraz Choczewo (odcinek dwutorowej linii od istniejącej linii 400 kV Słupsk – Żarnowiec do stacji Choczewo planowany jest do wybudowania w ramach odrębnego zadania),
 - istniejąca linia 400 kV Żydowo Kierzkowo – Gdańsk Przyjaźń,
 - nowa dwutorowa linia 400 kV od nacięcia istniejącej linii 400 kV Grudziądz Węgrowo – Jasiniec.
- **Faza 2** (przyłączenie drugiego i trzeciego bloku elektrowni jądrowej):
 - budowa nowej stacji 400 kV w rejonie Konina (GNA) wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Kromolice – Pątnów,
 - budowa linii 400 kV od nowej stacji EJ1 do nacięcia linii Kromolice – Pątnów oraz utworzenie relacji:
 - od nowej stacji EJ1 do nacięcia linii 400 kV Bydgoszcz Zachód – Piła Krzewina (EJ1-Bydgoszcz Zachód i EJ1-Piła Krzewina),
 - od nacięcia linii 400 kV Bydgoszcz Zachód – Piła Krzewina do nacięcia linii 400 kV Kromolice – Pątnów (Bydgoszcz Zachód – GNA i Piła Krzewina – Kromolice lub ZER).

Planowane łączne nakłady na realizację powyższych inwestycji sieciowych wynoszą ok. 4,3 mld złotych.

Na rys. 9-1 przedstawiono poglądową lokalizację nowych stacji elektroenergetycznych oraz nowe relacje liniowe.

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



- **EJ1** – nowa stacja 400/110 kV stanowiąca miejsce przyłączenia bloków elektrowni jądrowej
- **DSC** – nowa stacja 400 kV na zachód od Trójmiasta
- **GNA** – nowa stacja 400 kV w rejonie Konina
- **DZO** – nowa stacja 400/110 kV w rejonie Torunia

W rozdziale 5 przedstawiającym planowane przez PSE S.A. zadania inwestycyjne wskazano, między innymi, terminy zakończenia ich realizacji. Biorąc pod uwagę, że terminy te oznaczają rok ostatecznego zakończenia inwestycji od strony formalnej, natomiast efekt systemowy danej inwestycji w postaci fizycznego uruchomienia linii lub stacji osiągany jest zazwyczaj wcześniej, poniżej przedstawiono uszczegółowienie harmonogramu w zakresie zadań dedykowanych przyłączeniu elektrowni jądrowej, w którym ujęto również datę przekazania do eksploatacji.

Tab. 9.1 Zadania inwestycyjne dedykowane EJ

Numer zadania inwestycyjnego	Nazwa zadania inwestycyjnego	Rok rozpoczęcia	Rok uruchomienia	Rok zakończenia
Faza 1				
III.33	Budowa nowej stacji 400 kV na obszarze Pomorza Gdańskiego (Elektrownia Jądrowa)	2022	2031	2031
III.32	Budowa nowej stacji 400 kV w rejonie Trójmiasta wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Żydowo Kierzkowo-Gdańsk Przyjaźń	2022	2033	2034
III.34	Budowa dwóch linii 400 kV od nowej stacji na obszarze Pomorza Gdańskiego (Elektrownia Jądrowa) do nowej stacji w rejonie Trójmiasta	2022	2033	2034
III.35	Budowa linii 400 kV nowa stacja w rejonie Trójmiasta – nacięcie linii Grudziądz Węgrowo-Jasiniec	2022	2033	2034
Faza 2				
III.100	Budowa nowej stacji 400 kV w rejonie Konina wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Kromolice-Pątnów	2028	2033	2034
III.99	Budowa linii 400 kV od nowej stacji 400 kV na obszarze Pomorza Gdańskiego (Elektrownia Jądrowa) do nacięcia linii Kromolice-Pątnów	2028	2035	2036

W ostatnich latach obserwowany jest również wzrost zainteresowania jądrowymi jednostkami wytórczymi w technologii SMR (ang. Small Modular Reactor). Są to źródła energii elektrycznej oraz ciepłej, których moc wytórcza 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.

10 Analiza wystarczalności zasobów wytwórczych

10.1 Prognoza dotycząca stanu bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej na lata 2025–2040

Niniejszy rozdział przedstawia podsumowanie prac związanych z opracowaniem analizy wystarczalności zasobów wytwórczych w KSE w latach 2025-2040.

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

- LOLE - oczekiwany sumaryczny czas trwania deficytów mocy w rozpatrywanym okresie. Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Energii z dnia 18 lipca 2018 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym, wskaźnik ten jest standardem bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych i wynosi nie więcej niż 3 godziny w roku,
- EENS - oczekiwany wolumen energii niedostarczonej w wyniku deficytów mocy w rozpatrywanym okresie.

Wykonane analizy są metodycznie zgodne z pan-europejską analizą wystarczalności zasobów wytwórczych prowadzoną przez ENTSO-E, przy czym w zakresie czynników krajowych rozszerzono i rozwinięto zastosowane tam metody.

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

- terminy oddawania do eksploatacji obecnie budowanych konwencjonalnych jednostek wytwórczych,
- harmonogramy postojów remontowych jednostek wytwórczych,
- dostępność paliwa dla konwencjonalnych jednostek wytwórczych w perspektywie krótko i średnioterminowej,
- tempo rozwoju nowych mocy w źródłach odnawialnych,
- techniczne możliwości wykorzystywania mocy połączeń transgranicznych.

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

10.2 Założenia do przeprowadzonej analizy

Zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną

Na potrzeby analizy wystarczalności zasobów wytwórczych projekcję zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w KSE do roku 2040 założono na podstawie prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną wykonanej na bazie przewidywanego zużycia energii finalnej w Polsce w perspektywie długoterminowej.

Wielkości zdolności wytwórczych

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

- przeprowadzonej na przełomie lat 2023 i 2024 ankietyzacji krajowych przedsiębiorstw energetycznych i inwestorów planujących budowę nowych konwencjonalnych jednostek wytwórczych,
- informacji przekazanych przez sektor wytwórczy dotyczących remontów planowanych dla konwencjonalnych jednostek wytwórczych oraz elektrowni szczytowo-pompowych na lata 2025-2026 (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.

W analizie wystarczalności zasobów wytwórczych przyjęto:

- wycofania konwencjonalnych jednostek wytwórczych wynikające z deklaracji sektora wytwórczego zgodnie z wariantem pesymistycznym zakładającym brak rentowności jednostek opalanych węglem po 1 lipca 2025 r.,
- oddanie do eksploatacji nowych jednostek konwencjonalnych i magazynów energii, które posiadają zawartą umowę mocową na rynku mocy,

oraz nie uwzględniono bloków jądrowych.

W zakresie rozwoju odnawialnych źródeł energii na lądzie, prognozy ich mocy osiągalnych w poszczególnych latach zostały oszacowane na podstawie m.in. wyników aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z OZE przeprowadzonych do roku 2023 włącznie. Założono stopniowy rozwój lądowych OZE do poziomu mocy 55,4 GW (w tym 36 GW źródeł fotowoltaicznych i 16,9 GW lądowych źródeł wiatrowych) w 2034 r. oraz 67,4 GW (w tym 45 GW źródeł fotowoltaicznych i 19,9 GW lądowych źródeł wiatrowych) w 2040 r.

W zakresie rozwoju morskich elektrowni wiatrowych założono oddanie pierwszych instalacji do eksploatacji od 2026 r. i stopniowy rozwój do poziomu mocy 10,9 GW w 2034 r. oraz 17,9 GW w 2040 r. Daty przyłączenia konkretnych obiektów przyjęto zgodnie z deklaracjami inwestorów i harmonogramami inwestycji w ramach procesu przyłączeniowego tych jednostek.

Zastosowanie powyższego podejścia w zakresie nowych jednostek, pozwala na przedstawienie wyników analizy wystarczalności zasobów wytwórczych w sytuacji, gdy nie będą podejmowane dalsze działania dla odbudowy i rozwoju wolumenu mocy wytwórczej jednostek konwencjonalnych, w tym jądrowych w KSE. Ma to na celu zobrazowanie skali potencjalnych wyzwań w zakresie budowy nowych mocy.

Scenariusze lat klimatycznych

KSE jest coraz bardziej czuły na zmiany warunków pogodowych. Aby realistycznie przewidzieć możliwe przyszłe zdarzenia mające wpływ na sytuację bilansową, konieczne jest uwzględnienie danych obejmujących szeroki zakres możliwych kombinacji, uwzględniających zarówno warunki klimatyczne "normalne" jak i "skrajne".

Wykonana analiza bazuje na metodzie lat klimatycznych ENTSO-E, wykorzystywanej przy tworzeniu m.in. raportów ERAA (ang. European Resource Adequacy Assessment – ocena wystarczalności zasobów na poziomie europejskim) i planów TYNDP (ang. Ten-Year Network Development Plan – dziesięcioletni plan rozwoju sieci o zasięgu wspólnotowym). Metoda ta pozwala na odwzorowanie w przyszłości zmiennych warunków pogodowych obserwowanych w ubiegłych latach. Każdy rok klimatyczny charakteryzuje się współzależnymi

parametrami określającymi m.in. wietrzność, nasłonecznienie i temperaturę zewnętrzną, co umożliwia symulację pracy KSE z uwzględnieniem korelacji występowania tych zjawisk.

Analizę przeprowadzono z wykorzystaniem pełnej dostępnej bazy danych lat klimatycznych, tj. uwzględniono profile godzinowe wynikające z 38 lat klimatycznych dla okresu 1982-2019.

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 w oparciu o dane historyczne generacji tych źródeł. Dla jednostek zawodowych wyznaczono krzywe termosensytywności opisujące relację obciążenia w funkcji temperatury. Dla każdego miesiąca w roku zastosowano odrębną krzywą termosensytywności.

Dane dostosowano do wykorzystywanej w modelu granulacji godzinowej. Otrzymano krzywe charakteryzujące pracę jednostek dla poszczególnych lat klimatycznych w postaci współczynników uwzględniających zarówno remonty planowe jak i awarie.

Profile pracy OZE

Profile pracy farm wiatrowych lądowych i morskich oraz źródeł fotowoltaicznych wykorzystane w obliczeniach powstały w oparciu o bazę danych ENTSO-E tj. dedykowaną bazę danych klimatycznych – Pan-European Climatic Database (PECD). Dla każdej z powyższych technologii, zastosowano godzinowy profil wykorzystania mocy zainstalowanej, odpowiadający warunkom pogodowym, odpowiednio: wietrzności lub nasłonecznienia w rozpatrywanych latach klimatycznych (1982-2019).

W celu uwzględnienia rozwoju technologii lądowych i morskich elektrowni wiatrowych oraz elektrowni fotowoltaicznych w analizowanym okresie 2025-2040, godzinowe profile współczynników wykorzystania mocy zostały skorygowane w funkcji prognozowanego postępu technologicznego dla instalacji planowanych oraz degradacji istniejących urządzeń. Powyższe przełożyło się na zmianę wartości średniorocznych współczynników wykorzystania mocy względem bazy PECD.

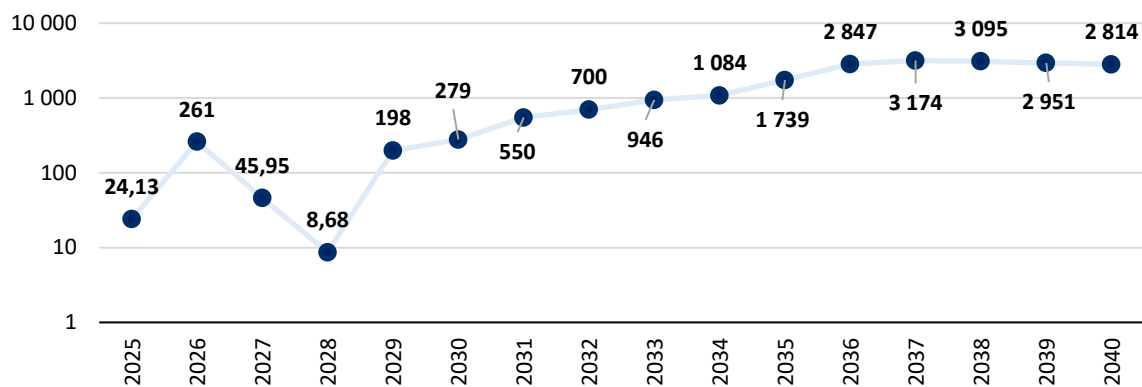
Wymiana transgraniczna

Jednym z celów krajowej analizy wystarczalności zasobów wytwórczych jest wskazanie ewentualnego, wymaganego wolumenu wymiany transgranicznej, potrzebnej w celu spełnienia wskaźników wystarczalności zasobów wytwórczych w KSE. Dlatego obliczenia wykonano bez uwzględniania mocy dostępnej w ramach połączeń transgranicznych. 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.

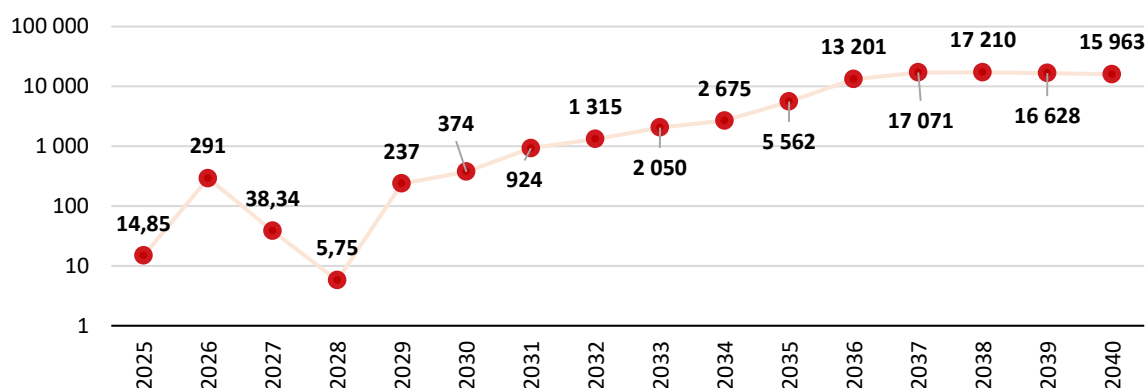
Wyniki analizy wystarczalności

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

Rys. 10-1 Średnie wartości wskaźnika LOLE [h/rok] w latach 2025–2040



Rys. 10-2 Średnie wartości wskaźnika EENS [GWh/rok] w latach 2025–2040



Tab. 10.1 Wartości minimalne, średnie i maksymalne wskaźników LOLE oraz EENS w latach 2025–2040

Wartości wskaźników LOLE i EENS																
Rok	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
LOLE [h]																
Minimum (CY82-19)	6,73	138	10,35	0,59	73,43	100	255	373	585	704	1 298	2 381	2 694	2 609	2 475	2 349
Średnia (CY82-19)	24,13	261	45,95	8,68	198	279	550	700	946	1 084	1 739	2 847	3 174	3 095	2 951	2 814
Maksimum (CY82-19)	55,91	374	97,00	33,80	332	446	820	1 009	1 332	1 503	2 380	3 616	3 947	3 861	3 710	3 564
EENS [GWh]																
Minimum (CY82-19)	2,98	107	5,46	0,23	77,63	122	338	521	929	1 285	3 288	9 303	12 487	12 535	11 980	11 401
Średnia (CY82-19)	14,85	291	38,34	5,75	237	374	924	1 315	2 050	2 675	5 562	13 201	17 071	17 210	16 628	15 963
Maksimum (CY82-19)	40,33	520	102	33,04	459	688	1 546	2 110	3 163	3 969	7 983	18 133	23 069	23 293	22 635	21 880

Należy zaznaczyć, że maksymalna wartość wskaźnika LOLE, rozumianego jako wartość dla krytycznego roku klimatycznego, jest istotnie większa od średniej z lat klimatycznych 1982-2019. Ta zależność obrazuje nam możliwość wystąpienia w przyszłych latach niekorzystnych warunków pogodowych.

10.3 Wymagana dodatkowa moc dyspozycyjna

Dla uzyskanych wyników oszacowano wymaganą dodatkową moc dyspozycyjną celem spełnienia wskaźników wystarczalności zasobów wytwórczych. Jako standard bezpieczeństwa przyjęto spełnienie warunku utrzymania średniej wartości wskaźnika LOLE z lat klimatycznych 1982-2019 na poziomie nie większym niż 3 godziny w roku.

Tab. 10.2 Wymagana dodatkowa moc dyspozycyjna netto w KSE [MW]

2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1 400	4 200	2 200	800	4 200	4 800	6 400	7 200	8 400	9 400	11 600	15 400	17 000	17 400	17 800	18 000

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

- wzrost tempa transformacji energetycznej, szybszy niż założono wzrost zapotrzebowania na energię i moc oraz plany realizacji wielkich inwestycji przemysłowych na obszarach specjalnych stref ekonomicznych,
- wystąpienie skrajnie niekorzystnych warunków klimatycznych w przyszłych latach,
- niepewność co do terminowej realizacji inwestycji zakontraktowanych w ramach rynku mocy,
- niepewność co do terminów trwałych odstawień 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 – wg wiedzy PSE S.A. na istotnie zaawansowanych etapach koncepcyjnych i przygotowawczych są obecnie projekty o łącznej mocy powyżej 3 GW,
- przedłużanie eksploatacji istniejących jednostek węglowych, w tym wykorzystanie możliwości organizacji dodatkowych aukcji mocy uwzględniających jednostki niespełniające limitu emisji dla okresu od 1 lipca 2025 r. do 31 grudnia 2028 r.,
- nowe magazyny energii, w różnych technologiach oraz towarzyszący im dalszy rozwój OZE,
- nowe elektrownie biomasowe i biogazowe,
- w latach 30-tych wielkoskalowe elektrownie jądrowe, a także modułowe reaktory jądrowe o mocy jednostkowej ok. 300 MW,
- 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 ograniczania popytu, np. usługi typu DSR, w odpowiedzi na występowanie warunków skrajnych i zdarzeń ekstremalnych.