



Minister Klimatu i Środowiska

SPRAWOZDANIE Z WYNIKÓW MONITOROWANIA BEZPIECZEŃSTWA DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

za okres od dnia 1 stycznia 2019 r. do dnia 31 grudnia 2020 r.



Warszawa, lipiec 2021 r.

Spis treści

WSTĘP	4
Wnioski	9
1. Prognoza równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię w kolejnych 5 latach oraz możliwości równoważenia dostaw w okresie od 5 lat do co najmniej 15 lat, licząc od dnia sporządzenia sprawozdania.....	13
1.1. Zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną	13
1.1.1. Zapotrzebowanie na energię elektryczną	14
1.1.2. Zapotrzebowanie na energię elektryczną	15
1.2. Wielkości zdolności wytwórczych	16
1.2.1. JWCD ciepłe	17
1.2.2. nJWCD zawodowe	17
1.2.3. nJWCD przemysłowe	17
1.2.4. Elektrownie wiatrowe	18
1.2.5. Elektrownie fotowoltaiczne	18
1.2.6. Źródła na biomasę i biogaz.....	18
1.2.7. Elektrownie wodne przepływowe	18
1.2.8. Elektrownie szczytowo-pompowe.....	18
1.2.9. Energetyka jądrowa	18
1.3. Metodyka analiz bilansowych	19
1.3.1. Scenariusze lat klimatycznych.....	19
1.3.2. Remonty JWCD.....	19
1.3.3. Profile pracy nJWCD.....	19
1.3.4. Profile pracy OZE.....	19
1.3.5. Wymiana transgraniczna	20
1.3.6. Praca DSR	20
<i>W analizie wystarczalności zasobów wytwórczych nie uwzględniono pracy DSR. Wobec małych jak dotychczas doświadczeń operacyjnych DSR traktowany jest jako potencjalny, dodatkowy, środek zaradczy.</i>	20
1.3.7. Analiza bilansowa.....	20
1.3.8. Metoda oceny niezawodności systemu elektroenergetycznego.....	20
1.4. Wyniki przeprowadzonych analiz	21
1.4.1. Wyniki analizy niezawodności systemu elektroenergetycznego – scenariusz optymistyczny.....	21
1.4.1.1. Wskaźniki wystarczalności zasobów wytwórczych dla scenariusza optymistycznego – przy uwzględnieniu braku odtwarzania mocy nJWCD ciepłych	21
1.4.1.2. Wskaźniki wystarczalności zasobów wytwórczych dla scenariusza optymistycznego – z uwzględnieniem odtwarzania mocy nJWCD ciepłych	22
1.4.2. Wyniki analizy niezawodności systemu elektroenergetycznego – scenariusz pesymistyczny.....	23
1.4.2.1. Wskaźniki wystarczalności zasobów wytwórczych dla scenariusza pesymistycznego – przy uwzględnieniu braku odtwarzania mocy nJWCD ciepłych	24
1.4.2.2. Wskaźniki wystarczalności zasobów wytwórczych dla scenariusza pesymistycznego – z uwzględnieniem odtwarzania mocy nJWCD ciepłych	25
1.4.3. Wyniki analizy niezawodności systemu elektroenergetycznego – wymagana dodatkowa nadwyżka mocy celem spełnienia założonego standardu bezpieczeństwa	26
1.5. Podsumowanie.....	26
2. Bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznej w latach 2019-2020	27
2.1. Bezpieczeństwo pracy sieci	27
2.2. Zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w latach 2019–2020	31
3. Źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną oraz możliwości dysponowania tymi źródłami	33
3.1. Krajowi wytwórcy energii elektrycznej.....	33
3.2. Wymiana energii elektrycznej z zagranicą	36
3.3. Wyzwania związane z kierunkami zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną.....	38
4. Stan infrastruktury technicznej sektora elektroenergetycznego	40

4.1.	Podsektor wytwarzania.....	40
4.2.	Podsektor przesyłu.....	46
4.3.	Podsektor dystrybucji	50
5.	Działania podejmowane dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz postępowanie w przypadku niedoborów jej dostaw.....	54
5.1.	Postępowanie w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.....	54
5.2.	Zarządzanie transgranicznymi przepływami energii elektrycznej w systemie przesyłowym.....	55
	5.2.1. Umowy międzyoperatorskie związane z prowadzeniem ruchu systemów, w tym umowy dotyczące pomocy awaryjnej (umowy dwustronne i wielostronne)	55
	5.2.2. Umowy wielostronne wykorzystywane w sytuacjach awaryjnych (dot. pomocy awaryjnej)	56
	5.2.3. Umowy związane z działaniem połączonych rynków energii	57
	5.2.4. TSO Security Cooperation (TSC).....	61
	5.2.5. Współpraca w ramach RSC / RCC.....	62
	5.2.5. Funkcjonowanie fizycznych przesuwników fazowych i międzyoperatorskie działania zaradcze.....	62
5.3.	Inne działania OSP dotyczące interwencyjnych dostaw energii elektrycznej	65
	5.3.1. Zakup rezerwy interwencyjnej zimnej	65
	5.3.2. Możliwości zarządzania stroną popytową.....	70
	5.3.3. Bieżące operatorskie środki zaradcze	73
	5.3.4. Pozostałe działania podejmowane dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw.....	73
6.	Planowane lub będące w budowie nowe moce wytwórcze energii elektrycznej.....	75
7.	Zamierzenia inwestycyjne w okresie najbliższych co najmniej 5 lat, w odniesieniu do zapewnienia zdolności przesyłowych połączeń międzysystemowych oraz linii elektroenergetycznych wewnętrznych, wpływające w sposób istotny na pokrycie bieżącego i przewidywanego zapotrzebowania kraju na energię elektryczną oraz na zdolności przesyłowe połączeń międzysystemowych.....	78
7.1.	Rozwój sieci przesyłowej	78
7.2.	Stan obecny połączeń transgranicznych	85
7.3.	Zasady zarządzania transgranicznymi ograniczeniami przesyłowymi	86
	7.3.1. Połączenia transgraniczne synchroniczne	86
	7.3.2. Połączenia transgraniczne asynchroniczne	87
	7.3.3. Alokacja zdolności przesyłowych – planowane modyfikacje.....	88
7.4.	Zamierzenia inwestycyjne w zakresie połączeń transgranicznych	88
	7.4.1. Zasady zarządzania transgranicznymi ograniczeniami przesyłowymi	88
	7.4.2. Połączenie Polska – Ukraina	90
	7.4.3. Połączenie Polska – Białoruś.....	90
	7.4.4. Połączenia Polska – Niemcy.....	90
	7.4.5. Połączenia Polska – Czechy.....	92
8.	Ocena funkcjonowania rynku mocy, o którym mowa w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy	93
8.1.	Certyfikacja ogólna.....	93
8.2.	Certyfikacja do aukcji głównych	94
8.3.	Certyfikacje do aukcji dodatkowych	95
8.4.	Aukcje główne.....	95
8.5.	Aukcje dodatkowe	97
8.6.	Łączna wielkość obowiązków mocowych.....	97

WSTĘP

Szanowni Państwo,

miniony rok postawił przed nami wiele wyzwań związanych z wybuchem epidemii COVID-19, które nie ominęły również sektora elektroenergetycznego. Niemniej, dzięki podejmowaniu stanowczych działań oraz bliskiej współpracy administracji publicznej z przedsiębiorstwami elektroenergetycznymi, udało się przełamać wszystkie zagrożenia, bez znaczących zakłóceń dla funkcjonowania rynku. Wierzę, że poprzedni rok stanowił dowód na rosnącą płynność i odporność polskiego rynku na zakłócenia, a tym samym potwierdził skuteczność podejmowanych przez administrację publiczną działań w tym zakresie.

Na Państwa ręce przekazuję *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2019 r. do dnia 31 grudnia 2020 r.*, które stanowi podsumowanie najważniejszych informacji i wydarzeń w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Pokładam nadzieję, że po lekturze niniejszego dokumentu uzyskają Państwo przekonanie, że podejmowane przez administrację publiczną działania przyczyniają się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego Polski oraz odpowiadają na rosnące wyzwania lokalne, regionalne oraz światowe, takie jak transformacja energetyczna czy pandemia groźnego wirusa.

Sprawozdanie stanowi również ważny dokument pokazujący czego można spodziewać się w latach następnych. Jest to obecnie szczególnie ważne, ponieważ polski sektor elektroenergetyczny znajduje się w przełomowym momencie, związanym przed wszystkim z transformacją energetyczną zgodnie z uzgodnioną na szczeblu europejskim strategią osiągnięcia neutralności klimatycznej. Polski sektor elektroenergetyczny będzie miał kluczową rolę do odegrania w tej transformacji. W następnych latach, oczekiwane jest w zakresie wytwarzania energii emetycznej stopniowe odchodzenie od technologii węglowych w kierunku nowych niskoemisyjnych technologii wytwarzania energii elektrycznej.

Równocześnie w związku z rozwojem polskiej gospodarki zauważalny jest wzrost zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Dla zaspokojenia rosnącego zapotrzebowania, kontynuowany będzie ambitny program rozbudowy krajowych zdolności wytwórczych w parciu o odnawialne źródła energii oraz źródła niskoemisyjne oparte o paliwa gazowe i energetykę jądrową, które będą zastępować funkcjonujące obecnie węglowe źródła wytwórcze.

Transformacji podlega nie tylko sektor wytwarzania energii elektrycznej ale również przesył i dystrybucja energii elektrycznej, które muszą sprostać wyzwaniom związanym z rozwojem energetyki producenckiej i związanej z tym integracji niestabilnych odnawialnych źródeł energii z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym.

Niniejsze Sprawozdanie całościowo odnosi się do stanu polskiego sektora elektroenergetycznego, opierając się przy tym na danych zebranych zarówno przez organy administracji publicznej, takie jak Minister Klimatu i Środowiska czy Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, jak również od spółek działających na rynku energii elektrycznej w Polsce. Tym bardziej cieszę się, że wnioski wyciągnięte z analizy tych danych pozwalają z optymizmem patrzeć na zdolność tego sektora do zmierzenia się z nowymi wyzwaniami.

Życzę Państwu miłej lektury,



Podstawę prawną do sporządzenia niniejszego sprawozdania stanowi art. 15b ust. 3-8 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (t. j., Dz. U. z 2021 r. poz. 716, z późn. zm.).

Sprawozdanie zawiera informacje obejmujące okres lat 2019 i 2020, a jego przedmiotem są w szczególności informacje dotyczące:

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

Ważniejsze skróty i symbole:

ACER	(ang. <i>Agency for Cooperation of Energy Regulators</i>) Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki
ARE S.A.	Agencja Rynku Energii S.A.
BAT	Konkluzje BAT (ang. <i>Best Available Techniques</i>) – dokument sporządzony na podstawie dokumentu BREF, przyjmowany przez Komisję Europejską i publikowany w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej, formułujący wnioski dotyczące najlepszych dostępnych technik, ich opisu, informacji służącej ocenie ich przydatności oraz wielkości emisji powiązanych z najlepszymi dostępnymi technikami
BREF	Dokument referencyjny sporządzony dla określonego rodzaju działalności i opisujący w szczególności stosowane techniki, aktualne wielkości emisji i zużycia, techniki uwzględniane przy okazji ustalania najlepszych dostępnych technik, a także opisujący konkluzje BAT oraz wszelkie nowe techniki
CACM	–Wytyczne Komisji Europejskiej dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (ang. <i>Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management</i>) wprowadzone Rozporządzeniem KE (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (DZ. U. UE L197/24, 25.07.2015 r.)
CORE CCR	Region wyznaczania zdolności przesyłowych, obejmujący obszar państw Europy Środkowo-Zachodniej i Środkowo-Wschodniej (Austrii, Belgii, Chorwacji, Czech, Francji, Niemiec, Węgier, Luksemburga, Holandii, Polski, Rumunii, Słowacji i Słowenii)
CEE	Region Europy Środkowo-Wschodniej
DECYZJA NR 1364/2006	Decyzja NR 1364/2006/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 6 września 2006 r. ustanawiająca wytyczne dla transeuropejskich sieci energetycznych oraz uchylająca decyzję 96/391/WE i decyzję nr 1229/2003/WE
Day-Ahead Market	Rynek Dnia Następnego – jest rynkiem kasowym (spot) dla energii elektrycznej, na którym w wyniku zawartych transakcji zawieranych z terminem realizacji na następną dobę, następuje fizyczna dostawa energii elektrycznej. Transakcje mogą dotyczyć zarówno wymiany wewnątrz danego obszaru rynkowego, jak i wymiany transgranicznej, w ramach dostępnych międzyobszarowych zdolności przesyłowych
DSR	<i>Demand Side Response</i> – rodzaj działalności prowadzonej na rynku energii elektrycznej polegającej na zmianie zapotrzebowania na energię elektryczną przez odbiorcę końcowego w zależności od wysyłanego sygnału (np. cenowego); może mieć formę usługi systemowej dostarczanej przez podmiot rynkowy na rzecz OSP i pozwalającej OSP na bilansowanie systemu elektroenergetycznego poprzez redukcję zapotrzebowania na moc przez odbiorców końcowych, w ramach zawartych umów dwustronnych
EENS	(ang. <i>Expected Energy Not Supplied</i>) oczekiwana wielkość/ilość niedostarczonej energii odbiorcom, wynikająca z zapotrzebowania przewyższającego zdolność wytwórczą systemu
ENTSO-E	(ang. <i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i>) Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej
Explicit Auction	Aukcja explicit – aukcja, w której uczestnicy w trybie przetargowym nabywają prawo do korzystania ze zdolności przesyłowych na konkretnym przekroju lub granicy obszaru rynkowego, bez względu na to, czy dysponują kontraktem handlowym kupna (sprzedaży) samej energii; tj. dochodzi do osobnego nabywania zdolności przesyłowych oraz energii elektrycznej
Flow-Based Allocation (FBA)	Metodyka wyznaczania i alokacji zdolności przesyłowych między obszarami rynkowymi z uwzględnieniem fizycznych przepływów energii elektrycznej

Flow-Based Market Coupling	Mechanizm łączenia rynków (<i>market coupling</i>) funkcjonujący w oparciu o zdolności przesyłowe wyznaczone zgodnie z metodyką FBA.
IGCC	integrated gasification combined cycle - technologia bloku gazowo-parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa
Implicit Auction	Aukcja implicit – zintegrowany obrót zdolnościami przesyłowymi i energią elektryczną ujawniający pełne koszty obydwu elementów kosztowych produkcji, tj. mocy i energii oraz kosztów ograniczeń
Intra-Day Market	Rynek Dnia Bieżącego – rynek kasowy (spot), na którym prowadzony jest obrót energią elektryczną w trybie handlu ciągłego na obszarze całej Unii Europejskiej, do jednej godziny przed czasem dostawy. Terminem realizacji dostawy jest bieżąca doba handlowa. Transakcje mogą dotyczyć zarówno wymiany wewnątrz danego obszaru rynkowego, jak i wymiany transgranicznej, w ramach dostępnych międzyobszarowych zdolności przesyłowych
IPS/UPS	(ang. <i>Integrated Power System / Unified Power System</i>) system energetyczny obejmujący swoim zasięgiem zsynchronizowane systemy elektroenergetyczne m.in. Ukrainy, Białorusi oraz Rosji (jako części państw byłego ZSRR) i który pracuje synchronicznie z obszarem państw bałtyckich
IRiESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
IRZ	Interwencyjna Rezerwa Zimna
JAO	(ang. <i>Joint Allocation Office S.A.</i>) Biuro Przetargowe do organizowania rezerwacji na zdolności przesyłowe w wymianie międzysystemowej
JWCD	Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane
nJWCD	Jednostki wytwórcze niebędące JWCD
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
kV	kilowolt – jednostka napięcia elektrycznego = 10^3 V
LOLE	(ang. <i>Loss of Load Expectation</i>) oczekiwana sumaryczna liczba godzin w danym okresie (np. roku), w którym zdolność wytwórcza nie zapewnia pokrycia zapotrzebowania w systemie elektroenergetycznym
LOLP	(ang. <i>Loss of Load Probability</i>) parametr, który określa prawdopodobieństwo wystąpienia sytuacji, w której zapotrzebowanie przekroczy zdolność wytwórczą systemu w danym okresie
Market Coupling (MC)	Mechanizm łączenia rynków; dotyczy on organizacji międzyobszarowego handlu energią elektryczną, na potrzeby wymiany handlowej pomiędzy obszarami rynkowymi realizowanej przez NEMO w procesie obrotu energią elektryczną na bazie ofert złożonych przez uczestników rynku oraz z wykorzystaniem zdolności przesyłowych wyznaczonych przez operatorów systemów przesyłowych
MRA	(ang. <i>Multilateral Remedial Actions</i>) wielostronne środki zaradcze; rodzaj działania podejmowanego przez OSP mający na celu zapewnienie stabilności działania sieci poprzez współpracę z OSP krajów sąsiednich
MRC	(ang. <i>Multi-Regional Coupling</i>) paneuropejski projekt integracji rynków <i>spot</i> energii elektrycznej
MVA	megawoltoamper – jednostka mocy znamionowej transformatorów = 10^6 VA
Mvar	megavar – jednostka mocy biernej = 10^6 Var
MW	megawat – jednostka mocy = 10^6 W
NEMO	(ang. <i>Nominated Electricity Market Operator</i>) Nominowani Operatorzy Rynku Energii, podmioty wyznaczone do wykonywania zadań związanych z funkcjonowaniem rynków dnia

	następnego i dnia bieżącego energii elektrycznej w Unii Europejskiej; funkcja jest przeważnie pełniona przez giełdy energii, w Polsce m.in. przez TGE S.A.
NTC	(ang. <i>Net Transfer Capacity</i>) metoda wyznaczania zdolności przesyłowych na granicach oparta na ich bilateralnym uzgadnianiu przez sąsiadujących operatorów systemów przesyłowych. Na ich podstawie przeprowadzane są aukcje na giełdach energii elektrycznej
GW	gigawat – jednostka mocy = 10^9 W
MWe	megawat elektryczny – jednostka mocy elektrycznej = 10^6 W
MWh	megawatogodzina - jednostka energii = 10^6 Wh
GWh	gigawatogodzina - jednostka energii = 10^9 Wh
TWh	terawatogodzina - jednostka energii = 10^{12} Wh
nN	niskie napięcie
NN	najwyższe napięcie
SN	średnie napięcie
WN	wysokie napięcie
OSD	operator systemu dystrybucyjnego
OSP	Operator Systemu Przesyłowego; w Polsce wyznaczono jednego OSP i funkcję tą pełną Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE S.A.)
OZE	odnawialne źródła energii
PEP 2040	Polityka energetyczna Polski do 2040 r.
PST	(ang. <i>phase shifting transformers</i>) przesuwniki fazowe
RG CE	(ang. <i>Regional Group Continental Europe</i>) Grupa regionalna Europy kontynentalnej, obejmująca OSP z byłego obszaru synchronicznego UCTE
SE	stacja elektroenergetyczna
Rozporządzenie UE 2019/743	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (wersja przekształcona) (Dz. U. UE L158/54, 14.06.2019 r.)
Rozporządzenie 714/2009	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (Dz. U. UE L211/15, 14.8.2009 r.)
SIDC	(ang. <i>single intraday coupling</i>) mechanizm jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego
SDAC	(ang. <i>single day-ahead coupling</i>) mechanizm jednolitego łączenia rynków dnia następnego
UE	Unia Europejska
URE	Urząd Regulacji Energetyki
uRM	Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. 2018 poz. 9, z późn. zm.) - określa organizację rynku mocy oraz zasady świadczenia usługi pozostawania w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do systemu elektroenergetycznego i dostarczania tej mocy do systemu w okresach zagrożenia
uPe	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997r. - Prawo energetyczne (tekst jednolity, Dz.U. z 2021 r. poz. 716 z późn. zm.)
TGE	Towarowa Giełda Energii S.A.
XBID	(ang. <i>Cross-Border Intraday (XBID)</i>) - mechanizm umożliwiający zawieranie transakcji handlowych na rynku energii elektrycznej w dobie bieżącej (<i>intra-day</i>)

Wnioski

1. W latach 2019-2020 nadwyżka mocy dostępnej dla OSP była wystarczająca dla pokrycia krajowego zapotrzebowania na moc elektryczną. Średnia wartość rezerwy mocy dostępnej dla OSP w okresie szczytu zapotrzebowania dni roboczych była w 2019 r. o 24,5% (szczyt poranny) i o 24,6% (szczyt wieczorny) wyższa w porównaniu z rokiem poprzednim. Natomiast w 2020 r. o 18,0% (szczyt poranny) i o 11,6% (szczyt wieczorny) wyższa w porównaniu z rokiem poprzednim.
2. Utrzymuje się tendencja do szybszego wzrostu zapotrzebowania na moc w okresie letnim niż zimowym spowodowana głównie wzrostem liczby wykorzystywanych urządzeń klimatyzacyjnych. W kolejnych latach należy liczyć się z pogarszaniem możliwości pozyskania wymaganego poziomu rezerwy mocy dostępnej dla OSP w szczytach zapotrzebowania na moc.
3. Od 14 marca 2020 r. obowiązywał w Polsce stan zagrożenia epidemicznego w związku z rozprzestrzenianiem się wirusa SARS-CoV-2. Dane od marca do początku maja 2020 r. łącznie wykazały kilku procentowy spadek zapotrzebowania na energię elektryczną w stosunku do okresu z przed pandemii oraz istotne zmiany kształtu krzywej zapotrzebowania na moc (spadek średniotygodniowego zapotrzebowania na moc w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym w 16 tygodniu 2020 r. do poziomu bliskiego 20 GW). Dla okresu od końca maja do grudnia 2020 r. następował stopniowy wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, co związane było z łagodzeniem obostrzeń gospodarczych w związku z pandemią COVID-19.
4. Produkcja energii elektrycznej w elektrowniach krajowych w 2019 r. zmalała o 6 447 GWh (około 3,9%) w porównaniu z rokiem 2018. Nastąpił spadek zużycia energii przez odbiorców krajowych, z 170 932 GWh w 2018 r. do 169 391 GWh w roku 2019. Wystąpił zauważalny wzrost produkcji energii elektrycznej w elektrowniach zawodowych ciepłych gazowych w stosunku do roku 2018 o 26,2%. Również w roku 2020 produkcja energii elektrycznej w elektrowniach krajowych w 2020 r. zmalała o 6 458 GWh (około 4,1%) w porównaniu z 2019, r. Wystąpił zauważalny wzrost produkcji energii elektrycznej w źródłach odnawialnych (głównie fotowoltaicznych), o 14,1% w stosunku do 2019, r., oraz w elektrowniach zawodowych ciepłych gazowych, o 15,1% w stosunku do 2019 r.
5. Moc osiągalna elektrowni gazowych na koniec 2020 r. wynosiła 2 763 MW, co stanowiło około 5,6% ogółu mocy osiągalnej w KSE. W stosunku do roku 2019 uległo zwiększeniu tempo wzrostu mocy osiągalnej źródeł odnawialnych, głównie w wyniku przyłączeń generacji fotowoltaicznej. Na koniec 2020 r. moc osiągalna źródeł odnawialnych wynosiła 10 057 MW, co stanowiło 20,5% mocy osiągalnej w KSE i oznaczało jej wzrost o 2 572 MW (o około 34,4%) w stosunku do roku ubiegłego (w 2019 roku w stosunku do roku 2018 wzrost mocy osiągalnej źródeł odnawialnych wynosił około 16,0%).
6. Ilość niedostarczonej energii elektrycznej w wyniku awarii sieciowych w sieci przesyłowej w 2019 r. oszacowano na 10,0 MWh, zaś w sieci dystrybucyjnej na 9,14 GWh. Łącznie ilość niedostarczonej energii elektrycznej w wyniku awarii sieciowych była o 1,87 GWh wyższa niż w 2018 r. Największe ograniczenia dostaw energii elektrycznej, związane z awariami sieciowymi w sieci dystrybucyjnej z powodu złych warunków atmosferycznych (gwałtownych wiatrów), wystąpiły w marcu 2019 r. i wynosiły 5,95 GWh.
7. Natomiast ilość niedostarczonej energii elektrycznej w wyniku awarii sieciowych w sieci przesyłowej w 2020 r. wyniosła 0 GWh, zaś w sieci dystrybucyjnej oszacowano je na 6,96 GWh. Łącznie ilość niedostarczonej energii elektrycznej w wyniku awarii sieciowych była o 2,18 GWh niższa w 2019 r. Największe ograniczenia dostaw energii elektrycznej, związane z awariami sieciowymi w sieci dystrybucyjnej z powodu złych warunków atmosferycznych (gwałtownych wiatrów), wystąpiły w lutym 2020 r. i wynosiły 2,72 GWh.
8. W latach 2019–2020 nie wystąpiły ograniczenia w poborze mocy ani wyłączenia odbiorców spowodowane brakiem mocy w KSE. Na podstawie analiz niezawodności pracy sieci oraz bilansów mocy KSE na poszczególnych etapach planowania i prowadzenia ruchu identyfikowano jedynie potencjalne zagrożenia bezpieczeństwa dostaw, tj. okresowe trudności w spełnieniu kryterium n-1 pracy sieci. Trudności te mogły występować w przypadku materializacji konkretnych zdarzeń

takich jak m.in. niedostępność konkretnych źródeł wytwórczych lub elementów sieci, ekstremalny poziom zapotrzebowania na moc lub temperatury otoczenia, czy wysoki poziom generacji w elektrowniach wiatrowych. Zidentyfikowane zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci były mitygowane za pomocą środków zaradczych dostępnych dla OSP. Ponadto są one adresowane w aktualnym Planie Rozwoju Sieci Przesyłowej oraz planach inwestycyjnych OSP.

9. W związku z rosnącym udziałem OZE w krajowym miksie energetycznym, szczególnie odnotowanego w latach 2019-2020 bardzo dynamicznego przyrostu mocy zainstalowanej w źródłach fotowoltaicznych, pogłębia się presja konkurencyjna na konwencjonalne źródła wytwórcze, czego przykładem był 27 grudnia 2020 r., dzień ze zmniejszonym zapotrzebowaniem na energię elektryczną i dużą generacją elektrowni wiatrowych, kiedy to wystąpiła rekordowa produkcja energii elektrycznej z OZE. W godzinach 11.00-12.00 farmy wiatrowe pracowały z mocą 5,2 GW, a fotowoltaika – 1 GW. Podobnie po południu farmy generowały 5,7 GW i chociaż nie było już istotnych dostaw energii ze słońca, to do dyspozycji nadal były elektrownie wodne. Razem OZE dostarczały ponad 7 GW mocy. Zaistniała w związku z tym potrzeba ograniczania generacji w elektrowniach węglowych. Ma to swoje znaczenie dla zapewniania bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego, ponieważ dla zapewnienia możliwości zbilansowania systemu w każdym momencie konieczne jest utrzymywanie odpowiednich poziomów rezerw mocy, które mogą być zapewniane przez jednostki wytwórcze o stabilnym profilu wytwarzania. W związku z tym, dla jednoczesnego zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego oraz zwiększania integracji w nim OZE, koniecznym będzie opracowanie mechanizmów wspierających pogodzenie tych dwóch potrzeb systemu. Dzięki takim mechanizmom możliwe będzie zapewnienie, że rozwój OZE w Polsce będzie odbywał się z zachowaniem efektywności ekonomicznej i technicznej.
10. W dniu 22 czerwca 2020 r. Krajowy System Elektroenergetyczny musiał się zmierzyć z bezprecedensowym wystąpieniem nieplanowanych ubytków mocy wytwórczych - historyczne maksimum wynoszące 5,7 GW. Najistotniejszą przyczyną wystąpienia trudnej sytuacji były intensywne opady deszczu, które doprowadziły do problemów z nawęglaniem bloków oraz do awarii urządzeń elektrycznych w tym instalacji wyprowadzenia mocy. Dodatkowo w tym samym czasie wystąpił szereg awarii losowych, które pogorszyły sytuację bilansową w systemie. Pomimo tak znaczących ubytków w mocy dyspozycyjnej, została zachowana ciągłość dostaw energii dla odbiorców energii elektrycznej. KSE zdał stress test - było to możliwe dzięki następującym okolicznościom:
 - obniżone zapotrzebowanie KSE w związku z utrzymującym się stanem epidemicznym,
 - wysoki poziom handlowego importu energii elektrycznej,
 - wykorzystanie pomocy awaryjnej z sąsiednich systemów,
 - sprawne działanie służb ruchowych PSE S.A. oraz wytwórców,
 - zwiększony poziom rezerw w krajowych elektrowniach konwencjonalnych.
11. Wyniki analiz bilansowych wskazują na możliwość występowania istotnych i zwiększających się z biegiem czasu niedoborów wymaganej nadwyżki mocy w KSE po 2025 r. Pierwsze poważne niedobory mogą wystąpić w rezultacie planowanych trwałych odstawień z eksploatacji JWCD ciepłych. Mając na uwadze powyższe konieczne jest zapewnienie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa zaopatrzenia odbiorców w energię elektryczną, w tym właściwych poziomów rezerw mocy w systemie poprzez zapewnienie warunków umożliwiających funkcjonowanie na rynku przede wszystkim nowym stabilnym i sterowalnym źródłom wytwórczym oraz stworzenie warunków zgodnych z unijnymi regułami zapewnienia adekwatności mocy wytwórczych, zachęcających do podejmowania niezbędnych inwestycji w zakresie generacji energii elektrycznej.
12. Materializacja scenariusza pesymistycznego wyłączeń źródeł wytwórczych oznacza brak zdolności do skutecznego bilansowania KSE i zwiększenie importu energii elektrycznej z sąsiednich systemów. Zastrzec przy tym należy, że poleganie na imporcie energii elektrycznej nie jest pewnym źródłem pokrycia bilansu KSE, gdyż energia z importu może nie być dostępna w okresach równoczesnego występowania problemów bilansowych w systemach europejskich, a ponadto jej dostępność jest limitowana możliwościami przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej pomiędzy systemami elektroenergetycznymi oraz wewnątrz nich. W rozpatrywanej perspektywie czasowej,

problemy bilansowe w krajach europejskich oraz jednoczesność ich występowania należy uznać za prawdopodobne.

13. Warunkiem koniecznym zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w horyzoncie najbliższych 5 lat, jest terminowe zakończenie rozpoczętych inwestycji. Na chwilę obecną większość inwestycji w nowe moce wytwórcze prowadzona jest zgodnie z harmonogramem. Do momentu oddawania do eksploatacji nowych jednostek wytwórczych, dodatkowych w stosunku do obecnie budowanych, nie należy odstawić istniejących źródeł wytwórczych. Ewentualne odstawienia obecnie eksploatowanych źródeł mogą następować w przypadku oddawania do eksploatacji ekwiwalentnej mocy dyspozycyjnej w stabilnych źródłach wytwórczych. Ze względu na długość i ryzyka procesów inwestycyjnych niezbędne jest niezwłoczne rozpoczęcie oraz szybka budowa nowych, stabilnych źródeł wytwarzania energii elektrycznej, które wypełnią lukę bilansową KSE w okresie do 2035 r. i latach późniejszych. Brak takich inwestycji wywoła skutek w postaci niezbilansowania mocy w KSE, co przełoży się na występowanie niedoborów mocy i w konsekwencji na przerwy w jej dostawach do krajowych odbiorców. Będzie się to wiązało również ze znaczącym wzrostem cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych. W skrajnych przypadkach może to grozić wystąpieniem awarii w funkcjonowaniu KSE.
14. Ze względu na skutki niezbilansowania mocy w KSE, dla bezpieczeństwa funkcjonowania KSE oraz funkcjonowania krajowej gospodarki, należy dążyć do poprawy sytuacji bilansowej KSE poprzez instrumenty regulacyjne, w tym systemy wsparcia oraz instrumenty finansowe (w tym fundusze UE). W szczególności należy zapobiec przedwczesnemu wycofaniu jednostek wytwórczych z eksploatacji, nieskoordynowanemu z oddawaniem do eksploatacji nowych źródeł, zapewnić realizację odpowiednich prac utrzymaniowych nastawionych na dalszą eksploatację tych źródeł, oraz przedsięwzięcie inwestycji w nowe moce wytwórcze.
15. W celu zapewnienia bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej w okresie do 2035 r., planowanym inwestycjom w nowe moce wytwórcze musi towarzyszyć skoordynowany rozwój infrastruktury sieciowej. Ma to szczególne znaczenie w związku z trwającym procesem transformacji sektora energii w celu znaczącego obniżenia emisyjności sektora (z perspektywą jego dekarbonizacji). Powoduje on szereg zmian strukturalnych w zapotrzebowaniu na energię i moc, miksie paliwowym i technologicznym, czy uwarunkowaniach pracy sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, tworząc szereg wyzwań dla funkcjonowania KSE. OSP adresuje te wyzwania m.in. poprzez działania inwestycyjne, których skala i zakres może istotnie wzrastać w kolejnych latach. Realizacja tych inwestycji jest uzależniona od szeregu czynników zewnętrznych i materializacji związanych z nimi ryzyk.
16. Ocena stanu technicznego stacji i linii NN oraz 110 kV przekracza poziom zadowalający, co oznacza prawidłowo prowadzone zabiegi eksploatacyjne i utrzymaniowe, w tym remontowe, przez operatorów sieciowych. Należy jednak wskazać na potrzebę podejmowania działań inwestycyjnych ukierunkowanych na zwiększenie obciążalności linii elektroenergetycznych (w tym linii 110 kV należących do OSD), co jest istotne w szczególności w okresach występowania wysokich temperatur oraz dynamicznego przyrostu mocy odnawialnych źródeł energii, w szczególności fotowoltaiki.
17. Jednakże największe wyzwania w zakresie modernizacji i wzmocnienia sieci elektroenergetycznych dotyczą obszaru działalności OSD oraz sieci poniżej napięcia 110kV, tj. sieci SN i nN. W związku z rozwojem energetyki rozproszonej, w tym głównie prosumenckiej, zmienia się charakter sieci dystrybucyjnej, która przestaje być siecią jednokierunkową, ponieważ coraz większe wolumeny energii elektrycznej dostarczane są do niej nie z kierunku wyższych napięć, ale od aktywnych odbiorców energii elektrycznej oraz od źródeł wytwórczych do niej przyłączonych. Aby energetyka rozproszona mogła się rozwijać, tak aby wykorzystywać lokalne zasoby na potrzeby lokalnych odbiorców, konieczne jest podjęcie przez OSD wzmocnionych działań inwestycyjnych oraz modernizacyjnych w celu dostosowania systemów dystrybucyjnych do nowych wyzwań.
18. Istotną rolę w kształtowaniu reguł funkcjonowania sektora elektroenergetycznego w latach 2019-2020 odegrał Minister Klimatu i Środowiska, jako minister właściwy do spraw energetyki:

- rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 11 listopada 2020 r. zmieniającym rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków systemu elektroenergetycznego (Dz. U. poz. 2026) w ramach I etapu wdrażania rynku od dnia 1 stycznia 2021 r., dostosowano zasady funkcjonowania rynku bilansującego energii elektrycznej regulacji Unii Europejskiej - rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158 z 14.6.2019 r., str. 54–124) oraz rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 213 z 28.11.2017 r. Nr 312, str. 6). Polski rynek bilansujący energii elektrycznej wymaga reformy zarówno ze względu na dostosowanie do wyżej wymienionych wymagań, jak i w szczególności ze względu na zobowiązania Rzeczypospolitej Polskiej wynikające z decyzji Komisji Europejskiej SA.46100 (2017/N) – Poland – Planned Polish capacity mechanism oraz z Planu wdrażania reform rynku energii elektrycznej opracowanego zgodnie z art. 20 rozporządzenia rynkowego.
- rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 13 listopada 2020 r. zmieniającym rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. poz. 2053), wprowadzono mechanizm tzw. konta regulacyjnego, jako instrumentu pozwalającego na wyrównywanie w taryfach operatorów systemów elektroenergetycznych różnic w osiągniętych faktycznie przychodach tych operatorów w stosunku do planowanych przychodów wynikających z zatwierdzonych dla nich taryf. Mechanizm ten jest szczególnie ważny nie tylko dla operatorów, ale również będzie korzystny także dla odbiorców energii elektrycznej, będzie bowiem pozwalał obniżyć cenę energii elektrycznej dla odbiorców końcowych w sytuacji gdy rzeczywiste przychody operatorów będą wyższe od planowanych.
- wdrożenie w 2018 r. rynku mocy, którego celem jest zapewnienie średnioterminowego i długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, było jedną z największych zmian w krajowej elektroenergetyce w ostatnich latach. Od 1 stycznia 2021 r. rozpoczęto pobieranie opłaty mocowej, czyli opłaty za utrzymanie bezpieczeństwa energetycznego, a pełne wdrożenie rynku mocy spowodowało wycofanie dotychczas funkcjonujących usług systemowych: Interwencyjnej Rezerwy Zimnej; Operacyjnej Rezerwy Mocy; Gwarantowanego Programu Interwencyjnego DSR i Pracy Interwencyjnej. Wprowadzenie zmian do mechanizmu rynku mocy od 2021 r. ma na celu zapewnienie bezpieczeństwa elektroenergetycznego w oparciu o stabilne, niskoemisyjne jednostki wytwórcze stanowić jednocześnie instrument transformacji energetycznej.

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

1.1. Zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną

W raporcie zaprezentowano wyniki analiz dotyczących możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w KSE w latach 2021-2035 wraz z wnioskami i rekomendacjami.

Jako parametr kryterialny do oceny wymaganego poziomu bezpieczeństwa pracy KSE w horyzoncie długoterminowym, przyjęto nadwyżkę mocy dyspozycyjnej dostępnej dla OSP ponad prognozowane krajowe zapotrzebowanie na moc. Do celów sprawozdania wykorzystano dane i informacje z opracowania przygotowanego w marcu 2021 r. przez PSE S.A.¹. Wspomniane opracowanie stanowi wypełnienie postanowienia art. 9c ust. 9a uPe, zgodnie z którym OSP przekazuje ministrowi właściwemu do spraw energii, co 2 lata, w terminie do dnia 31 marca danego roku, informacje w zakresie objętym sprawozdaniem, o którym mowa w art. 15b uPe. Na podstawie art. 9c ust. 9b uPe użytkownicy systemu elektroenergetycznego, w szczególności OSD, przedsiębiorstwa energetyczne i odbiorcy końcowi są zobowiązani przekazywać OSP, na jego wniosek, dane niezbędne do sporządzenia informacji, o których mowa w ust. 9a, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych. Informacje dotyczące harmonogramu trwałych wyłączeń z eksploatacji mocy wytwórczych, a także planowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne i inne podmioty gospodarcze przedsięwzięć inwestycyjnych w zakresie rozbudowy i modernizacji infrastruktury wytwórczej, bazują na danych pozyskanych przez PSE S.A. w procesie przeprowadzonej ankietyzacji. W związku z tym mogą wystąpić rozbieżności z danymi zawartymi w Polityce energetycznej Polski do 2040 r.

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

- LOLE (ang. Loss of Load Expectation) - oczekiwany sumaryczny czas trwania deficytów mocy w rozpatrywanym okresie. Zgodnie z rozporządzeniem Ministra 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,
- LOLP (ang. Loss of Load Probability) - prawdopodobieństwo wystąpienia deficytu mocy w rozpatrywanym okresie,
- EENS (ang. Expected Energy Not Supplied) - oczekiwany wolumen energii niedostarczonej w wyniku deficytów mocy w rozpatrywanym okresie.

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

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

- terminy oddawania do eksploatacji obecnie budowanych konwencjonalnych jednostek wytwórczych,
- harmonogramy postojów remontowych jednostek wytwórczych,
- terminy oddawania do eksploatacji nowych mocy w źródłach odnawialnych,
- techniczne możliwości wykorzystywania mocy połączeń transgranicznych.

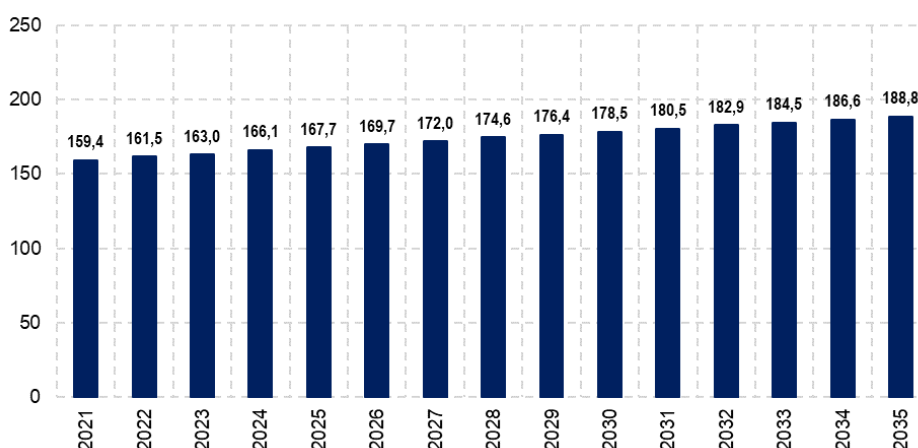
Biorąc pod uwagę zmienność powyższych oraz innych czynników, ocena wystarczalności zasobów wytwórczych jest procesem ciągłym i na bieżąco aktualizowanym.

¹ „Informacje Spółki PSE S.A. do sprawozdania Ministra Energii z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres 2019-2020” - Konstancin-Jeziorna, marzec 2021 r.

1.1.1. Zapotrzebowanie na energię elektryczną

Projekcję zapotrzebowania na energię elektryczną w KSE do roku 2030 założono biorąc pod uwagę historyczne trendy statystyczne oraz projekcję zużycia energii finalnej uwzględniającą wpływ pandemii z roku 2020. Natomiast po roku 2030, roczny wolumen zapotrzebowania na energię elektryczną opracowano jako wynik długoterminowej projekcji zużycia energii finalnej. Punktem odniesienia dla wykonanej analizy są dane statystyczne Eurostat dla lat 2015–2018, przedstawione w opracowaniu Energy Balance – edycja z czerwca 2020 r. Przedmiotowe opracowanie stanowi obszerny zbiór danych statystycznych przedstawiających bilans energetyczny od importu i krajowego zużycia energii pierwotnej, poprzez procesy jej transformacji, aż do zużycia finalnego w krajach europejskich, w tym także w Polsce. Dane statystyczne przedstawione są według zużycia poszczególnych typów paliw, w podziale na sektory: transportu, przemysłu, usług, gospodarstw domowych, końcowego zużycia nieenergetycznego, branży energetycznej i innych. W projekcji zużycia energii finalnej uwzględniono szereg makroczynn timerów wpływających na strukturę zużycia energii w przyszłych latach. Dodatkowo wzięto pod uwagę czynn timer o charakterze strukturalnym, wpływające na zmiany zużycia energii finalnej oraz zmiany wykorzystywanych rodzajów energii w poszczególnych sektorach: gospodarstw domowych, transportu, przemysłu i usług, tj. m. in.: zmiany zachodzące w obszarze efektywności energetycznej, wzrost gospodarczy w poszczególnych sektorach, zmiany technologiczne i konsumenckie. Zastosowana metoda pozwoliła ponadto na symulację zobowiązań w zakresie osiągnięcia wymaganego celu OZE w końcowym zużyciu energii finalnej i transpozycji tego celu na sektor energii elektrycznej w ramach analizy przyszłej struktury paliwowej (miksu energetycznego). Poza podstawową projekcją zmian zapotrzebowania na energię elektryczną, dodatkowo uwzględniono obszary mające wpływ na zapotrzebowanie na moc i energię tj. rozwój rynku pojazdów elektrycznych oraz wykorzystanie pomp ciepła i elektryfikację sektora ciepłownictwa w Polsce. Należy jednak nadmienić, że obszary te mają charakter strukturalny, a założenia odnośnie do tempa zachodzących w nich zmian, bardzo istotnie wpływają na przedmiotowe projekcje zapotrzebowania na energię. Na potrzeby niniejszej analizy założono ostrożne tempo elektryfikacji transportu oraz wzrostu udziału energii elektrycznej jako energii finalnej w ciepłownictwie. Niemniej jednak, zakładając dekarbonizację tych dwóch sektorów (oraz jej szybkie tempo), zapotrzebowanie na energię elektryczną w Polsce wzrosłoby co najmniej dwukrotnie.

Wyniki sumarycznej projekcji zapotrzebowania na energię elektryczną netto dla lat 2021-2035 zostały przedstawione rys. 1.1.



Rys. 1.1 Projekcja zapotrzebowania na en. el. (średnia z wariantów klimatycznych 2011-2015) [TWh]

W tabeli 1.1 przedstawione zostały okresowe zmiany zapotrzebowania na energię elektryczną do roku 2035 w Polsce.

Tab. 1.1 Okresowe skumulowane roczne wskaźniki wzrostu (CAGR) zapotrzebowania na energię elektryczną

Lata	2021-2025	2025-2030	2030-2035
CAGR	1,27%	1,26%	1,13%

1.1.2. Zapotrzebowanie na energię elektryczną

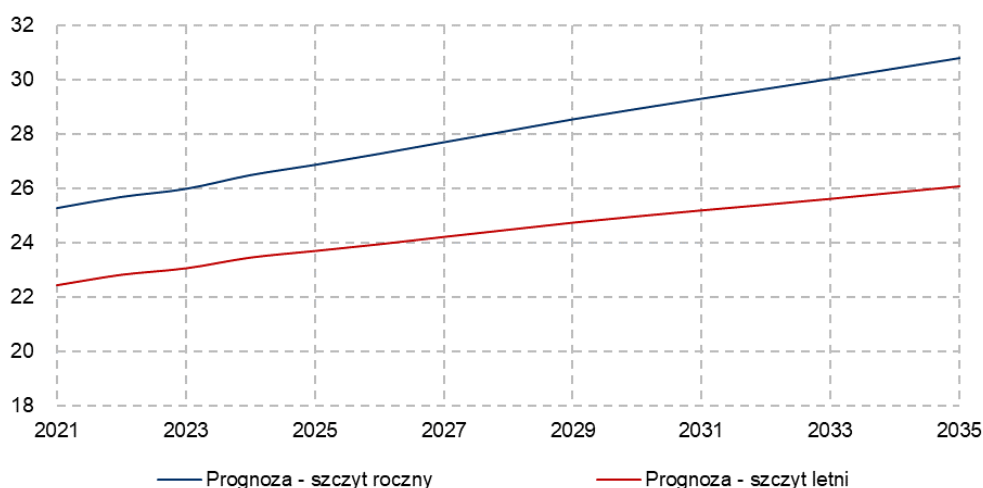
Na potrzeby analiz opracowano roczne profile zapotrzebowania na moc w KSE w rozdzielczości godzinowej. Godzinowe wartości mocy netto stanowią wartości mocy brutto pomniejszone o sumę zapotrzebowania na moc w celu pokrycia potrzeb przemian energetycznych, w których wytwarzana jest energia elektryczna oraz potrzeb wynikających z pompowania wody w elektrowniach szczytowo-pompowych.

Projekcję opracowano w oparciu o znormalizowany roczny profil zapotrzebowania na moc. Profil znormalizowano względem średniej dobowej temperatury powietrza, wykorzystując do tego krzywe wrażliwości termicznej opracowane na podstawie godzinowego rejestru temperatur z dwunastu miast Polski w latach 1982-2019.

W celu odwzorowania zmiennych warunków pogodowych, które mają wpływ na profil zapotrzebowania na moc w KSE, wykorzystano metodę lat klimatycznych, gdzie profil znormalizowany jest przekształcany w zależności od temperatury powietrza występującej w danym roku klimatycznym.

W efekcie, dla każdego roku, wykorzystano wiele profili zapotrzebowania, odzwierciedlających możliwe warunki klimatyczne.

Przebieg projekcji szczytów zapotrzebowania na moc do 2035 r. został zaprezentowany na rys. 1.2. Krzywe odpowiadające wartościom maksymalnym i minimalnym wynikają z warunków determinowanych przez lata klimatyczne.



Rys. 1.2 Projekcja zapotrzebowania na moc netto [GW]

W poniższych tabelach przedstawiono wyniki projekcji będące średnią arytmetyczną z lat klimatycznych 2011-2015. Zakładane maksymalne (w latach klimatycznych) wartości zapotrzebowania na moc elektryczną w szczycie rocznym (zimowym) i letnim w okresie 2021-2035 przedstawiono w tabelach 1.2 i 1.3.

Tab. 1.2 Projekcja zapotrzebowania na moc (netto) w szczycie rocznym [GW]

Lata	2021	2025	2030	2035
-	25,3 ²	26,9	28,9	30,8

Tab. 1.1 Projekcja zapotrzebowania na moc (netto) w szczycie letnim [GW]

Lata	2021	2025	2030	2035
-	22,4	23,7	25	26,1

² Wartość odpowiada zapotrzebowaniu na poziomie ok. 27,8 GW brutto (konkretna wartość zależy od składu jednostek wytwórczych pokrywających zapotrzebowanie w danym momencie). Dnia 12 lutego 2021 r. odnotowano najwyższe, historyczne zapotrzebowanie na moc w KSE, tj. 27,6 GW, w okresie 15 minut. Jest to mniej niż wielkości zakładane w analizach, które zgodnie z przyjętą metodą odzwierciedlają możliwości występowania trudniejszych warunków pogodowych (które występowały już w latach wcześniejszych), a co za tym idzie możliwości wystąpienia wyższego zapotrzebowania na moc.

1.2. Wielkości zdolności wytwórczych

Wielkości zdolności wytwórczych JWCD ciepłych oraz nJWCD przemysłowych i zawodowych, w poszczególnych latach, zostały określone na podstawie:

- informacji przekazanych przez sektor wytwórczy na potrzeby sporządzania planów koordynacyjnych rocznych, opublikowanych na stronie internetowej PSE S.A. w listopadzie 2020 r.,
- przeprowadzonej na przełomie lat 2020 i 2021 ankietyzacji krajowych przedsiębiorstw energetycznych i inwestorów planujących budowę nowych jednostek,
- aktualnie posiadanych informacji dotyczących terminów oddania do eksploatacji jednostek wytwórczych będących w trakcie realizacji.

W analizie wystarczalności zasobów wytwórczych założono dwa główne scenariusze:

- Scenariusz optymistyczny – wynikający z planowanej żywotności jednostek JWCD,
- Scenariusz pesymistyczny – wynikający z deklaracji wcześniejszych odstawień JWCD.

Obydwa powyższe scenariusze zostały wariantowo rozszerzone o przyrost mocy od 2024 r. w nJWCD gazowych wynikający z potencjału odtwarzania wyłączanych istniejących elektrociepłowni węglowych i rozwoju segmentu kogeneracji.

Tab. 1.2 Wycofania mocy JWCD ciepłych w poszczególnych latach [MW]

Lata	2021-2025	2026-2030	2031-2035
Scenariusz optymistyczny	2 118	4 701	6 819
Scenariusz pesymistyczny	7 896	3 235	5 764

W analizie wystarczalności zasobów wytwórczych zostały uwzględnione jednostki wytwórcze istniejące, a w zakresie planowanych nowych jednostek wytwórczych (w szczególności jednostek istotnie wpływających na bilans KSE), zostały uwzględnione tylko te, znajdujące się obecnie w trakcie budowy, tj. inwestycje, dla których zakończono postępowanie przetargowe, podpisano umowę na realizację prac budowlanych i rozpoczęto te prace (tabela 1.6).

Zastosowanie takiego podejścia w zakresie potencjalnych 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 KSE. Kierując się powyższą zasadą, w analizie nie uwzględniono m.in. planowanej nowej elektrowni jądrowej.

W zakresie rozwoju odnawialnych źródeł energii (z wyłączeniem morskich elektrowni wiatrowych) do 2025 r., prognozy ich mocy osiągalnych w poszczególnych latach zostały oszacowane na podstawie m.in. wyników aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z OZE przeprowadzonych do końca roku 2020 oraz spodziewanych wolumenów przeznaczonych do zakupu w toku aukcji w perspektywie roku 2021. Jednocześnie należy podkreślić, że w przypadku wystąpienia korzystnych warunków inwestycyjnych dla nowych mocy wytwórczych OZE, rozwój OZE może różnić się od przyjętego scenariusza.

W zakresie rozwoju morskich elektrowni wiatrowych założono:

- oddanie do eksploatacji mocy w tej technologii od 2026 r. i osiągnięcie mocy 5,9 GW w 2030 r. zgodnie z Oceną Skutków Regulacji projektu Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie ceny maksymalnej za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci w złotych za 1 MWh, będącej podstawą rozliczenia prawa do pokrycia ujemnego salda. Daty przyłączeń konkretnych obiektów przyjęto zgodnie z deklaracjami inwestorów i harmonogramami inwestycji w ramach procesu przyłączeniowego tych jednostek.
- po 2030 r. roczny przyrost na poziomie 1 GW osiągając 10,9 GW w 2035 r.

Przy sporządzaniu przedmiotowej analizy wystarczalności PSE S.A. opierały się na stanie wiedzy z marca 2021 r., przy czym podkreślić należy, że proces analityczno-prognostyczny związany z analizami wystarczalności zasobów wytwórczych jest ciągły i aktualizowany na bieżąco.

Wartości wolumenów mocy podane w podrozdziałach dotyczą wartości mocy na koniec roku kalendarzowego (z wyłączeniem tabeli 1.6 dot. nowych jednostek wytwórczych).

1.2.1. JWCD ciepłne

Projekcję zmian mocy osiągalnej (z uwzględnieniem planowanych wycofań i modernizacji zwiększających moc zainstalowaną) w istniejących JWCD ciepłych przedstawiono w tabeli 1.5.

Tab. 1.3 Projekcja mocy osiągalnej (netto) w istniejących JWCD ciepłych w latach 2021–2035 [MW]

Rok	2021	2025	2030	2035
Moc osiągalna JWCD ciepłych (sc. optymistyczny)	23 649	22 442	21 517	12 842
Moc osiągalna JWCD ciepłych (sc. pesymistyczny)	23 649	20 089	14 144	8 530

W obliczeniach, w latach 2021–2025, uwzględniono przyrost nowych mocy w elektrowniach ciepłych (JWCD), które znajdują się obecnie w trakcie budowy tj. tych, dla których zakończono postępowanie przetargowe, podpisano umowę na realizację prac budowlanych i rozpoczęto te prace. Nie uwzględniono innych, planowanych obecnie jednostek. Celem takiego założenia jest przedstawienie wyników wystarczalności zasobów wytwórczych w sytuacji, gdy nie będą prowadzone inwestycje w nowe jednostki wytwórcze. W tabeli 1.6 przedstawione zostały moce (netto) planowanych nowych źródeł systemowych (JWCD).

Tab. 1.4 Moce (netto) planowanych nowych źródeł systemowych (JWCD)

Lokalizacja	Moc [MW]	Paliwo	Przewidywany rok rozpoczęcia pracy
Turów	448	węgiel brunatny	2021
Żerań	490	gaz ziemny	2021
Dolna Odra 9	670	gaz ziemny	2024
Dolna Odra 10	670	gaz ziemny	2024
Ostrołęka*	745	gaz ziemny	2025
Razem	3 023		

* Projekt Ostrołęka C posiada obowiązującą umowę o przyłączenie do sieci przesyłowej oraz umowę mocową na Rynku Mocy. Aktualnie projekt jest w trakcie zmiany technologii wytwarzania energii elektrycznej w związku ze zmianą paliwa zasilającego na gaz ziemny. Trwają przygotowania do wznowienia realizacji inwestycji – planowany termin realizacji inwestycji przyjęto zgodnie z deklaracjami inwestora przekazanymi w toku ankietyzacji.

1.2.2. nJWCD zawodowe

Projekcję zmian mocy osiągalnej jednostek nJWCD z grupy elektrociepłowni zawodowych przedstawiono w tabeli 1.7. W związku z faktem, że sektor wytwórczy wskazuje na przyszłą redukcję mocy osiągalnej w elektrociepłowniach w wyniku wyłączeń spowodowanych wyeksploatowaniem tych jednostek, założono dwa warianty:

- nie zakładający odtwarzania mocy w elektrociepłowniach,
- zakładający odtwarzanie i rozwój mocy w elektrociepłowniach.

Tab. 1.5 Projekcja mocy osiągalnej (netto) w nJWCD zawodowych w latach 2021–2035

Rok	2021	2025	2030	2035
Moc osiągalna nJWCD zawodowych (bez uwzględnienia potencjału odtwarzania wyłączanych istniejących elektrociepłowni węglowych)	4 863	4 679	4 175	3 385
Moc osiągalna nJWCD zawodowych (z uwzględnieniem potencjału odtwarzania wyłączanych istniejących elektrociepłowni węglowych i rozwoju segmentu kogeneracji)	4 863	4 797	5 938	6 007

1.2.3. nJWCD przemysłowe

Projekcja zmian mocy osiągalnej jednostek nJWCD z grupy elektrociepłowni przemysłowych przedstawiono w tabeli 1.8.

Tab. 1.8 Projekcja mocy osiągalnej (netto) w nJWCD przemysłowych w latach 2021–2035

Rok	2021	2025	2030	2035
Moc osiągalna nJWCD przemysłowych	1 770	1 880	1 785	1 779

1.2.4. Elektrownie wiatrowe

Wartości mocy osiągalnej elektrowni wiatrowych przyjęte do analizy wystarczalności zasobów wytwórczych przedstawiono w tabeli 1.9.

Tab. 1.6 Projekcja mocy osiągalnej (netto) elektrowni wiatrowych morskich i lądowych w latach 2021–2035

Rok	2021	2025	2030	2035
Moc osiągalna elektrowni wiatrowych lądowych	7 987	10 552	10 552	10 552
Moc osiągalna elektrowni wiatrowych morskich	0	0	5 933	10 901

1.2.5. Elektrownie fotowoltaiczne

Projekcja zmian mocy osiągalnej el. fotowoltaicznych została przedstawiona w tabeli 1.10.

Tab. 1.7 Projekcja mocy osiągalnej (netto) źródeł fotowoltaicznych latach 2021–2035

Rok	2021	2025	2030	2035
Moc osiągalna elektrowni fotowoltaicznych	5 439	9 303	9 303	9 303

1.2.6. Źródła na biomasę i biogaz

Projekcja zmian mocy osiągalnej źródeł na biomasę i biogaz została przedstawiona w tabeli 1.11.

Tab. 1.8 Projekcja mocy osiągalnej (netto) źródeł na biomasę i biogaz w latach 2021–2035

Rok	2021	2025	2030	2035
Moc osiągalna źródeł na biomasę i biogaz	848	935	935	935

1.2.7. Elektrownie wodne przepływowe

Projekcja zmian mocy osiągalnej elektrowni wodnych przepływowych (w tym elektrowni wodnych przepływowych z członami pompowymi) została przedstawiona w tabeli 1.12.

Tab. 1.9 Projekcja mocy osiągalnej (netto) elektrowni wodnych przepływowych w latach 2021–2035

Rok	2021	2025	2030	2035
Moc osiągalna elektrowni wodnych przepływowych	987	1 004	1 004	1 004

1.2.8. Elektrownie szczytowo-pompowe

Przyjęto utrzymanie obecnego potencjału elektrowni szczytowo-pompowych (ESP). Prognoza mocy osiągalnej ESP została przedstawiona w tabeli 1.13.

Tab. 1.10 Projekcja mocy osiągalnej (netto) w JWCD z grupy ESP w latach 2021–2035

Rok	2021	2025	2030	2035
Moc osiągalna ESP	1 333	1 333	1 333	1 333

1.2.9. Energetyka jądrowa

W zakresie energetyki jądrowej nie zaprezentowano efektów budowy źródeł w rozpatrywanym horyzoncie analizy wystarczalności zasobów wytwórczych. Wynika to z przyjętej metody i celu polegającego na odzwierciedleniu i prezentacji skutków sytuacji, gdy nie będą podejmowane dalsze działania dla odbudowy i rozwoju wolumenu mocy wytwórczej w KSE. Zgodnie z Polityką Energetyczną Polski do 2040 r. budowa i uruchomienie pierwszego bloku jądrowego ma nastąpić do 2033 r.

1.3. Metodyka analiz bilansowych

1.3.1. Scenariusze lat klimatycznych

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

Wykonana analiza bazuje na metodzie lat klimatycznych ENTSO-E, wykorzystywanej dotychczas przy tworzeniu m.in. raportów *Mid-Term Adequacy Forecast* (MAF) i *Ten-Year Network Development Plan* (TYNDP). Metoda ta pozwala na odwzorowanie w przyszłości zmiennych warunków pogodowych obserwowanych w ubiegłych latach. Każdy rok klimatyczny charakteryzuje się współzależnymi parametrami określającymi warunki hydrologiczne, wietrzność, nasłonecznienie i temperaturę zewnętrzną, co umożliwi ocenę pracy KSE z uwzględnieniem jednoczesności występowania tych zjawisk.

Na potrzeby analizy, dla projekcji zapotrzebowania na energię i moc, opracowano profile godzinowe lat klimatycznych 2011–2015. Okres ten stanowi odpowiednią próbę z uwagi na zróżnicowanie zarówno pod względem temperatur zimowych jak i letnich. Rozszerzanie okresu i dodawanie kolejnych lat klimatycznych nie wpłynęłoby istotnie na wynik analizy.

1.3.2. Remonty JWCD

Założenia dotyczące remontów jednostek wytwórczych JWCD w latach 2021–2023 przygotowano na podstawie zgłoszeń sektora wytwórczego do Planów Koordynacyjnych Rocznych na lata 2021–2023. Plany remontowe na lata późniejsze określono na podstawie danych ankietowych.

1.3.3. Profile pracy nJWCD

Na potrzeby analizy opracowano profile pracy jednostek nJWCD przy wykorzystaniu dwóch źródeł, to jest danych OSP oraz informacji dostarczonych przez Agencję Rynku Energii (ARE).

Wartości współczynników wykorzystania mocy zainstalowanej dla jednostek zawodowych i przemysłowych zostały wyznaczone w oparciu o dane historyczne generacji tych źródeł, pochodzące z systemów pomiarowych OSP. Dla jednostek zawodowych wyznaczono krzywe termosensytywności opisujące relację obciążenia w funkcji temperatury. Dla każdego miesiąca w roku zastosowano odrębną krzywą termosensytywności wyznaczoną na podstawie danych historycznych z lat 2011–2015.

Wartości współczynników wykorzystania mocy zainstalowanej dla pozostałych jednostek nJWCD opracowane zostały na podstawie danych udostępnionych przez ARE.

Dane dostosowano do wykorzystywanej w modelu granulacji godzinowej. Otrzymano krzywe charakteryzujące pracę jednostek nJWCD dla różnych lat klimatycznych 2011–2015, dla każdej z wymienionych powyżej kategorii, w postaci współczynników uwzględniających zarówno remonty jak i nieprzewidziane przestoje.

1.3.4. Profile pracy OZE

Profile pracy farm wiatrowych lądowych oraz źródeł fotowoltaicznych wykorzystane w obliczeniach są zgodne z bazą danych ENTSO-E. Na potrzeby określenia warunków pogodowych, ENTSO-E korzysta ze specjalnie dedykowanej bazy 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 latach klimatycznych 2011–2015.

W celu uwzględnienia rozwoju technologii lądowych i morskich elektrowni wiatrowych oraz elektrowni fotowoltaicznych w analizowanym okresie 2021–2035, 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.

1.3.5. Wymiana transgraniczna

Podstawowe obliczenia wykonano bez uwzględnienia wolumenu mocy na połączeniach transgranicznych.

1.3.6. Praca DSR

W analizie wystarczalności zasobów wytwórczych nie uwzględniono pracy DSR. Wobec małych jak dotychczas doświadczeń operacyjnych DSR traktowany jest jako potencjalny, dodatkowy, środek zaradczy.

1.3.7. Analiza bilansowa

W ramach wykonanej analizy opracowano bilanse zapotrzebowania na moc dla każdego dnia w roku w przedziałach godzinowych. Obliczenia wykonano na podstawie założeń dotyczących generacji jednostek wytwórczych opisanych w rozdziałach 1.2. i 1.3.

W celu szczegółowego odwzorowania wpływu warunków pogodowych i temperatury otoczenia na wyniki wykonanych bilansów mocy, w modelu wykorzystano dane historyczne z pięciu lat klimatycznych (2011–2015), które przełożyły się na przyszłe prognozowane zapotrzebowanie, profile generacji jednostek OZE oraz nJWCD.

1.3.8. Metoda oceny niezawodności systemu elektroenergetycznego

W celu przeprowadzenia analiz awaryjności źródeł wytwórczych i związanego z tym prawdopodobieństwa niezbilansowania systemu elektroenergetycznego opracowano model wyznaczania tabeli prawdopodobieństw stanów systemu (z ang. COPT - Capacity Outage Probability Table) oraz dystrybuanty mocy dyspozycyjnej.

Model uwzględnia aktualną na dany rok analizy liczbę i moc bloków i oblicza tabelę COPT podstawowo dla 1 stycznia, 1 czerwca, 1 września oraz dodatkowo dla każdego dnia, w którym następuje zmiana dostępnej mocy JWCD ciepłych w KSE. Parametry niezawodnościowe (wskaźniki FOR) określone zostały na podstawie danych historycznych dla poszczególnych jednostek wytwórczych.

Wynikiem modelu jest tabela prawdopodobieństw poszczególnych stanów systemu – wielkości ubytków. Na tej podstawie możliwa jest analiza niezawodności systemu wytwórczego m.in. obliczenie parametrów niezawodnościowych LOLE i LOLP oraz wykreślenie dystrybuanty mocy dyspozycyjnej.

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

- **LOLP (Loss of Load Probability)** - parametr, który określa prawdopodobieństwo wystąpienia sytuacji, w której zapotrzebowanie przekroczy zdolność wytwórczą systemu w danym okresie. Z uwagi na to, że parametr LOLP nie definiuje wielkości niedoboru mocy oraz niedostarczonej energii wyznaczone zostały dodatkowo parametry LOLE i EENS.
- **LOLE (Loss of Load Expectation)** - oczekiwana sumaryczna liczba godzin w danym okresie (np. roku), w którym zdolność wytwórcza nie zapewnia pokrycia zapotrzebowania w systemie elektroenergetycznym (LOLE jest równoznaczne z sumarycznym czasem trwania deficytów mocy w danym okresie).
- **EENS (Expected Energy Not Supplied)** - oczekiwana wielkość/ilość niedostarczonej energii odbiorcom, wynikająca z zapotrzebowania przewyższającego zdolność wytwórczą systemu.

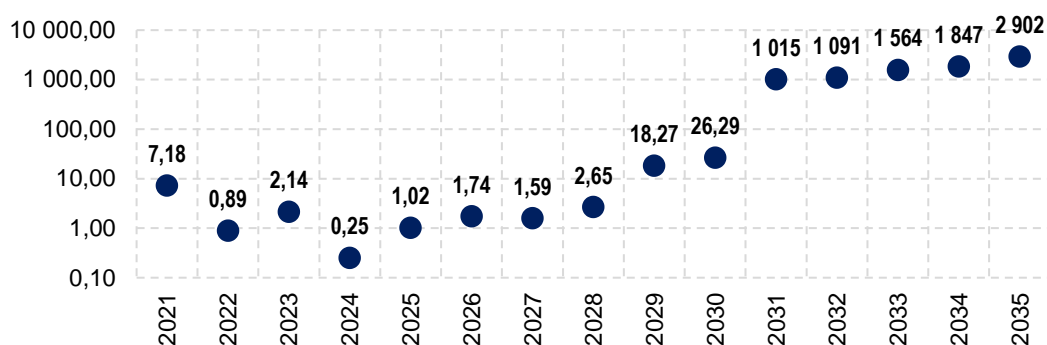
1.4. Wyniki przeprowadzonych analiz

1.4.1. Wyniki analizy niezawodności systemu elektroenergetycznego – scenariusz optymistyczny

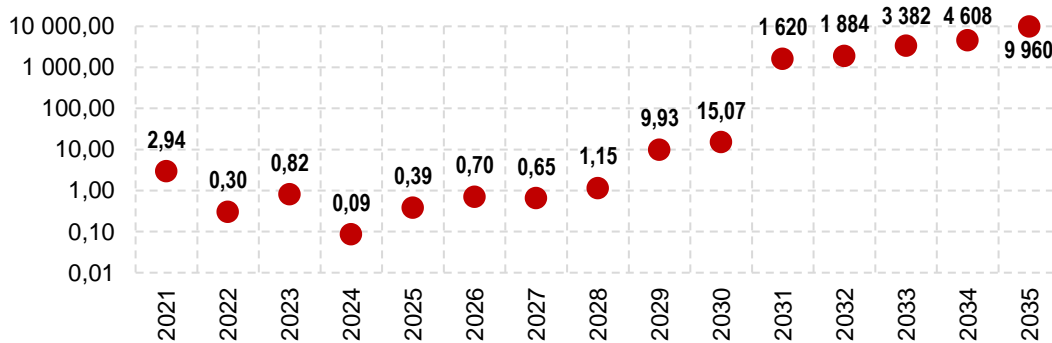
Poniżej przedstawiono wyniki przeprowadzonej analizy wystarczalności generacji dla scenariusza optymistycznego wynikającego z planowanej żywotności jednostek JWCD. Wyniki scenariusza zaprezentowano wariantowo bez i z uwzględnieniem przyrostu (odtworzenia i rozwoju) mocy od 2024 r. w nJWCD ciepłych (w oparciu o paliwo gazowe) wynikającego z potencjału odbudowy wyłączanych istniejących elektrociepłowni węglowych.

Dla każdego z analizowanych lat, wyznaczono wartości probabilistycznych wskaźników wystarczalności zasobów wytwórczych LOLP, LOLE oraz EENS w horyzoncie do 2035 r.

1.4.1.1. Wskaźniki wystarczalności zasobów wytwórczych dla scenariusza optymistycznego – przy uwzględnieniu braku odtwarzania mocy nJWCD ciepłych



Rys. 1.1 Średnie wartości współczynnika LOLE [h/rok] w latach 2021–2035 – scenariusz optymistyczny przy uwzględnieniu braku odtwarzania mocy nJWCD ciepłych



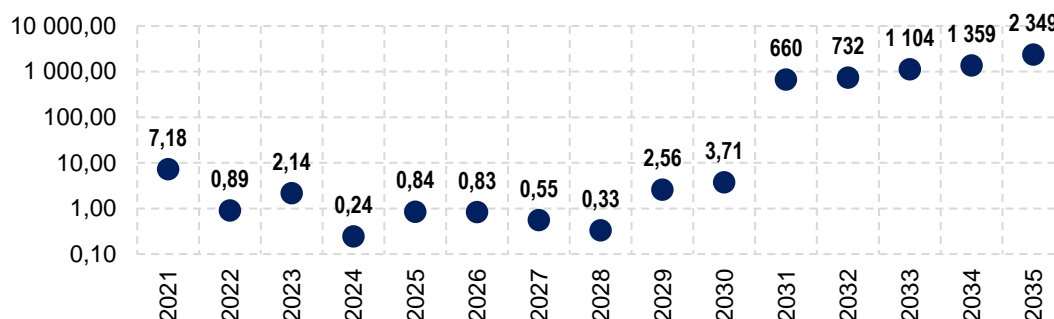
Rys. 1.4 Średnie wartości współczynnika EENS [GWh/rok] w latach 2021–2035 – scenariusz optymistyczny przy uwzględnieniu braku odtwarzania mocy nJWCD ciepłych

Tab. 1.11 Wartości minimalne, średnie i maksymalne wskaźników LOLE, LOLP oraz EENS w latach 2021–2035 – scenariusz optymistyczny przy uwzględnieniu braku odtwarzania mocy nJWCD ciepłych

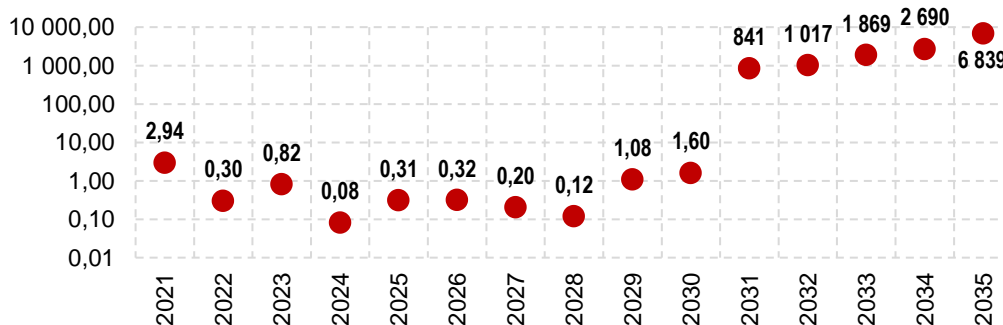
Scenariusz optymistyczny przy uwzględnieniu braku odtwarzania mocy nJWCD ciepłych															
Rok	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
LOLE [h]															
Minimum (CY11-15)	2,98	0,46	1,02	0,13	0,36	0,74	0,53	1,04	10,28	15,05	884	947	1 379	1 643	2 641
Średnia (CY11-15)	7,18	0,89	2,14	0,25	1,02	1,74	1,59	2,65	18,27	26,29	1 015	1 091	1 564	1 847	2 902
Maksimum (CY11-15)	15,27	1,85	3,56	0,41	2,28	3,07	2,68	4,05	31,29	47,08	1 163	1 259	1 835	2 176	3 368
max LOLP															
Minimum (CY11-15)	0,06	0,01	0,05	0,00	0,01	0,02	0,02	0,04	0,25	0,33	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Średnia* (CY11-15)	0,12	0,04	0,11	0,01	0,03	0,06	0,05	0,09	0,40	0,52	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Maksimum (CY11-15)	0,27	0,08	0,16	0,01	0,07	0,09	0,09	0,13	0,51	0,67	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
EENS [GWh]															
Minimum (CY11-15)	1,04	0,15	0,36	0,05	0,12	0,27	0,19	0,39	4,82	7,21	1 381	1 594	2 891	3 948	8 765
Średnia (CY11-15)	2,94	0,30	0,82	0,09	0,39	0,70	0,65	1,15	9,93	15,07	1 620	1 884	3 382	4 608	9 960
Maksimum (CY11-15)	6,96	0,65	1,39	0,15	0,90	1,31	1,20	1,83	16,40	26,21	2 070	2 400	4 079	5 459	11 616

*) Średnia z maksymalnych rocznych wartości w latach klimatycznych

1.4.1.2. Wskaźniki wystarczalności zasobów wytwórczych dla scenariusza optymistycznego – z uwzględnieniem odtwarzania mocy nJWCD ciepłych



Rys. 1.2 Średnie wartości współczynnika LOLE [h/rok] w latach 2021–2035 – scenariusz optymistyczny z uwzględnieniem odtwarzania i rozwoju mocy nJWCD ciepłych



Rys. 1.3 Średnie wartości współczynnika EENS [GWh/rok] w latach 2021–2035 – scenariusz optymistyczny z uwzględnieniem odtwarzania i rozwoju mocy nJWCD ciepłych

Tab. 1.12 Wartości minimalne, średnie i maksymalne wskaźników LOLE, LOLP oraz EENS w latach 2021–2035 – scenariusz optymistyczny z uwzględnieniem odtwarzania i rozwoju mocy nJWCD ciepłych

Scenariusz optymistyczny z uwzględnieniem odtwarzania i rozwoju źródeł gazowych nJWCD															
Rok	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
LOLE [h]															
Minimum (CY11-15)	2,98	0,46	1,02	0,12	0,30	0,35	0,17	0,11	1,18	1,60	556	625	965	1 189	2 127
Średnia (CY11-15)	7,18	0,89	2,14	0,24	0,84	0,83	0,55	0,33	2,56	3,71	660	732	1 104	1 359	2 349
Maksimum (CY11-15)	15,27	1,85	3,56	0,39	1,90	1,48	0,96	0,50	3,67	5,56	766	846	1 276	1 595	2 784
max LOLP															
Minimum (CY11-15)	0,06	0,01	0,05	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,05	0,06	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Średnia* (CY11-15)	0,12	0,04	0,11	0,01	0,03	0,03	0,02	0,02	0,09	0,13	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Maksimum (CY11-15)	0,27	0,08	0,16	0,01	0,06	0,04	0,03	0,03	0,14	0,20	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
EENS [GWh]															
Minimum (CY11-15)	1,04	0,15	0,36	0,04	0,10	0,12	0,05	0,04	0,45	0,61	679	826	1 570	2 320	6 024
Średnia (CY11-15)	2,94	0,30	0,82	0,08	0,31	0,32	0,20	0,12	1,08	1,60	841	1 017	1 869	2 690	6 839
Maksimum (CY11-15)	6,96	0,65	1,39	0,14	0,74	0,59	0,39	0,19	1,57	2,47	1 124	1 353	2 322	3 256	7 994

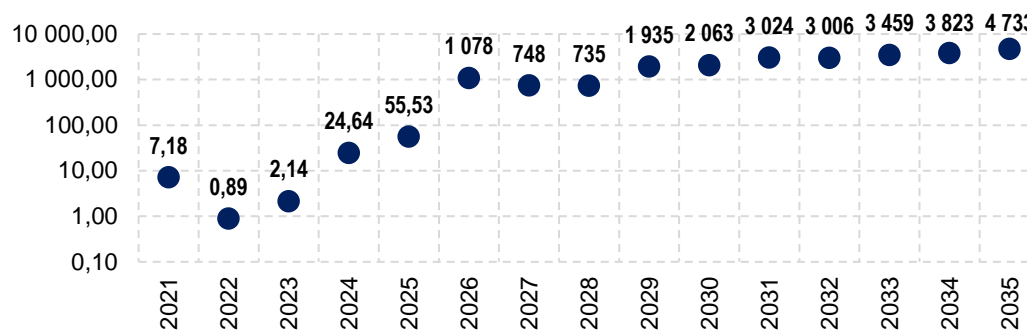
*) Średnia z maksymalnych rocznych wartości w latach klimatycznych

1.4.2. Wyniki analizy niezawodności systemu elektroenergetycznego – scenariusz pesymistyczny

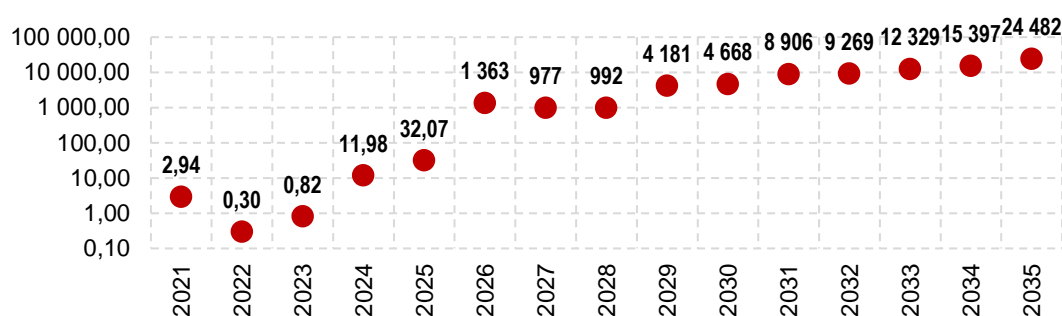
Poniżej przedstawiono wyniki przeprowadzonej analizy wystarczalności generacji dla scenariusza pesymistycznego wynikającego z planów wcześniejszych odstawień JWCD. Wyniki scenariusza zaprezentowano wariantowo bez i z uwzględnieniem przyrostu (odtworzenia i rozwoju) mocy od 2024 r. w nJWCD ciepłych (w oparciu o paliwo gazowe) wynikającego z potencjału odbudowy wyłączanych istniejących elektrociepłowni węglowych.

Dla każdego z analizowanych lat, wyznaczono wartości probabilistycznych wskaźników wystarczalności zasobów wytwórczych LOLP, LOLE oraz EENS w horyzoncie do 2035 r.

1.4.2.1. Wskaźniki wystarczalności zasobów wytwórczych dla scenariusza pesymistycznego – przy uwzględnieniu braku odtwarzania mocy nJWCD ciepłych



Rys. 1.4 Średnie wartości współczynnika LOLE [h/rok] w latach 2021–2035 – scenariusz pesymistyczny przy uwzględnieniu braku odtwarzania mocy nJWCD ciepłych



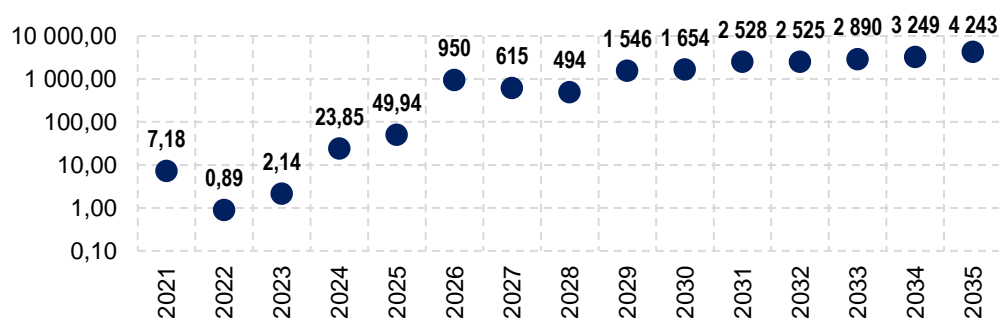
Rys. 1.5 Średnie wartości współczynnika EENS [GWh/rok] w latach 2021–2035 – scenariusz pesymistyczny przy uwzględnieniu braku odtwarzania mocy nJWCD ciepłych

Tab. 1.16 Wartości minimalne, średnie i maksymalne wskaźników LOLE, LOLP oraz EENS w latach 2021–2035 – scenariusz pesymistyczny przy uwzględnieniu braku odtwarzania mocy nJWCD ciepłych

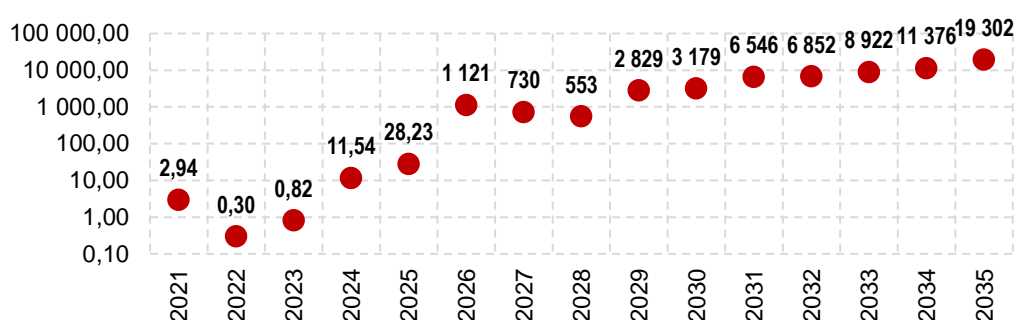
Scenariusz pesymistyczny przy uwzględnieniu braku odtwarzania mocy nJWCD ciepłych															
Rok	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
LOLE [h]															
Minimum (CY11-15)	2,98	0,46	1,02	15,54	32,81	962	658	629	1 747	1 862	2 792	2 757	3 210	3 576	4 473
Średnia (CY11-15)	7,18	0,89	2,14	24,64	55,53	1 078	748	735	1 935	2 063	3 024	3 006	3 459	3 823	4 733
Maksimum (CY11-15)	15,27	1,85	3,56	35,71	79,83	1 231	858	848	2 237	2 384	3 429	3 436	3 921	4 300	5 130
max LOLP															
Minimum (CY11-15)	0,06	0,01	0,05	0,24	0,43	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Średnia* (CY11-15)	0,12	0,04	0,11	0,38	0,61	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Maksimum (CY11-15)	0,27	0,08	0,16	0,46	0,86	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
EENS [GWh]															
Minimum (CY11-15)	1,04	0,15	0,36	7,10	16,55	1 162	797	803	3 682	4 102	7 933	8 228	11 045	13 897	22 567
Średnia (CY11-15)	2,94	0,30	0,82	11,98	32,07	1 363	977	992	4 181	4 668	8 906	9 269	12 329	15 397	24 482
Maksimum (CY11-15)	6,96	0,65	1,39	17,35	52,30	1 685	1 273	1 318	4 825	5 379	10 219	10 696	14 245	17 790	27 916

*) Średnia z maksymalnych rocznych wartości w latach klimatycznych

1.4.2.2. Wskaźniki wystarczalności zasobów wytwórczych dla scenariusza pesymistycznego – z uwzględnieniem odtwarzania mocy nJWCD ciepłych



Rys. 1.6 Średnie wartości współczynnika LOLE [h/rok] w latach 2021–2035 – scenariusz pesymistyczny z uwzględnieniem odtwarzania i rozwoju mocy nJWCD ciepłych



Rys. 1.7 Średnie wartości współczynnika EENS [GWh/rok] w latach 2021–2035 – scenariusz pesymistyczny z uwzględnieniem odtwarzania i rozwoju mocy nJWCD ciepłych

Tab. 1.17 Wartości minimalne, średnie i maksymalne wskaźników LOLE, LOLP oraz EENS w latach 2021–2035 – scenariusz pesymistyczny z uwzględnieniem odtwarzania i rozwoju mocy nJWCD ciepłych

Scenariusz pesymistyczny z uwzględnieniem odtwarzania i rozwoju mocy nJWCD ciepłych															
Rok	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
LOLE [h]															
Minimum (CY11-15)	2,98	0,46	1,02	15,00	29,22	845	523	405	1 384	1 479	2 315	2 301	2 632	2 987	4 000
Średnia (CY11-15)	7,18	0,89	2,14	23,85	49,94	950	615	494	1 546	1 654	2 528	2 525	2 890	3 249	4 243
Maksimum (CY11-15)	15,27	1,85	3,56	34,51	71,97	1 090	714	595	1 790	1 922	2 924	2 937	3 338	3 730	4 684
max LOLP															
Minimum (CY11-15)	0,06	0,01	0,05	0,24	0,39	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Średnia* (CY11-15)	0,12	0,04	0,11	0,37	0,58	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Maksimum (CY11-15)	0,27	0,08	0,16	0,45	0,83	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
EENS [GWh]															
Minimum (CY11-15)	1,04	0,15	0,36	6,82	14,48	950	575	426	2 431	2 757	5 828	6 075	7 962	10 215	17 715
Średnia (CY11-15)	2,94	0,30	0,82	11,54	28,23	1 121	730	553	2 829	3 179	6 546	6 852	8 922	11 376	19 302
Maksimum (CY11-15)	6,96	0,65	1,39	16,68	46,49	1 394	971	767	3 282	3 677	7 533	7 933	10 380	13 258	22 248

*) Średnia z maksymalnych rocznych wartości w latach klimatycznych

1.4.3. Wyniki analizy niezawodności systemu elektroenergetycznego – wymagana dodatkowa nadwyżka mocy celem spełnienia założonego standardu bezpieczeństwa

Dla przedstawionych w powyższych podrozdziałach wyników oszacowano także wymaganą dodatkową nadwyżkę mocy celem spełnienia standardu bezpieczeństwa, przyjętego jako jednoczesne spełnienie warunków:

- poziom LOLE nie więcej niż 3 godziny na rok i 0,25 godziny na miesiąc, w każdym roku klimatycznym 2011–2015 oraz
- maksymalny dopuszczalny poziom LOLP w godzinie nie większy niż 1%, w każdym roku klimatycznym 2011–2015.

Tab. 1.13 Wymagana dodatkowa, szacunkowa nadwyżka mocy celem spełnienia zakładanego standardu bezpieczeństwa [MW]

Scenariusz	Rok														
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
<i>Optymistyczny z zał. odtwarzaniem i rozwojem mocy nJWCD ciepłych</i>	2000	1000	2000	200	800	800	600	600	2000	2000	6000	7000	8000	9000	11000
<i>Optymistyczny z zał. brakiem odtwarzania mocy nJWCD ciepłych</i>	2000	1000	2000	200	1000	2000	2000	2000	3000	3000	8000	8000	9000	11000	13000
<i>Pesymistyczny z zał. odtwarzaniem i rozwojem mocy nJWCD ciepłych</i>	2000	1000	2000	3000	3000	6000	6000	6000	8000	8000	10000	11000	11000	12000	15000
<i>Pesymistyczny z zał. brakiem odtwarzania mocy nJWCD ciepłych</i>	2000	1000	2000	3000	3000	6000	7000	7000	9000	9000	11000	12000	13000	14000	17000

1.5. Podsumowanie

Scenariusz optymistyczny

Wyniki analizy wystarczalności zasobów wytwórczych pokazują, że nawet w przypadku scenariusza optymistycznego wyłączeń oraz przy założeniu odtwarzania i rozwoju mocy nJWCD ciepłych, a także rozwoju OZE w zakresie morskich elektrowni wiatrowych, dla spełnienia standardów bezpieczeństwa wymagana jest budowa około 6 000 MW nowych, stabilnych mocy do końca 2030. Wielkość ta dotyczy nowych mocy wytwórczych ponad aktualnie realizowane inwestycje w Turowie, Żeraniu, Dolnej Odrze oraz Ostrołęce.

Brak odtworzenia mocy nJWCD ciepłych (przede wszystkim elektrociepłowni) powoduje, że wielkość ta wzrasta do poziomu około 8 000 MW. Zakładane, wymagane standardy bezpieczeństwa nie są przy tym spełnione w roku 2029.

Wcześniej, tj. w okresie 2021–2029, występujące niedobory mocy względem zakładanego standardu bezpieczeństwa będą mogły być kompensowane za pomocą środków zaradczych takich jak: import awaryjny, DSR oraz optymalizacja okresów remontów, przy założeniu, że ich zakres będzie porównywalny z obecnym.

Po roku 2030 niedobór mocy pogłębia się i konieczne jest oddawanie do eksploatacji kolejnych nowych mocy wytwórczych. Na rok 2035 powinno być to dodatkowe 5 000 MW, w stosunku do wyżej wskazanych 6 000 MW albo 8 000 MW, w zależności od zakresu rozwoju mocy w elektrociepłowniach.

Scenariusz pesymistyczny

W przypadku scenariusza pesymistycznego wielkości wymaganych nowych mocy wytwórczych na koniec 2030 r. wynoszą odpowiednio 10 000 MW, z założonym odtwarzaniem i rozwojem inwestycji w elektrociepłowniach, oraz ok. 11 000 MW w przypadku braku inwestycji odtworzeniowych w tych źródłach. Dla tego scenariusza przekroczenie standardu bezpieczeństwa występuje już w 2024 r. i co do zasady jest niemożliwe do skompensowania za pomocą środków zaradczych.

Tak jak w scenariuszu optymistycznym, po roku 2030 niedobór mocy pogłębia się i konieczne jest oddawanie do eksploatacji kolejnych, nowych mocy wytwórczych. Na rok 2035 powinno być to dodatkowe 5 000 MW, w stosunku do wyżej wskazanych 10 000 MW albo 11 000 MW, w zależności od zakresu rozwoju mocy w elektrociepłowniach.

2. Bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznej w latach 2019-2020

2.1. Bezpieczeństwo pracy sieci

W latach 2019-2020 warunki pracy krajowej sieci elektroenergetycznej były zbliżone do warunków występujących w latach ubiegłych. Mimo stosunkowo łagodnych warunków pogodowych omawiany okres charakteryzował się wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną. Rekordowe zapotrzebowanie na moc elektryczną brutto w przekroju okresów zimowych wystąpiło 25 stycznia 2019 r. i wynosiło 26 504 MW, z kolei w przekroju okresów letnich wystąpiło 16 czerwca 2019 r. i wyniosło 24 096 MW. Tak duże obciążenia nie wywołały zakłóceń pracy KSE, mimo pełnego wykorzystania dostępnych mocy. Mimo wzrostu zapotrzebowania w kolejnych sezonach w okresie wiosennoletnim 2020 r. warunki obciążenia sieci były znacznie łagodniejsze co było wynikiem obostrzeń związanych ze stanem epidemii wirusa SARS CoV-2, chłodnym latem oraz znaczącym wzrostem generacji fotowoltaicznej. Dodatkowo w okresach obniżonego zapotrzebowania dni świątecznych nasiliły się problemy z kompensacją mocy biernej i wysokimi poziomami napięć. Jako działania zaradcze stosowano w szerszym zakresie niż zwykle wyłączenia ruchowe mało obciążonych linii 400 kV.

W północnym obszarze KSE poziom stabilności napięciowej wzrósł po uruchomieniu nowej linii 400 kV Żydowo Kierzkowo – Gdańsk Przyjaźń, nowej dwutorowej linii 220 kV (w gabarycie 400 kV) Bydgoszcz – Piła Krzewina (2019) oraz załączeniu linii 400 kV Krajnik – Vierraden (w układzie pracy tylko jednego toru 400 kV wraz z szeregowym układem dwóch przesuwników fazowych w stacji Vierraden).

Z uwagi na niską dopuszczalną obciążalność linii 110 kV w wyższych temperaturach otoczenia, trudne warunki pracy sieci 110 kV występowały na obszarach działania spółek dystrybucyjnych: PGE Dystrybucja (Oddziały Warszawa, Białystok, Łódź, Lublin) Energa-Operator (Oddział Kalisz), oraz innogy Stoen. W odniesieniu do wcześniejszych okresów pomimo przeprowadzonych modernizacji i nowych inwestycji, warunki pracy sieci 110 kV w okresach letnich uległy pogorszeniu szczególnie w obszarze PGE Dystrybucja czego główną przyczyną było zmniejszenie obciążalności linii. W okresach występowania temperatur otoczenia powyżej 25°C w celu likwidacji przeciążeń linii 110 kV, wprowadzono układy specjalne pracy sieci 110 kV, niekiedy wydzielające ciągi promieniowe czy układy sieci zasilane jednostronnie. W krytycznym okresie lata 2019 OSP przygotował układy specjalne o obniżonej pewności zasilania odbiorców, których łączne zapotrzebowanie w skali kraju wynosiło ok. 3 150 MW.

W okresie letnim 2020 r. po beźśnieźnej zimie i suchym okresie wiosennym wystąpiło realne zagrożenie obniżenia poziomu wody w Wiśle do wartości mogących spowodować znaczne ograniczenie generacji w El. Kozienice, El. Połaniec i EC Siekierki (głównie ze względu na przekroczenie dopuszczalnej temperatury wody odprowadzanej do rzek). W przypadku El. Połaniec i EC Siekierki analizowano warianty całkowitego ich odstawienia. W przypadku Elektrowni Kozienice zakładano, że będzie dostępny blok 11, posiadający zamknięty system chłodzenia. Analizy OSP wykazały, że bilansowo wyłączenie pojedynczo każdej z tych elektrowni nie stanowiło istotnego zagrożenia. Ubytek

mocy z tym związany powinien być możliwy do skompensowania poprzez zwiększenie generacji jednostek JWCD i/lub import mocy do KSE (dla wymiany równoległej do 1000 MW, dla połączeń HVDC do ich mocy znamionowej). Największe zagrożenia ujawniły się w przypadku wyłączenia EC Siekierki. Brak generacji w tym węźle uniemożliwiłby eliminację części przeciążeń występujących w stanach awaryjnych. Wówczas należałoby się liczyć z ograniczeniami dla odbiorców na obszarze Warszawy rzędu kilkudziesięciu megawatów. W przypadku ograniczenia generacji elektrowni Połaniec i Kozienice wskazano, że istotne znaczenie dla bezpieczeństwa pracy sieci na obszarze ODM Radom, mają dostawy mocy z Elektrowni Dobrotwór na Ukrainie i praca nowego bloku blok gazowo-parowego w Elektrowni Stalowa Wola.

Awarie, które wystąpiły w omawianym okresie miały z reguły charakter lokalny i były możliwe do likwidacji środkami będącymi w dyspozycji OSP. Awarie o charakterze obszarowym związane były z przejściem frontów burzowych.

W dniach 10-11 marca 2019 r. silny wiatr doprowadził do licznych uszkodzeń elementów sieci przesyłowej i dystrybucyjnej oraz ograniczeń dostaw energii. W szczytowym okresie wystąpienia ograniczeń tj. 11 marca o godzinie 6:00 ograniczenia odbiorców wynosiły 354 MW.

Pod koniec maja 2019 r. po dwóch tygodniach intensywnych opadów koryto rzeki Soły przesunęło się o ok. 17 metrów i niebezpiecznie zbliżyło do słupa 66/21 linii 220 kV Byczyna – Poręba – Czeczott zagrażając podmyciem fundamentów słupa i zawaleniem się go do rzeki. Niezwłocznie podjęto prace zabezpieczające polegające na zaczepieniu słupa linami do fundamentów wkopanych w grunt dalej od rzeki oraz zmianie profilu koryta rzeki poprzez usypanie wokół słupa opaski z głazów i żwiru. Docelowa likwidacja zagrożeń dla linii 220 kV Byczyna – Poręba, Poręba – Czeczott, związanych z lokalizacją w rejonie rzeki Soła, odbędzie się po planowanej przez OSP zmianie układu zasilania stacji Poręba.

Spośród awarii o charakterze lokalnym mających wpływ na pracę systemów połączonych należy wymienić:

- awarię dławika liniowego w stacji Alytus w dniu 20.11.2019 r. i w stacji Ełk Bis w dniu 27 lipca 2020 r. co wymusiło pracę linii 400 kV Alytus – Ełk Bis w układzie jednego toru,
- wyłączenie wstawki konwertorowej HVDC w stacji Słupsk w okresie 1-30 sierpnia 2019 r. z powodu pożaru w hali tyrystorów.

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

W stanach normalnych pracy krajowej sieci elektroenergetycznej, stosując dostępne środki:

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

OSP był w stanie zapewnić odpowiedni poziom jej niezawodności i bezpieczeństwa pracy. Często jednak odbywało się to kosztem przesunięcia w czasie części prac remontowych oraz zmiany harmonogramów prac inwestycyjnych. Dodatkowo zmiany grafików generacji oraz wymiany międzysystemowej powodowało zwiększenie kosztów funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego.

Uruchomienie 22 lipca 2018 r., linii 400 kV Krajnik – Vierraden znacząco wpłynęło na zmianę rozptyłów w północnej części KSE jak i na ciągach przesyłowych zasilających rejon aglomeracji poznańskiej. Na granicy DE - PL wprowadzono w stacji Vierraden układ szeregowy pracy przesuwnika fazowego PST z jednym torem linii 400kV Krajnik – Vierraden (drugi tor pozostaje wówczas

wyłączony) dzięki czemu uzyskano zakres regulacji $\pm 40^\circ$. W nowym układzie pracy wyłączenie linii 400kV Ostrów – Kromolice nie wprowadza już dodatkowych wymuszeń generacji w El. Dolna Odra co wcześniej uzasadnione było pewnością zasilania aglomeracji poznańskiej.

Uruchomienie dwutorowej linii 220 kV (w gabarycie 400kV), Bydgoszcz Zachód – Piła Krzewina poprawiło nie tylko zasilanie Bydgoszczy (poprzez zapewnienie dwustronnego zasilania stacji 220/110kV Bydgoszcz), ale również wpłynęło na odciążenie linii 220 kV Gdańsk – Żydowo, szczególnie w przypadku wyłączenia linii 400 kV Słupsk – Żarnowiec.

Ze względu na planowe wycofanie z eksploatacji bloków B3, B6 w El. Siersza, B1, B2 w El. Łaziska (co nastąpiło z końcem 2020 r.) oraz B1, B2, B3 El. Rybnik wykonano następujące prace inwestycyjne:

- w stacji Siersza uruchomiono drugi autotransformator AT 220/110 kV 160 MVA,
- w stacji Kopanina wymieniono 2 autotransformatory 220/110 kV 160 MVA na jednostki o mocy 275 MVA,
- w stacji Wielopole uruchomiono nowy autotransformator AT-5 400/110kV 450MVA.

Dodatkowy punkt transformacji w stacji Siersza zwiększył obciążenie linii 220 kV Byczyna – Siersza co potwierdziło zasadność przeprowadzonych wcześniej prac modernizacyjnych zwiększających przepustowość tych linii.

Powiązanie stacji 220/110 kV Pelplin z siecią 110 kV zwiększyło pewność zasilania ciągu 110 kV między stacjami Grudziądz – Gdańsk Błonia oraz rejonu Chojnic, Tucholi i Sępólna. W ostatnich dniach 2020 r., rozdzielnię 220 kV Pelplin przełączono do pracy na napięcie 400 kV wraz ze zmianą układu zasilania stacji, tj. wprowadzono nowe linie 400 kV Grudziądz – Pelplin – Gdańsk Przyjaźń w miejsce likwidowanych 220 kV Jasiniec – Pelplin – Gdańsk oraz uruchomiono AT 400/110 kV 450 MVA w miejsce AT 220/110 kV 160 MVA.

Zmiana układu sieci 400 kV między stacjami Kozienice – Siedlce Ujrzanów – Stanisławów – Narew (poprzez wybudowanie dwutorowego odcinka linii 400 kV i odpowiednie przepięcia), wpłynęła na wyrównanie przepływów na liniach 400 kV wyprowadzających moc z El. Kozienice w kierunku aglomeracji warszawskiej. W wyniku tej inwestycji utworzona została nowa relacja Kozienice – Stanisławów dzięki której wyeliminowano stan w którym wyłączenie typu N-1 Siedlce Ujrzanów – Stanisławów powodowało przerwanie relacji 400 kV w ciągu Kozienice – Siedlce Ujrzanów – aglomeracja warszawska. W nowym układzie obserwuje się również mniejsze obciążenie linii 400 kV Miłosna – Kozienice jak i autotransformatora 400/110 kV w stacji Siedlce Ujrzanów przy jednoczesnym większym obciążeniu autotransformatora 400/110 kV w stacji Miłosna. Mimo zmiany układu pracy sieci 400 kV i w konsekwencji odciążania autotransformatora 400/110 kV w stacji Siedlce Ujrzanów niewystarczające jest powiązanie tej stacji z siecią 110 kV (tylko trzy linie wyprowadzające moc z tej stacji). Stan ten wymusza wprowadzanie prewencyjnych podziałów w sieci 110 kV obniżających pewność jej pracy. W okresach letnich, w celu ograniczenia przekroczeń (rzędu 200% dopuszczalnej obciążalności znamionowej) w stanach wyłączenia linii 400 kV Siedlce Ujrzanów – Narew lub Kozienice – Lublin konieczne było/jest wprowadzenie układu wyspowego pracy sieci 110 kV zasilanego jedynie z autotransformatora 400/110 kV w stacji Siedlce Ujrzanów (obszar o zapotrzebowaniu ~140 MW).

Uruchomienie linii 400 kV Żydowo Kierzkowo – Gdańsk Przyjaźń (II kw. 2020), wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Żarnowiec – Gdańsk Błonia do stacji Gdańsk Przyjaźń, poprawiło warunki zasilania rejonu Koszalina, Słupska i Gdańska. Dzięki tym inwestycjom odciążona została linia 220 kV Żydowo Kierzkowo – Gdańsk. Wcześniej ze względu na zagrożenie znacznego przeciążenia tej linii w stanie wyłączenia linii 400 kV Słupsk – Żarnowiec, wprowadzano układ specjalny w rozdzielni 220 kV w stacji Gdańsk tj. układ promieniowego zasilania dwóch autotransformatorów 220/110kV w stacji Gdańsk.

W czerwcu 2020 r., przeprowadzono prace w stacji HVDC Słupsk, mające na celu zwiększenie zakresu działania automatyki EPC (ang. Emergency Power Control – automatyka ograniczająca przesył mocy w przypadku awarii). Wprowadzono nowe stopnie redukcji przesyłanej mocy: 450-300-150 MW oraz dodatkowy sygnał od wyłączenia linii 400 kV Morzyczyn – Dunowo. Dzięki rozszerzeniu

możliwości automatyki zwiększyły się możliwości importowe i eksportowe na połączeniu stałoprądowym ze Szwecją.

W tym samym okresie uruchomiono również automatykę odciążającą (AO) w stacji Narew, której zadaniem jest umożliwienie eksportu mocy do systemu litewskiego przy zapewnieniu ochrony od przeciążeń linii w północno-wschodnim obszarze KSE. Automatyka ta powoduje wysłanie sygnału do SE Alytus pobudzającego funkcję EPC na zaniżenia mocy na łączu HVDC do 50 MW (minimum techniczne) w przypadku wystąpienia zakłócenia w obszarze monitorowanym przez automatykę.

Z końcem 2020 roku zwiększono przepustowość linii 400 kV Mikułowa – Czarna (z 1660A/1150MVA do 2580A/1787MVA dla $T=0^{\circ}\text{C}$). Dzięki temu znacznie zmniejszone zostało niebezpieczeństwo jej przeciążenia przy dużych przepływach mocy z Niemiec do Polski. Po modernizacji obciążenie tej linii w układzie normalnym wynosi około 50% obciążalności znamionowej (dla $T=0^{\circ}\text{C}$). Inwestycja ta wraz z planowanym uruchomieniem linii 400 kV Mikułowa – Pasikowice wymagana była w związku z planami uruchomienia nowego bloku 480 MW El. Turów jak i dostosowywaniem możliwości wymiany transgranicznej do regulacji europejskich. Już teraz zaobserwować można pozytywny wpływ tej inwestycji na pracę KSE. Przy wysokim przepływie z systemu niemieckiego w szerszym zakresie możliwa jest regulacja PST w stacji Vierraden w celu ograniczenia przepływu na liniach Krajnik – Vierraden. Dodatkowo ograniczona została liczba stanów, w których wymagane było użycie regulacji kątowej na autotransformatorach w stacji Mikułowa, w celu „przesunięcia” obciążenia z sieci 400 kV (linii Mikułowa – Czarna) na sieć 220 kV (linie Mikułowa – Świebodzice i Mikułowa – Polkowice).

W stanach wysokiej generacji farm wiatrowych w związku z koniecznością obniżenia generacji w jednostkach cieplnych, obszar sieci ODM Katowice z obszaru o nadwyżce generacji staje się obszarem importującym moc (nawet ponad 1000 MW). Stan ten powoduje, że dociażają się linie 220 kV ze stacji Rogowiec w kierunku południowej części KSE. W celu ograniczenia potencjalnych dużych przeciążeń w stanach N-1 prewencyjnie wprowadza się układy specjalne o obniżonej pewności zasilania w stacjach: Joachimów, Łagisza i Łośnice. Działania te czasami mogą okazać się niewystarczające i finalnie konieczna może być zmiana rozkładu generacji (zmniejszenie generacji El. Bełchatów i zwiększenie w południowej części KSE). Szacuje się, że dla warunków bilansowych szczytu dnia roboczego w przypadku wystąpienia wysokiej generacji farm wiatrowych zlokalizowanych w północno-zachodniej części Polski należy utrzymywać w obszarze działania ODM Katowice generację pokrywającą ok. 65% zapotrzebowania obszaru. W szczególności generację wielkości ok. 1300 MW należy utrzymywać w jednostkach wytwórczych przyłączonych do sieci 220kV.

Potencjalnie niebezpiecznym stanem awaryjnym jest wyłączenie linii 400 kV Kozienice – Lublin, które w okresach letnich skutkować może przeciążeniem linii 220 kV Puławy – Abramowice, maksymalnym dociążeniem autotransformatora 220/110 kV w stacji Abramowice oraz przeciążeniem linii 110 kV na przekroju od stacji Stalowa Wola i Ostrowiec w kierunku stacji Abramowice. Zagrożenia te uwidaczniają się przy braku dostaw z El. Dobrotwór i braku generacji nowego bloku gazowo-parowego El. Stalowa Wola. W tym stanie w celu eliminacji skutków awarii konieczne będzie redukcja generacji El. Kozienice wraz z wprowadzeniem dodatkowych podziałów w sieci 110 kV.

W ostatnich sezonach uwidaczniają się coraz większe wyzwania w zasilaniu aglomeracji warszawskiej. Mimo rozbudowy sieci 400 kV (zmiana układu 400kV w ciągu Kozienice – Siedlce – aglomeracja warszawska) przy wielu punktach zasilania z sieci przesyłowej (Miłosna, Mościska, Mory, Piaseczno, Warszawa Towarowa, Ołtarzew), a jednocześnie przy niższej generacji EC Siekierki i Żerań, autotransformatory NN/110 kV szczególnie w stacji Mory są wysoko obciążone, a w stanach awaryjnych występują ich znaczne przeciążenia oraz przeciążenia linii 110 kV na tym obszarze. Sytuacja taka spowodowana jest przede wszystkim wciąż rosnącym zapotrzebowaniem i występującymi w sieci 110 kV liniami o niskiej obciążalności, niedostosowanymi do obecnych przepływów. Są to linie łączące stację Mory ze stacją EC Siekierki, linie wyprowadzające moc ze stacji Miłosna oraz linie znajdujące się na obszarze aglomeracji warszawskiej będące własnością PGE Dystrybucja S.A. Oddział Warszawa. Problemem powtarzającym się od kilku lat, jest pewność zasilania rejonu stacji Warszawa Południowa. Należy mieć na uwadze, że dalsza rozbudowa sieci przesyłowej i 110 kV na obszarze aglomeracji warszawskiej będzie prowadziła do dalszego wzrostu prądów zwarciovych. Aby uniknąć

ich przekroczenia, oprócz dostosowania (w miarę możliwości) aparatury łączeniowej, konieczna będzie głęboka rekonfiguracja sieci 110 kV jak na przykład podzielenie jej na trzy pierścienie bądź wprowadzenie pracy promieniowej. Już w sezonie zimowym 2019/2020 niedostosowanie aparatury łączeniowej w stacjach aglomeracji warszawskiej (zwłaszcza EC Siekierki) do panujących warunków zwarciowych wymusiło konieczność wprowadzenia do układu normalnego pracy na 3 węzły elektryczne na rozdzielni 110 kV EC Siekierki.

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

- odłączenie baterii kondensatorów podłączonych do sieci SN,
- załączenie dostępnych dławików kompensacyjnych w sieci NN i WN,
- zmniejszenie generacji (lub zwiększenie poboru) mocy biernej przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane oraz jednostki koordynowane,
- zmiana przekładni transformatorów sprzęgających 400/110 oraz 220/110 kV,
- konieczne staje się wyłączanie słabo obciążonych linii w tym linii 400 kV.

W sieci przesyłowej najczęściej z tego powodu wyłączane są linie 400 kV: Łomża Systemowa – Elk Bis (jeden tor), Łomża Systemowa – Ostrołęka (jeden tor), Ostrołęka – Olsztyn Mątki, Dobrzeń – Pasikowice (jeden tor), Plewiska – Kromolice (jeden tor), Miłosna – Ołtarzew, Czarna – Polkowice (jeden tor), Kielce – Połaniec, Kozienice – Lublin Systemowa, Kozienice – Stanisławów, Stanisławów – Siedlce Ujrzanów, Słupsk – Żydowo Kierzkowo (jeden tor), Grudziądz – Jasiniec, Pasikowice – Ostrów, Wielopole – Joachimów, Żarnowiec – Gdańsk Błonia, Rogowiec – Ostrów, Skawina – Rzeszów, Miłosna – Stanisławów (jeden tor), Płock – Ołtarzew, Skawina – Tucznawa, Tarnów – Rzeszów, Wrocław – Świebodzice.

Dla rozwiązania tego problemu OSP podjął działania instalacji w sieci przesyłowej dodatkowych dławików kompensacyjnych. Jednakże równolegle konieczne jest stworzenie bardziej skutecznych regulacji prawnych załączania/wyłączenia przez OSD baterii podłączonych do sieci SN (część baterii w sieci SN podłączona jest w sposób trwały, bez możliwości okresowego wyłączenia).

Większość polskich linii 220 kV i 400 kV została zaprojektowana zgodnie z praktyką stosowaną do drugiej połowy lat dziewięćdziesiątych, która nie uwzględniała nagrzewania się przewodów fazowych przez prąd i w związku z tym odległości przewodów fazowych od ziemi i obiektów krzyżowanych wymiarowano dla temperatury pracy +40°C. Uzasadnieniem takiej praktyki (stosowanej nie tylko w Polsce, ale i w wielu krajach europejskich) był fakt, że przepływy mocy przyjmowane do projektowania linii były dużo niższe niż obecnie i ich wpływ na temperaturę przewodów był niewielki. Powszechnie stosowano przewody stalowo-aluminiowe, których dopuszczalna temperatura pracy długotrwałej wynosi +80°C, ale z powodu stosowanej praktyki wymiarowania odległości doziemnych przewodów linii, dopuszczalna temperatura pracy przewodów było ograniczona do +40°C. Praktyka ta przyniosła wymierne korzyści w postaci oszczędności w kosztach budowy linii (niższe słupy i związane z tym oszczędności stali i robocizny), ale jej skutki w postaci niedostatecznej zdolności przesyłowej linii są odczuwane do dnia dzisiejszego. Obciążalność linii przy temperaturze przewodów +40°C jest bowiem o około połowę niższa niż obciążalność przy temperaturze przewodów +80°C. Najtrudniejsza sytuacja występuje w lecie, w warunkach wysokich temperatur otoczenia. PSE S.A. wykonuje corocznie prace modernizacyjne, mające na celu zwiększenie dopuszczalnej obciążalności linii. Prace te polegają głównie na podwyższaniu lub wymianie wybranych słupów, regulacji zwisów i wymianie przewodów fazowych na nowe lub innego typu.

2.2. Zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w latach 2019–2020

Zarówno w roku 2019 jak też w roku 2020, nie wystąpiły ograniczenia w poborze mocy ani wyłączenia odbiorców spowodowane niedoborem mocy w KSE.

Podstawowe wskaźniki techniczne z zakresu bezpieczeństwa dostaw dla roku 2019

Suma mocy osiągalnej brutto jednostek wytwórczych w KSE wyniosła 46 991 MW (stan na dzień 31.12.2019) i wzrosła o 1 341 MW w stosunku do analogicznego dnia roku 2018. Moc osiągalna JWCD zwiększyła się w stosunku do roku 2018 o 103 MW, co wynika głównie z:

- wycofania z eksploatacji jednej jednostki wytwórczej o mocy 370 MW w elektrowni Bełchatów,
- przekazania do osvajania jednej jednostki wytwórczej o mocy 467 MW w elektrowni Stalowa Wola 4.

Moc osiągalna brutto nJWCD w 2019 roku zwiększyła się o 1 238 MW w porównaniu z rokiem 2018, co wynikało głównie z przekazania do eksploatacji źródeł odnawialnych innych niż wiatrowe (885 MW).

Średnie roczne krajowe zapotrzebowanie brutto na moc w dniach roboczych w 2019 r. zmalało w stosunku do roku 2018, przy czym w szczycie wieczornym odnotowano spadek o 1,0%, natomiast w szczycie rannym o 1,5%.

Moc dyspozycyjna brutto w 2019 roku w elektrowniach krajowych w dniach roboczych była wyższa w stosunku do roku 2018 o 3,3% w szczycie wieczornym oraz 3,7% w szczycie rannym.

Podstawowe wskaźniki techniczne z zakresu bezpieczeństwa dostaw dla roku 2020

Suma mocy osiągalnej brutto jednostek wytwórczych w KSE wyniosła 49 095 MW (stan na dzień 31.12.2020) i wzrosła o 2 104 MW w stosunku do analogicznego dnia roku 2019. Moc osiągalna brutto JWCD zmniejszyła się w stosunku do roku 2019 o 367 MW, co wynika głównie z:

- wycofania z eksploatacji jednej jednostki wytwórczej o mocy 125 MW w elektrowni Łaziska,
- wycofania z eksploatacji dwóch jednostek wytwórczych o łącznej mocy 400 MW w elektrowni Pątnów,
- wycofania z eksploatacji dwóch jednostek wytwórczych o łącznej mocy 251 MW w elektrowni Siersza,
- wycofania z eksploatacji jednej jednostki wytwórczej o mocy 125 MW w elektrowni Stalowa Wola,
- przekazania do osvajania jednej jednostki wytwórczej o mocy 480 MW w elektrowni Turów.

Moc osiągalna brutto nJWCD w 2020 roku zwiększyła się o 2 471 MW w porównaniu z rokiem 2019, co wynikało głównie z:

- wycofania z eksploatacji jednej jednostki wytwórczej o mocy 75 MW w Ec. Ostrołęka A,
- przekazania do eksploatacji innych źródeł odnawialnych (głównie fotowoltaicznych) oraz farm wiatrowych (2 572 MW).

Średnie roczne krajowe zapotrzebowanie na moc w dniach roboczych w 2020 r. zmalało w stosunku do roku 2019, przy czym w szczycie wieczornym odnotowano spadek o 2,9%, natomiast w szczycie rannym o 2,3%.

Moc dyspozycyjna w 2020 r. w elektrowniach krajowych w dniach roboczych była niższa w stosunku do roku 2019 o 0,8% w szczycie wieczornym, natomiast była wyższa o 1,3% w szczycie rannym.

Planowanie Koordynacyjne

OSP sporządza i udostępnia do 30 listopada roku poprzedzającego Plan Koordynacyjny Roczny (PKR) na okres kolejnych 3 lat. W ramach PKR jest wyznaczany (w wartościach średniomiesięcznych z dobowych szczytów dni roboczych) bilans mocy KSE. Dla tego planu oczekiwana nadwyżka bilansowa (poziom rezerw mocy) powinna wynosić co najmniej 18%.

W ramach PKR jest równocześnie opracowywany, w oparciu o informacje zgłaszane przez wytwórców, harmonogram planowanych postojów remontowych JWCD (HRB). Plan jest uzgadniany i weryfikowany w zakresie spełnienia ograniczeń wynikających z planów wyłączeń elementów sieci. PKR wraz z harmonogramem remontów podlega kwartalnej aktualizacji.

OSP sporządza i udostępnia Plan Koordynacyjny Miesięczny (PKM) na okres miesiąca – do 25 dnia (w lutym do 23) miesiąca poprzedzającego. W ramach PKM, dla każdego szczytu dobowego, jest wyznaczany bilans mocy KSE oraz opracowywany harmonogram postojów remontowych JWCD. Dla

tego planu oczekiwana nadwyżka bilansowa mocy, dla każdego szczytu dobowego, powinna wynosić co najmniej 17%.

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

3.1. Krajowi wytwórcy energii elektrycznej

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

W tabelach 3.1. i 3.2. przedstawiono strukturę mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach krajowych na koniec 2018, 2019 i 2020 roku.

Tab. 3.1 Struktura mocy zainstalowanej w KSE [MW].

Wyszczególnienie	31.12.2018 r.	31.12.2019 r.	31.12.2020 r.
Elektrownie zawodowe	36 638	36 674	36 364
Elektrownie zawodowe wodne	2 341	2 346	2 356
Elektrownie zawodowe ciepłne, w tym:	34 296	34 328	34 008
na węgla kamiennym	23 215	23 159	22 747
na węgla brunatnym	8 752	8 382	8 478
gazowe	2 330	2 788	2 782
Elektrownie wiatrowe i inne odnawialne	6 621	7 490	10 229
Elektrownie przemysłowe	2 680	2 634	2 645
JWCD	29 128	29 333	29 429
nJWCD	16 811	17 466	19 810
Ogółem	45 939	46 799	49 238

Źródło: PSE S.A.

Tab. 3.2 Struktura mocy osiągalnej w KSE [MW].

Wyszczególnienie	31.12.2018 r.	31.12.2019 r.	31.12.2020 r.
Elektrownie zawodowe	36 582	36 823	36 357
Elektrownie zawodowe wodne	2 391	2 399	2 406
Elektrownie zawodowe ciepłne, w tym:	34 191	34 424	33 951
na węgla kamiennym	23 069	23 225	22 642
na węgla brunatnym	8 806	8 436	8 546
gazowe	2 316	2 763	2 763
Elektrownie wiatrowe i inne odnawialne	6 452	7 485	10 057
Elektrownie przemysłowe	2 615	2 682	2 681
JWCD	29 461	29 564	29 197
nJWCD	16 189	17 427	19 898
Ogółem	45 650	46 991	49 095

Źródło: PSE S.A.

Suma mocy osiągalnej elektrowni krajowych na dzień 31 grudnia 2020 r. wyniosła 49 095 MW i wzrosła o 2 104 MW w stosunku do stanu dla analogicznego dnia roku ubiegłego.

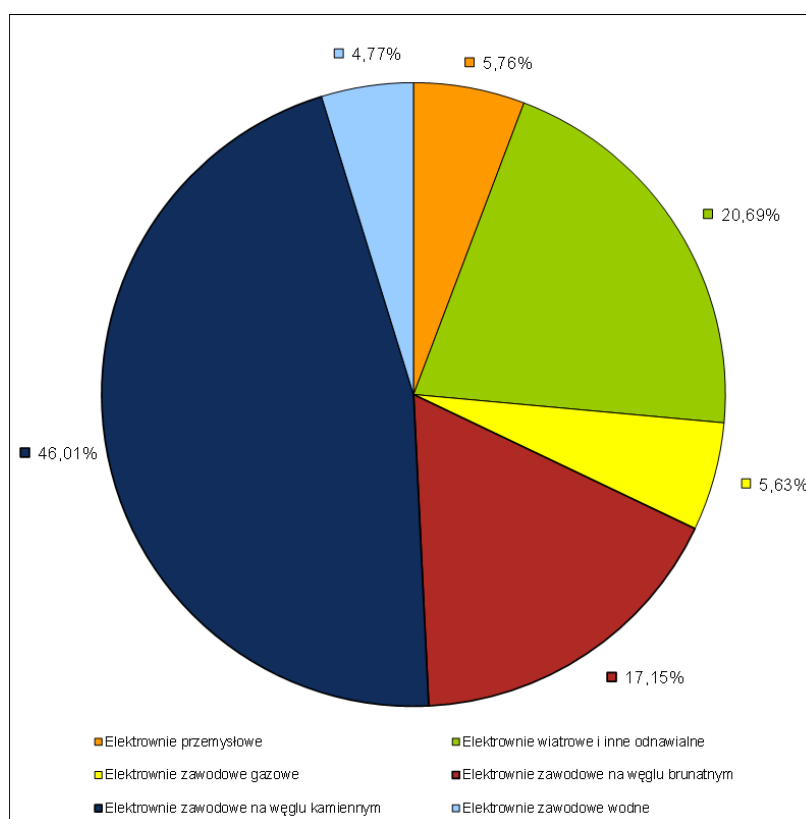
Łącznie suma mocy osiągalnej ciepłych elektrowni zawodowych stanowiła 69,2% ogółu mocy osiągalnej w KSE, przy czym udział elektrowni zawodowych na węglu kamiennym stanowił 46,1%, a udział elektrowni zawodowych na węglu brunatnym 17,4%.

Ze względu na prowadzenie ruchu jednostki wytwórcze dzielą się na: Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane (JWCD), będące w dyspozycji Operatora Systemu Przesyłowego, i jednostki wytwórcze niedysponowane centralnie (nJWCD).

Moc osiągalna JWCD w 2020 r. zmniejszyła się o 367 MW w porównaniu z rokiem 2019. Udział JWCD w mocy osiągalnej KSE stanowił około 59%.

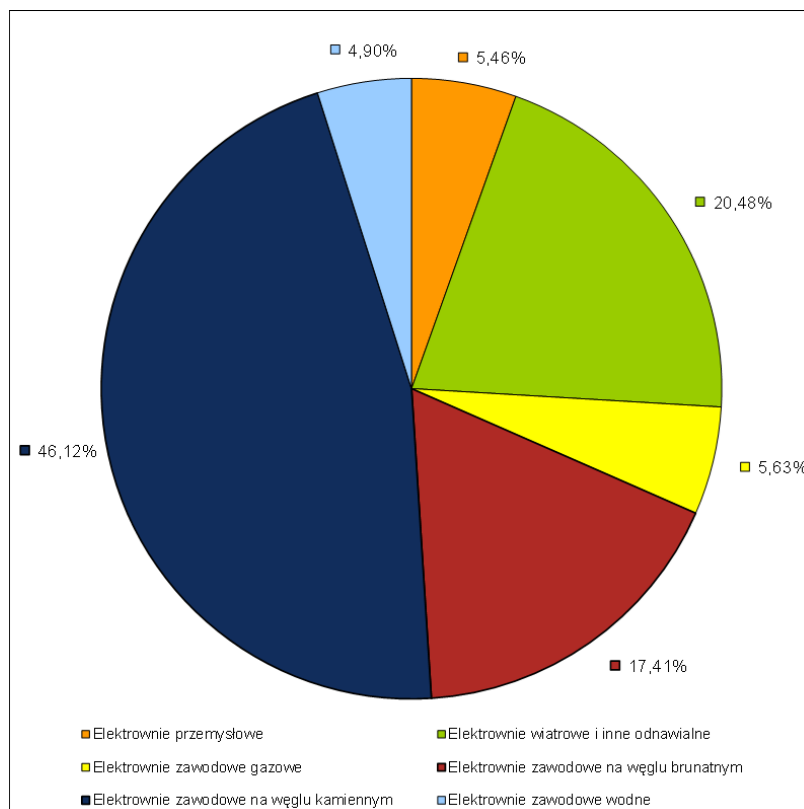
Moc osiągalna nJWCD w 2020 r. zwiększyła się o 2 471 MW w porównaniu z rokiem 2019. Udział nJWCD w mocy osiągalnej KSE stanowił około 41%.

Rysunki 3.1. i 3.2. przedstawiają procentową strukturę mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach krajowych na dzień 31 grudnia 2020 r.



Źródło: PSE S.A.

Rys. 3.1 Struktura procentowa mocy zainstalowanej w KSE stan na 31.12.2020 r.



Źródło: PSE S.A.

Rys. 3.2 Struktura procentowa mocy osiągalnej w KSE stan na 31.12.2020 r.

Tabela 3.3 przedstawia wielkości roczne i strukturę produkcji energii elektrycznej oraz wielkości wymiany międzysystemowej i krajowego zużycia energii elektrycznej w 2020 r. na tle lat 2018 i 2019. Produkcja energii elektrycznej w elektrowniach krajowych w 2020 r. zmniejszyła się, w porównaniu z rokiem 2019, o około 6,5 TWh. Należy przy tym zaznaczyć, że w 2020 r. miał miejsce wzrost wymiany zagranicznej energii w kierunku importu (o 24,5%), wzrost produkcji energii w elektrowniach gazowych (o 15,1%), spadek produkcji energii w elektrowniach zawodowych na węglu brunatnym (o 8,5%) oraz wzrost produkcji energii elektrycznej w źródłach innych odnawialnych (głównie fotowoltaicznych) i wiatrowych (o 14,1%).

Tab. 3.3 Struktura produkcji energii elektrycznej w elektrowniach krajowych, wielkości wymiany energii elektrycznej z zagranicą i krajowe zużycie energii elektrycznej w latach 2018-2020 [GWh].

Wyszczególnienie		2018	2019	Dynamika	2020	Dynamika
		[a]	[b]	[c]	[d]	[e]
1.	Produkcja energii elektrycznej ogółem	165 214	158 767	-3,9	152 308	-4,07
1.1.	Elektrownie zawodowe, w tym:	143 234	134 245	-6,28	126 137	-6,04
1.1.1.	elektrownie zawodowe wodne	2 197	2 454	11,7	2 698	9,96
1.1.2.	elektrownie zawodowe ciepłe, w tym:	141 037	131 791	-6,56	123 439	-6,34
1.1.2.1.	na węglu kamiennym	82 375	78 190	-5,08	71 546	-8,5
1.1.2.2.	na węglu brunatnym	49 072	41 502	-15,43	37 969	-8,51
1.1.2.3.	gazowe	9 590	12 099	26,16	13 924	15,09
1.2.	Elektrownie wiatrowe i inne odnawialne	11 958	14 344	19,96	16 372	14,14
1.3.	Elektrownie przemysłowe	10 022	10 178	1,56	9 799	-3,73
2.	Wymiana zagraniczna	5 718	10 624	85,8	13 224	24,48
3.	Krajowe zużycie energii	170 932	169 391	-0,9	165 532	-2,28

Źródło: PSE S.A.

3.2. Wymiana energii elektrycznej z zagranicą

KSE współpracuje synchronicznie z krajowymi systemami elektroenergetycznymi państw Europy kontynentalnej (Niemcy, Czechy, Słowacja) i wydzieloną częścią krajowego systemu elektroenergetycznego Ukrainy (tj. dwa generatory elektrowni Dobrotwór połączonych ze stacją Zamość) oraz asynchronicznie z krajowym systemem elektroenergetycznym Szwecji poprzez kabel podmorski prądu stałego, krajowym systemem elektroenergetycznym Litwy poprzez wstawkę prądu stałego *back to back*. Połączenia Polski z krajami sąsiednimi obejmują kilkanaście międzysystemowych linii transgranicznych (na napięciach 110 kV, 220 kV, 400 kV oraz 750 kV), przy czym część tych linii jest wyłączona lub demontowana.³

Wymianę międzysystemową energii elektrycznej z poszczególnymi krajami w latach 2019-2020 (GWh) przedstawia tabela 3.4. Saldo wymiany energii elektrycznej między Polską a sąsiednimi krajami wyniosło 13 224 GWh (import).

Tab. 3.4 Wymiana międzysystemowa energii elektrycznej z poszczególnymi krajami w latach 2019-2020 (GWh)

Lp.	Wyszczególnienie	2019			2020		
		Pobór	Oddanie	Saldo	Pobór	Oddanie	Saldo
1.	Białoruś	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2.	Czechy	1 022,1	3 407,6	-2 385,5	1 674,1	3 649,7	-1 975,6
3.	Litwa	2 280,4	384,7	1 895,7	2 158,7	380,7	1 778,0
4.	Niemcy	10 085,7	19,7	10 066,0	11 235,2	12,1	11 223,1
5.	Słowacja	26,8	3 244,9	-3 218,1	92,5	3 154,6	-3 062,1
6.	Szwecja	3 077,2	188,4	2 888,7	3 788,9	12,6	3 776,3
7.	Ukraina	1 376,8	0,0	1 376,8	1 484,1	0,0	1 484,1
8.	Razem	17 869,0	7 245,3	10 623,7	20 433,7	7 209,7	13 224,0

Zródło: PSE S.A.

Aktualny stan wymiany energii elektrycznej z zagranicą w latach 2019-2020, na poszczególnych liniach międzysystemowych, przedstawia tabela nr 15.

Tab. 3.5 Wymiana energii elektrycznej z zagranicą w latach 2019-2020 (GWh) na poszczególnych liniach - przepływy fizyczne

Wyszczególnienie	2019			2020		
	Pobór	Oddanie	Saldo	Pobór	Oddanie	Saldo
Wymiana równoległa	10 731,3	6 619,3	4 112,0	12 595,5	6 752,6	5 842,9
Krosno - Lemesany (400 kV)	26,8	3 244,9	-3 218,1	92,6	3 154,6	-3 062,1
Albrechtice - Dobrzeń (400 kV)	19,0	1 944,5	-1 925,6	10,0	1 902,1	-1 892,1
Nosowice - Wielopole (400 kV)	285,6	957,5	-671,9	686,5	1 289,5	-603,0
Hagenverder - Mikułowa (400 KV)	7 472,3	15,1	7 457,2	7 516,4	9,6	7 506,8
Liskovec - Kopanina - Bujaków (220 kV)	314,2	452,7	-138,5	571,3	394,3	177,0
Vierraden - Krajnik (220 kV)	2 613,4	4,6	2 608,8	3 718,8	2,4	3 716,4
Wymiana nierównoległa	7 137,8	626,0	6 511,7	7 838,1	457,1	7 381,0
Triniec - Mnisztwo (110 KV)	0,1	50,6	-50,5	0,0	62,4	-62,4
Porici - Boguszów (110 kV)	391,4	2,2	389,2	389,2	1,4	387,8
Nachod - Kudowa (110 KV)	11,8	0,0	11,8	17,1	0,0	17,1
Darkow - Pogwizdów (110 kV)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ełk - Alytus (400 kV)	2 280,5	384,7	1 895,7	2 158,7	380,7	1 778,0
Starno - Słupsk (DC 450 kV)	3 077,2	188,4	2 888,7	3 788,9	12,6	3 776,3
Dobrotwór - Zamość (220 kV)	1 376,8	0,0	1 376,8	1 484,1	0,0	1 484,1
Razem	17 869,0	7 245,3	10 623,7	20 433,7	7 209,7	13 224,0

Zródło: PSE S.A.

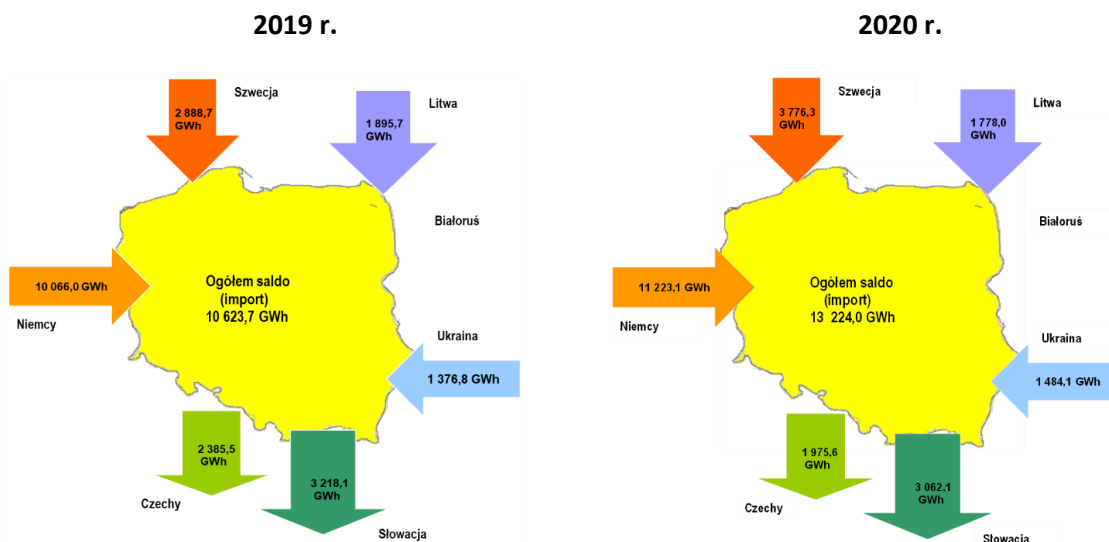
Saldo fizycznych przepływów energii elektrycznej z sąsiadującymi systemami, w okresie ostatnich lat przedstawia tabela nr 16.

³ Wyłączona linia 750kV Chmielnicka-Rzeszów,

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

Rok	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Saldo przepływów fizycznych energii elektrycznej	-5 243	-2 841	-4 521	2 167	-334	1 999	2 287	5 718	10 624	13 224
Pobór (import)	6 779	9 803	7 801	13 509	14 459	14 016	13 271	13 839	17 869	20 434
Oddanie (eksport)	12 023	12 644	12 323	11 342	14 792	12 018	10 984	8 121	7 245	7 210

Źródło: PSE S.A.



Źródło: PSE S.A.

Rys. 3.3 Bilans wymiany energii elektrycznej w latach 2019-2020 (saldo przepływów rzeczywistych)

Na rynku energii elektrycznej o kierunkach wymiany energii elektrycznej decydują relacje ofert cenowych składanych przez uczestników rynku w zakresie zakupu oraz sprzedaży energii elektrycznej. Rolą OSP jest zapewnienie bezpieczeństwa pracy systemu podczas realizacji przepływów energii elektrycznej wynikających z transakcji handlowych uczestników rynku. Podstawowym narzędziem OSP jest rynek bilansujący, służący do bilansowania zasobów KSE w czasie rzeczywistym. W sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu, OSP ma prawo sięgnąć po działania interwencyjne, w tym po interwencyjną wymianę międzyoperatorską. OSP nie decyduje więc o imporcie lub eksporcie handlowym, nie zawiera transakcji na rachunek uczestników rynku, ani nie jest pośrednikiem w wymianie transgranicznej energii elektrycznej. Rolą i obowiązkiem OSP jest wyłącznie wyznaczanie i udostępnianie zdolności przesyłowych, zgodnie z wymogami prawnymi, które to z kolei są wykorzystywane przez podmioty działające na rynku. Wymiana handlowa obserwowana na granicach KSE jest agregatem transakcji zawieranych przez indywidualnych uczestników rynku w ramach realizowanych przez nich strategii biznesowych.

Historycznie do roku 2013 Polska była eksporterem energii elektrycznej netto. Obecnie, przede wszystkim z uwagi na wzrost ceny energii generowanej w kraju z uwagi na obciążenia związane z ceną uprawnień do emisji CO₂, Polska stała się importerem netto. W 2019 roku import handlowy netto sięgnął ok. 10,6 TWh., a w pierwszej połowie 2020 r. wyniósł 13,2 TWh.

Transgraniczne fizyczne przepływy energii są naturalną cechą połączonych synchronicznie systemów elektroenergetycznych. Energia elektryczna wymieniana między tymi systemami jest towarem handlowym, a prawo Unii Europejskiej wspiera wolny handel tą energią.

Wielkość zdolności przesyłowych jest uzależniona od możliwości technicznych krajowego systemu przesyłowego oraz możliwości przesyłowych systemów sąsiednich. Dodatkowym, poza technicznym czynnikiem, który operatorzy uwzględniają, są oczywiście przepisy prawne w zakresie

zasad alokowania zdolności przesyłowych, w tym m.in. minimalnych wielkości zdolności, które operatorzy są zobowiązani udostępniać. zgodnie z regulacjami UE.

Dla utrzymania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej niezwykle istotne jest zatem utrzymanie odpowiedniej mocy dyspozycyjnej w jednostkach krajowych, ale również odpowiedniego poziomu mocy połączeń transgranicznych, pozwalających na mitygację ryzyka oraz skutków zdarzeń losowych, w przypadku jednoczesnej niedyspozycyjności jednostek wytwórczych.

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

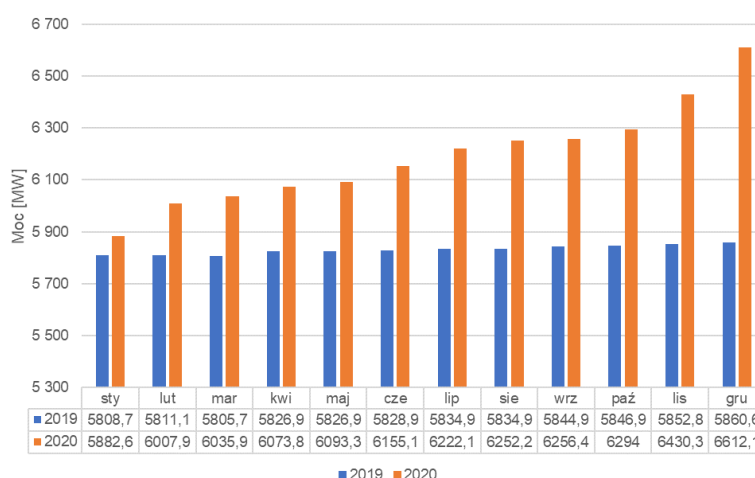
Z uwagi na starzenie się istniejącego parku maszynowego, jak i wymogi ochrony środowiska, w miejsce sukcesywnie wycofywanych starych jednostek wytwórczych wprowadzane będą nowe jednostki charakteryzujące się większymi mocami jednostkowymi, większą sprawnością, wyposażone w wysokosprawne instalacje ochrony środowiska. Obok źródeł węglowych kolejną grupą źródeł wytwórczych będą bloki energetyczne dużej mocy wykorzystujące w procesie produkcji jako paliwo gaz ziemny.

Przez ostatnie dwa lata zaobserwowano dynamiczny rozwój źródeł odnawialnych – głównie fotowoltaicznych. Trend wzrostu, bazując na danych historycznych, nie wykazuje oznak spowolnienia, jest wręcz przeciwnie - dynamika przyłączania nowych źródeł fotowoltaicznych wzrasta. Powodem takiego stanu rzeczy są:

- programy wsparcia – uruchomione na poziomie krajowym, powiatowym a także gminnym,
- system aukcyjny – prowadzone przez URE, gwarantujące zwycięzcom, na mocy ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz przepisów wykonawczych minimalną cenę po jakiej zostanie zakupiona energia wytworzona z tych źródeł,
- zauważalny, spadający poziom nakładów dla tego typu inwestycji oraz wysoka dostępność tych źródeł w zastosowaniach prosumenckich, funkcjonujących w obszarze sieci najniższych napięć.

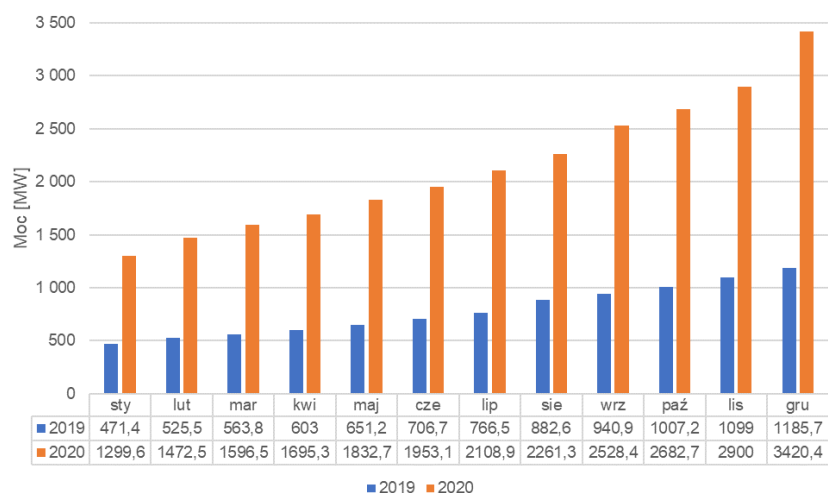
Możliwy jest dalszy rozwój lądowej energetyki wiatrowej. W okresie 2025-2030 spodziewane jest pojawienie się i intensywny przyrost mocy morskich farm wiatrowych. Po 2030 roku spodziewane jest uruchomienie pierwszej w Polsce elektrowni jądrowej.

Trendy przyrostu mocy zainstalowanej dla przykładowych rodzajów wytwarzania (źródła fotowoltaiczne i lądowe elektrownie wiatrowe) dla okresu 2019-2020 zostały zaprezentowane na rys. 3.4 i 3.5. W przypadku farm wiatrowych przyrost mocy w roku 2019 wyniósł 0,89%, a w 2020 r. już 12,4 %. Natomiast w przypadku instalacji fotowoltaicznych w 2019 r. przyrost kształtował się na poziomie 151,52%, a w 2020 r. już 163,19 %.



Źródło: PSE S.A.

Rys. 3.4 Przyrost mocy zainstalowanej w farmach wiatrowych w latach 2019-2020



Źródło: PSE S.A.

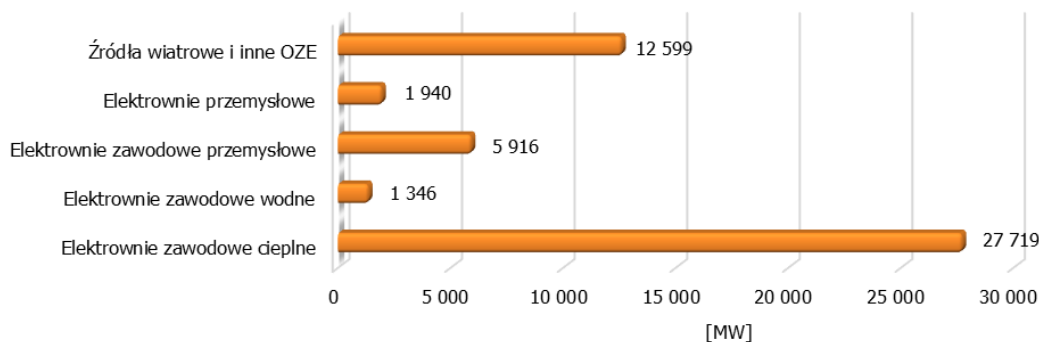
Rys. 3.4 Przyrost mocy zainstalowanej w instalacjach fotowoltaicznych w latach 2019-2020

Dynamiczny rozwój źródeł OZE, w szczególności fotowoltaiki w połączeniu z obecnym stanem i spodziewanym rozwojem energetyki wiatrowej, w tym morskich elektrowni wiatrowych, praca źródeł fotowoltaicznych, już w najbliższym czasie będzie istotnie wpływać na pracę innych źródeł, w tym źródeł stabilnych odpowiedzialnych za bezpieczeństwo bilansowe KSE. Można zakładać, że będą występowały częste sytuacje, w których generacja OZE będzie na tyle wysoka, że wymagana będzie jej redukcja w celu utrzymania koniecznego dla zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE poziomu generacji w źródłach stabilnych. Wpłyne to negatywnie na efektywność ekonomiczną źródeł OZE, poprzez obniżenie ich produkcji. Ponadto wymuszać to będzie zmienną pracę źródeł stabilnych, co najprawdopodobniej skutkować będzie obniżeniem ich dyspozycyjności oraz tym samym pogorszeniem sytuacji bilansowej KSE. W celu uniknięcia nieefektywności ekonomicznych oraz technicznych niezbędne jest skoordynowanie tempa rozwoju OZE z możliwościami ich integracji z KSE.

4. Stan infrastruktury technicznej sektora elektroenergetycznego

4.1. Podsektor wytwarzania

Wielkość mocy osiągalnych źródeł wytwórczych w 2020 r. wynosiła 49 520,2 MW i była większa w stosunku do wartości z 2019 r. o ponad 4 296 MW, co wynika przede wszystkim z przyrostu mocy w segmencie wytwarzania w źródłach odnawialnych. Udział mocy oraz strukturę źródeł wytwarzania przedstawia poniższy rysunek (wielkości mocy brutto, w tym uzyskane na podstawie ankietyzacji sektora wytwórczego przeprowadzonej przez URE w I kwartale 2021 r.).



Źródło: URE na podstawie sprawozdania z realizacji planu rozwoju PSE S.A. za 2020 r.

Rys. 4.1 Wielkość mocy osiągalnych źródeł wytwórczych w 2020 r.

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

Tab. 4.1 Wykaz Jednostek Wytwórczych w KSE

Nazwa wytwórcy	Nazwa Jednostki Wytwórczej	Moc osiągalna [MW]	Rodzaj paliwa podstawowego
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.	Bełchatów	5102	Węgiel brunatny
	Bełchatów B02	370	
	Bełchatów B03	380	
	Bełchatów B04	380	
	Bełchatów B05	380	
	Bełchatów B06	394	
	Bełchatów B07	390	
	Bełchatów B08	390	
	Bełchatów B09	390	
	Bełchatów B10	390	
	Bełchatów B11	390	
	Bełchatów B12	390	
	Bełchatów B14	858	
	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.	Dolna Odra	896
Dolna Odra B5		215	
Dolna Odra B6		222	
Dolna Odra B7		227	
Dolna Odra B8		232	
PGE Energia Odnawialna S.A.	Dychów	85	Woda
	Dychów H1	28	
	Dychów H2	29	
	Dychów H3	28	
Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.	EC Stalowa Wola	460	Gaz ziemny
	EC Stalowa Wola Stalowa Wola BGP	460	
PKN Orlen S.A.	EC Włocławek	465	Gaz ziemny

	EC Włocławek B1	465	
PGNiG TERMIKA SA	EC Żerań 2	497	Gaz ziemny
	EC Żerań 2 B20 *)	497	
Nowe Jaworzno Grupa TAURON Sp. z o.o.	Jaworzno 2	910	Węgiel kamienny
	Jaworzno 2 JWCD B7	910	
TAURON Wytwarzanie S.A.	Jaworzno 3	1345	Węgiel kamienny
	Jaworzno 3 B1	225	
	Jaworzno 3 B2	225	
	Jaworzno 3 B3	225	
	Jaworzno 3 B4	225	
	Jaworzno 3 B5	220	
	Jaworzno 3 B6	225	
Veolia Energia Poznań ZEC S.A.	Karolin	212	Węgiel kamienny
	Karolin B2	100	
	Karolin B3	112	
ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o.	Kozienice 1	1821	Węgiel kamienny
	Kozienice 1 B1	228	
	Kozienice 1 B2	228	
	Kozienice 1 B3	225	
	Kozienice 1 B4	228	
	Kozienice 1 B5	228	
	Kozienice 1 B6	228	
	Kozienice 1 B7	228	
	Kozienice 1 B8	228	
ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o.	Kozienice 2	2195	Węgiel kamienny
	Kozienice 2 B09	560	
	Kozienice 2 B10	560	
	Kozienice 2 B11	1075	
TAURON Wytwarzanie S.A.	Łagisza	700	Węgiel kamienny
	Łagisza B10	460	
	Łagisza B6	120	
	Łagisza B7	120	
TAURON Wytwarzanie S.A.	Łaziska 2	250	Węgiel kamienny
	Łaziska 2 B1	125	
	Łaziska 2 B2	125	
TAURON Wytwarzanie S.A.	Łaziska 3	905	Węgiel kamienny
	Łaziska 3 B09	230	
	Łaziska 3 B10	225	
	Łaziska 3 B11	225	
	Łaziska 3 B12	225	
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.	Opole	3342	Węgiel kamienny
	Opole B1	386	
	Opole B2	383	
	Opole B3	383	
	Opole B4	380	
	Opole B5	905	
	Opole B6	905	
ENERGA Elektrownie Ostrołęka S.A.	Ostrołęka B	690	Węgiel kamienny
	Ostrołęka B B01	230	
	Ostrołęka B B02	230	
	Ostrołęka B B03	230	
Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A.	Pątnów	644	Węgiel brunatny
	Pątnów B1	222	
	Pątnów B2	222	
	Pątnów B5	200	
Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A.	Pątnów B9	474	Węgiel brunatny

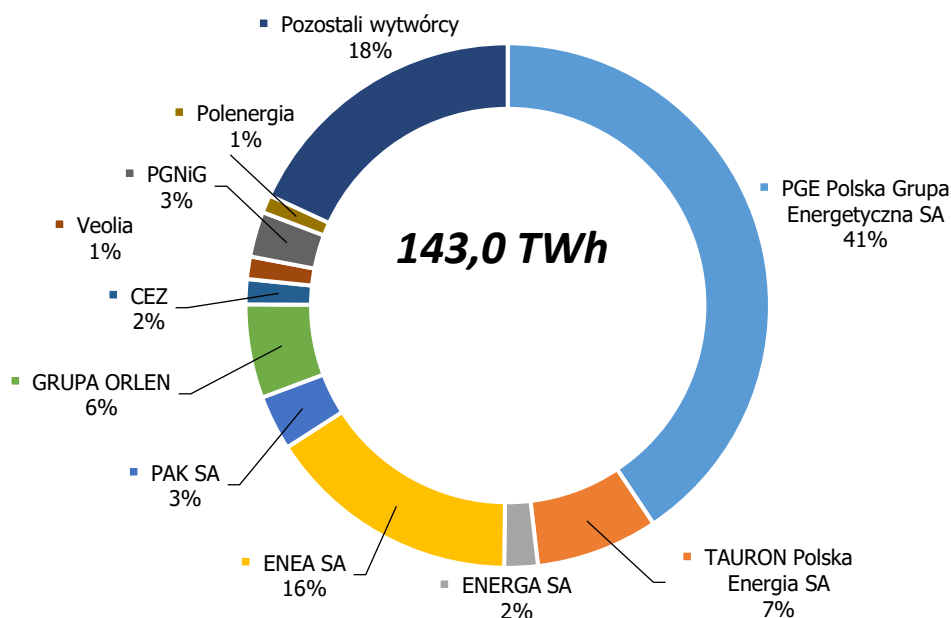
	Pątnów B9 B9	474	
PKN Orlen S.A.	Płock	630	Gaz ziemny
	Płock B01	630	
ENEA Elektrownia Połaniec S.A.	Połaniec	1657	Węgiel kamienny
	Połaniec B1	225	
	Połaniec B2	242	
	Połaniec B3	242	
	Połaniec B4	242	
	Połaniec B5	225	
	Połaniec B6	242	
	Połaniec B7	239	
PGE Energia Odnawialna S.A.	Porąbka Żar	540	Woda
	Porąbka Żar H1	135	
	Porąbka Żar H2	135	
	Porąbka Żar H3	135	
	Porąbka Żar H4	135	
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.	Rybnik	1800	Węgiel kamienny
	Rybnik B1	225	
	Rybnik B2	225	
	Rybnik B3	225	
	Rybnik B4	225	
	Rybnik B5	225	
	Rybnik B6	225	
	Rybnik B7	225	
	Rybnik B8	225	
TAURON Wytwarzanie S.A.	Siersza	557	Węgiel kamienny
	Siersza B1	153	
	Siersza B2	153	
	Siersza B3	123	
	Siersza B6	128	
PGE Energia Odnawialna S.A.	Solina	198	Woda
	Solina H1	68	
	Solina H2	68	
	Solina H3	31	
	Solina H4	31	
TAURON Wytwarzanie S.A.	Stalowa Wola 3	250	Węgiel kamienny
	Stalowa Wola 3 B7	125	
	Stalowa Wola 3 B8	125	
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.	Turów	2013	Węgiel brunatny
	Turów B01	250	
	Turów B02	250	
	Turów B03	250	
	Turów B04	261	
	Turów B05	261	
	Turów B06	261	
	Turów B11	480	
PGE Energia Odnawialna S.A.	Żarnowiec	716	Woda
	Żarnowiec H1	179	
	Żarnowiec H2	179	
	Żarnowiec H3	179	
	Żarnowiec H4	179	
Energa OZE SA	Żydowo	167	Woda
	Żydowo H1	55	
	Żydowo H2	55	
	Żydowo H3	57	

*) Termin oddania do eksploatacji 30 września 2021 r.

Źródło danych: Giełdowa Platforma Informacyjna, czerwiec 2021 r.

Od kilku lat, największym udziałem w rynku w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej dysponuje grupa kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. W 2020 r., analogicznie jak w 2019 r., jej udział wyniósł 40,6%⁴). Grupa ta w badanym okresie utrzymywała również pozycję lidera na rynku sprzedaży do odbiorców końcowych.

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



Uwaga: Do grupy „pozostałych wytwórców” zaliczono zarówno wytwórców funkcjonujących w grupach kapitałowych (np. Azoty, innogy, FORTUM), jak i wytwórców działających samodzielnie na rynku wytwarzania energii elektrycznej tj. poza grupami kapitałowymi.
Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

Rys. 4.2 Udział grup kapitałowych w wolumenie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci w 2020 r. (przy uwzględnieniu struktury podmiotowej według stanu na 31 grudnia 2020 r.)

Wskaźnik udziału rynkowego trzech największych podmiotów, mierzony według energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych), w 2020 r.⁵ utrzymywał tendencję spadkową z 2019 r., wyniósł 63,8% (co oznacza spadek o 2,6 punktu procentowego w porównaniu do 2019 r.). Wyraźny trend spadkowy odnotowano również dla wskaźnika udziału trzech największych wytwórców w mocy zainstalowanej – spadek o 3,7 punktu procentowego. Trzej najwięksi wytwórcy (skupieni w grupach kapitałowych: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., ENEA S.A., TAURON Polska Energia S.A.) nadal dysponowali w sumie prawie 2/3 mocy zainstalowanych i odpowiadali za ok. 62% produkcji energii elektrycznej w kraju. Wyżej opisane wskaźniki zostały przedstawione w tabeli poniżej. Przy czym, wśród trzech dominujących podmiotów w rynku wytwarzania energii elektrycznej, w 2020 r. zmniejszyło się znaczenie wytwórców funkcjonujących w grupie kapitałowej ENEA S.A. Taki stan rzeczy wynika ze spadku produkcji energii elektrycznej u wytwórców funkcjonujących w tej grupie o blisko 14%.

Warto zaznaczyć, że w 2020 r. liczby podmiotów, które dysponują co najmniej 5% udziałem w mocach zainstalowanych oraz co najmniej 5% udziałem w energii wprowadzonej do sieci nie zmieniły się w porównaniu z 2019 r.

⁴ Udział liczony według wolumenu energii elektrycznej wprowadzonej do sieci. Przy czym przy obliczeniu tego wskaźnika uwzględniono strukturę podmiotową według stanu na 31 grudnia 2020 r.

⁵ Przy obliczeniu wskaźników udziału rynkowego trzech największych podmiotów, zarówno według energii wprowadzonej do sieci, jak i według mocy zainstalowanej, uwzględniono strukturę podmiotową według stanu na 31 grudnia 2020 r.

Tab. 4.2 Udziały w rynku i stan koncentracji podsektora wytwarzania*

Rok	Liczba podmiotów, które dysponują przynajmniej 5% udziałem w zainstalowanych mocach	Liczba podmiotów, które dysponują przynajmniej 5% udziałem w energii wprowadzonej do sieci	Udział trzech największych podmiotów w mocach zainstalowanych [%]	Udział trzech największych podmiotów w energii wprowadzonej do sieci [%]	Wskaźnik HHI ⁶	
					moc zainstalowana	energia wprowadzona do sieci
2019	3	4	62,1	66,4	1 809,2	2 090,5
2020	3	4	58,3	63,8	1 562,2	2 019,9

* Dla wszystkich podmiotów działających w sektorze wytwarzania, które są objęte obowiązkiem statystycznym, z uwzględnieniem mocy zainstalowanej i energii wprowadzonej do sieci ze źródeł wiatrowych i wodnych. Przy obliczeniu wskaźników udziału rynkowego trzech największych podmiotów oraz wskaźników HHI, zarówno według energii wprowadzonej do sieci, jak i według mocy zainstalowanej, uwzględniono strukturę podmiotów według stanu na dzień 31 grudnia 2020 r.

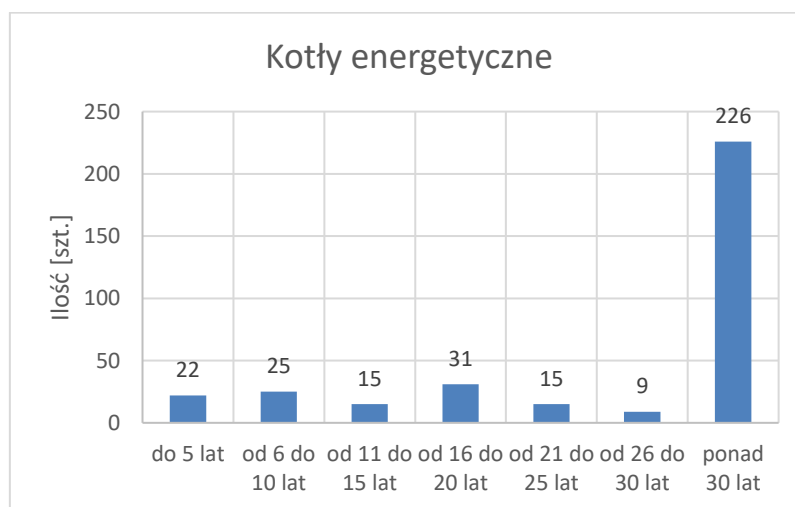
Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

Tabela 4.3 oraz rys. 4.3 i 4.4 i przedstawiają strukturę wiekową kotłów energetycznych.

Tab. 4.3 Struktura wiekowa kotłów energetycznych

Kotły energetyczne			
Wiek	Ilość [szt.]	Wydajność [t/h]	Struktura [%]
do 5 lat	22	8 854	4,05
od 6 do 10 lat	25	5 204	5,57
od 11 do 15 lat	15	3 467	3,11
od 16 do 20 lat	31	5 726	5,3
od 21 do 25 lat	15	5 654	6,24
od 26 do 30 lat	9	4 154	2,68
ponad 30 lat	226	72 861	73,06
RAZEM	343	105 920	100

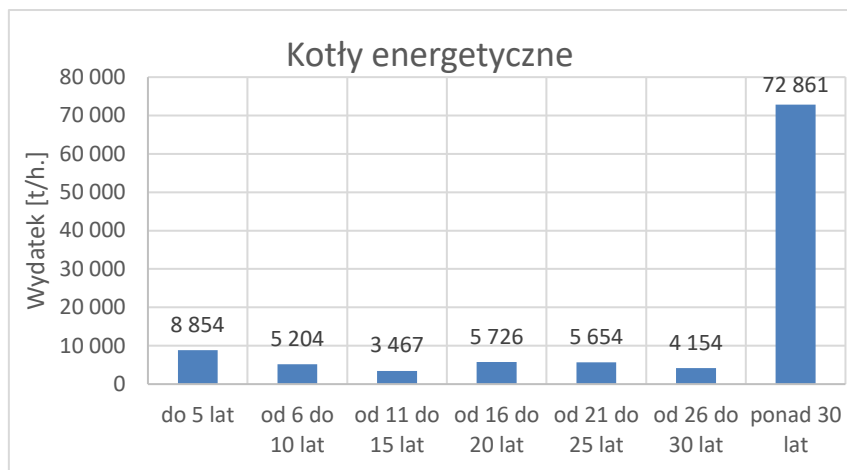
Źródło: ARE S.A., Statystyka Elektroenergetyki Polskiej, 2019



Źródło: ARE S.A., Statystyka Elektroenergetyki Polskiej, 2019

Rys. 4.3 Struktura wiekowa kotłów energetycznych

⁶ Wskaźnik Herfindahla-Hirschmana (HHI) określany jest jako suma kwadratów indywidualnych udziałów w rynku wszystkich przedsiębiorstw tworzących daną gałąź: HHI > 5 000 – koncentracja bardzo wysoka, HHI od 1 800 do 5 000 – koncentracja wysoka, HHI od 750 do 1 800 – koncentracja średnia, poniżej 750 – niska koncentracja (wg „Raportu z postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku energii elektrycznej i gazu”, Bruksela 2005 oraz J. Kamiński: *Metody szacowania siły rynkowej w sektorze energetycznym*, Polityka Energetyczna, Tom 12, Zeszyt 2/2, 2009).



Źródło: ARE S.A., Statystyka Elektroenergetyki Polskiej, 2019

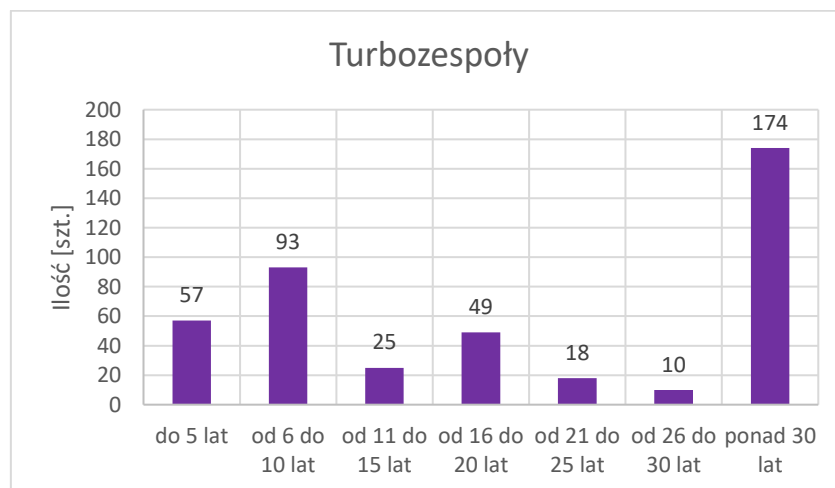
Rys. 4.4 Wydajność kotłów energetycznych wg czasu pracy

Tabela 4.4 oraz rys. 4.5 i 4.6 przedstawiają strukturę wiekową turbozespołów.

Tab. 4.4 Struktura wiekowa turbozespołów

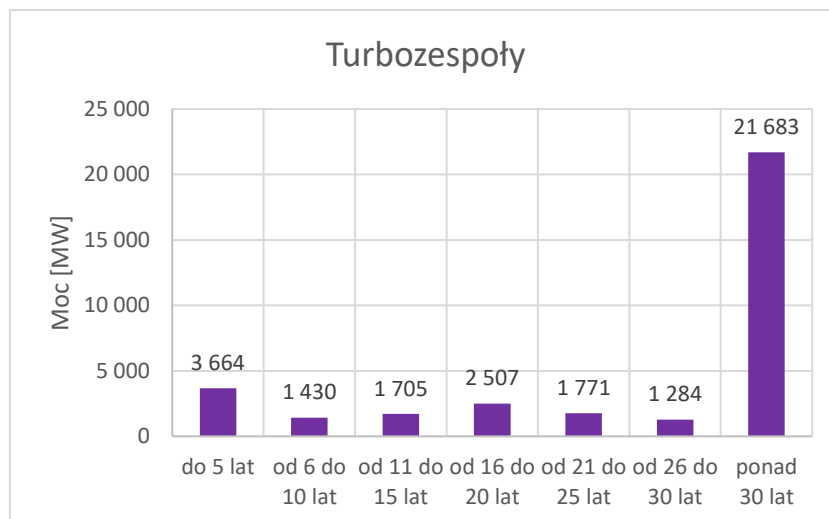
Turbozespoły			
Wiek	Ilość [szt.]	Moc [MW]	Struktura [%]
do 5 lat	57	3 664	5,25
od 6 do 10 lat	93	1 430	5,92
od 11 do 15 lat	25	1 705	5,21
od 16 do 20 lat	49	2 507	6,59
od 21 do 25 lat	18	1 771	6,71
od 26 do 30 lat	10	1 284	2,51
ponad 30 lat	174	21 683	67,8
RAZEM	426	34 043	100

Źródło: ARE S.A., Statystyka Elektroenergetyki Polskiej, 2019



Źródło: ARE S.A., Statystyka Elektroenergetyki Polskiej, 2019

Rys. 4.5 Struktura wiekowa turbozespołów



Źródło: ARE S.A., Statystyka Elektroenergetyki Polskiej, 2019

Rys. 4.6 Mocy osiągnięta turbozespołów wg czasu pracy

Wśród wszystkich instalacji w KSE dominują bloki kondensacyjne. Moc zainstalowana w turbozespołach kondensacyjnych lub upustowo-kondensacyjnych stanowi ok. 87 % mocy wszystkich bloków występujących w elektrowniach ciepłych zawodowych w Polsce. Pod względem wielkości, polska energetyka opiera się na blokach klasy 200 MW, 360 MW, 500 MW oraz najnowszych klasy 900 MW.

W polskich elektrowniach zawodowych dominują kotły pyłowe, których łączna wydajność odpowiada 80 % udziału w rynku. Innym, istotnym rodzajem tego typu urządzeń są kotły fluidalne, które w liczbie 35 stanowią 12,1% sumarycznej wydajności.

Pomimo statystycznie starzejącego się majątku wytwórczego energetyki zawodowej znajduje się on w dobrej kondycji dzięki licznym remontom i modernizacjom, które przedłużają życie polskich bloków energetycznych. Obecnie większość kotłów i turbozespołów w energetyce pracuje od ponad 30 lat. Nie oznacza to, że wszystkie jednostki są na wyczerpaniu swojej żywotności technicznej. Większość obiektów przeszła gruntowne modernizacje, których efektem było przedłużenie czasu pracy do 300 tys. godzin. Praktycznie wszystkie bloki zostały dostosowane do nowych wymagań ochrony środowiska (Konkluzje BAT). Dostępne są już sprawdzone systemy monitoringu i kontroli wrażliwych krytycznych elementów bloków energetycznych pozwalających na dalszą eksploatację. Oznacza to, że ze względów technicznych większość bloków jest wciąż zdolnych do dalszej produkcji energii elektrycznej. Z powodu uwarunkowań rynkowych zmniejsza się znacznie czas pracy w ciągu roku tych jednostek

4.2. Podsektor przesyłu

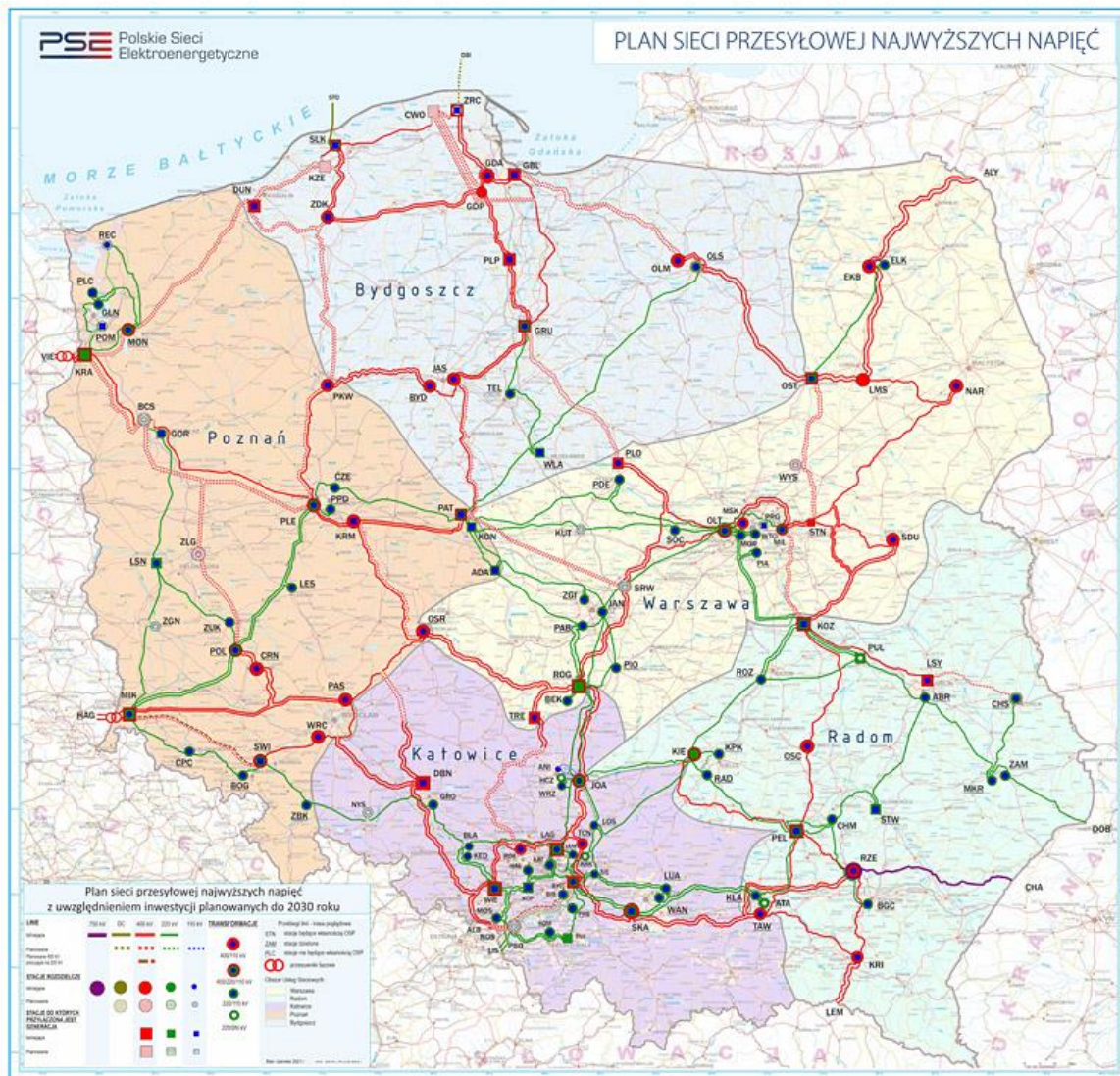
Operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP) - zdefiniowanym w uPe - jako przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej jest spółka Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. Wynika to z koncesji wydanej przez Prezesa URE w dniu 16 czerwca 2014 r. na okres od 2 lipca 2014 r. do 31 grudnia 2030 r.

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

Do głównych celów działalności PSE S.A. należy:

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

Schemat sieci elektroenergetycznej najwyższych napięć wraz z planem rozwoju do 2030 r. przedstawia rys. 4.71.



Źródło: PSE S.A.

Rys. 4.7 Plan rozwoju sieci elektroenergetycznej najwyższych napięć do 2030 r.

Według stanu na 31 grudnia 2020 r., w skład infrastruktury sieciowej zainstalowanej w sieci przesyłowej OSP wchodziło ponad 281 linii elektroenergetycznych o łącznej długości ponad 15 427,39 km (w przeliczeniu na 1 tor), gdzie:

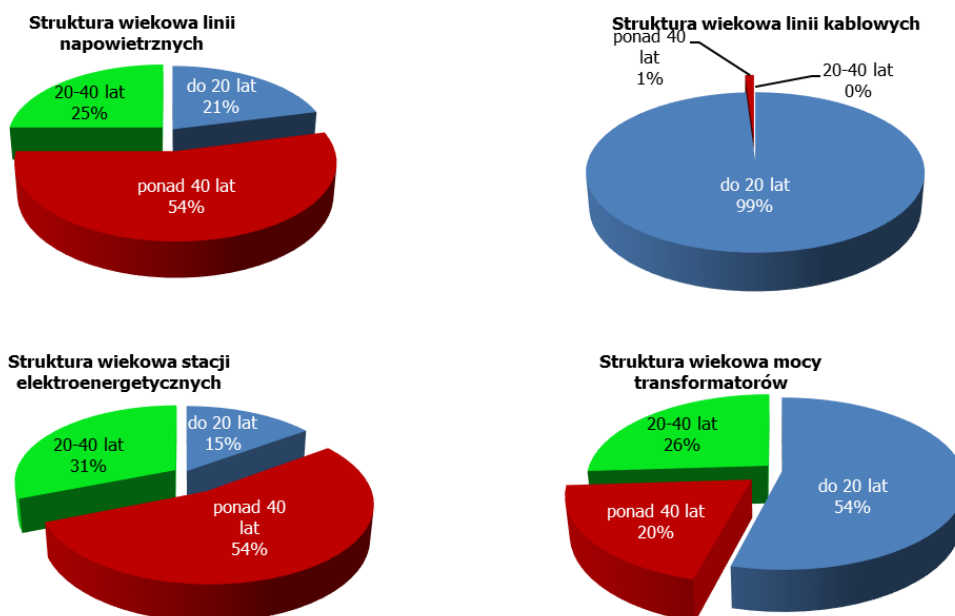
- 1) 15 294,4 km stanowiły linie elektroenergetyczne napowietrzne o napięciu znamionowym, według zestawienia:
 - 750 kV: 114,2 km;
 - 400 kV: 7 725,2 km;

- 220 kV: 7 379,8 km;
- 110 kV: 75,2 km

2) 133,03 km stanowiły linie elektroenergetyczne kablowe o napięciu znamionowym, według zestawienia:

- 450 kV: 127 km (podmorskie połączenie 450 kV DC Polska - Szwecja o całkowitej długości 254 km, z czego 127 km należy do PSE S.A.);
- 220 kV: 3,3 km;
- 110 kV: 2,8 km.

Dodatkowo OSP posiadał 109 stacji elektroenergetycznych najwyższych napięć i 63,717 GVA mocy transformatorów sieciowych.



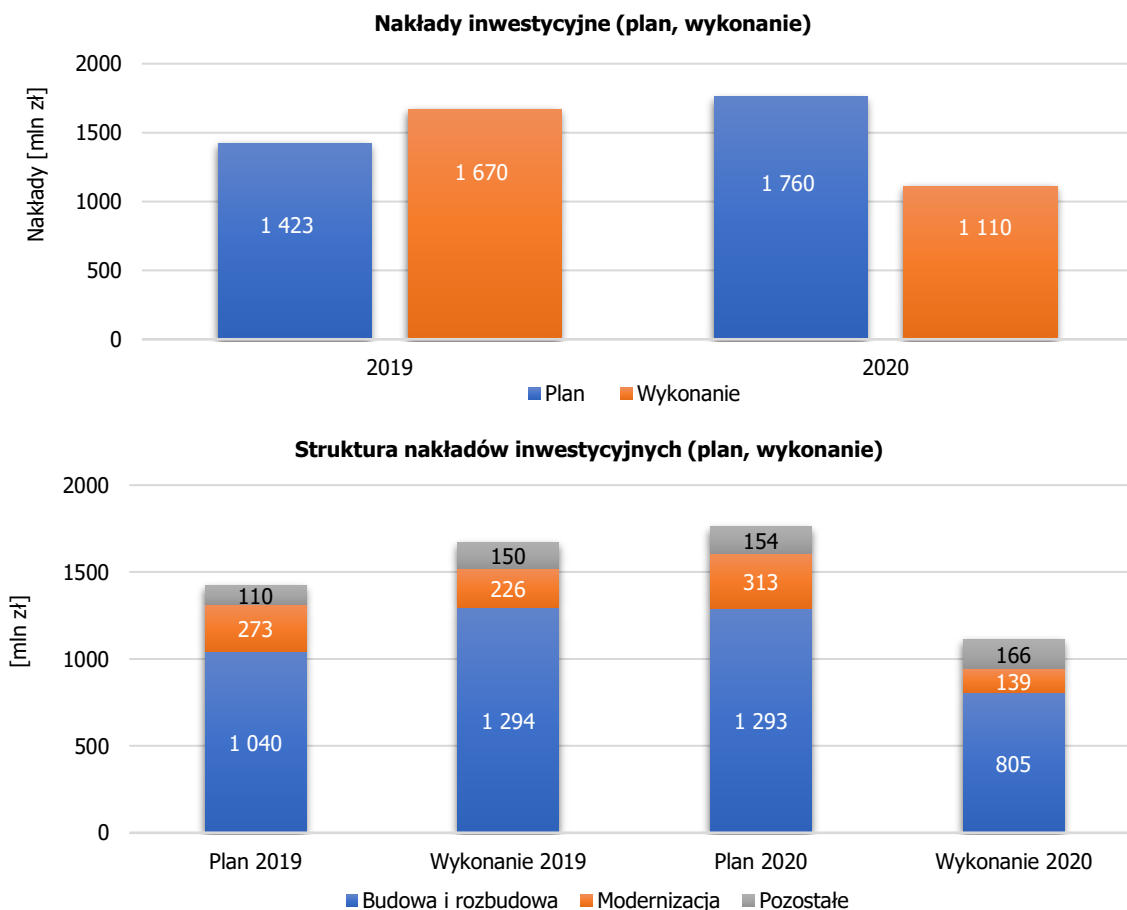
Uwaga: w strukturze wiekowej linii kablowych został uwzględniony kabel prądu stałego o napięciu 450 kV łączący stację Słupsk (Polska) ze stacją Stamo (Szwecja).

Źródło: URE na podstawie sprawozdania z realizacji planu rozwoju PSE S.A. za 2020 r.

Rys. 4.8 Majątek OSP – struktura wiekowa

Nakłady inwestycyjne wynikające z uzgodnionego z Prezesem URE planu rozwoju OSP na 2019 r. wynosiły 1 422,5 mln zł. Spółka zrealizowała nakłady w wysokości 1 669,9 mln zł, co stanowi 117% planu.

Natomiast nakłady inwestycyjne wynikające z uzgodnionego z Prezesem URE planu rozwoju OSP na 2020 r. wynosiły 1 759,5 mln zł. Spółka zrealizowała nakłady w wysokości 1 109,6 mln zł, co stanowi zaledwie 63% planu.



Źródło: URE.

Rys. 4.9 Nakłady inwestycyjne OSP oraz ich struktura

Tab. 4.5 Efekty rzeczowe zadań inwestycyjnych PSE S.A. w latach 2019-2020

Rodzaj urządzeń	Efekty rzeczowe zadań inwestycyjnych	
	2019 r.	2020 r.
Linie napowietrzne 400 kV	19,8 km	716,3 km
Linie napowietrzne 220 kV	-	-
Trakty światłowodowe	508,8 km	1 037,0 km
Transformatory 400/220 kV oraz NN/110 kV	1 280 MVA	2 840 MVA
Urządzenia kompensujące moc bierną	100 Mvar	150 Mvar

Źródło: URE na podstawie sprawozdania z realizacji planu rozwoju PSE S.A. za lata 2019-2020.

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

W ostatnich latach prowadzono znaczące inwestycje w budowę nowych mocy wytwórczych, które są niezbędne nie tylko ze względu na zaspokojenie potrzeb odbiorców energii elektrycznej, ale również konieczność głębokiej modernizacji sektora wytwórczego w odpowiedzi na postawione cele europejskiej polityki klimatycznej. W celu zapewnienia bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej w okresie do 2035 r., planowanym inwestycjom w nowe moce wytwórcze musi towarzyszyć skoordynowany rozwój infrastruktury sieciowej, w tym linii przesyłowych zwiększających możliwość wymiany mocy z sąsiednimi systemami elektroenergetycznymi.

Uwagę należy zwrócić na zwiększenie nadzoru nad terminową realizacją przez wytwórców zadań w zakresie inwestycji związanych z odtworzeniem istniejących lub budową nowych mocy. Nadmierne

przesunięcia w czasie realizacji inwestycji mimo zastosowania zidentyfikowanych przez OSP środków zaradczych mogą zagrozić dotrzymaniu warunków bezpiecznej pracy KSE.

Przez większość dni w 2019-2020 nie wystąpiły ograniczenia w poborze mocy ani wyłączenia odbiorców, spowodowane brakiem mocy w KSE lub awariami systemowymi. Na podstawie analiz niezawodności pracy sieci oraz bilansów mocy KSE na poszczególnych etapach planowania i prowadzenia ruchu, zidentyfikowano jedynie potencjalne zagrożenia bezpieczeństwa dostaw. Były one związane z okresowym utrzymywaniem się nadwyżki mocy dostępnej dla OSP poniżej wartości wymaganej, trudnościami w spełnieniu kryterium n-1 pracy sieci w związku z obniżoną obciążalnością linii elektroenergetycznych (głównie linii 110 kV) w okresach występowania wysokich temperatur oraz okresowego naruszenia spełnienia kryterium n-1, związanego z wycofaniem z eksploatacji bloków wytwórczych.

4.3. Podsektor dystrybucji

Operatorami systemu dystrybucyjnego (OSD) zgodnie z uPe, są przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej. Podobnie jak OSP, tak OSD jest w zakresie swojego majątku odpowiedzialny za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi energii elektrycznej. Na terenie naszego kraju działa 5 głównych OSD (ENEA Operator Sp. z o.o., ENERGIA OPERATOR S.A., innogy STOEN Operator Sp. z o.o., PGE Dystrybucja S.A., TAURON Dystrybucja S.A.) oraz 178 innych jednostek, posiadających koncesję prezesa URE na dystrybucję energii elektrycznej.

Elektroenergetyczne sieci dystrybucyjne w Polsce stanowią sieci:

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

Podstawową siecią średniego napięcia są sieci 20 kV w przypadku głównie Dolnego Śląska i 15 kV na terenie reszty kraju. Tylko w nielicznych przypadkach występują sieci średniego napięcia o napięciach 30 kV czy poniżej 15 kV. W ostatnich latach zauważalny był bardzo mały udział linii o napięciach 40-60 kV. Obecnie żaden z OSD nie posiada takich sieci w swoim majątku.

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

Obszary działania pięciu głównych OSD w kraju przedstawia rysunek 4.10.



Źródło: ARE S.A.

Rys. 4.10 Obszary działania Operatorów Systemów Dystrybucyjnych

Natomiast ich charakterystykę ww. OSD przedstawia tabela 4.6.

Tab. 4.6 Charakterystyka największych przedsiębiorstw dystrybucyjnych pełniących rolę OSD w 2020 r.

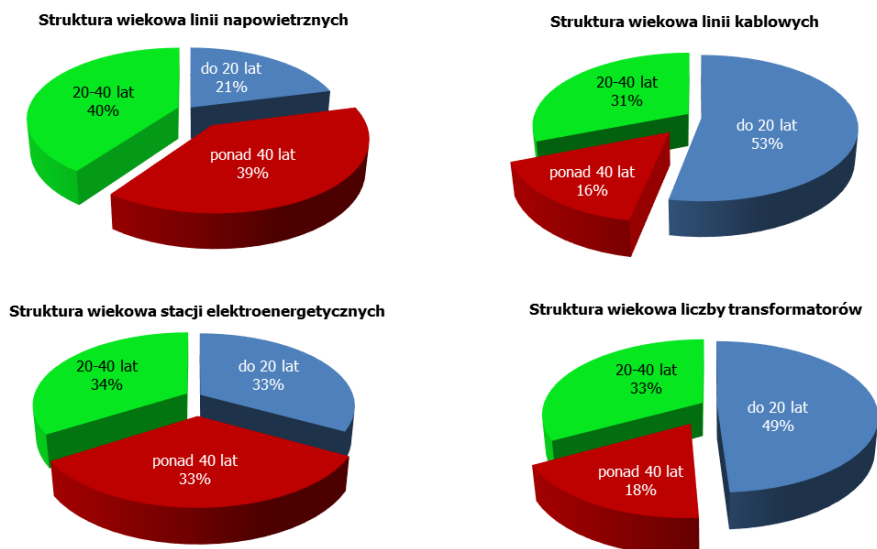
Wyszczególnienie	Obszar działalności	Liczba klientów	Długość linii
	[tys. km ²]	[mln]	[tys. km]
ENEA Operator Sp. z o.o.	58,21	2,66	104*
ENERGA OPERATOR S.A.	74,85	3,18	188
innogy STOEN Operator Sp. z o.o.	0,51	1,08	15
PGE Dystrybucja S.A.	122,43	5,53	288
TAURON Dystrybucja S.A.	57,94	5,71	241

*bez przeliczenia na jeden tor

Źródło: Dane publikowane przez OSD.

Na koniec 2020 r. w skład infrastruktury sieciowej zainstalowanej w sieciach dystrybucyjnych operatorów systemów dystrybucyjnych (pięciu największych OSD) wchodziło: 856 135 km linii napowietrznych i kablowych, w tym:

- 29 568 km linii napowietrznych o napięciu 110-220 kV (w tym linii 2-torowych 5 266 km),
- 545 km linii kablowych o napięciu 110-220 kV,
- 217 479 km linii napowietrznych SN (w tym linii 2-torowych 1 031 km),
- 85 923 km linii kablowych SN,
- 277 358 km linii napowietrznych nN (w tym linii 2-torowych 4 716 km),
- 160 278 km linii kablowych nN,
- 264 531 stacji elektroenergetycznych.

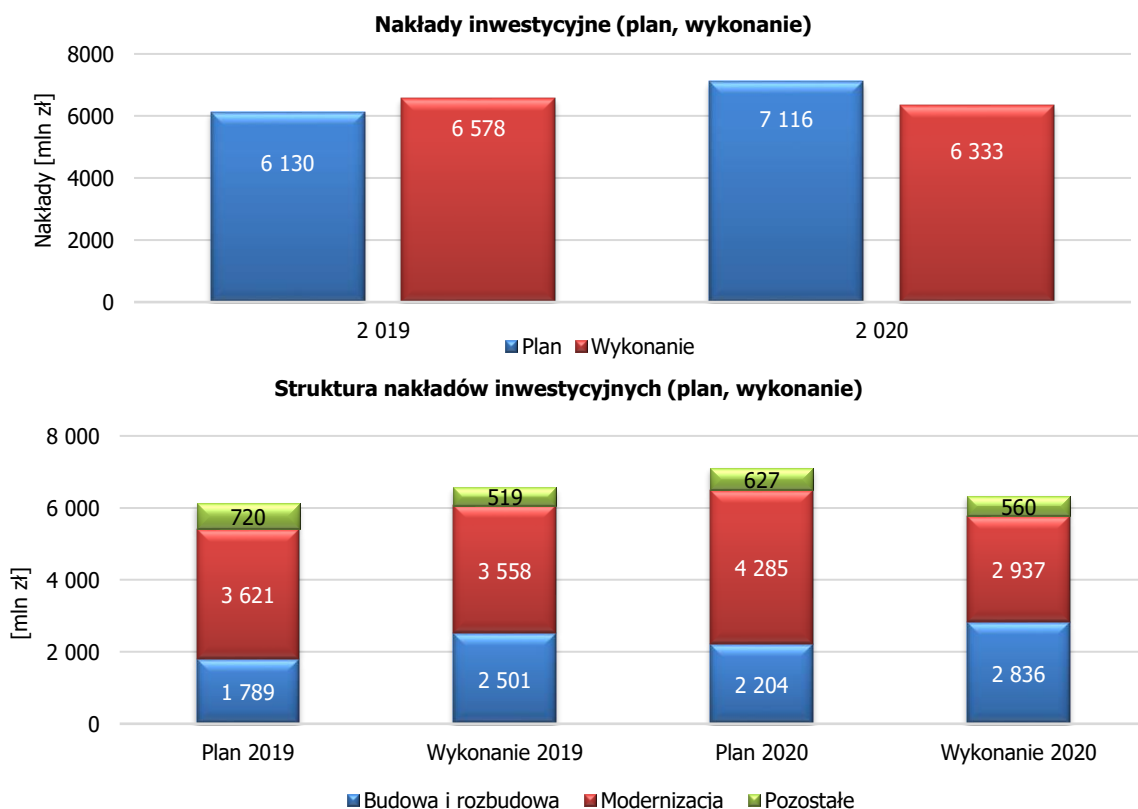


Źródło: URE na podstawie sprawozdań z realizacji planów rozwoju za 2020 r.

Rys. 4.11 Majątek OSD – struktura wiekowa

Nakłady inwestycyjne wynikające z uzgodnionych z Prezesem URE planów rozwoju OSD na 2019 r. wynosiły 6 139 mln zł. OSD zrealizowały nakłady w wysokości 6 578 mln zł, co stanowi 107% planu.

Z kolei nakłady inwestycyjne wynikające z uzgodnionych z Prezesem URE planów rozwoju OSD na 2020 r. wynosiły 7 116 mln zł. OSD zrealizowały nakłady w wysokości 6 334 mln zł, co stanowi 89% planu.



Źródło: URE.

Rys. 4.12 Nakłady inwestycyjne OSD oraz ich struktura

Wśród mierników oceny stanu sieci dystrybucyjnej wyróżnić należy:
- stopień wykorzystania obciążalności dopuszczalnej,

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

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

Zgodnie z § 41 ust. 3 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. Nr 93 poz. 623, z późn. zm.), OSD mają obowiązek wyznaczenia i opublikowania wskaźników czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej za dany rok. Wartości wskaźników za lata 2019 i 2020 przedstawia tabele 4.7 i 4.8.

Tab. 4.7 Wskaźniki przeciętnych systemowych przerw w zasilaniu odbiorców w 2019 r.

Wyszczególnienie		Jednostka miary	PGE Dystrybucja S.A.	TAURON Dystrybucja S.A.	ENEA Operator Sp. Z o.o.	ENERGA-Operator S.A.	innogy Stoen Operator Sp. z o.o.
Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej w przeliczeniu na jednego odbiorcę (SAIDI)	SAIDI nieplanowe	min./odb.	196,65	138,68	123,64	96,94	41,71
	SAIDI nieplanowe +katastrofalne		202,26	140,49	124,65	98,24	43,79
	SAIDI planowe		58,25	40,37	24,01	28,70	8,72
Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich w przeliczeniu na jednego odbiorcę (SAIFI)	SAIFI nieplanowe	szt./odb.	3,57	2,41	2,82	1,83	0,75
	SAIFI nieplanowe +katastrofalne		3,57	2,41	2,82	1,83	0,75
	SAIFI planowe		0,31	0,28	0,16	0,19	0,19
Wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI)		szt./odb.	8,56	3,42	4,79	7,54	0,56
Liczba obsługiwanych odbiorców		szt.	5 461 995	5 650 882	2 625 755	3 121 294	1 058 705

Zródło: Na podstawie informacji publikowanych przez OSD

Tab. 4.8 Wskaźniki przeciętnych systemowych przerw w zasilaniu odbiorców w 2020 r.

Wyszczególnienie		Jednostka miary	PGE Dystrybucja S.A.	TAURON Dystrybucja S.A.	ENEA Operator Sp. Z o.o.	ENERGA-Operator S.A.	innogy Stoen Operator Sp. z o.o.
Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej w przeliczeniu na jednego odbiorcę (SAIDI)	SAIDI nieplanowe	min./odb.	200,41	98,02	106,26	92,9	37,38
	SAIDI nieplanowe +katastrofalne		210,71	98,42	106,01	90,6	38,24
	SAIDI planowe		39,82	26,60	16,09	20,8	7,20
Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich w przeliczeniu na jednego odbiorcę (SAIFI)	SAIFI nieplanowe	szt./odb.	3,43	2,00	2,44	1,71	0,59
	SAIFI nieplanowe +katastrofalne		3,44	2,00	2,44	1,71	0,59
	SAIFI planowe		0,23	0,19	0,11	0,14	0,12
Wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI)		szt./odb.	7,93	2,78	4,03	6,68	0,56
Liczba obsługiwanych odbiorców		szt.	5 528 988	5 714 962	2 661 186	3 181 903	1 081 245

Zródło: Na podstawie informacji publikowanych przez OSD

Dla większości OSD wartość wskaźników SAIDI uległa poprawie. Obserwowany jest wyraźny spadek w stosunku do wskaźników za lata 2017-2018.

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

5.1. Postępowanie w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej

Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej, stanowi jeden z podstawowych filarów zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, które uPe definiuje jako zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.

Zgodnie z postanowieniami uPE, w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części, mogą zostać wprowadzone przez OSP (na czas oznaczony) ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej:

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

Ad pkt 1.

W art. 11c - 11f uPe określone są okoliczności, w następstwie których może powstać zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz mechanizm umożliwiający OSP, w ramach środków niezbędnych do usunięcia tego zagrożenia, wprowadzanie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej do czasu wejścia w życie rozporządzenia Rady Ministrów, o którym mowa w art. 11 ust. 7 uPe, na okres nie dłuższy niż 72 godziny.

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

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

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

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

Opisane narzędzia znajdują zastosowanie jedynie do ograniczania lub likwidacji skutków zaistniałych stanów zakłóceńowych czy awaryjnych, bądź przeciwdziałania wystąpieniu tych skutków. W żadnym przypadku narzędzia te nie mogą być wykorzystywane jako mechanizm służący do równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię. Nie mogą również służyć jako mechanizm wykorzystywany do bieżącego bilansowania systemu w stanach normalnej pracy KSE.

Ad pkt 2.

Zgodnie z postanowieniami uPe, OSP wprowadza ograniczenia w przypadku wydania przez Radę Ministrów rozporządzenia powołanego w art. 11 ust. 7 Ustawy, jako tzw. ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, realizowane przez wskazanych odbiorców, na podstawie komunikatów ogłaszanych przez OSP, zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 23 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła (Dz. U. Nr 133, poz. 924 z późn. zm.). Ograniczenia te są wprowadzane zgodnie z aktualizowanym Planem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, sporządzanym według zasad określonych w powołanym rozporządzeniu i corocznie uzgadnianym z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki. Aktualizacje Planu obowiązujące w latach 2019 i 2020 zostały uzgodnione odpowiednio:

- na okres 01.01.2019 r. – 31.08.2019 r. decyzją Prezesa URE z dnia 13 lipca 2018 r., znak: DRE.WOSE.481.1.7.2018.MFr,
- na okres 01.09.2019 r. – 31.08.2020 r. decyzją Prezesa URE z dnia 5 lipca 2019 r., znak: DRE.WOSE.481.1.6.2019.MFr. W związku z wydzierżawieniem majątku odbiorcy przyłączonego do sieci przesyłowej elektroenergetycznej, uwzględnianego w Planach – ISD Huta Częstochowa Sp. z o.o. przez Sunningwell International Polska Sp. z o.o. na podstawie umowy dzierżawy, Sunningwell International Polska Sp. z o.o. wystąpił do OSP w dniu 18 października 2019 r. z wnioskiem o uzgodnienie zmiany Planu w zakresie zmiany nazwy podmiotu zgłaszającego. Decyzję uwzględniającą ten wniosek Prezes URE wydał w dniu 23 grudnia 2019 r., znak: DRE.WOSE.481.2.4.2019.MFr.,
- na okres 01.09.2020 r. – 31.12.2020 r. decyzją Prezesa URE z dnia 8 lipca 2020 r., znak: DRE.WOSE.481.2.7.2020.MFr.

W trakcie roku 2019 i 2020 OSP nie zgłaszał do ministra właściwego ds. energii, na podstawie przepisów, o których mowa w art. 11 ust. 3 uPe, wniosku o konieczności wprowadzenia przez Radę Ministrów ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej w drodze rozporządzenia, o którym mowa w art. 11 ust. 7 uPe.

5.2. Zarządzanie transgranicznymi przepływami energii elektrycznej w systemie przesyłowym

Z większością operatorów systemów przesyłowych elektroenergetycznych państw, z których systemami Polska posiada połączenia transgraniczne, PSE S.A. ma zawarte umowy, regulujące zasady awaryjnych dostaw energii elektrycznej.

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

Zasady współpracy OSP funkcjonujących w obszarze Europy kontynentalnej (obszar obejmujący połączone synchronicznie systemy elektroenergetyczne) reguluje umowa Synchronous Area Framework Agreement (SAFA), która weszła w życie w kwietniu 2019 r. Wejście w życie umowy SAFA jest spełnieniem wymagań nałożonych w rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (SOGL). Do momentu wejścia w życie umowy SAFA, zasady współpracy w Europie kontynentalnej regulowała umowa Multilateral Agreement i dołączony do niej zbiór zasad Operational Handbook. W latach 2019 - 2020 do umowy wprowadzono szereg aktualizacji obejmujących m.in.: wprowadzenie metodyk dotyczących rozliczania odchyłek transgranicznej wymiany nieplanowej według wymagań zawartych w art. 50.3 i 51.1 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r.

ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania (EBGL), aktualizacje Policy Load Frequency Control & Reserves zawierającej metodyki wymagane art. 118 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (SOGL), aktualizacja wartości parametrów oceny jakości regulacji - przyjęcie wartości na 2021 rok; łącznie w okresie 2019–2020 wprowadzono 9 aneksów do umowy SAFA.

Szczegółowe zasady współpracy na połączeniach transgranicznych z innymi systemami regulują opisane niżej umowy dwustronne (System Operating Agreement).

System Operating Agreement – są to umowy określające zasady współpracy ruchowej na połączeniach transgranicznych, zawarte przez PSE S.A. z innymi OSP, w tym z OSP spoza obszaru Europy kontynentalnej, z którymi KSE ma połączenia transgraniczne asynchroniczne (tj. kable HVDC, połączenia ze wstawkami B2B) oraz z krajami trzecimi:

- 50Hertz Transmission GmbH (50Hertz GmbH); umowa z dnia 24 października 2008 r. (ostatnia aktualizacja w 2020 r.), dotycząca połączeń synchronicznych pomiędzy systemem polskim i niemieckim;
- ČEPS, a.s.; umowa z dnia 19 stycznia 2010 r. dotycząca połączeń synchronicznych pomiędzy systemem polskim i czeskim (ostatnia aktualizacja w 2020 r.);
- Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a.s. (SEPS a.s.); umowa z dnia 2 lipca 2014 r., dotycząca połączenia synchronicznego pomiędzy systemem polskim i słowackim (ostatnia aktualizacja w 2020 r.);
- Affärsverket svenska kraftnät (Svk); umowa z dnia 28 listopada 2014 r. (ostatnia aktualizacja w 2019 r.), dotycząca połączenia kablowego pomiędzy systemem polskim i szwedzkim; umowa zawiera również zasady udzielania i rozliczania pomocy awaryjnej; 30 czerwca 2020 r. zawarto Side Letter Agreement do umowy SOA z Svk, wdrażający rozwiązanie tymczasowe w zakresie procedury uzgadniania i rozliczania „zakupów przeciwnych i redysponowania”, stanowiącego wypełnienie zobowiązań wynikających z art. 16(8) rozporządzenia UE 2019/943 – trwają prace nad przyjęciem rozwiązania docelowego;
- National Power Company UKRENERGO (UKRENERGO); umowa z dnia 15 października 2011 r., dotycząca pracy połączenia promieniowego Zamość – Dobrotwór i wydzielonych z systemu ukraińskiego bloków z Elektrowni Dobrotwór;
- LITGRID AB, umowa System Operation Agreement, obowiązująca od 2015 r. (ostatnia aktualizacja w 2019 r.), dotycząca pracy asynchronicznego (połączenie pracuje poprzez wstawkę stałoprądową) połączenia LitPol Link pomiędzy systemem polskim i litewskim; umowa zawiera również zasady udzielania i rozliczania pomocy awaryjnej; 30 grudnia 2019 r. zawarto Side Letter Agreement do umowy SOA z LITGRID, wdrażający rozwiązanie tymczasowe w zakresie procedury uzgadniania i rozliczania „zakupów przeciwnych i redysponowania”, stanowiącego wypełnienie zobowiązań wynikających z art. 16(8) rozporządzenia UE 2019/943 – trwają prace nad przyjęciem rozwiązania docelowego.

5.2.2. Umowy wielostronne wykorzystywane w sytuacjach awaryjnych (dot. pomocy awaryjnej)

Umowy na dostawy awaryjne, określają zasady i procedury zamawiania, a także udzielania i rozliczania pomocy awaryjnej na połączeniach transgranicznych. Realizacja dostaw energii następuje na prośbę OSP, który ocenia stan swojego systemu jako awaryjny. Celem dostaw awaryjnych jest przywrócenie bezpiecznych warunków pracy danego systemu a ich uruchomienie jest uwarunkowane wcześniejszym wyczerpaniem dostępnych środków zaradczych (w ramach danego systemu). Czas trwania dostawy i wielkość mocy jest ustalana przez dyspozytorów, w zależności od możliwości partnera udzielającego pomocy oraz dostępnych zdolności przesyłowych. Umowy na dostawy awaryjne należy traktować jako środki nadzwyczajne, wykorzystywane wyłącznie w warunkach zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Umowy nie gwarantują otrzymania pomocy awaryjnej – o możliwościach i zakresie zastosowania decydują aktualne warunki sieciowe i bilansowe w połączonych i indywidualnych systemach przesyłowych. Umowy na dostawy awaryjne, których stroną jest PSE są zawarte na czas nieokreślony:

Umowy dwustronne:

- General Agreement on Emergency Energy Exchange; umowa z dnia 22 czerwca 2016 r., zawarta z 50Hertz GmbH. W 2019 r. zawarto aneks wprowadzający nadzwyczajną procedurę dostaw awaryjnych w przypadku braku zdolności przesyłowych w kierunku importu na przekroju PSE – 50Hertz oraz rozliczania kosztów związanego z tym wielostronnego redispatchingu;
- General Agreement on Emergency Exchange; umowa z dnia 11 marca 2011 r., zawarta z ČEPS, a.s. (ostatnia aktualizacja w 2020 r.);
- General Contract For Emergency Deliveries; umowa z dnia 22 sierpnia 2017 r., zawarta z SEPS a.s. (ostatnia aktualizacja w 2020 r.);
- Agreement on the Operation of Phase Shift Transformers and Operational Phase of the virtual Phase Shift Transformer z 28 lutego 2014 r, zawarta z 50Hertz GmbH, dotycząca fizycznych i wirtualnych przesuwników fazowych na połączeniach transgranicznych pomiędzy systemami niemieckim i polskim oraz zasad ich wykorzystania (ostatnia aktualizacja w 2019 r.);
- Agreement on Emergency Exchange and Commercial Conditions to the Contract on Provision of Mutual Emergency Energy Delivery from Abroad for Securing the System's Services between the Power Systems of Poland and Hungary through the Power System of Slovakia, z dnia 18 lipca 2019 r. z Magyar Villamosenergia-Ipari Atviteli Rendszerirányító Zrt. (MAVIR Zrt.); przedmiotem umowy są zasady zamawiania i rozliczania dostaw awaryjnych pomiędzy systemami Polski i Węgier (umowa trójstronna z SEPS a.s. wskazana jest poniżej w liście umów wielostronnych, ostatnia aktualizacja w 2020 r.);
- Agreement on Emergency Energy Exchange z dnia 5 sierpnia 2019 r. z UKRENERGO. Przedmiotem umowy są zasady zamawiania i rozliczania dostaw awaryjnych pomiędzy systemami Polski i Ukrainy. Ze względu na charakter pracy połączenia (promieniowa praca na KSE wydzielonych bloków Elektrowni Dobrotwór), zapisy umowy przewidują możliwość realizacji pomocy awaryjnej w stronę systemu ukraińskiego wyłącznie w wypadku wystąpienia w systemie ukraińskim black-outu;
- Zasady i procedury zamawiania dostaw awaryjnych z LITGRID AB i Svk określone są w umowach SOA wskazanych powyżej. Ponadto PSE S.A. współpracowały w 2020 r. ze szwedzkim OSP na podstawie umów Maintenance Agreement oraz Framework Agreement zawartych w dniu 24 sierpnia 2012 r., które określają zasady wzajemnej współpracy i pomocy technicznej w przypadku awarii połączenia pomiędzy Polską i Szwecją.

Umowy wielostronne:

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

5.2.3. Umowy związane z działaniem połączonych rynków energii

Realizacja procesów alokacji zdolności przesyłowych

PSE S.A., pełniące funkcję OSP, są odpowiedzialne za zarządzanie zdolnościami przesyłowymi połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi, zgodnie z art. 9 c ust. 2 pkt. 7) ustawy - Prawo

energetyczne. PSE S.A. prowadziły w latach 2019-2020 r. alokację zdolności przesyłowych na połączeniach synchronicznych w ramach skoordynowanego procesu, w którym oprócz PSE S.A. uczestniczyło 29 OSP z 24 krajów w Europie.

Alokacja zdolności przesyłowych na przekroju synchronicznym realizowana była w ramach skoordynowanych przetargów typu explicit, organizowanych przez wspólne biuro aukcyjne Joint Allocation Office (JAO), którego właścicielami są operatorzy systemów przesyłowych, w tym PSE S.A. Zasady działania biura aukcyjnego zawarte były w umowie wielostronnej "Service Level Agreement for Explicit Allocation" zawartej w 2015 r. pomiędzy JAO i ww. operatorami. Pod koniec 2018 r. zawarto dodatkową umowę Single Allocation Platform Cooperation Agreement (SAP CA) regulującą zakres usług realizowanych w ramach wspólnej europejskiej platformy alokacji. W ramach skoordynowanych przetargów PSE S.A. w latach 2019-2020 udostępniały zdolności na profilu technicznym obejmującym połączenia z obszarami regulacyjnymi operatorów systemów przesyłowych 50Hertz GmbH, ČEPS a.s. i SEPS a.s.

Na połączeniu kablowym Polska - Szwecja, łączącym obszar regulacyjny PSE S.A. oraz Svk, alokacja zdolności przesyłowych dla rynku dnia następnego w latach 2019–2020 realizowana była w trybie aukcji typu implicit w ramach mechanizmu łączenia rynków (Market Coupling). Aukcje realizowane były przez giełdy energii, tj. Towarową Giełdę Energii S.A. (TGE S.A.) i Nord Pool European Market Coupling Operator AS (Nord Pool EMCO AS). Przedmiotem aukcji były zdolności przesyłowe alokowane wraz z energią elektryczną.

Operatorzy systemów przesyłowych Polski i Szwecji udostępniali zdolności przesyłowe i przyjmowali zgłoszone przez giełdy grafiki przesyłu, gwarantując alokowane wielkości. Zasady alokacji zdolności przesyłowych na połączeniu Polska - Szwecja oraz rozliczeń z tego tytułu, stosowane w latach 2019–2020 zostały określone w czterostronnej umowie Market Coupling Agreement on Swe – Pol (MCA), która obowiązywała do stycznia 2021 r. Sygnatariuszami umowy MCA były giełdy energii elektrycznej: TGE S.A., Nord Pool EMCO AS oraz operatorzy systemów przesyłowych Polski i Szwecji: PSE S.A. oraz Svk. Przygotowując się do operacyjnego uruchomienia projektu MNA (MultiNemo Arrangements) w obszarze jednolitego łączenia rynków dnia następnego (SDAC) w Polsce, zawarto nowe umowy pomiędzy zaangażowanymi OSP i Nominowanymi Operatorami Rynków Elektroenergetycznych (NEMO), dotyczące pobierania przychodu z ograniczeń (ang. *congestion income*, CI) oraz jego dystrybucji (więcej informacji znajduje się w części „MultiNEMO Arrangements” poniżej).

Na połączeniu Polska – Litwa, alokacja zdolności przesyłowych dla rynku dnia następnego realizowana była począwszy od 9 grudnia 2015 r. w trybie aukcji typu implicit w ramach mechanizmu Market Coupling. Aukcje realizowane były przez giełdy energii, tj. TGE S.A. i Nord Pool EMCO AS. Zasady alokacji zdolności przesyłowych na połączeniu Polska - Litwa oraz rozliczeń z tego tytułu zostały określone w czterostronnej umowie Market Operations Agreement on LitPol Link (MOA), której sygnatariuszami są giełdy energii elektrycznej: TGE S.A. i Nord Pool EMCO AS oraz operatorzy systemów przesyłowych Polski i Litwy: PSE S.A. oraz LITGRID AB. W związku z przygotowaniem do operacyjnego uruchomienia projektu MNA w obszarze SDAC w Polsce, zawarto aneks do umowy MOA, w celu umożliwienia prowadzenia rozliczeń CI bezpośrednio z Nord Pool EMCO AS. Umowa MOA zostanie rozwiązana po wdrożeniu bałtyckiego projektu MNA na Litwie, a w jej miejsce zaczną obowiązywać zawarte już umowy CIHA i SLA CID (więcej informacji znajduje się w części „MultiNEMO Arrangements” poniżej).

Do 19 listopada 2019 r. alokacja zdolności przesyłowych na granicach CZ – PL, DE – PL, LT – PL, PL – SE odbywała się na podstawie mechanizmu aukcji typu explicit. Od 19 listopada 2019 r. PSE S.A. rozpoczęły prowadzenie alokacji zdolności przesyłowych na rynku dnia bieżącego, na granicach CZ – PL, DE – PL, LT – PL, PL – SE w ramach mechanizmu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego (SIDC). Mechanizm SIDC jest oparty na zasadzie handlu ciągłego i alokacji typu implicit. Uczestnicy rynku dokonują transakcji kupna i sprzedaży energii elektrycznej do 1 godziny przed okresem jej fizycznej dostawy, wykorzystując zarówno oferty dostępne w kraju, jak i spoza systemu polskiego. Korzystanie z ofert zza granicy jest możliwe dzięki międzysystemowym zdolnościom przesyłowym, których udostępnianie dla realizacji transakcji handlowych odbywa się w tle zawieranych

transakcji. Ze względu na nieuczestniczenie Słowacji w projekcie wdrażania SIDC, granica PL – SK nie została objęta tym mechanizmem. W dniu 4 lutego 2020 r. uruchomiono rozwiązanie tymczasowe dla rynku dnia bieżącego na granicy PL – SK oparte na mechanizmie aukcji typu explicit stosowanym do 19 listopada 2019 r. na całym profilu synchronicznym. Proces, podobnie jak wcześniej jest realizowany za pośrednictwem systemu DAMAS, którego administratorem jest ČEPS, a.s., pełniący rolę Biura Alokacji. Rozwiązanie to jest przewidziane do stosowania do czasu objęcia granicy PL – SK mechanizmem SIDC.

MultiNEMO Arrangements (MNA)

Wykonując przepisy CACM, PSE S.A. w 2019 r. przyjęły Regulation Implementing Conditions for Cross-Zonal Capacity Allocation and Other Necessary Mechanisms to Support Operation of More Than One NEMO In Poland (Regulamin MNA). Regulamin MNA reguluje współpracę NEMO i PSE S.A. w związku z realizacją procesów SIDC i SDAC, których celem jest stworzenie jednego ogólnoeuropejskiego międzystrefowego rynku energii elektrycznej dnia bieżącego i dnia następnego. Zintegrowany rynek zwiększa ogólną efektywność handlu poprzez promowanie skutecznej konkurencji, zwiększenie płynności i umożliwienie efektywnego wykorzystania zasobów wytwórczych w całej Europie. Obowiązkiem europejskich OSP jest wdrażanie zasad uczciwej konkurencji, realizowanej m.in. poprzez ustanowienie warunków dla funkcjonowania wielu NEMO na europejskich rynkach energii elektrycznej. W listopadzie 2019 r. trzech NEMO podpisało umowy Accession Form to Multi-NEMO Arrangements Operational Agreement (AF to MNA OA), w tym TGE S.A. jako NEMO operacyjny w polskiej strefie rynkowej, realizujący procesy SIDC i SDAC oraz Nord Pool EMCO AS i EPEX SPOT SE (EPEX SE) jako NEMO nieoperacyjni, tj. nieuczestniczący w transakcjach rynkowych w Polsce (status zbliżony do obserwatora).

W dniu 25 sierpnia 2020 r. w polskiej strefie rynkowej uruchomiono projekt multi-NEMO Arrangements (MNA) na rynku dnia bieżącego, czyli funkcjonowanie wielu-NEMO realizujących proces SIDC. Od listopada 2019 r. do sierpnia 2020 r. proces SIDC w polskiej strefie rynkowej był realizowany tylko przez TGE S.A. W sierpniu 2020 r. operacyjnie uruchomił się Nord Pool EMCO AS, natomiast w 2021 r. planowane jest operacyjne uruchomienie EPEX SE. Do operacyjnego uruchomienia Nord Pool EMCO AS w polskiej strefie rynkowej konieczne było:

- przygotowanie i wdrożenie procedur operacyjnych SIDC w formule multi-NEMO, które zostały włączone do Regulaminu MNA oraz
- podpisanie aneksu do umowy Accession Form to MNA Operational Agreement z 19 listopada 2019 r., w której Nord Pool EMCO AS zmienił status z NEMO nieoperacyjnego, na NEMO operacyjnego realizującego proces SIDC.

Przez cały rok 2020 trwały przygotowania do uruchomienia drugiego komponentu projektu MNA, czyli realizacji procesu SDAC w formule multi-NEMO. Projekt MNA w obszarze SDAC został uruchomiony 9 lutego 2021 r. Wcześniej proces SDAC w polskiej strefie rynkowej był realizowany tylko przez TGE S.A. Wraz z wdrożeniem formuły multi-NEMO w Polsce, działalność w tym zakresie rozpoczęli również EPEX SE i Nord Pool EMCO AS. Uruchomienie procesu SDAC w formule multi-NEMO wymagało opracowania i wdrożenia niezbędnych procedur operacyjnych, które zostały włączone do Regulaminu MNA, a także wynegocjowania i zawarcia następujących aneksów do umów AF to MNA OA z NEMO (aneksy zostały zawarte na początku 2021 r.):

- Aneks do Accession Form to MNA Operational Agreement z EPEX SE z dnia 28 listopada 2019 r. - zmiana statusu z NEMO nieoperacyjnego na NEMO operacyjnego, realizującego proces SDAC;
- Aneks do Accession Form to MNA Operational Agreement z Nord Pool EMCO AS z dnia 19 listopada 2019 r. – operacyjne uruchomienie procesu SDAC, obecnie NEMO realizuje dwa komponenty MNA, tj. procesy SDAC i SIDC;
- Aneks do Accession Form to MNA Operational Agreement z TGE S.A. z dnia 19 listopada 2019 r. - kontynuacja realizacji procesu SIDC i SDAC z dostosowaniami do formuły multi-NEMO.

W związku z wdrożeniem projektu polskiego MNA w obszarze SDAC, PSE S.A. sfinalizowały prace nad zasadami pobierania, przekazywania i dystrybucji przychodu z z OSP ze Szwecji i Litwy oraz ze wszystkimi NEMO lub ich izbami rozliczeniowymi (ang. central counterparty clearing, CCP), którzy od uruchomienia projektu MNA, będą obsługiwali proces SDAC w Polsce, Szwecji i na Litwie. W tym

kontekście, zostały także uregulowane relacje z JAO, który będzie prowadził dla PSE S.A. dystrybucję dochodów z ograniczeń z udostępniania transgranicznych zdolności przesyłowych dla połączeń SwePol Link i LitPol Link. Zawarto następujące umowy:

- Congestion Income Handling Agreement on SwePol Link, NordBalt Link and LitPol Link (CIHA) – nowa umowa ramowa pomiędzy wszystkimi zaangażowanymi stronami (PSE S.A., Svk, Litgrid, Nord Pool EMCO, EPEX SPOT, ECC, TGE); regulująca ogólne zasady pobierania CI i jej dystrybucji, w tym możliwość wskazania przez każdego z OSP trzeciego podmiotu, prowadzącego dla niego proces dystrybucji i rozliczeń CI;
- JAO Service Level Agreement for the Implicit Allocation in the bidding zones of PL, SE and LT (JAO SLA IMPALL – PL – SE – LT) - nowa umowa pomiędzy PSE S.A. i JAO, wskazująca JAO jako podmiot otrzymujący od NEMO/CCP należną PSE S.A. część CI z połączeń SwePol Link i LitPol Link i prowadzący ich dystrybucję do PSE S.A.;
- Porozumienie rozwiązujące umowę Market Coupling Agreement on SwePol Link (MCA) – ze względu na nowe umowy w obszarze CI dla połączenia SwePol Link (tj. umowę CIHA i umowę JAO SLA IMPALL – PL – SE – LT) oraz nowe umowy regulujące zasady wymiany danych pomiędzy stronami umowy w celu realizacji mechanizmu SDAC (tj. MNA Operational Agreement pomiędzy poszczególnymi NEMO a PSE S.A., System Operational Agreement pomiędzy PSE S.A. i Svk);
- Aneks do umowy Market Operating Agreement on LitPol Link (MOA) – w celu umożliwienia prowadzenia rozliczeń CI bezpośrednio z Nord Pool EMCO AS do czasu wdrożenia bałtyckiego projektu MNA na Litwie;
- Side Letter Agreement on Congestion Income Distribution for the LitPol Link and SwePol Link implicit allocation after market operational start of the 2nd NEMO in bidding zone of Poland (SLA CID) – w celu umożliwienia rozliczenia dodatkowego CI wynikającego z przepływów tranzytowych bezpośrednio pomiędzy OSP (Svk-PSE S.A.-Litgrid AB); nowa wersja SLA zastąpi dotychczasową.

Platformy bilansujące

W latach 2019–2020 realizowano projekty w zakresie rozwoju platform bilansujących dla projektów:

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

Rozwój platform bilansujących jest związany z realizacją obowiązków wynikających z rozporządzenia Komisji Europejskiej (EU) 2017/2195, ustanawiającej wytyczne w sprawie bilansowania (EBGL). W latach 2019–2020 zawarto szereg umów, które dotyczą funkcjonowania i rozwoju platform:

- a) Principal Agreement regarding Electricity Balancing platforms – umowa parasolowa dla platform bilansujących MARI i PICASSO, wdrażająca postanowienia EBGL i określające funkcje międzyplatformowe;
- b) MARI, PICASSO i TERRE Platform Cooperation Agreements – umowy dotyczące współpracy i zarządzania platformami;
- c) MARI i PICASSO Common Service Provider – umowy zapewniające funkcjonowanie, rozwój i świadczenie usług wspólnych, tj. hostingu i monitoringu;
- d) Agreement for Invoicing of services for the MARI Project – umowa na rozliczenie części kosztów wspólnych projektu MARI;
- e) MARI Service Agreement – umowa na rozliczenie kosztów biura projektowego dla projektu MARI.

Inne umowy wielostronne dotyczące funkcjonowania rynku

W latach 2019-2020 zawarto niżej wymienione umowy wielostronne wpływające na funkcjonowanie europejskiego i polskiego rynku energii elektrycznej:

- Core Flow-Based Computation Module Service Level Agreement (Core FBCM SLA) – umowa na dostawę narzędzia CORE Flow Based Computation Module będącego częścią narzędzi wykorzystywanych w regionie Core;
- CCR Hansa TSOs Cooperation Agreement (CCR Hansa TSO CoA) – umowa zapewniająca terminową i sprawną realizację wszystkich obowiązków regulowanych kodeksami sieci dla operatorów w regionie Hansa;
- Cooperation Agreement on International Grid Control Cooperation (IGCC CA) – umowa operacyjna dla procesu kompensowania niezbilansowań (Netting Process Function for the activation of automatic frequency restoration process (aFRR));
- Agreement on implementation of backup solution of intraday cross-border transmission capacity allocation and nomination (XBID back-up SA) – umowa wdrażająca rozwiązanie zapasowe, które w przypadku braku możliwości stosowania aukcji typu implicit na granicach PL – CZ i PL – DE, umożliwiłoby tymczasowe stosowanie alokacji typu explicit na wskazanych granicach;
- The Bidding Zone Review Region Central Europe TSOs' Cooperation Agreement (BZRR CE CoA) – umowa o współpracy międzyoperatorskiej dotycząca realizacji procesu przeglądu obszarów rynkowych (Bidding Zone Review) w regionie Europy Centralnej, który został utworzony na potrzeby BZ Review;
- Agreement for the Local Implementation of the XBID Solution to couple intraday electricity markets under SIDC covering borders between Slovakia – the Czech Republic, Slovakia – Hungary and Slovakia – Poland” (LIP-17) - umowa wdrażająca mechanizm SIDC w obszarze granicy słowacko-czeskiej, słowacko-węgierskiej i słowacko-polskiej;
- Single Day-Ahead Coupling Operations Agreement (SDAC DAOA) – umowa określająca zasady współpracy pomiędzy TSOs i NEMOs w związku z wdrożeniem jednolitego łączenia rynków dnia następnego (SDAC). Umowa obejmuje zasady współpracy w ramach fazy tymczasowej (Interim Phase) i docelowej (Enduring Phase).

Inne umowy międzynarodowe wspierające wdrożenie wymagań Kodeksów Sieciowych i Wytucznych

Proces wdrażania Kodeksów Sieciowych i Wytucznych wymaga od OSP porozumienia również w innych obszarach niż kwestie operacyjne i rynkowe, jak np. w zakresie współfinansowania projektów czy dostępu do danych. W latach 2019–2020 pracowano i zawarto następujące umowy:

- z NEMO (TGE S.A., EPEX SE, Nord Pool EMCO AS) zawarte na podstawie art. 76.2 CACM, w przedmiocie zwrotu NEMO przez PSE kosztów wspólnych ustanowienia i zmiany SIDC, wynikających z zawartych przez NEMO umów w celu realizacji SIDC, tj. Intraday Operations Agreement, (IDOA) i All NEMO Intra-Day Operational Agreement, (ANIDOA)), od momentu poniesienia pierwszych kosztów wynikających z podpisania ww. umów do końca 2019 r.;
- License and Service Agreement for FSKar Data Sharing on the Transparency Platform (FSKar TP Data Sharing) – umowa dotycząca zarządzania platformą dedykowaną do udostępniania danych i wyników rozliczeń uzyskanych w związku z odchyleniami od planowanej wymiany międzysystemowej, które są obliczane w ramach metodyk FSKar; umowa określa usługi świadczone przez ENTSO-E na rzecz TSO, tj. rozwój, operacjonalizacja, utrzymanie i wsparcie Transparency Platform;
- Framework Agreement for Regional Group Continental Europe (FA RGCE) – umowa na finansowanie (poza budżetem składkowym ENTSO-E) projektów realizowanych w regionie Europy kontynentalnej;
- Verification Platform Multilateral Agreement (VP MLA) zapewniającą ramy prawne do zarządzania i rozwoju oprogramowania odpowiadającego za grafikowanie wymiany międzyoperatorskiej na potrzeby procesów realizowanych w Europie kontynentalnej.

5.2.4. TSO Security Cooperation (TSC)

PSE S.A. uczestniczą w pracach regionalnej inicjatywy Transmission System Operators Security Cooperation (TSC), powołanej w 2008 r., zrzeszającej obecnie 14 OSP z Europy Środkowej. OSP współpracują w ramach TSC na rzecz poprawy bezpieczeństwa pracy połączonych systemów

elektroenergetycznych w regionie TSC, w szczególności metod zapobiegania ograniczeniom sieciowym i stosowania środków zaradczych w sposób skoordynowany.

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

5.2.5. Współpraca w ramach RSC / RCC

W celu polepszenia jakości współpracy międzyoperatorskiej w ramach inicjatywy TSC, 10 OSP z TSC powołało spółkę TSCNET Services GmbH (TSCNET) z siedzibą w Monachium. TSCNET rozpoczęła działalność operacyjną z dniem 1 maja 2015 r. Obecnie udziałowcami TSCNET jest 14 OSP zrzeszonych w TSC. Działalność TSCNET obejmuje usługi wsparcia OSP w procesach planowania operacyjnego, a także wsparcia przy opracowywaniu i wdrażaniu nowych procesów regionalnych.

TSCNET, w rozumieniu rozporządzenia Komisji 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (SOGL), jest jednym z Regionalnych Koordynatorów Bezpieczeństwa (ang. Regional Security Coordinators, RSCs), które zgodnie z rozporządzeniami SOGL oraz CACM/FCA mają obsługiwać pięć regionalnych procesów realizowanych w 10 regionach wyznaczania zdolności (CCRs).

Zgodnie z art. 35.2. Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Rozporządzenia UE 2019/943), inicjatywy regionalne OSP, w tym TSCNET przekształci się, od 1 lipca 2022 r., w Regionalne Centrum Koordynacyjne (ang. *Regional Coordination Centre*, RCC) i będzie wraz ze spółką CORESO świadczyło usługi dla OSP z Central System Operation Region (SOR), tj. region pracy systemu obejmujący swoim zasięgiem 3 obszary kalkulacji zdolności (CCR): CORE, NIB, SWE).

W II kwartale 2020 r. OSP z Central SOR prowadzili prace ukierunkowane na przygotowanie wniosku o powołanie TSCNET i CORESO jako dwóch współpracujących RCC w Central SOR. W lipcu 2020 r. wyżej wymieniony wniosek został przekazany przez OSP z Central SOR do regulatorów celem zatwierdzenia zgodnie z art. 35.1 Rozporządzenia UE 2019/943.

Ponadto w 2020 zaktualizowano umowę „RSC Services Multilateral Agreement” (RSC Services MLA), która określa zasady współpracy OSP, RSCs i ENTSO-E w zakresie wdrożenia i użytkowania paneuropejskich narzędzi informatycznych do procesów planistycznych Outage Planning Coordination (OPC) i Short Term Adequacy (STA) dla poszczególnych regionów. Aktualizacja związana była ze zmianą struktury kosztów i zarządzania budżetem.

5.2.6. Funkcjonowanie fizycznych przesuwników fazowych i międzyoperatorskie działania zaradcze

Funkcjonowanie fizycznych przesuwników fazowych w latach 2019–2020

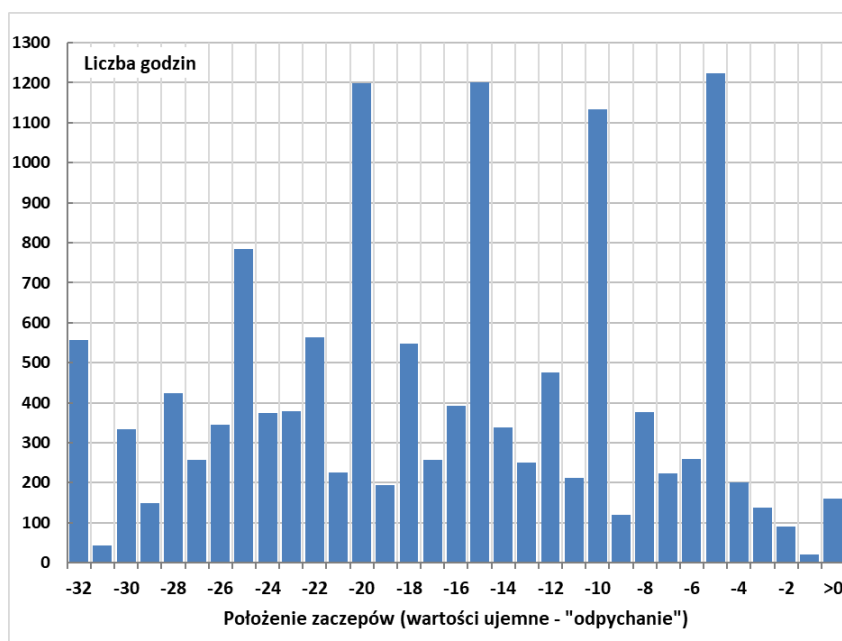
Instalacja i uruchomienie przesuwników fazowych (Phase Shifters – PST) na granicy polsko – niemieckiej wraz z rozbudową sieci KSE w zachodniej części kraju poprawiła warunki pracy KSE na tym obszarze. Dodatkowo, proces ustalania nastaw PST w stacjach Mikułowa i Vierraden jest skoordynowany ze stroną niemiecką w ramach regionalnego procesu planowania operacyjnego w dniu D-1 (tzw. procesu Day Ahead Congestion Forecast (DACF) realizowanego pod nadzorem TSCNET) i następnie korygowane w ramach procesu Intra Day Congestion Forecast (IDCF). Takie podejście powoduje, że PST nie są z góry nastawione na ograniczanie przepływu energii elektrycznej z któregośkolwiek kierunku. Zastosowanie możliwości regulacyjnych PST ma miejsce wyłącznie wtedy, jeśli jest to niezbędne z punktu widzenia bezpieczeństwa pracy połączeń na granicy DE – PL. Doświadczenia z dotychczasowego użytkowania PST pokazały jednak, że w praktyce muszą one być wykorzystywane niemal codziennie – i tak w latach 2019–2020 wykorzystanie przesuwników, rozumiane jako ustawienie zaczepek w pozycji niezerowej (innej niż neutralna), stosowano:

- w 77% godzin pracy przesuwników w stacji Mikułowa,
- w 76% godzin pracy przesuwników w stacji Vierraden.

W wyniku regionalnych uzgodnień mających na celu usprawnienie procesu planowania operacyjnego oraz uzgadniania nastaw PST, począwszy od 22 czerwca 2016 r., tj. od momentu uruchomienia PST, ich nastawy przyjmowane w pierwszej iteracji procesu DACF odpowiadają wartościom oszacowanym w procesie WAPP (Week Ahead Planning Process) realizowanym przez niemieckich OSP.

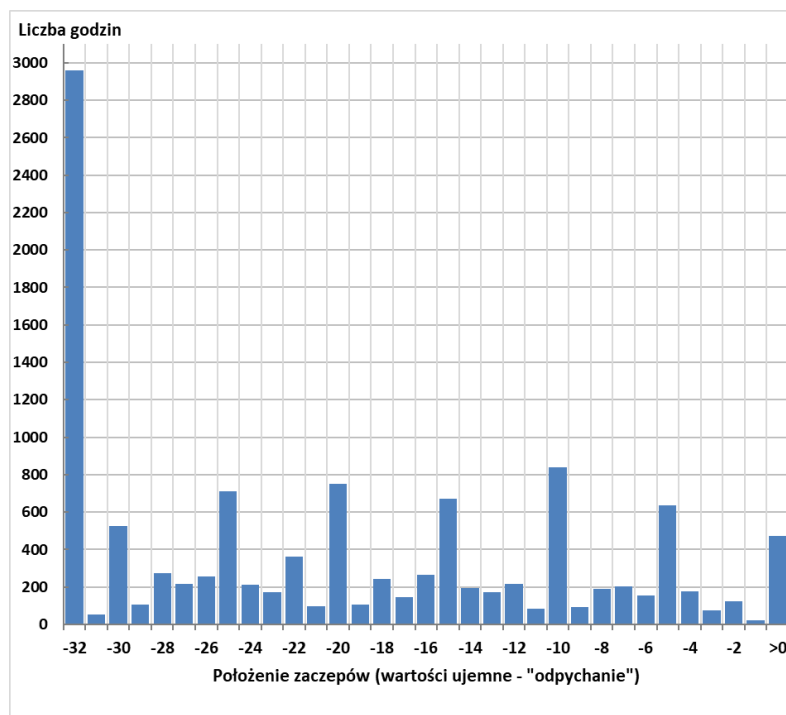
Należy również podkreślić, że regionalny proces DACF, w którym ustalane są nastawy PST jest realizowany już po zakończeniu procesu wyznaczania i alokacji zdolności przesyłowych (tzn. po zamknięciu rynku dnia następnego), a przewidywane przepływy na granicy DE – PL uwzględniają przepływy handlowe wynikające z wykorzystania udostępnionych zdolności przesyłowych w dobie D-1. Finalne nastawy wynikają z analiz wykonywanych w procesie IDCF i uwzględniają udostępnione w dobie D dodatkowe zdolności przesyłowe.

Na rysunkach 5.1 i 5.2 pokazano histogramy niezerowego położenia zaczepów PST.



Źródło: PSE S.A.

Rys. 5.1 Histogram niezerowego położenia zaczepów przesuwników w stacji Mikułowa w latach 2019-2020



Źródło: PSE S.A.

Rys. 5.2 Histogram niezerowego położenia zaczepek przesuwników w stacji Vierraden w latach 2019-2020

Międzyoperatorskie działania zaradcze

W latach 2019–2020, podobnie jak w latach wcześniejszych, były podejmowane międzyoperatorskie działania zaradcze, tj. środki o charakterze doraźnym mające na celu zapewnienie bezpiecznej pracy systemów. Działania te obejmowały redispatching dwustronny oraz redispatching wielostronny (MRA), przy czym w omawianym okresie nie było konieczności użycia MRA do zapewnienia bezpieczeństwa na przekroju Polska-Niemcy (kryterium N-1). Wolumen MRA w 2019 r. wynikał z realizacji umów wielostronnych dot. środków zaradczych i jego wartości przedstawia tabela 5.1, natomiast w 2020 r. nie było konieczności użycia redispatchingu wielostronnego.

Skala redispatchingu dwustronnego z 50Hertz w latach 2019-2020 r. była zbliżona do wolumenu z lat 2017-2018 i pokazana jest, w ujęciu miesięcznym, w tabelach 5.2 i 5.3.

Tab. 5.1 Zestawienie redispatchingu wielostronnego (MRA) w poszczególnych miesiącach 2019 r.

Rok	Miesiąc	Wolumen MRA	Koszt MRA dla PSE S.A., dla których nie mają zastosowania zasady rozliczeń z umowy PST	Koszt MRA dla PSE S.A. uwzględniających zasady rozliczeń z umowy PST	Sumaryczne koszty MRA dla PSE S.A.
		[MWh]	[PLN] ^{*)}	[PLN] ^{*)}	[PLN] ^{*)}
2019	styczeń	-	-	-	-
	luty	-	-	-	-
	marzec	-	-	-	-
	kwiecień	-	-	-	-
	maj	-	-	-	-
	czerwiec	-	-	-	-
	lipiec	-	-	-	-
	sierpień	840	3 911	-	3 911
	wrzesień	-	-	-	-
	październik	-	-	-	-
	listopad	-	-	-	-
	grudzień	-	-	-	-
Ogółem 2019		840	3 911	-	3 911

^{*)} Poszczególne wartości zaokrąglone do pełnych złotych

Źródło: PSE S.A.

Tab. 5.2 Zestawienie redispatchingu dwustronnego zrealizowanego na przekroju PSE S.A. / 50Hertz w poszczególnych miesiącach 2019 r.

Rok	Miesiąc	Redispatching dwustronny [MWh]		Koszt redispatchingu dwustronnego poniesiony przez PSE S.A. zgodnie z zasadami rozliczeń PST ^{*)}	Koszt całkowity redispatchingu dwustronnego poniesiony przez operatorów
		Eksport	Import	PLN ^{**)}	PLN ^{**)}
2019	styczeń	-	-	-	-
	luty	-	-	-	-
	marzec	-	-	-	-
	kwiecień	3 630	-	261 346	585 064
	maj	-	-	-	-
	czerwiec	525	-	62 340	124 680
	lipiec	-	-	-	-
	sierpień	300	-	32 989	65 979
	wrzesień	13 400	-	920 776	1 963 112
	październik	9 000	-	696 552	1 393 104
	listopad	5 776	-	364 986	827 019
grudzień	6 560	-	385 730	888 578	
Ogółem 2019		39 191	-	2 724 720	5 847 535

**) Koszty redispatchingu w 2019 r. (miesiące od kwietnia do grudnia) zostaną skorygowane zgodnie z nowym kluczem podziału kosztów, po podpisaniu aneksu do umowy PST, zgodnie z rezultatem concyliacji PSE / 50Hertz*

****) Poszczególne wartości zaokrąglone do pełnych złotych*

Źródło: PSE S.A.

Tab. 5.3 Zestawienie redispatchingu dwustronnego zrealizowanego na przekroju PSE S.A. / 50Hertz w poszczególnych miesiącach 2020 r.

Rok	Miesiąc	Redispatching dwustronny [MWh]		Koszt redispatchingu dwustronnego poniesiony przez PSE S.A. zgodnie z zasadami rozliczeń PST ^{*)}	Koszt całkowity redispatchingu dwustronnego poniesiony przez operatorów
		Eksport	Import	PLN ^{**)}	PLN ^{**)}
2020	styczeń	15 350	-	928 358	2 664 710
	luty	3 600	-	203 286	504 151
	marzec	1 600	-	93 000	186 001
	kwiecień	-	-	-	-
	maj	2 700	-	143 673	287 347
	czerwiec	300	-	38 903	77 805
	lipiec	500	-	43 681	87 363
	sierpień	1 900	-	200 160	400 319
	wrzesień	-	-	-	-
	październik	6 000	-	416 482	832 964
	listopad	3 685	-	366 509	733 018
grudzień	2 850	-	317 291	634 581	
Ogółem 2020		38 485	-	2 751 343	3 743 549

**) Koszty redispatchingu w 2020 r. zostaną skorygowane zgodnie z nowym kluczem podziału kosztów, po podpisaniu aneksu do umowy PST, zgodnie z rezultatem concyliacji PSE / 50Hertz*

****) Poszczególne wartości zaokrąglone do pełnych złotych*

Źródło: PSE S.A.

5.3. Inne działania OSP dotyczące interwencyjnych dostaw energii elektrycznej

5.3.1. Zakup rezerwy interwencyjnej zimnej

W dniu 30 grudnia 2013 roku została zawarta pomiędzy PSE S.A. a PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. (PGE GiEK S.A.) Umowa nr 1/2013 o świadczenie usługi interwencyjnej rezerwy zimnej (dalej: Umowa z PGE GiEK). Następnie 26 marca 2014 roku PSE S.A. zawarły z

TAURON Wytwarzanie S.A. (TW S.A.) Umowę nr 2/2014 o świadczenie usługi interwencyjnej rezerwy zimnej (dalej: Umowa z TAURON). Zgodnie z postanowieniami ww. Umów od 1 stycznia 2016 roku do 31 grudnia 2017 roku usługę interwencyjnej rezerwy zimnej (dalej: usługa IRZ) świadczyły jednostki JWCD:

- na podstawie Umowy z PGE GiEK: bloki nr 1 i 2 w Elektrowni Dolna Odra,
- na podstawie Umowy z TAURON: bloki nr 3 i 6 w Elektrowni Siersza oraz blok nr 8 w Elektrowni Stalowa Wola.

W dniu 29 grudnia 2016 r. PSE S.A., w wyniku przeprowadzonych analiz wskazujących na ryzyko braku możliwości zapewnienia odpowiedniego poziomu rezerwy mocy w KSE w latach 2018 i 2019, podjęły decyzję o przedłużeniu okresu obowiązywania ww. umów na kolejne dwa lata, tj. do 31 grudnia 2019 r.

Po przeprowadzeniu w 2019 roku analiz dotyczących bilansu mocy w KSE w roku 2020, PSE S.A., na podstawie przeprowadzonych postępowań przetargowych, zawarły następujące umowy o świadczenie usługi IRZ, tj.:

- umowę z PGE GiEK S.A. w zakresie bloków 1 i 2 w Elektrowni Dolna Odra - łączna moc 454 MW - na okres od 1 stycznia 2020 r. do 31 grudnia 2020 r.;
- umowę z TW S.A. na łączną moc 500 MW - na okres od 1 stycznia 2020 r. do 31 marca 2020 r., oraz na łączną moc 250 MW na okres od 1 kwietnia 2020 r. do 30 listopada 2020 r. w następującym zakresie:
 - bloku 3 w Elektrowni Siersza i bloku 8 w Elektrowni Stalowa Wola na okres od 1 stycznia 2020 r. do 30 listopada 2020 r.;
 - bloku 6 w Elektrowni Siersza i bloku 1 w Elektrowni Łaziska na okres od 1 stycznia 2020 r. do 30 marca 2020 r., z zastrzeżeniem, że PSE S.A. miały prawo złożyć TW S.A., każdorazowo nie później niż na 15 dni przed upływem terminu obowiązywania Umowy (wskazanego powyżej lub przedłużonego), oświadczenie o przedłużeniu obowiązywania Umowy: dwukrotnie o kolejny 3 miesięczny okres świadczenia Usługi (tj. na okres kwiecień-czerwiec, a następnie na okres lipiec-wrzesień) oraz jednokrotnie o 2 miesięczny okres świadczenia Usługi (tj. na okres październik – listopad), co oznaczało, że Umowa mogła obowiązywać nie dłużej niż do 30 listopada 2020 roku.

Na podstawie wyników dodatkowych analiz bilansu KSE, PSE S.A. podjęły decyzję o przedłużeniu Umowy na okres kwiecień – czerwiec 2020 r., następnie na okres lipiec – wrzesień 2020 r. oraz następnie na okres październik – listopad 2020 r.

Informacja na temat wykorzystania jednostek wytwórczych świadczących usługę IRZ w 2019 r. i 2020 r.

Jednostki wytwórcze świadczące usługę IRZ były wykorzystywane w celu: (i) pokrycia zapotrzebowania w systemie lub (ii) zapewnienia wymaganej rezerwy wirującej w systemie lub (iii) spełnienia ograniczeń sieciowych, jeżeli nie było możliwe osiągnięcie (i) lub (ii) lub (iii) przy wykorzystaniu JWCD nieświadczących usługi IRZ.

W ramach analizowanego okresu jednostki wytwórcze świadczące usługę IRZ były przywoływane do pracy zarówno ze względów sieciowych jak i ze względów bilansowych.

W przypadku ograniczeń sieciowych (minimalna liczba pracujących jednostek z grupy jednostek w danej elektrowni), udział jednostek IRZ w spełnieniu ograniczeń był podyktowany niedyspozycyjnością innych jednostek z danej grupy.

Usługę IRZ w 2019 r. świadczyło pięć jednostek wytwórczych o łącznej mocy osiągalnej 830 MW, a w 2020 r. - sześć jednostek wytwórczych o łącznej mocy osiągalnej 954 MW. Tabela 5.4. zawiera informacje o liczbie godzin pracy oraz liczbie uruchomień jednostek wytwórczych świadczących usługę IRZ w okresie 2019-2020.

Tab. 5.4 Liczba godzin pracy oraz liczba uruchomień jednostek wytwórczych świadczących usługę IRZ w okresie 2019–2020

Kod jednostki wytwórczej IRZ	Liczba godzin pracy ⁽¹⁾	Liczba uruchomień	Liczba rozliczonych uruchomień
PGE GiEK S.A. – blok 1 w El. Dolna Odra - DOD 1-01	698	34	29
PGE GiEK S.A. – blok 2 w El. Dolna Odra - DOD 2-02	949	44	33
TW S.A. – blok 3 w El. Siersza - SIA 1-03 (2)	676	14	13
TW S.A. – blok 6 w El. Siersza - SIA 1-06 (2)	1 010	11	8
TW S.A. – blok 8 w El. Stalowa Wola - STW31-08 (2)	2 074	17	4
TW S.A. – blok 1 w El. Łaziska – LZA21-01 ⁽²⁾	0	0	0

(1) Wyznaczona na podstawie stanu pracy jednostki wytwórczej w planie BPKDW - suma kwadransów ze stanem „praca” podzielona przez cztery i zaokrąglona do liczby całkowitej.

(2) Liczba godzin pracy oraz liczba uruchomień jednostek wytwórczych świadczących usługę IRZ w okresie od stycznia 2019 r. do listopada 2020 r., tj. w okresie w którym usługa IRZ była świadczona przez te jednostki wytwórcze.

Źródło: PSE S.A.

Tabela 5.5 zawiera informację o liczbie godzin pracy jednostek wytwórczych świadczących usługę IRZ oraz liczbie wykorzystanych godzin w miesiącu rozliczeniowym w latach 2016–2020 w ramach limitu 17 500 h. Liczby godzin zawarte w poniższej tabeli uwzględniają czasy rozruchów jednostek wytwórczych.

Tab. 5.5 Liczba godzin pracy jednostek wytwórczych świadczących usługę IRZ oraz liczba wykorzystanych godzin w miesiącu rozliczeniowym w latach 2016–2020 w ramach limitu 17 500 h

DOD 1-01; DOD 2-02		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Suma (1-12)	Suma 2016– 2020
Liczba godzin pracy JW.	2016	424	22	173	365	434	237	522	291	501	609	517	474	4569	14965
	2017	414	500	305	566	712	629	570	741	583	175	325	226	5746	
	2018	60	489	425	209	466	460	365	202	300	323	211	117	3627	
	2019	16	16	11	20	9	60	10	44	8	6	79	9	288	
	2020	22	17	46	2	359	100	27	14	39	20	13	76	735	
SIA 1-03		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Suma (1-12)	Suma 2016– 2020
Liczba wykorzystanych godzin (czas pracy emitera) w miesiącu rozliczeniowym w ramach limitu 17500	2016	415	167	407	320	393	171	414	113	172	113	477	388	3550	13772
	2017	654	555	643	623	677	586	386	552	288	393	201	154	5712	
	2018	142	64	426	174	335	150	203	175	118	335	549	162	2833	
	2019	97	209	434	73	295	16	0	89	0	0	168	62	1443	
	2020	0	0	0	0	234	0	0	0	0	0	0		234	

Liczba godzin pracy JW. w miesiącu rozliczeniowym	2016	148	76	379	146	107	66	295	31	188	71	295	307	2109	6899
	2017	275	384	238	26	661	139	127	300	0	228	201	0	2579	
	2018	0	0	440	95	0	161	163	84	0	115	341	90	1489	
	2019	0	84	455	78	0	20	0	0	0	0	85	0	722	
	2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		0	
SIA 1-06		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Suma (1-12)	Suma 2016-2020
Liczba wykorzystanych godzin (czas pracy emitera) w miesiącu rozliczeniowym w ramach limitu 17500	2016	415	167	407	320	393	171	414	113	172	113	477	388	3550	13772
	2017	654	555	643	623	677	586	386	552	288	393	201	154	5712	
	2018	142	64	426	174	335	150	203	175	118	335	549	162	2833	
	2019	97	209	434	73	295	16	0	89	0	0	168	62	1443	
	2020	0	0	0	0	234	0	0	0	0	0	0		234	
Liczba godzin pracy JW w miesiącu rozliczeniowym	2016	430	106	141	231	395	173	203	89	0	54	307	288	2417	9791
	2017	588	354	534	631	261	575	280	373	264	221	13	162	4256	
	2018	159	75	88	91	350	0	56	147	127	316	515	136	2060	
	2019	102	152	0	1	303	0	0	94	0	0	96	67	815	
	2020	0	0	0	0	243	0	0	0	0	0	0		243	
STW 31-08		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Suma (1-12)	Suma 2016-2020
Liczba wykorzystanych godzin (czas pracy emitera) w miesiącu rozliczeniowym w ramach limitu 17500	2016	398	166	541	133	86	221	246	700	434	320	238	116	3599	16135
	2017	178	111	0	0	129	622	744	281	232	148	41	380	2866	
	2018	0	56	144	74	41	70	151	125	220	583	438	744	2646	
	2019	744	464	628	91	659	651	517	134	155	247	153	744	5187	
	2020	688	393	195	82	3	381	0	0	63	22	10		1837	
Liczba godzin pracy JW w miesiącu rozliczeniowym	2016	60	0	0	0	29	40	0	268	0	7	53	0	457	4122
	2017	99	0	0	0	0	232	227	139	66	152	39	0	954	
	2018	0	0	0	0	0	14	0	90	12	0	45	431	592	
	2019	120	215	345	0	114	450	211	35	0	101	46	18	1655	
	2020	237	227	0	0	0	0	0	0	0	0	0		464	
Łaziska 1		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Suma (1-12)	Suma 2016-2020
Liczba wykorzystanych godzin (czas pracy emitera) w miesiącu	2016	744	696	742	720	588	629	585	612	635	574	634	555	7714	14608
	2017	551	498	541	533	507	499	575	376	535	512	126	102	5355	

rozliczeniowym w ramach limitu 17500 (*)	2018	102	89	30	257	385	127	0	20	75	0	103	15	1203
	2019	95	0	0	0	1	140	0	41	0	43	0	0	320
	2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16		16
Liczba godzin pracy JW w miesiącu rozliczeniowym	2016	644	389	275	237	200	507	399	125	219	73	497	353	3918
	2017	391	184	131	332	178	229	165	99	287	142	15	56	2209
	2018	75	0	19	0	271	0	0	0	0	0	87	15	467
	2019	0	0	0	0	0	124	0	41	0	21	0	0	186
	2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		0

(*) Liczba wykorzystanych godzin (czas pracy emitera) według danych PSE S.A. Wartości te mogą się różnić od danych posiadanych przez Wytwórcę.

Źródło: PSE S.A.

Zgodnie z pierwszą zasadą łączenia (ustawa Prawo ochrony środowiska) źródłem emisji jest komin (emiter). Czas wykorzystania derogacji 17 500 h dla źródła jest liczony, gdy pracuje co najmniej jeden kocioł podłączony do tego komina.

PGE GiEK S.A. – blok 1 w Elektrowni Dolna Odra i blok 2 w Elektrowni Dolna Odra

Od czasu uruchomienia transgranicznej dwutorowej linii 400 kV Krajnik – Vierraden, które nastąpiło w okresie letnim 2018 roku, zapotrzebowanie na pracę bloków nr 1 i nr 2 w El. Dolna Odra uległo zmniejszeniu z uwagi na dodatkową moc dostarczaną do KSE z systemu niemieckiego wspomnianą linią. Wymagana minimalna liczba jednostek pracujących w El. Dolna Odra w 2019 r. wynosiła najczęściej 3 lub w szczególnych przypadkach 4 jednostek. W roku 2020 ww. minimalna liczba jednostek została zmniejszona do odpowiednio 2 oraz w szczególnych przypadkach 3 jednostek. Praca 4 jednostek w 2019 roku oraz 3 jednostek w 2020 roku wymagana była dla zapewnienia stabilności napięciowej całego regionu północno-zachodniej Polski w okresie planowego postoju ESP Żarnowiec lub braku dostaw energii do KSE połączeniem stałoprądowym Polska – Szwecja (SLK – STO) lub w okresie wyłączeń linii 400 kV Krajnik – Vierraden t.1 i t.2, lub wyłączeń linii w rejonie Poznania w przypadku których awaryjne wyłączenie linii 400 kV Kromolice – Ostrów powoduje przeciążenia linii 220 kV Polkowice – Leszno i Polkowice – Plewiska.

TW S.A. – blok 3 w Elektrowni Siersza i blok 6 w Elektrowni Siersza

Do grudnia 2018 roku obowiązywało wymaganie pracy minimum 2 bloków przyłączonych do rozdzielni 110 kV w SE Siersza. W przypadku niedyspozycyjności bloków nr 1 lub nr 2 w El. Siersza, uruchamiane były bloki nr 3 lub nr 6. W grudniu 2018 roku uruchomiony został autotransformator AT3 400/110 kV w SE Skawina co skutkowało zmniejszeniem wymaganej minimalnej liczby bloków – do 1-go bloku. W grudniu 2019 roku został uruchomiony autotransformator AT2 220/110 kV w SE Siersza, dzięki czemu wymaganie pracy minimum 1-go bloku zostało zniesione. Zatem przypadki wymuszeń bloków nr 3 i nr 6 w El. Siersza w 2020 roku były podyktowane w głównej mierze czynnikami bilansowymi.

TW S.A. – blok 8 w Elektrowni Stalowa Wola

Większość godzin pracy tego bloku wynikała ze względów bilansowych. Dodatkowo, blok był uruchamiany dla spełnienia kryteriów bezpieczeństwa w sieci 400 kV, 220 kV oraz 110 kV w rejonie Lublina – w przypadku wysokich temperatur, ryzyka braku dostaw energii do KSE połączeniem Polska – Ukraina (tj. połączeniem Zamość – Dobrotwór) oraz braku generacji w EC Lublin-Wrotków.

TW S.A. – blok 1 w El. Łaziska

Blok nr 1 w El. Łaziska nie pracował w okresie, w którym obowiązywała umowa o świadczenie umowy IRZ, tj. od 1 stycznia 2020 r. do 30 listopada 2020 r.

5.3.2. **Możliwości zarządzania stroną popytową**

Od 2016 r. zasady i warunki świadczenia usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP (DSR – Demand Side Response) podlegały rozwojowi i istotnym zmianom. Na koniec 2018 r. OSP nabywał usługę DSR w ramach trzech programów: Programu Gwarantowanego, Programu Bieżącego oraz Programu Bieżącego Uproszczonego. Wszystkie programy DSR dawały możliwość udziału odbiorców w procesie bilansowania systemu poprzez redukcję mocy czynnej lub zdolność przesunięcia w czasie zużycia energii elektrycznej pobieranej z sieci elektroenergetycznej. W Programie Gwarantowanym potencjał strony popytowej został określony i zakontraktowany w umowie, a wolumen w tym programie mógł być porównywany z blokiem wytwórczym średniej wielkości (ok. 500 MW).

Odbiorcy posiadający sterowane odbiory mieli również możliwość bezpośredniego uczestnictwa w mechanizmie bilansowania handlowego i składania ofert bilansujących na rynku bilansującym.

Redukcja zapotrzebowania na polecenie OSP

W celu zwiększenia możliwości pozyskiwania dostępnych mocy redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, PSE S.A. systematycznie udoskonalały i rozwijały zasady nabywania usługi. Istotne zmiany zasad weszły w życie z dniem 1 stycznia 2017 roku po zatwierdzeniu przez Prezesa URE w dniu 25 listopada 2016 r. Karty aktualizacji IRiESP – Bilansowanie (CB/16/2016). Przedmiotem zmian zasad pozyskiwania i rozliczania usługi DSR było m.in. wprowadzenie elementu płatności za gotowość do świadczenia usługi. Kolejną Kartą aktualizacji IRiESP – Bilansowanie nr CB/17/2017, wprowadzono zasady certyfikowania Obiektów Redukcji (tzw. „ORed”) wykorzystywanych do świadczenia usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP oraz związanych ze świadczeniem tej usługi zasad i wymagań dotyczących sposobu pozyskiwania danych pomiarowo - rozliczeniowych z miejsc zasilania certyfikowanych ORed, a także określono zasady korzystania z usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP w okresie obowiązywania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej. Powyższe zmiany zostały zatwierdzone przez Prezesa URE w dniu 28 lutego 2017 roku i weszły w życie z dniem 3 marca 2017 roku.

Zgodnie z nowymi zasadami usługa mogła być świadczona przez stronę popytową w ramach Programu Gwarantowanego i Programu Bieżącego. W Programie Gwarantowanym OSP dokonywał zapłaty zarówno za gotowość do świadczenia usługi DSR (we wcześniejszych postępowaniach ten element nie występował, co było głównym powodem braku zainteresowania świadczeniem usługi przez odbiorców), jak i za jej wykonanie. W Programie Bieżącym opłacie podlegała natomiast jedynie wykonanie redukcji po jej aktywacji przez OSP i przesłaniu przez usługodawcę w odpowiedzi propozycji sprzedaży (oferta redukcji) i jej zaakceptowaniu przez OSP.

W I połowie 2018 r. PSE S.A. przeprowadziły przetarg na pozyskanie usługi DSR w okresie od 1 lipca 2018 r. do 30 czerwca 2019 r. W wyniku rozstrzygnięcia przetargu, podpisano umowy (o łącznej mocy redukcji: (i) z 10 wykonawcami w okresie letnim – od 362,5 – 534,5 MW w okresie 8 godzin do 609,5 MW okresie 4 godzin; (ii) z 6 wykonawcami w okresie zimowym – od 510 – 535 MW w okresie 4 godzin do 535 MW w okresie 2 godzin oraz z 5 wykonawcami w Programie Bieżącym).

PSE S.A. przeprowadziły w lipcu 2018 r. (pakiet letni) oraz październiku 2018 r. (pakiet zimowy) testy obowiązkowe wszystkich zakontraktowanych produktów w ramach Programu Gwarantowanego. W odpowiedzi na wezwanie wszyscy wykonawcy złożyli propozycję sprzedaży i z wynikiem pozytywnym przeprowadzili obowiązkowy test redukcji. Tym samym została potwierdzona zdolność Wykonawców do realizacji usługi o zakontraktowanych parametrach.

Spółka prowadziła dalsze prace nad rozwojem usługi DSR i kontrakcją dodatkowych mocy redukcji. W dniu 1 sierpnia 2018 r. PSE S.A. przekazały do konsultacji projekt zmian Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (Karta aktualizacji nr CB/19/2018), wprowadzających nowy program w ramach Usługi DSR - Program Bieżący Uproszczonego oraz wprowadzających zmiany w certyfikowaniu Obiektów Redukcji (ORed).

Wprowadzenie Programu Bieżącego Uproszczonego miało na celu pozyskanie przez OSP dodatkowego wolumenu dostępnej mocy redukcji w zakresie usługi DSR. Zawarte w nim uproszczenia, m.in. brak kar za niewykonanie redukcji na deklarowanym poziomie, miały na celu zachęcenie odbiorców do uczestniczenia w świadczeniu usługi, wykorzystywanej przez OSP w celu zapobieżenia możliwości wystąpienia stanu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw oraz konieczności wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.

Dla umożliwienia świadczenia usługi DSR jak największej liczbie odbiorców, wprowadzono także zmianę polegającą na zniesieniu kryterium napięciowego, tj. warunkującego możliwość uzyskania certyfikatu tylko przez obiekty redukcji (tzw. ORed), które posiadają przynajmniej jeden punkt poboru energii (PPE) przyłączony do sieci o napięciu znamionowym powyżej 1 kV. Odstąpienie od tego ograniczenia ma na celu umożliwienie objęcia procesem certyfikacji ORed większej liczby odbiorców, w tym wszystkich odbiorców podlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej zgodnie z rozporządzeniem w sprawie ograniczeń. Ponadto wprowadzono nowy tryb certyfikacji ORed bez konieczności składania wniosków o wydanie tzw. Certyfikatu dla ORed bezpośrednio przez odbiorców.

W dniu 22 października 2018 r. Prezes URE zatwierdził Kartę aktualizacji nr CB/19/2018 IRiESP – Bilansowanie systemu, dotyczącą modyfikacji procesu certyfikowania Obiektów Redukcji (ORed) na potrzeby świadczenia usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP (usługi DSR) oraz nowego programu w ramach usługi DSR – Programu Bieżącego Uproszczonego. Zmiany wprowadzone ww. Kartą aktualizacji zostały wprowadzone od dnia 29 października 2018 r.

W kolejnym etapie, OSP ogłosił 31 października 2018 r. postępowanie przetargowe na zakup usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP: Program Bieżący Uproszczony (z nową funkcjonalnością użycia usługi w podziale na obszary – parametr lokalizacyjny), na okres: od 1 kwietnia 2019 r. do 31 grudnia 2019 r. W dniu 4 marca 2019 r. PSE S.A. rozstrzygnęły postępowanie na zakup usługi DSR PBU - przyjęte zostały wszystkie poprawnie złożone oferty. Usługa DSR PBU pozyskana była na okres od 1 kwietnia 2019 r. do 31 grudnia 2019 r. od 5 wykonawców.

Ponadto PSE S.A. w celu pozyskania dodatkowego potencjału dostępnych mocy redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP 12 grudnia 2018 r. ogłosiły postępowanie przetargowe na zakup Usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP: Program Gwarantowany, na okres: od 1 kwietnia 2019 r. do 30 czerwca 2019 r. Postępowanie zostało rozstrzygnięte i dokonano wyboru 2 ofert w ramach których pozyskano dodatkowe 23,5 MW mocy redukcji.

W 2019 r. OSD i OSP, zgodnie z postanowieniami IRiESP, przeprowadzili certyfikację (w trybie podstawowym) odbiorców podlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej. Masowa certyfikacja w trybie podstawowym ułatwiła odbiorcom udział w świadczeniu usługi DSR, w szczególności w ramach działalności prowadzonej przez tzw. agregatorów. Dodatkowo, przeprowadzona na szeroką skalę akcja informacyjna, przyczyniła się do poszerzenia świadomości odbiorców w zakresie możliwości uczestniczenia w Programach DSR oferowanych przez OSP.

W lutym 2019 r. PSE S.A. ogłosiły trzy postępowania publiczne w trybie przetargów nieograniczonych na świadczenie Usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, w ramach odpowiednio: Programu Bieżącego oraz Programów Gwarantowanych: PG II (wydzielone obszary) i PG III (kraj).

Rozwijając programy DSR, w kierunku rozszerzania funkcjonalności przy jednoczesnym zwiększeniu efektywności, wprowadzono parametr lokalizacyjny, umożliwiający aktywowanie usługi DSR w Programie Gwarantowanym i Bieżącym na wydzielonym obszarze, zdefiniowanym jako zbiór stacji elektroenergetycznych. Powyższa funkcjonalność została w 2019 r. wprowadzona także do warunków świadczenia usługi w ramach Programu Bieżącego Uproszczonego.

Postępowanie na zakup usługi DSR w ramach PG II podzielono na 6 pakietów odpowiadających wydzielonym obszarom - Poznań, PAK, Łódź, Lublin – Zamość, Zielona Góra,

Kraków, do których przypisano planowane do zakupu wolumeny mocy dyspozycyjnej w pakietach letnim i zimowym.

Postępowanie na zakup usługi DSR w ramach PG III obejmującej kraj z wyłączeniem 6 obszarów zdefiniowanych w PGII, podzielono na pakiety letni i zimowy. W ramach PG III, PSE S.A. planowały zakupić wolumen redukcji odpowiednio 640 MW dla pakietu letniego i 400 MW dla pakietu zimowego.

Pakiety letnie Programu Gwarantowanego II i III dotyczyły okresu świadczenia usługi od 1 lipca 2019 r. do 30 września 2019 r., a zimowe - od 1 października 2019 r. do 31 grudnia 2019 r. Program Bieżący dotyczył okresu od 1 lipca 2019 r. do 31 grudnia 2019 r.

W dniu 10 maja 2019 r. PSE S.A. rozstrzygnęły postępowanie na zakup usługi DSR Program Bieżący. Usługa DSR Program Bieżący świadczona była w okresie od 1 lipca do 31 grudnia 2019 r. przez 4 wykonawców.

Następnie w dniu 23 maja 2019 r. PSE S.A. rozstrzygnęły postępowanie na zakup usługi DSR Program Gwarantowany II (tj. obszary wydzielone wg potrzeb KSE). Usługa była świadczona od 1 lipca do 31 grudnia 2019 r. W sezonie letnim sumaryczna moc gwarantowana wynosiła 7,8 MW, natomiast w zimowym 15,8 MW.

A w dniu 31 maja 2019 r. PSE S.A. rozstrzygnęły postępowanie na zakup usługi DSR Program Gwarantowany III (tj. kraj z wyłączeniem obszarów wydzielonych w PG II). Usługa była świadczona od 1 lipca do 31 grudnia 2019 r. W sezonie letnim sumaryczna moc gwarantowana wynosiła od 588,2 do 707,6 MW, natomiast w zimowym 427 MW.

W lipcu 2019 r. PSE S.A. ogłosiły cztery postępowania publiczne w trybie przetargów nieograniczonych na świadczenie Usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, w ramach odpowiednio: Programu Bieżącego Uproszczonego, Programu Bieżącego oraz Programów Gwarantowanych: PG IV (wydzielone obszary) i PG V (kraj) na rok 2020. Były to postępowania:

- PG V Pakiet nr 1L (KSE z wyłączeniem 5 obszarów z PG IV Obszary) – okres świadczenia usługi od 1 kwietnia 2020 r. do 30 września 2020 r. – oczekiwana moc 715 MW, przetarg rozstrzygnięto 17 grudnia 2019 r., pozyskano od 683,7 do 764,5 MW mocy gwarantowanej;
- PG V Pakiet nr 1Z (obejmujący całe KSE) – okres świadczenia usługi od 01 lutego 2020 r. do 31 marca 2020 r. oraz od 01 października 2020 r. do 30 listopada 2020 r. – oczekiwana moc 600 MW, przetarg rozstrzygnięto 17 grudnia 2019 r., pozyskano 612 MW mocy gwarantowanej;
- PG IV obejmujący pakiety 2L÷6L, tj. 5 pakietów odpowiadających wydzielonym obszarom (Poznań, PAK, Łódź, Lublin-Zamość, Zielona Góra), – okres świadczenia usługi od 1 kwietnia 2020 r. do 30 września 2020 r. – przetarg rozstrzygnięto 25 października 2019 r., pozyskano 25,5 MW mocy gwarantowanej;
- PB z okresem świadczenia usługi od 1 stycznia 2020 r. do 31 grudnia 2020 r. Przetarg rozstrzygnięto 26 września 2019 r., usługę świadczyły cztery firmy: Enspirion Sp. z o.o., Enel X Polska Sp. z o.o., TAURON Polska Energia S.A. oraz Lerta S.A.;
- PBU z okresem świadczenia usługi od 1 stycznia 2020 r. do 31 grudnia 2020 r. Przetarg rozstrzygnięto 26 września 2019 r., usługę będą świadczyły cztery firmy: Enspirion Sp. z o.o., Enel X Polska Sp. z o.o., TAURON Polska Energia S.A. oraz Lerta S.A.

Zgodnie z pkt 16g Decyzji notyfikacyjnej Rynku Mocy (Decyzja Komisji Europejskiej z dnia 7 lutego 2018 r. zatwierdzająca mechanizm zdolności wytwórczych mających na celu zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej (rynek mocy) State aid No. SA.46100 (2017/N), począwszy od roku 2021 kontraktowanie usług w ramach Gwarantowanego Interwencyjnego Programu DSR nie jest możliwe. Ponadto, wdrożenie od 1 stycznia 2021 roku rynku mocy oraz pozostałe zmiany na rynku energii w kraju, spowodowały konieczność opracowania i wdrożenia nowej usługi systemowej związanej z redukcją poboru energii przez odbiorców w KSE, którą jest Interwencyjna ofertowa redukcja poboru mocy przez odbiorców. Nowa usługa zastąpiła dotychczasowe programy DSR, które wygasły z dniem 31 grudnia 2020 r. W dniu 28 grudnia 2020 r. PSE S.A. uruchomiły postępowanie publiczne, w trybie przetargu nieograniczonego, na świadczenie usługi Interwencyjna ofertowa redukcja poboru mocy przez

odbiorców na okres od 1 kwietnia 2021 r. do 31 marca 2022 r. W dniu 4 lutego 2021 r. nastąpiło otwarcie ofert - oferty przedstawiło łącznie sześciu potencjalnych Wykonawców: Polenergia Obrót S.A., Enel X Polska Sp. z o.o., Enspirion Sp. z o.o., Tauron Sprzedaż Sp.z o.o., CMC Poland Sp. z o.o. oraz Lerta S.A. Po dokonaniu formalnej oceny oraz weryfikacji PSE S.A. 1 marca 2021 r. rozstrzygnęły postępowanie i podjęły decyzję o przyjęciu wszystkich poprawnie złożonych ofert w ww. postępowaniu.

5.3.3. Bieżące operatorskie środki zaradcze

Bieżące operatorskie środki zaradcze poprawy bilansu wykorzystane są przez OSP w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa pracy KSE. Wykorzystanie tych działań jest ograniczone czasowo i bardzo niepewne, gdyż wynika z aktualnej sytuacji w systemie polskim i sąsiednich systemach połączonych z KSE. Do bieżących operatorskich środków zaradczych zaliczane są:

Korekta pola remontowego JWCD - odpowiednia zmiana harmonogramu remontów

W uzgodnieniu z wytwórcami dla poprawy bilansu podejmowane są działania mające na celu wprowadzenie kilkudniowego opóźnienia rozpoczęcia planowych remontów (RS i RK).

Okresowa praca z przeciążeniem

Usługa ta jest świadczona na rzecz OSP przez zdolne do takiej pracy jednostki wytwórcze aktywne (JGWa). Praca z przeciążeniem polega na prowadzeniu ruchu JGWa z obciążeniem powyżej jej mocy osiągalnej. Jest ona kontraktowana w ramach porozumień w sprawie warunków świadczenia usług systemowych, które stanowią wyodrębnioną część umów o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej. Ze względu na stosunkowo niewielki wolumen mocy dostępnej obecnie dla OSP w ramach świadczonej usługi praca z przeciążeniem (125 – 170 MW), OSP rozważa zmianę zasad jej nabywania tak, by zachęcić wytwórców do jej świadczenia na rzecz OSP w szerszym zakresie.

Operatorski import energii

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

5.3.4. Pozostałe działania podejmowane dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw

W celu realizacji zadań w zakresie zapewnienia bieżącego bezpieczeństwa pracy KSE, w tym dotrzymywania ciągłości i niezawodności dostaw energii elektrycznej oraz dotrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej, OSP zawiera z Wytwórcami dysponującymi JWCD, porozumienia w sprawie warunków świadczenia usług systemowych. W ramach zawieranych porozumień, OSP uzyskuje dostęp do usługi uruchomienia jednostek wytwórczych, jak również Regulacyjnych Usług Systemowych (RUS), do których należy zaliczyć: operacyjną rezerwę mocy, udział w regulacji pierwotnej, udział w regulacji wtórnej, pracę z zaniżeniem lub z przeciążeniem oraz udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej (ARNE). Powyższe usługi są świadczone przez Wytwórców na podstawie zawartych porozumień oraz na warunkach określonych w IRiESP. Porozumienia zawierane są na okresy roczne.

Ponadto, w celu zapewnienia odpowiednich standardów jakości i niezawodności pracy KSE, OSP zawiera Umowy o świadczenie usług dyspozycyjności (Umowy GWS) jednostek wytwórczych nie będących centralnie dysponowanymi (nJWCD), zapewniające wymagane ze względu na prawidłowe funkcjonowanie KSE, wielkości wytwarzania energii elektrycznej oraz Umowy o świadczenie usługi praca interwencyjna zapewniające OSP dostęp do szybkiej rezerwy interwencyjnej.

W 2019 r. obowiązywały Umowy GWS z następującymi podmiotami:

- PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. (EC Pomorzany, El. Szczecin),
- PGNiG Termika S.A. (EC Siekierki, EC Żerań),
- Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA S.A. (EC Wrocław, EC Czechnica),
- Veolia Energia Poznań S.A. (EC Karolin),
- Veolia Energia Łódź S.A. (EC Łódź 3, EC Łódź 4),
- PGE Energia Ciepła S.A. (EC Gdańska, EC Gdyńska, EC Kraków Łęg, EC Bydgoszcz, EC Lublin-Wrotków, EC Rzeszów),
- Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o. (EC Nowa Sarzyna).

W 2020 r. obowiązywały Umowy GWS z następującymi podmiotami:

- PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. (EC Pomorzany, El. Szczecin),
- PGNiG Termika S.A. (EC Siekierki, EC Żerań),
- Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA S.A. (EC Wrocław, EC Czechnica),
- Veolia Energia Poznań S.A. (EC Karolin) (dawniej Veolia Energia Poznań ZEC S.A.),
- Veolia Energia Łódź S.A. (EC Łódź 3, EC Łódź 4),
- PGE Energia Ciepła S.A. (EC Gdańska, EC Gdyńska, EC Kraków Łęg, EC Bydgoszcz, EC Lublin-Wrotków, EC Rzeszów),
- Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o. (EC Nowa Sarzyna).
- W latach 2019–2020 Umowy o świadczenie usługi praca interwencyjna dotyczyły następujących podmiotów:
- PGE Energia Odnawialna S.A. (elektrownie wodne: Żarnowiec, Dychów, Solina i Porąbka-Żar),
- ENERGA Wytwarzanie S.A. (EW Żydowo).
- Dodatkowo w celu zapewnienia możliwości obrony i odbudowy zasilania KSE OSP zawiera Umowy o świadczenie usług systemowych w zakresie odbudowy KSE. W latach 2017–2018 obowiązywały Umowy z następującymi podmiotami:
- Zespół Elektrowni Wodnych Niedzica S.A. (EW Niedzica),
- ENERGA Wytwarzanie S.A. (EW Włocławek),
- TAURON Ekoenergia Sp. z o. o. (EW Rożnów),
- Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o. (EC Nowa Sarzyna).

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

Analiza przedsięwzięć inwestycyjnych w zakresie budowy nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej w kraju została sporządzona na podstawie danych PSE S.A. W przypadku inwestycji będących dopiero na etapie planowania, posłużono się zestawieniem podmiotów ubiegających się o przyłączenie do Krajowej Sieci Przesyłowej, publikowanym przez PSE S.A. Informacje te zostały pozyskane przez OSP bezpośrednio od przedsiębiorstw energetycznych w wyniku przeprowadzonej ankietyzacji na przełomie 2020 i 2021 roku.

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

Do największych jednostek wytwórczych energii elektrycznej oddanych w okresie ostatnich dwóch lat do użytku należą: dwa bloki w Elektrowni Opole opalane węglem kamiennym o mocy 900 MW każdy, przekazane do eksploatacji w 2019 r., blok w Elektrowni Jaworzno o mocy 910 MW opalany węglem kamiennym, oddany do eksploatacji w 2020 r. oraz blok 448 MW w Elektrowni Turów opalany węglem brunatnym, który z kolei rozpoczął pracę w maju 2021 r. Dodatkowo, w sierpniu 2020 r., uruchomiony został blok gazowo-parowy w Elektrowni Stalowa Wola o mocy 450 MW.

Obecnie w Polsce, realizowanych jest szereg przedsięwzięć w nowe moce wytwórcze energii elektrycznej o dużej skali i kluczowym znaczeniu dla funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego. Najważniejsze inwestycje, będące w trakcie budowy dotyczą bloków gazowych: 2 x 670 MW w Elektrowni Dolna Odra, 745 MW w Elektrowni Ostrołęka C oraz 490 MW w Elektrociepłowni Żerań.

Jeżeli budowane obecnie jednostki zostaną zrealizowane zgodnie z harmonogramem przedstawionym w tabeli 6.1, oznaczać to będzie wprowadzenie do krajowego systemu w okresie do 2025 r., nowych źródeł konwencjonalnych o mocy blisko 3 000 MW.

Tab. 6.1 Nowe moce wytwórcze (netto) jednostek konwencjonalnych (w trakcie budowy)

L.p.	Inwestor	Lokalizacja	Moc [MW _e]	Paliwo	Termin realizacji
1.	Energa S.A.	Ostrołęka*)	745	gaz	2025
2.	PGE GiEK S.A.	Dolna Odra 9	670	gaz	2024
3.	PGE GiEK S.A.	Dolna Odra 10	670	gaz	2024
4.	PGNiG Termika S.A.	Żerań	490	gaz	2021
5.	PGE GiEK S.A.	Turów	448	węgiel brunatny	2021
6.	ZE PAK S.A.	Konin 4/5	44	biomasa	2021
		Moc razem	3 067		

*) Projekt Ostrołęka C obecnie jest na etapie zmiany technologii wytwarzania energii elektrycznej w związku ze zmianą paliwa z pierwotnie zakładanego węgla kamiennego (blok 1 000 MW) na gaz ziemny (blok 745 MW).
Źródło: PSE S.A.

Z kolei w tabeli 6.2 zestawiono jednostki wytwórcze konwencjonalne będące na etapie planowania lub charakteryzujące się wysokim stopniem zaawansowania prac przygotowawczych, dla których nie rozpoczęto jeszcze prac budowlanych. Ze względu na ich początkowy stopień zaawansowania nie były one uwzględnione w analizach wystarczalności zasobów wytwórczych w rozdziale 1.

Tab. 6.2 Planowane inwestycje w nowe moce (netto) wytwórcze jednostek konwencjonalnych

L.p.	Inwestor	Lokalizacja	Moc [MW _e]	Paliwo	Planowane oddanie do eksploatacji
1.	K Green Japan Sp. z o.o.	Adamów	157	gaz	2025
2.	ZE PAK S.A.	Adamów	586	gaz	2026
3.	Enea El. Połaniec S.A.	Połaniec	185	węgiel kamienny / biomasa	2026
4.	Tauron Wytwarzanie S.A.	Łagisza		gaz	2026
5.	Enea S.A.	Łęczna		zgazowanie węgla	2026
6.	Energa S.A.	Gdańsk		gaz	2027
7.	Energa S.A.	Grudziądz		gaz	2027
8.	PGE Energia Ciepła S.A.	Rybnik		gaz	2027
9.	Enea Wytwarzanie Sp. z o.o.	Kozienice		gaz	2028
10.	PGNiG Termika S.A.	Siekierki		gaz	2029
11.	Enea Wytwarzanie Sp. z o.o.	Kozienice BGP 2		gaz	2030
12.	Enea Wytwarzanie Sp. z o.o.	Kozienice BGP 3		gaz	2031
Moc razem:			6 172		

Źródło: Informacje PSE S.A. pozyskane od przedsiębiorstw energetycznych – ankietyzacja 202/2021

Niezależnie od powyżej przedstawionych danych, ankietyzacją zostały objęte również elektrociepłownie zawodowe oraz wybrane elektrownie i elektrociepłownie przemysłowe. Biorąc pod uwagę planowane do realizacji projekty o mocy od 2 MW wzwyż, do 2036 r. inwestorzy zadeklarowali ich łączną moc na poziomie bliskim 2 400 MW. Są to projekty głównie oparte na spalaniu gazu, odpadów komunalnych i biomasy

Jednym z kluczowych celów w odniesieniu do rozwoju sektora elektroenergetycznego w Polsce, jest wdrożenie energetyki jądrowej. Na podstawie założeń Polityki energetycznej Polski do 2040 roku, zakłada się budowę pierwszego bloku o mocy 1-1,6 GW do 2033 r. Kolejne bloki będą wdrażane co 2-3 lata, a cały program jądrowy zakłada budowę 6 bloków o mocy całkowitej 6-9 GW.

Polityka klimatyczno-energetyczna UE prowadzić będzie do tego, że w przyszłości znacznie większą rolę w systemie będą pełniły odnawialne źródła energii. Przy czym zakłada się, że w Polsce rozwój ten oparty będzie w dużym stopniu na farmach wiatrowych na morzu. Zgodnie z założeniami Polityki energetycznej Polski do 2040 r. moc zainstalowana energetyki wiatrowej na morzu osiągnie blisko 5,9 GW w 2030 r., a w 2040 r. – do ok. 11 GW.

Rozwój energetyki odnawialnej wspierany będzie także energetyką słoneczną. Do końca 2020 r. w systemie elektroenergetycznym moc źródeł fotowoltaicznych wzrosła do wartości 3960 MW.

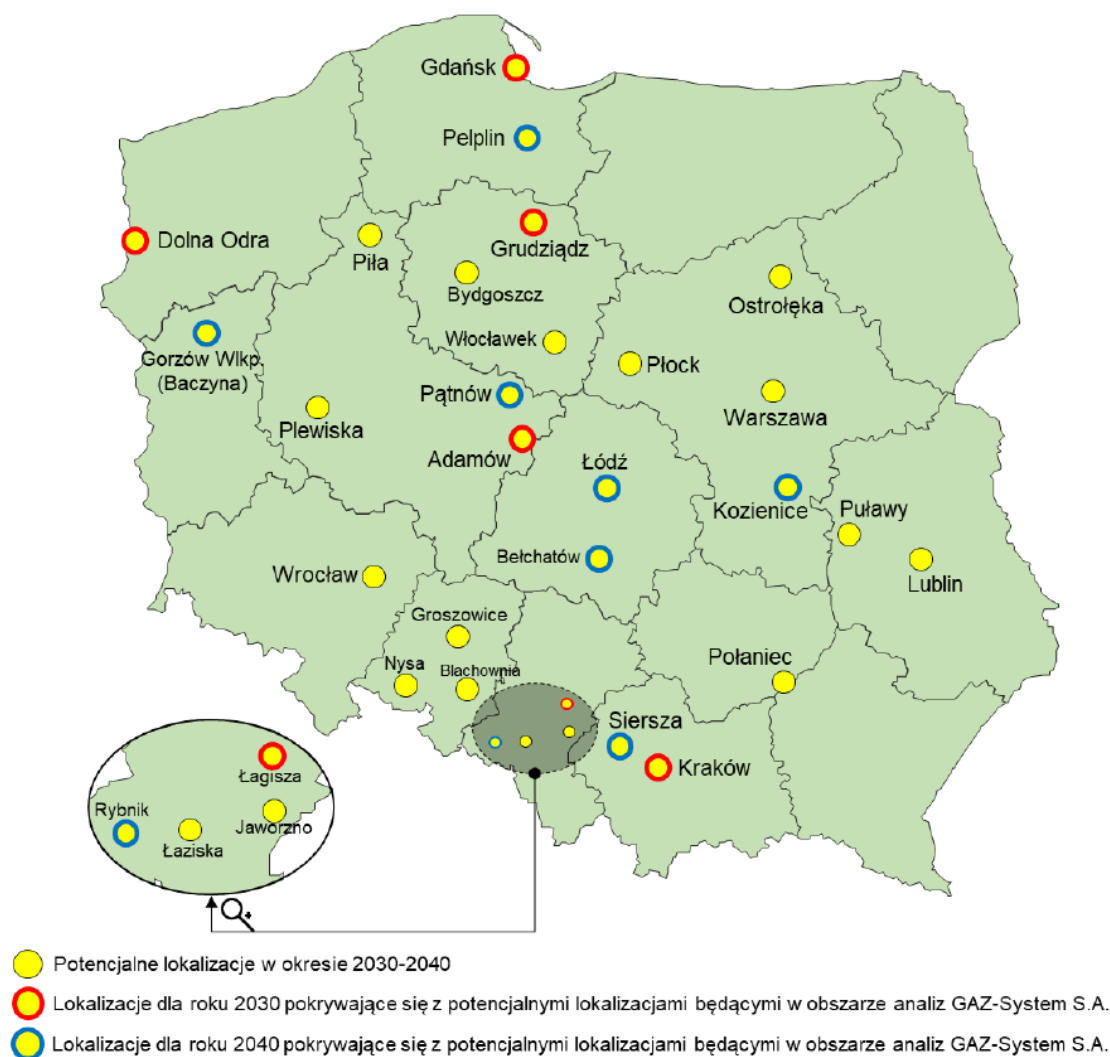
Z cyklicznie przygotowywanych przez Operatora Systemu Przesyłowego analiz bilansowych wynika, że, w optymistycznym scenariuszu odstawień źródeł wytwórczych potrzeba blisko 6 000 MW nowych mocy stabilnych do końca 2030 r., nie wliczając w to inwestycji w Turowie, Żeraniu, Dolnej Odrze oraz Ostrołęce. Natomiast w przypadku braku równoległych inwestycji odtworzeniowych w elektrociepłowniach potrzeby te zwiększają się do co najmniej 8 000 MW.

Konieczne jest zatem zwiększanie strony podażowej bilansu KSE, którą powinny stanowić źródła krajowe, a krajowe źródła OZE powinny być rezerwowane źródłami o stabilnej generacji zgodnie z założeniami PEP2040.

Wyniki analiz dotyczące określenia przyszłej struktury wytwarzania energii elektrycznej wykonanych na potrzeby aktualizacji Plan Rozwoju Sieci Przesyłowej (PRSP), przygotowanej przez PSE S.A. w 2020 r., wykazały możliwy istotny wzrost liczby jednostek gazowych w KSE. Mając na uwadze powyższe, na rysunku 6.1 przedstawiono możliwe lokalizacje dla dużych jednostek wytwórczych opalanych gazem klasy 500-700 MW, gdzie przyłączenie, według aktualnego stanu wiedzy, jest możliwe w aspekcie sieci elektroenergetycznej przesyłowej. Należy przy tym zastrzec, że przyłączenie nowych jednostek może być możliwe pod warunkiem:

- pozyskania warunków przyłączenia oraz zawarcia umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej – stosowne analizy będą prowadzone niezależnie od faktu przedstawienia niniejszej informacji,
- wykorzystania miejsc przyłączenia po wycofaniu z eksploatacji istniejących jednostek wytwórczych opalanych węglem planowanych do likwidacji w perspektywie po 2030 r.,
- rozwoju infrastruktury sieciowej określonej m. in. w PRSP.

Dla sześciu określonych lokalizacji są wydane warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Są to: Grudziądz, Łagisza, Dolna Odra, Adamów, Gdańsk oraz Kraków. Dodatkowo na rysunku 6.1 przedstawiono lokalizacje pokrywające się z potencjalnymi lokalizacjami będącymi w obszarze analiz operatora gazociągów przesyłowych GAZ-System S.A. Analizy te są prowadzone wspólnie z PSE S.A. na potrzeby koordynacji i optymalizacji rozwoju systemów przesyłowych – elektroenergetycznego oraz gazowego.



Źródło: PSE S.A., Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030

Rys. 6.1 Potencjalne lokalizacje nowych jednostek wytwórczych opalanych gazem ziemnym w okresie do 2040 r.

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

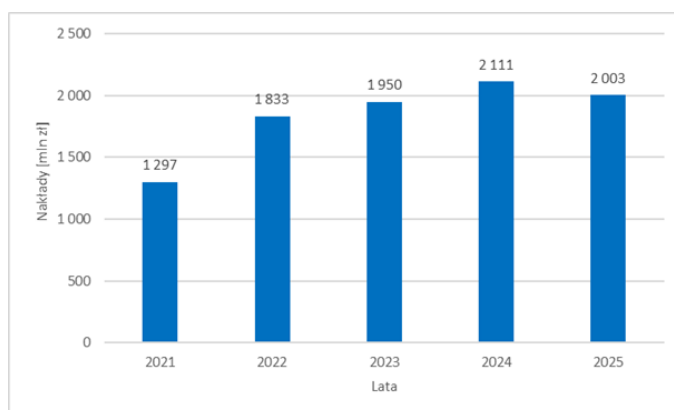
7.1. Rozwój sieci przesyłowej

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

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

- **Plan Rozwoju Sieci Przesyłowej (PRSP)** - w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną obejmujący dziesięcioletni horyzont czasu.
- **Plan Zamierzeń Inwestycyjnych (PZI)** - plan obejmuje okres pięcioletni. PZI podlega corocznej aktualizacji według zasad planowania kroczącego tzn. corocznie opracowywany jest plan na kolejny okres pięcioletni, którego pierwszy rok planistyczny stanowi Plan Inwestycji Rzeczowych (PIR).
- **Portfel inwestycji sieciowych (Portfel)** – jest zbiorem projektów inwestycyjnych z zakresu infrastruktury sieciowej, w których zawarte są zamierzenia realizowane i planowane do rozpoczęcia w danym roku. Portfel inwestycji sieciowych, pogrupowanych w programy inwestycyjne, jest budowany na bazie inwestycji sieciowych ujętych w PZI oraz następnie stanowi produkt wejściowy do opracowania PZI na kolejny okres planistyczny.

Aktualny PRSP na lata 2021–2030 został uzgodniony z prezesem URE w dniu 28 maja 2020 r. Aktualne zamierzenia inwestycyjne przewidywane do realizacji w najbliższych latach, dotyczące działalności związanej z przesyłem energii elektrycznej, zostały ujęte w PZI na lata 2021-2025. Szacowane nakłady na zamierzenia ujęte w PZI wynoszą 9,2 mld zł. Nakłady te w ujęciu rocznym przedstawiono na rys. 8.1.



Źródło: PSE S.A.

Rys. 8.1 Roczne planowane nakłady inwestycyjne PSE S.A. [mln zł]

W latach 2021–2025 planuje się 146 zadań inwestycyjnych w zakresie budowy, rozbudowy i modernizacji stacji i linii elektroenergetycznych oraz dodatkowo 100 zamierzeń inwestycyjnych do warunkowej lub późniejszej realizacji, dla których podjęcie inwestycji jest uzależnione m.in. od uwarunkowań systemowych oraz od decyzji podmiotów zewnętrznych w zakresie realizacji inwestycji po stronie inwestora.

W tabeli 8.1 zestawiono szczegółowy wykaz zamierzeń inwestycyjnych realizowanych, planowanych do realizacji, także warunkowej lub późniejszej realizacji przez PSE S.A. w latach 2021-2025.

Tab. 8.1 Zamierzenia inwestycyjnych realizowanych, planowanych do realizacji, także warunkowej lub późniejszej realizacji przez PSE S.A. w latach 2021-2025.

Lp.	ZAMIERZENIE INWESTYCYJNE
Inwestycje realizowane	
1	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Olsztyn Mątki
2	Modernizacja linii 220 kV Kozienice – Rożki
3	Budowa linii 400 kV wraz ze zmianą układu sieci NN pomiędzy aglomeracją warszawską a Siedlcami (pomiędzy nacięciami linii Stanisławów – Narew, Stanisławów – Siedlce Ujrzanów, Kozienice – Siedlce Ujrzanów)
4	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 Wyszaków
5	Budowa stacji 400(220)/110 kV Wyszaków
6	Budowa stacji 220/110 kV Praga (Żerań) wraz z wprowadzeniem linii 220 kV Miłosna – Mory
7	Budowa linii 400 kV Kozienice – Miłosna
8	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Miłosna
9	Modernizacja stacji 400/220/110 kV Kozienice w zakresie rozdzielni 220 kV i 110 kV /poprzednio 2 zadania: Modernizacja stacji 400/220/110 kV Kozienice w zakresie rozdzielni 220 kV i 110 kV. Instalacja drugiego transformatora 400/220 kV w stacji 400/220/110 kV Kozienice/
10	Modernizacja linii 220 kV Miłosna – Ostrołęka
11	Modernizacja stacji 220/110 kV Żukowice
12	Budowa linii 400 kV Mikułowa – Czarna
13	Budowa linii 400 kV Czarna – Pasikowice
14	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Mikułowa dla wprowadzenia linii 400 kV
15	Rozbudowa stacji 400/110 kV Pasikowice w związku z wprowadzeniem linii 400 kV i wymianą transformatora 400/110 kV
16	Budowa linii 400 kV Mikułowa – Świebodzice wraz z rozbudową stacji 400/220/110 kV Świebodzice i stacji 400/220/110 kV Mikułowa
17	Modernizacja linii 220 kV Mikułowa – Leśniów
18	Przebudowa linii 400 kV Pasikowice – Dobrzeń – Trębaczew – Joachimów
18.1	Budowa linii 400 kV relacji Dobrzeń – nacięcie linii Pasikowice – Ostrów
18.2	Budowa linii 400 kV relacji Trębaczew – nacięcie linii Joachimów (Rokitnica) – Wielopole
18.3	Rozbudowa i modernizacja stacji 400/110 kV Rokitnica
19	Wymiana 4 słupów linii 400 kV Joachimów – Trębaczew
20	Budowa stacji 220/110 kV Żagań wraz z wprowadzeniem linii 220 kV
21	Budowa linii 400 kV Piła Krzewina – Plewiska
22	Uruchomienie drugiego toru linii 400 kV Kromolice – Plewiska wraz z utworzeniem gwiazdy 220 kV relacji Plewiska – Konin z odczepem do Poznań Południe
23	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Kromolice dla przyłączenia FW Wielkopolska
24	Budowa linii 400 kV Baczyzna – Krajnik
25	Budowa stacji 400/220/110 kV Baczyzna wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Krajnik – Plewiska oraz linii 220 kV Krajnik – Gorzów /poprzednio 2 zadania: Budowa stacji 400/110 kV Baczyzna wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Krajnik – Plewiska, Rozbudowa stacji 400/110 kV Baczyzna w związku z wprowadzeniem linii 400 kV Baczyzna – Plewiska oraz instalacją urządzeń do kompensacji mocy biernej/
26	Budowa linii 400 kV Baczyzna – Plewiska
27	Budowa linii 400 kV Krajnik – Baczyzna na przedpolu stacji Baczyzna
28	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Plewiska
29	Rozbudowa rozdzielni 400 kV i 110 kV w stacji 400/220/110 kV Dunowo wraz z instalacją transformatorów 400/110 kV
30	Budowa linii 400 kV Dunowo – Żydowo Kierzkowo – Piła Krzewina
31	Rozbudowa i modernizacja stacji Piła Krzewina
32	Modernizacja linii 400 kV: Krajnik – Morzyczyn, Morzyczyn – Dunowo oraz Krajnik – Baczyzna na odcinku wykorzystującym istniejącą linię 400 kV Krajnik-Plewiska /poprzednio 3 zadania: Modernizacja linii 400 kV Krajnik – Morzyczyn, Modernizacja linii 400 kV Morzyczyn – Dunowo, Modernizacja linii 400 kV Krajnik – Baczyzna na odcinku wykorzystującym istniejącą linię 400 kV Krajnik – Plewiska/
33	Modernizacja linii 400 kV Dunowo – Słupsk
34	Modernizacja linii 220 kV Krajnik – Gorzów na odcinku Baczyzna – Gorzów

Lp.	ZAMIERZENIE INWESTYCYJNE
35	Rozbudowa stacji 400/220 kV Krajnik dla przyłączenia dwóch bloków gazowo-parowych El. Dolna Odra
36	Budowa linii 400 kV Żydowo Kierzkowo – Słupsk
37	Budowa stacji 400/110 kV Żydowo Kierzkowo wraz z instalacją transformatora 220/110 kV
38	Budowa stacji 400/110 kV Gdańsk Przyjaźń wraz z wprowadzeniem jednego toru linii 400 kV Gdańsk Błonia – Żarnowiec
39	Budowa linii 400 kV Grudziądz Węgrowo – Pelplin – Gdańsk Przyjaźń
40	Budowa stacji 400(220)/110 kV Pelplin wraz z instalacją transformatora 220/110 kV
41	Budowa linii 400 kV Jasiniec – Grudziądz Węgrowo
42	Budowa linii 400 kV Pątnów – Jasiniec
43	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Pątnów wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Kromolice – Pątnów
44	Podwieszenie drugiego toru 400 kV na linii Ostrów – Kromolice wraz z rozbudową stacji 400/110 kV Ostrów i stacji 400/110 kV Kromolice
45	Dostosowanie stacji 400(220)/110 kV Żydowo Kierzkowo wraz z wprowadzeniem linii 220 kV ze stacji Piła Krzewina i stacji Dunowo
46	Modernizacja linii 400 kV Słupsk – Żarnowiec
47	Modernizacja linii 400 kV Żarnowiec – Gdańsk I/Gdańsk Przyjaźń
48	Modernizacja linii 400 kV Gdańsk Błonia – Gdańsk I/Gdańsk Przyjaźń
49	Przebudowa linii 400 kV Gdańsk Błonia – Olsztyn Mątki na dwutorową linię 400 kV /poprzednia nazwa: Modernizacja linii 400 kV Gdańsk Błonia – Olsztyn Mątki, Przebudowa linii 400 kV Gdańsk Błonia – Olsztyn Mątki na dwutorową linię 400 kV/
50	Budowa stacji 400 kV Choczewo z wprowadzeniem linii 400 kV Słupsk – Żarnowiec /poprzednia nazwa: Budowa nowej stacji 400 kV w okolicy stacji 400/110 kV Żarnowiec z wprowadzeniem linii 400 kV Słupsk – Żarnowiec/
51	Budowa linii 400 kV Choczewo – nacięcie linii Gdańsk Błonia – Grudziądz Węgrowo /poprzednia nazwa: Budowa linii 400 kV relacji nowa stacja 400 kV w okolicy stacji 400/110 kV Żarnowiec do nacięcia linii 400 kV Gdańsk Błonia – Grudziądz Węgrowo/
52	Budowa linii 400 kV Gdańsk Przyjaźń – Choczewo /poprzednia nazwa: Budowa linii 400 kV relacji nowa stacja 400 kV w okolicy stacji 400/110 kV Żarnowiec – Gdańsk Przyjaźń/
53	Budowa stacji 400 kV Krzemienica z wprowadzeniem linii 400 kV Dunowo – Słupsk i linii 400 kV Słupsk – Żydowo Kierzkowo /poprzednia nazwa: Budowa nowej stacji 400 kV w okolicy stacji 400/110 kV Słupsk z wprowadzeniem linii 400 kV Dunowo – Słupsk i linii 400 kV Słupsk – Żydowo Kierzkowo/
54	Przebudowa linii 400 kV Choczewo – Żarnowiec na dwutorową linię 400 kV /poprzednia nazwa: Przebudowa linii 400 kV relacji nowa stacja 400 kV w okolicy stacji 400/110 kV Żarnowiec – Żarnowiec na dwutorową linię 400 kV/
55	Modernizacja linii 220 kV Janów – Rogowiec, Rogowiec – Piotrków
56	Modernizacja linii 220 kV Rogowiec – Pabianice
57	Modernizacja linii 220 kV Janów – Zgierz – Adamów – etap II
58	Wymiana przewodu odgromowego OPGW na liniach 220 kV: Puławy – Abramowice, Kozienice – Puławy, Rożki – Puławy
59	Wymiana przewodu odgromowego OPGW na linii 400 kV Połaniec – Rzeszów oraz na linii 220 kV Połaniec – Chmielów tor I i tor II
60	Modernizacja istniejących i instalacja nowych przewodów odgromowych OPGW na wybranych liniach 220 i 400 kV – etap II (pakiet III)
61	Budowa linii 220 kV Glinki – Reclaw
62	Rozbudowa stacji 110 kV Reclaw o rozdzielnię 220 kV
63	Modernizacja odkupionej od ENEA Operator Sp. z o.o. linii 220 kV Morzyczyn – Reclaw
64	Budowa linii 220 kV Pomorzany – nacięcie linii Krajnik-Glinki
65	Rozbudowa stacji 110 kV Pomorzany o rozdzielnię 220 kV
66	Przebudowa linii 220 kV Krajnik – Glinki
67	Budowa systemu monitorowania pracy systemu elektroenergetycznego typu WAMS
68	Wymiana transformatorów wraz z dostosowaniem infrastruktury w stacji 220/110 kV Olsztyn I
69	Modernizacja stacji 220/110 kV Toruń Elana
70	Rozbudowa stacji 220/110 kV Sochaczew
71	Modernizacja stacji 220/110 kV Zamość
72	Rozbudowa stacji 220/110 kV Radkowiec
73	Rozbudowa stacji 220/110 kV Kielce Piaski
74	Budowa linii 220 kV Radkowiec – Kielce Piaski
75	Rozbudowa i modernizacja stacji 750/400/110 kV Rzeszów wraz z instalacją urządzeń do kompensacji mocy biernej
76	Budowa linii 400 kV Chełm – Lublin Systemowa
77	Rozbudowa stacji 220/110 kV Chełm
78	Rozbudowa stacji 400/110 kV Lublin Systemowa
79	Wymiana transformatora wraz z dostosowaniem infrastruktury w stacji 220/110 kV Radkowiec
80	Modernizacja stacji 220/110 kV Rożki
81	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)
82	Modernizacja stacji 220/110 kV Konin
83	Modernizacja stacji 400/220 kV Rogowiec

Lp.	ZAMIERZENIE INWESTYCYJNE
84	Modernizacja linii 220 kV Byczyna – Jamki, Byczyna – Koksochemia
85	Rozbudowa stacji 400/110 kV Dobrzeń w związku z przyłączeniem bloków nr 5 i 6 El. Opole
86	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Wielopole dla przyłączenia autotransformatora 400/110 kV
87	Modernizacja linii 220 kV Joachimów – Łągisza/Wrzosowa
88	Modernizacja linii 400 kV Krosno Iskrzynia – Lemešany
89	Budowa linii 220 kV Nysa – nacięcie Żąbkowice-Groszowice wraz z budową stacji 220/110 kV Nysa
90	Budowa linii 220 kV Podborze – nacięcie Kopanina – Liskovec, Podborze – nacięcie Bujaków – Liskovec, Podborze – nacięcie Bieruń – Komorowice, Podborze – nacięcie Czczott – Moszczenica i linii 400 kV Podborze – nacięcie Nosovice – Wielopole, Podborze – nacięcie Dobrzeń – Albrechtice wraz z budową stacji 400/220/110 kV Podborze
91	Modernizacja linii 400 kV Rzeszów – Krosno Iskrzynia
92	Modernizacja linii 220 kV Jamki – Łągisza
93	Przebudowa linii 220 kV Byczyna – Poręba, Poręba – Czczott wraz z modernizacją stacji 220/110 kV Poręba
94	Modernizacja stacji 220/110 kV Halemba
95	Rozbudowa systemu monitorowania jakości energii elektrycznej
96	Budowa połączenia kablowego HVDC Polska – Litwa
97	Modernizacja stacji przekształtnikowej AC/DC Słupsk
98	Zakup i montaż urządzeń do kompensacji mocy biernej w stacjach: Narew, Olsztyn Mątki, Ostrów, Rzeszów, Siedlce Ujrzanów, Tarnów
99	Modernizacja populacji transformatorów – etap V
100	Modernizacja populacji transformatorów – etap VI
101	Modernizacja populacji transformatorów – etap VII
Inwestycje planowane	
102	Budowa stacji 400/220/110 kV Stryków wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Rogowiec – Płock/Ołtarzew i linii 220 kV Janów – Ołtarzew
103	Budowa linii 400 kV Pątnów – Stryków
104	Modernizacja stacji 220/110 kV Adamów
105	Rozbudowa i modernizacja stacji 400/220/110 kV Wielopole
106	Rozbudowa i modernizacja stacji 400/110 kV Tucznowa
107	Rozbudowa i modernizacja stacji 400/220 kV Joachimów
108	Przebudowa linii 220 kV Joachimów – Łośnice wraz z rozbudową stacji Joachimów i stacji Łośnice
109	Modernizacja linii 220 kV Joachimów – Rogowiec 2
110	Modernizacja stacji 220/110 kV Kędzierzyn
111	Modernizacja stacji 220/110 kV Wrzosowa
112	Modernizacja stacji 220/110 kV Łośnice
113	Wymiana transformatora wraz z dostosowaniem infrastruktury w stacji 220/110 kV Siersza
114	Modernizacja stacji 220/110 kV Wanda
115	Modernizacja stacji 400/110 kV Krosno Iskrzynia
116	Modernizacja stacji 400/220/110/15 kV Połaniec
117	Modernizacja linii 220 kV Świebodzice-Żąbkowice
118	Modernizacja stacji 220/110 kV Boguszów
119	Modernizacja stacji 220/110 kV Leszno Gronowo – etap II
120	Modernizacja stacji 400/220/110 kV Plewiska w zakresie rozdzielni 110 kV
121	Modernizacja stacji 220/110 kV Gorzów
122	Modernizacja stacji 400/220/110 kV Morzyczyn
123	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Jasiniec wraz z instalacją autotransformatora 400/110 kV i urządzeń do kompensacji mocy biernej oraz utworzeniem relacji liniowej 220 kV Grudziądz Węgrowo – Bydgoszcz Zachód
124	Rozbudowa stacji 400/110 kV Pelplin wraz z instalacją urządzeń do kompensacji mocy biernej
125	Rozbudowa stacji 400 kV Gdańsk Przyjaźń wraz z instalacją urządzeń do kompensacji mocy biernej
126	Rozbudowa stacji 400/110 kV Gdańsk Błonia wraz z instalacją urządzeń do kompensacji mocy biernej
127	Rozbudowa stacji 400(220)/110 kV Żydowo Kierzkowo wraz z instalacją urządzeń do kompensacji mocy biernej oraz przełączeniem toru linii 400 kV Dunowo – Żydowo Kierzkowo – Gdańsk I i Piła Krzewina – Żydowo Kierzkowo na napięcie 400 kV /poprzednia nazwa: Wymiana transformatora 220/110 kV w stacji Żydowo Kierzkowo na jednostkę 400/110 kV/
128	Przełączenie toru linii 400 kV Piła Krzewina – Plewiska pracującego na napięciu 220 kV na napięcie 400 kV wraz z dostosowaniem stacji Piła Krzewina
129	Przełączenie linii 220 kV Piła Krzewina – Bydgoszcz Zachód – Jasiniec – Grudziądz Węgrowo na napięcie 400 kV wraz z dostosowaniem stacji Bydgoszcz Zachód do pracy na napięciu 400 kV /poprzednia nazwa: Przełączenie linii 220 kV Piła Krzewina – Bydgoszcz Zachód – Jasiniec na napięcie 400 kV wraz z dostosowaniem stacji Bydgoszcz Zachód do pracy na napięciu 400 kV/
130	Budowa linii 220 kV Olsztyn Mątki – Olsztyn I wraz z przełączeniem toru linii 400 kV Olsztyn Mątki – Olsztyn I – Ostrołęka pracującego na napięciu 220 kV na napięcie 400 kV /poprzednio 2 zadania: Rozbudowa stacji Olsztyn I o rozdzielnię 400 kV wraz z instalacją transformatora 400/220 kV i dwóch transformatorów 400/110 kV, Przełączenie toru linii 400 kV Olsztyn Mątki – Olsztyn I – Ostrołęka pracującego na napięciu 220 kV na napięcie 400 kV/

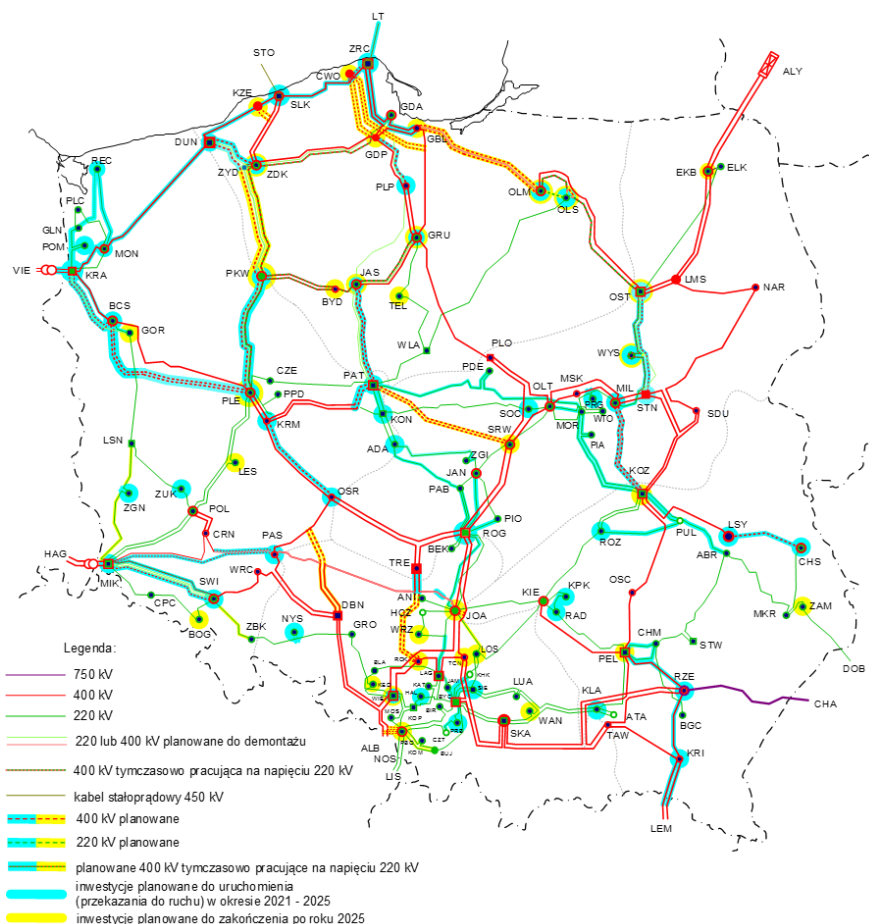
Lp.	ZAMIERZENIE INWESTYCYJNE
131	Przełączenie toru linii 400 kV Ostrołęka – Wyszków – Stanisławów pracującego na napięciu 220 kV na napięcie 400 kV wraz z wymianą transformatora 220/110 kV w stacji Wyszków na jednostkę 400/110 kV
132	Rozbudowa stacji 400/110 kV Elk Bis /poprzednia nazwa: Modernizacja stacji 220/110 kV Elk/
133	Modernizacja populacji transformatorów – etap VIII
134	Dostosowanie infrastruktury stacji do instalacji transformatorów
135	Zakup i montaż urządzeń do kompensacji mocy biernej – etap II
136	Modernizacja układów pomiarowo-rozliczeniowych JWCD oraz potrzeb ogólnych elektrowni
137	Modernizacja układów pomiarowych energii elektrycznej w obiektach PSE
138	Rozbudowa oraz modernizacja Systemu Ochrony Technicznej dla stacji NN: Mory, Kromolice, Cieplice, Adamów, Kopanina, Kędzierzyn, Groszowice, Stalowa Wola
139	Modernizacja transformatorów 400/110 kV w stacji 400/110 kV Żarnowiec i stacji 400/110 kV Dobrzeń
140	Modernizacja linii kablowych 6 kV oraz układu zasilania potrzeb własnych w stacji 400/110 kV Żarnowiec
141	Wymiana dławików aktywnych typu ConTune wraz z aparaturą towarzyszącą na filtry pasywne w stacji Słupsk DC
142	Budowa zbiorników do celów przeciwpożarowych oraz modernizacja odwodnienia terenu stacji 220/110 kV Bieruń i stacji 220/110 kV Katowice
143	Przystosowanie budynku nastawni w stacji 400/220 kV Rogowiec do potrzeb siedziby Wydziału Usług Transformatorowych Departamentu Eksploatacji
144	Budowa budynków zaplecza socjalnego dla WTE Płock oraz WTE Janów
145	Modernizacja systemów SSiN w celu zapewnienia zdalnego sterowania uzeminikami z ośrodków nadrzędnych CN/RCN
146	Modernizacja stacji i linii elektroenergetycznych. Wymiana części składowych, dodatkowych i peryferyjnych
	Wykaz zamierzeń inwestycyjnych przewidzianych do warunkowej lub późniejszej realizacji
147	Budowa stacji 220/110 kV Kutno wraz z wprowadzeniem linii 220 kV Konin – Sochaczew
148	Rozbudowa stacji 400/110 kV Płock dla przyłączenia nowego bloku PKN Orlen
149	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Ostrołęka dla przyłączenia bloku w Elektrowni Ostrołęka
150	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/110 kV Siedlce Ujrzanów dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej Siedlce I oraz Siedlce II
151	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Narew dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej Turośń Kościelna
152	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji Praga dla przyłączenia PKP Energetyka
153	Modernizacja stacji 400/110 kV Mościska
154	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/110 kV Elk Bis dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej Elk
155	Budowa linii 400 kV Kozienice – Ołtarzew
156	Modernizacja linii 400 kV Rogowiec – Płock
157	Modernizacja linii 400 kV Rogowiec – Ołtarzew
158	Modernizacja linii 400 kV Płock – Miłosna (Ołtarzew)
159	Modernizacja linii 220 kV Ołtarzew – Mory tor II
160	Budowa stacji 400/220 kV Puławy Azoty
161	Rozbudowa stacji 400/110 kV Lublin Systemowa dla przyłączenia bloku El. Łęczna
162	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/220/110 kV Kozienice dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej Kozienice
163	Rozbudowa stacji 220 kV Puławy dla przyłączenia bloku Grupy Azoty Zakładów Azotowych "PUŁAWY" S.A.
164	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Krosno Iskrzynia dla przyłączenia linii 110 kV PGE Dystrybucja S.A.
165	Modernizacja stacji 750/400/110 kV Rzeszów w zakresie rozdzielni 750 kV
166	Modernizacja stacji 400/220 kV Kielce
167	Modernizacja stacji 400/110 kV Ostrowiec
168	Modernizacja stacji 220/110 kV Chmielów
169	Budowa linii 400 kV od stacji Puławy Azoty do nacięcia linii Kozienice – Lublin Systemowa
170	Budowa linii 400 kV od stacji Puławy Azoty do nacięcia linii Kozienice – Ostrowiec
171	Modernizacja linii 400 kV Kozienice – Ostrowiec
172	Modernizacja linii 220 kV Abramowice – Puławy
173	Rozbudowa stacji 400/220 kV Byczyna o rozdzielnię 110 kV
174	Rozbudowa stacji 400/110 kV Dobrzeń wraz z instalacją autotransformatora 400/110 kV
175	Rozbudowa stacji 220/110 kV Blachownia wraz z wprowadzeniem linii 220 kV Groszowice – Kędzierzyn
176	Rozbudowa i modernizacja stacji 400/110 kV Tarnów
177	Modernizacja stacji 220/110 kV Komorowice
178	Modernizacja stacji 220/110 kV Aniółów
179	Modernizacja rozdzielni 220 kV w stacji 400/220/110 kV Wielopole dla przyłączenia transformatora TR3 El. Rybnik
180	Budowa linii 400 kV Dobrzeń – Blachownia – Wielopole wraz z rozbudową stacji Blachownia o rozdzielnię 400 kV
181	Budowa linii 2 × 400 + 220 kV Byczyna – Podborze
182	Modernizacja linii 400 kV Byczyna – Tucznawa
183	Modernizacja linii 400 kV Rogowiec – Joachimów, Rogowiec – Tucznawa (Joachimów)

Lp.	ZAMIERZENIE INWESTYCYJNE
184	Modernizacja linii 220 kV Moszczenica – Czeczot (Podborze)
185	Modernizacja linii 220 kV Groszowice – Ząbkowice
186	Modernizacja linii 220 kV Joachimów – Huta Częstochowa
187	Modernizacja linii 220 kV Łągisza – Katowice
188	Modernizacja linii 220 kV Blachownia – Łągisza
189	Modernizacja linii 220 kV Joachimów – Rogowiec 1
190	Modernizacja linii 220 kV Łońnice – Koksochemia
191	Modernizacja linii 220 kV Łońnice – Siersza
192	Modernizacja linii 220 kV Wielopole – Moszczenica
193	Budowa stacji 400/110 kV Zielona Góra wraz z instalacją transformatora 400/110 kV oraz wprowadzeniem linii 400 kV Polkowice – Baczyna/Plewiska
194	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Baczyna w związku z instalacją drugiego transformatora 400/110 kV
195	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Baczyna dla przyłączenia FW Strzelce Krajeńskie II
196	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/220/110 kV Baczyna dla przyłączenia farmy fotowoltaicznej Lubno-III
197	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 400/220/110 kV Pątnów dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej Mieczysławów
198	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 400/220/110 kV Pątnów dla przyłączenia farmy fotowoltaicznej Bochlewo
199	Przebudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/220/110 kV Pątnów dla przyłączenia FW i instalacji fotowoltaicznej Sławoszewek
200	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 400/220/110 kV Mikułowa dla przyłączenia FW Mikułowa
201	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 220/110 kV Adamów dla przyłączenia farmy fotowoltaicznej Przykona
202	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Adamów dla przyłączenia źródeł w Elektrowni spalinowej w Turku
203	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 220/110 kV Adamów dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej Kamionka
204	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Leszno Gronowo dla przyłączenia FW Miejska Górka
205	Budowa linii 400 kV od stacji Polkowice do nacięcia toru linii 400 kV Baczyna – Plewiska
206	Budowa dwutorowej linii 400 kV Dunowo – Wronki – Plewiska
207	Budowa dwutorowej linii 400 kV [Żydowo] – Żydowo Kierzkowo
208	Budowa dwutorowej linii 400 kV Piła Krzewina-Kromolice/Pątnów
209	Modernizacja linii 220 kV Mikułowa – Polkowice
210	Modernizacja linii 220 kV Mikułowa – Cieplice
211	Modernizacja linii 220 kV Krajnik – Morzyczyn
212	Modernizacja linii 220 kV Pątnów – Konin
213	Modernizacja linii 220 kV Adamów – Konin tor I
214	Modernizacja linii 220 kV Adamów – Konin tor II
215	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/220 kV Krajnik dla przyłączenia farmy fotowoltaicznej Banie 2
216	Modernizacja linii 220 kV Pomorzany – Krajnik
217	Rozbudowa stacji Gdańsk I o rozdzielnię 400 kV wraz z instalacją dwóch transformatorów 400/110 kV
218	Rozbudowa stacji 400/110 kV Żarnowiec dla przyłączenia MFW Baltica
219	Rozbudowa stacji 400/110 kV Gdańsk Błonia dla przyłączenia bloku gazowo-parowego El. Gdańsk
220	Rozbudowa stacji 400/110 kV Słupsk dla przyłączenia MFW Bałtyk Środkowy i FW Wierzbicin
221	Rozbudowa stacji 400/110 kV Słupsk dla przyłączenia FW Drzeżewo IV
222	Rozbudowa stacji 400/110 kV Słupsk dla przyłączenia FW Słupsk
223	Rozbudowa stacji 400/110 kV Słupsk dla przyłączenia FW Potęgowo
224	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/110 kV Pelplin w celu przyłączenia Elektrowni Północ
225	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Grudziądz Węgrowo dla przyłączenia bloku nr 1 w Elektrowni Grudziądz
226	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Grudziądz Węgrowo dla przyłączenia bloku nr 2 w Elektrowni Grudziądz
227	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/220/110 kV Gdańsk I dla przyłączenia linii 110 kV ENERGA-OPERATOR S.A.
228	Instalacja transformatora 400/110 kV w stacji 400/110 kV Słupsk w związku z przyłączeniem farm wiatrowych
229	Budowa dwutorowej linii 400 kV Dunowo – Krzemienica /poprzednia nazwa: Budowa dwutorowej linii 400 kV Dunowo – Słupsk Bis/
230	Przebudowa linii 400 kV Grudziądz – Płock na dwutorową linię 400 kV
231	Modernizacja linii 220 kV Grudziądz Węgrowo – Toruń Elana
232	Modernizacja linii 220 kV Pątnów – Włocławek Azoty
233	Zakup i montaż urządzeń do kompensacji mocy biernej – etap III
234	Rozbudowa połączeń transgranicznych
235	Modernizacja populacji transformatorów – etap IX
236	Wymiana przewodów odgromowych na wybranych liniach 220 kV i 400 kV
237	Wyposażenie ICT nowej siedziby i rezerwowych punktów w Radomiu
238	Uruchomienie węzła teletransmisyjnego w nowej lokalizacji RCPD
239	Montaż dodatkowych zabezpieczeń w układzie odwodnienia stanowisk AT1 i AT2 na terenie stacji Polkowice

Lp.	ZAMIERZENIE INWESTYCYJNE
240	Budowa zbiorników wody do celów przeciwpożarowych na stacjach PSE S.A.
241	Budowa oraz modernizacja studni głębinowych na terenie stacji PSE S.A.
242	Rozbudowa budynku technologicznego w stacji Bydgoszcz Zachód
243	Utworzenie Centrum Alarmowego SOT PSE S.A.
244	Budowa instalacji magazynowania energii
245	Budowa budynku biurowego D w Konstancinie – Jeziornie
246	Budowa budynku BT-2 na terenie ZKO PSE S.A. w Bydgoszczy

Źródło: PSE S.A.

Schemat planowanej sieci przesyłowej w roku 2025 przedstawiono na rys. 8.2.



Źródło: PSE S.A.

Rys. 8.2 Schemat planowanej sieci przesyłowej w roku 2025

Realizacja inwestycji, ujętych w PZI na lata 2021-2025 pozwoli na:

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

7.2. Stan obecny połączeń transgranicznych

Obecnie Krajowa Sieć Przesyłowa pracuje:

- synchronicznie z systemami krajów Europy kontynentalnej ENTSO-E,
- asynchronicznie z systemem szwedzkim poprzez kabel podmorski prądu stałego,
- asynchronicznie z systemem litewskim poprzez wstawkę prądu stałego,
- asynchronicznie z systemem UPS/IPS na polskiej granicy wschodniej.

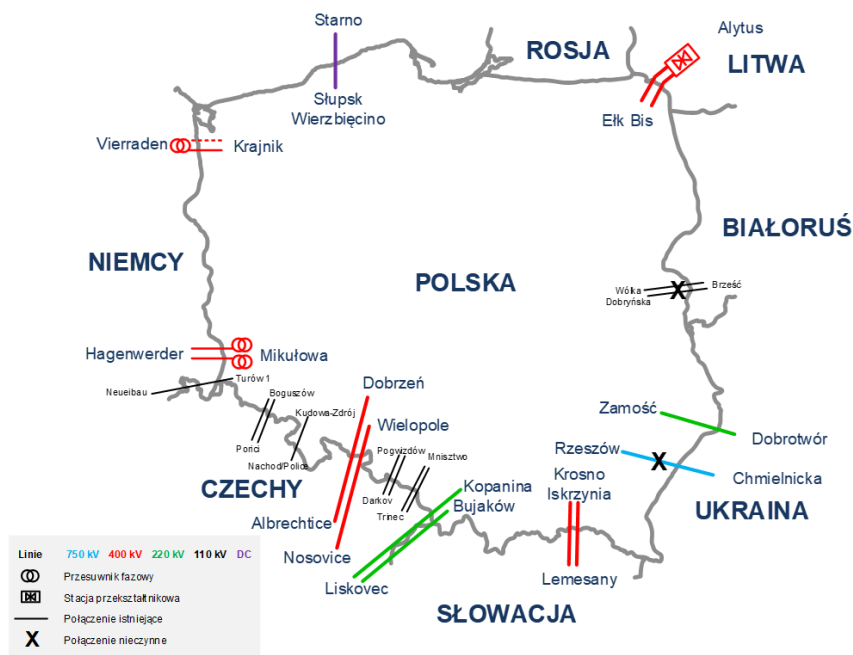
Aktualny stan połączeń transgranicznych sieci przesyłowej przedstawia się następująco:

- Polska – Niemcy:
 - 2-torowa linia 400 kV Krajnik – Vierraden,
 - 2-torowa linia 400 kV Mikułowa – Hagenwerder.
- Polska – Czechy:
 - 2-torowa linia 400 kV Wielopole/Dobrzeń – Nosovice/Albrechtice,
 - 2-torowa linia 220 kV Kopanina/Bujaków – Liskovec.
- Polska – Słowacja:
 - 2-torowa linia 400 kV Krosno Iskrzynia – Lemesany.
- Polska – Szwecja:
 - linia kablowa DC 450 kV Słupsk Wierzbęcino – Staro o zdolności przesyłowej wynoszącej 600 MW.
- Polska – Litwa:
 - 2-torowa linia 400 kV współpracująca z systemem litewskim poprzez wstawkę prądu stałego o zdolności przesyłowej wynoszącej 500 MW.
- Polska – Ukraina:
 - 1-torowa linia 220 kV Zamość – Dobrotwór współpracująca z wydzielonymi po stronie ukraińskiej jednostkami wytwórczymi (tj. połączenie umożliwia wyłącznie importu energii do Polski). Od 2011 r. PSE S.A. udostępniają zdolności przesyłowe na polskiej części połączenia w ramach jednostronnych przetargów typu explicit,
 - 1-torowa linia 750 kV Rzeszów – Chmielnicka wyłączona z ruchu w 1993 roku. Stan techniczny linii oraz stacji Rzeszów, a także konfiguracja linii pomiędzy systemami różnych reżimów synchronicznych uniemożliwia podjęcie przez nią pracy w kolejnych dekadach..

Aktualny stan połączeń transgranicznych sieci dystrybucyjnej przedstawia się następująco:

- Polska – Niemcy:
 - 1-torowa linia 110 kV Turów1 – Neueibau.
- Polska – Czechy:
 - 2-torowa linia 110 kV Boguszów – Porici,
 - 1-torowa linia 110 kV Kudowa – Nachod/Police,
 - 2-torowa linia 110 kV Pogwizdów – Darkov,
 - 2-torowa linia 110 kV Mnisztwo – Trinec.
- Polska – Białoruś:
 - 2-torowa linia 110 kV Wólka Dobryńska – Brześć (linia trwale odłączona).

Obecny stan połączeń transgranicznych przedstawiony jest na rys. 8.3.



Źródło: PSE S.A.

Rys. 8.3 Obecny stan połączeń transgranicznych

7.3. Zasady zarządzania transgranicznymi ograniczeniami przesyłowymi

Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej (uzupełnione Rozporządzeniem Komisji (UE) nr 543/2013 z dnia 14 czerwca 2013 r. w sprawie dostarczania i publikowania danych na rynkach energii elektrycznej zmieniające załącznik I do rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 i zastąpione od 1 stycznia 2020 r. Rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 943/2019 w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej) oraz Rozporządzenie Komisji (UE) nr 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, nakładają na wszystkich OSP obowiązek opracowania i wdrożenia mechanizmów koordynacji i wymiany informacji, mających za zadanie udostępnianie zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej przy zachowaniu bezpieczeństwa pracy KSE. Zgodnie z ww. rozporządzeniami, PSE S.A. zarządzają ograniczeniami przesyłowymi wymiany międzysystemowej na zasadach przejrzystych, jednolitych i wolnych od dyskryminacji, na rzecz podmiotów uczestniczących w rynku energii elektrycznej.

7.3.1. Połączenia transgraniczne synchroniczne

Alokacja zdolności przesyłowych na przekroju synchronicznym realizowana była w ramach skoordynowanych przetargów typu *explicit*, co zostało opisane w rozdziale 5.2.3.

W latach 2019-2020 na przekroju synchronicznym w przetargach rocznych PSE S.A. nie oferowały zdolności przesyłowych w kierunku eksportu. W przetargach miesięcznych PSE S.A. zaoferowały zdolności przesyłowe w kierunku eksportu jedynie w okresie od października 2019 r. do stycznia 2020 r. oraz w grudniu 2020 r. Maksymalna wysokość udostępnionych zdolności wyniosła 600 MW w okresie od 19 do 31 grudnia 2020 r. W przetargach dobowych w kierunku eksportu zarówno w roku 2019 jak i w 2020 oferowano maksymalnie 4 781 MW. Wielkość oferowanych mocy w ramach alokacji rynku dnia bieżącego w kierunku eksportu była wyznaczana na podstawie aktualnego stanu sieci, z uwzględnieniem niewykorzystanych zdolności przesyłowych, udostępnianych we wcześniejszych przetargach.

Ze względu na występujące niegrafikowe przepływy mocy z systemu niemieckiego poprzez system Polski, dla zachowania wymaganych parametrów bezpiecznej pracy systemu krajowego, PSE S.A. nie udostępniały transgranicznych zdolności przesyłowych w kierunku importowym w ramach przetargów rocznych i miesięcznych. PSE S.A. udostępniały transgraniczne zdolności przesyłowe w kierunku importu do KSE tylko w ramach przetargów dla rynku dnia następnego i rynku dnia bieżącego. Maksymalna moc oferowana w przetargach dobowych wyniosła 1 500 MW w 2019 r. i 2 363 MW w 2020 r. Wielkość oferowanych mocy w ramach alokacji rynku dnia bieżącego w kierunku eksportu była wyznaczana na podstawie aktualnego stanu sieci, z uwzględnieniem niewykorzystanych zdolności przesyłowych, udostępnianych we wcześniejszych przetargach.

Połączenie z Ukrainą (linia 220 kV Zamość – Dobrotwór)

Połączenie umożliwia promieniową (wydzieloną) pracę bloków Elektrowni Dobrotwór na system Polski, co oznacza, że realizowany jest wyłącznie import energii do Polski. Maksymalna zdolność przesyłowa tego połączenia wynosiła 220 MW.

Od 2011 r. PSE S.A. organizują przetargi na zdolności przesyłowe na tym połączeniu. Ze względu na brak wdrożenia regulacji prawnych po stronie ukraińskiej umożliwiających wdrożenie przetargów skoordynowanych, PSE S.A. organizują przetargi jednostronne, typu explicit w horyzoncie miesięcznym.

7.3.2. Połączenia transgraniczne asynchroniczne

Połączenie Polska – Szwecja

W latach 2019-2020 PSE S.A. oferowały zdolności przesyłowe w kierunku eksportu i importu. Oferowane zdolności przesyłowe połączenia Polska – Szwecja wynikały z aktualnego dopuszczalnego obciążenia kabla DC i stacji konwertyzacyjnych oraz z ograniczeń wynikających ze standardów bezpieczeństwa oraz zasad prowadzenia ruchu i planowania pracy KSE, określonych w IRiESP. W kierunku eksportu maksymalne zdolności przesyłowe w raportowanym okresie wyniosły 600 MW. W strefie nocnej i w dobach weekendowych oferowano na ogół wyższe wartości mocy niż w strefie dziennej dni roboczych. W kierunku importu oferowane moce wynosiły na ogół 600 MW. Oferowane przez PSE S.A. zdolności przesyłowe, niższe niż nominalna zdolność przesyłowa samego połączenia stałoprądowego, wynikały z występujących ograniczeń sieciowych oraz ograniczeń związanych z koniecznością spełnienia kryteriów bezpieczeństwa pracy KSE, określonych w IRiESP.

Połączenie Polska – Litwa

Na połączeniu Polska – Litwa, alokacja zdolności przesyłowych realizowana jest od 8 grudnia 2015 r. w trybie aukcji typu implicit w ramach mechanizmu łączenia rynków (Market Coupling) - pierwszym dniem realizacji wymiany handlowej był 9 grudnia 2015 r. Aukcje realizowane są przez giełdy energii, tj. TGE i NP. Zasady alokacji zdolności przesyłowych na połączeniu Polska - Litwa oraz rozliczeń z tego tytułu zostały określone w czterostronnej umowie Market Operations Agreement on LitPol Link, której sygnatariuszami są giełdy energii elektrycznej: TGE i NP oraz operatorzy systemów przesyłowych Polski i Litwy: PSE S.A. oraz Litgrid AB. Alokacja zdolności przesyłowych na połączeniach Polska – Litwa i Polska – Szwecja odbywa się w ramach jednolitego europejskiego mechanizmu łączenia rynków Multi-Regional Coupling MRC. Od 1 lipca 2017 r. na mocy podpisanego przez PSE S.A., Litgrid AB oraz Svenska Kraftnät porozumienia zmieniony został algorytm alokacji zdolności przesyłowych oraz dystrybucji przychodów (*Congestion Rent*) pomiędzy OSP. Uwzględniono stosowanie wspólnych ograniczeń alokacji dla obu połączeń tj. połączenia Polska – Litwa i Polska – Szwecja, co umożliwiło alokację zdolności przesyłowych pozwalających na realizację tranzytu przez obszar Polski z obszaru Szwecji na Litwę oraz z Litwy do Szwecji, w sytuacjach, gdy import lub eksport do polskiego obszaru rynkowego nie był możliwy ze względu na ograniczenia alokacji.

Zdolności przesyłowe połączenia asynchronicznego Polska – Litwa są określone przez parametry techniczne tego połączenia oraz przez ograniczenia wynikających z konieczności dotrzymania standardów bezpieczeństwa oraz zasad prowadzenia ruchu i planowania pracy KSE, określonych w IRiESP. Maksymalne moce oferowane w kierunku eksportu z Polski w raportowanym okresie wyniosły 492 MW, zaś w kierunku importu do Polski wynosiły 488 MW.

Od 19 listopada 2019 r. alokacja zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na rynku dnia bieżącego na połączeniach Polski z Litwą i Szwecją odbywa się w ramach SIDC – w ramach lokalnego projektu implementacyjnego realizowanego przez OSP i NEMO (wyznaczonych operatorów rynku energii) z Litwy, Polski i Szwecji. Alokacja na połączeniu Polska – Szwecja w ramach SIDC została uruchomiona z pierwszą dobą handlową 22 stycznia 2020 roku. Wielkość oferowanych mocy w ramach alokacji rynku dnia bieżącego w kierunku eksportu i importu była wyznaczana na podstawie aktualnego stanu sieci, z uwzględnieniem niewykorzystanych zdolności przesyłowych, udostępnianych w ramach rynku dnia następnego.

7.3.3. Alokacja zdolności przesyłowych – planowane modyfikacje

Zgodnie z art. 45 i 57 Rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, PSE S.A. we współpracy z wyznaczonymi operatorami rynku energii elektrycznej (NEMO) opracowały warunki dotyczące alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych i innych niezbędnych mechanizmów umożliwiających działanie więcej niż jednego NEMO (tzw. MNA – Multi NEMO Agreement), których celem było ustalenie zasad umożliwiających działanie więcej niż jednego NEMO w procesie łączenia rynków dnia następnego i bieżącego. Po zatwierdzeniu tych warunków przez Prezesa URE (decyzją z dnia 2017 r., zmienioną decyzją z 2018 r.), podjęte zostały działania mające na celu wdrożenie wszystkich niezbędnych rozwiązań prawnych i technicznych opisanych w MNA. 9 lutego 2021 r. uruchomiono alokację w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego z udziałem wielu NEMO w Polsce.

W roku 2021 planowane są zmiany obowiązujących w 2020 roku zasad wyznaczania i alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej dla horyzontu dobowego.

Realizowane są następujące projekty w których uczestniczą PSE S.A.:

- przejściowego modelu łączenia rynków w Europie Środkowej (projekt DE-AT-PL-4M Market Coupling – Interim MC), którego celem jest połączenie rynków energii elektrycznej (market-coupling) Polski i państw 4M MC (Czech, Słowacji, Węgier i Rumunii) z największym w Europie rynkiem MRC (Multi Regional Coupling) poprzez wprowadzenie alokacji zdolności przesyłowych typu implicit opartej na metodzie NTC (Net Transfer Capacities) na sześciu granicach (PL – DE, PL – CZ, PL – SK, CZ – DE, CZ – AT, HU – AT),
- docelowego modelu łączenia rynków w Europie Środkowej (projekt CORE Flow Based Market Coupling), którego celem jest połączenie wszystkich rynków energii elektrycznej w regionie CORE poprzez wprowadzenie alokacji zdolności przesyłowych typu implicit opartej na metodzie Flow Based na wszystkich granicach tego regionu.

Zgodnie z zaktualizowanym harmonogramem, projekt Interim MC ma być wdrożony w drugim kwartale 2021 roku, a projekt CORE Flow Based MC w 2022 roku.

Ze względu na nieprzystąpienie Słowacji do projektu SIDC, dla granicy polsko-słowackiej alokacja zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na połączeniu synchronicznym Polska-Słowacja jest oparta na mechanizmie cyklicznych aukcji typu explicit. Rozwiązanie to jest przewidziane do stosowania do momentu uruchomienia rozwiązania docelowego, tj. włączenia granicy polsko-słowackiej do mechanizmu jednolitego łączenia rynku dnia bieżącego (SIDC).

7.4. Zamierzenia inwestycyjne w zakresie połączeń transgranicznych

7.4.1. Zasady zarządzania transgranicznymi ograniczeniami przesyłowymi

Synchronizacja systemów państw bałtyckich z systemami Europy kontynentalnej

W październiku 2018 r. ENTSO-E Regional Group Continental Europe (**ENTSO-E RGCE**) Plenary, tj. organ podejmujący decyzje dot. funkcjonowania systemu Europy kontynentalnej podjął decyzję o uruchomieniu procedury synchronizacji systemów przesyłowych Państw Bałtyckich i Europy kontynentalnej oraz powołał grupę roboczą (**PG BALTIC**) do monitorowania procesu.

W maju 2019 r. weszła w życie umowa określająca warunki przyszłego synchronicznego połączenia pomiędzy systemami przesyłowymi Państw Bałtyckich i Europy kontynentalnej (**Umowa CFI**). Stronami umowy są, z jednej strony, OSP z Państw Bałtyckich, z drugiej – OSP z Europy kontynentalnej, w tym PSE S.A. Podpisanie Umowy CFI jest wymogiem wpisanym w procedurę synchronizacji, jednym z jej głównych elementów jest tzw. Zbiór Wymagań, będący listą szczegółowych technicznych warunków do wdrożenia przez OSP z Państw Bałtyckich, które mają zapewnić bezpieczną pracę systemów po synchronizacji.

W czerwcu 2019 r. Premierzy i Prezydenci Polski, Państw Bałtyckich oraz Przewodniczący Komisji Europejskiej podpisali Porozumienie polityczne dotyczące wsparcia dla działań na rzecz synchronizacji systemu Państw Bałtyckich z systemem Europy kontynentalnej. Dokument stanowi rozwinięcie porozumienia zawartego w czerwcu 2018 r. i zawiera ustalenia dotyczące najistotniejszych aspektów procesu synchronizacji.

W kwietniu 2020 r. Plenary RGCE zaakceptowało tzw. procedurę nagłej synchronizacji (*ang. urgent operational synchronization procedure*, **UOSP**), która jest formą wyjątkowego planu awaryjnego, wypracowanego w celu ograniczenia negatywnych skutków nieplanowego odłączenia systemu Państw Bałtyckich od systemu IPS/UPS (system elektroenergetyczny obejmujący państwa, które były do roku 1991 Republikami Związku Socjalistycznych Republik Radzieckich, m.in. Łotwa, Litwa i Estonia oraz Białoruś). Do momentu wdrożenia zidentyfikowanych w dokumencie warunków procedura pozostaje nieaktywna.

W grudniu 2020 r. weszła w życie umowa ustanawiająca Konsorcjum OSP z Europy kontynentalnej (PSE S.A., Amprion, 50Hertz, EMS) do realizacji szeregu prac analitycznych i szkoleń na rzecz OSP z Państw Bałtyckich. Realizacja prac jest wypełnieniem części warunków ze Zbioru Wymagań, ma także posłużyć wypełnieniu wybranych warunków z procedury nagłej synchronizacji. Uruchomienie analiz wymaga zakontraktowania Konsorcjum, jako wykonawcy przez OSP z Państw Bałtyckich, co powinno nastąpić w I połowie 2021 r.

Połączenie 400 kV Elk – Alytus (LitPol Link)

Zgodnie z wynikami analiz dynamicznej i częstotliwościowej obowiązuje założenie, że po synchronizacji systemów Państw Bałtyckich z systemami Europy kontynentalnej zdolności przesyłowe połączenia synchronicznego Polska - Litwa (tj. na linii 400 kV Ełk-Alytus) będą mogły być wykorzystywane tylko do zapewnienia bezpiecznej pracy systemów synchronicznie połączonych, a nie będą udostępniane uczestnikom rynku dla transakcji handlowych.

Połączenie kablowa HVDC Polska – Litwa (Harmony Link)

W porozumieniu politycznym szefów Państw i Rządów z 2018 r. przyjęto, że synchronizacja systemów Państw Bałtyckich z systemami Europy kontynentalnej wymagać będzie budowy podmorskiego połączenia stałoprądowego pomiędzy Polską i Litwą. Z kolei działania niezbędne do otrzymania dofinansowania ze środków unijnych na jego budowę zostały zidentyfikowane w porozumieniu politycznym podpisanym w 2019 r.

W grudniu 2018 r. PSE S.A. oraz LITGRID AB podpisały Umowę współpracy na wstępną fazę projektu budowy Harmony Link.

W grudniu 2019 r. PSE S.A. i LITGRID AB otrzymały z instrumentu finansowego UE „Łącząc Europę” (*ang. Connecting Europe Facility*, **CEF**) 10 mln euro dofinansowania dla działań realizowanych w ramach fazy przygotowawczej tego projektu. W kwietniu 2020 r. krajowe organy regulacyjne (NRA) rynków energii z Polski, Litwy, Łotwy i Estonii podpisali umowę o transgranicznej alokacji kosztów (*Cross Border Cost Allocation*), w ramach której wyrazili zgodę na realizację inwestycji wchodzących w skład II fazy synchronizacji obejmującej m.in. budowę HARMONY Link. W maju 2020 r. PSE S.A. i trzej OSP z Państw Bałtyckich złożyli wspólny wniosek o dofinansowanie tzw. II fazy synchronizacji ze środków CEF. Także w maju 2020 r. podpisana została pomiędzy PSE S.A. oraz LITGRID AB umowa o współpracy na fazę wdrożeniową projektu (*Implementation Phase Cooperation Agreement*). W październiku 2020 r. Komitet CEF podjął decyzję o przyznaniu dofinansowania w wysokości 719,7 mln euro na realizację projektów II fazy synchronizacji, w tym 492,5 mln euro na realizację fazy wdrożeniowej HARMONY link. W grudniu 2020 r. ww. czterech OSP

podpisali z unijną Agencją Wykonawczą ds. Innowacji i Sieci (*ang. Innovation and Networks Executive Agency, INEA*) stosowną umowę grantową.

W styczniu 2021 r. rozpoczęto badania dna Morza Bałtyckiego mające na celu doprecyzowanie trasy kabla HVDC na wodach terytorialnych i wyłącznej strefie ekonomicznej Polski, wyłącznej strefie ekonomicznej Szwecji oraz wodach terytorialnych i wyłącznej strefie ekonomicznej Litwy. Ponadto w styczniu 2021 r. uzyskano decyzję o uwarunkowaniach środowiskowych dla stacji konwerterowej po stronie polskiej. W drugiej połowie 2021 r. planowane jest rozpoczęcie przetargów na wybór wykonawców kabla HVDC oraz stacji konwerterowych.

7.4.2. Połączenie Polska – Ukraina

Połączenie Rzeszów – Chmielnicka

Połączenie 1x750kV zostało wybudowane w 1984 r., od 1993 r. jest trwale wyłączone z ruchu.

W czerwcu 2016 r. ENTSO-E RGCE Plenary powołało grupę projektową Ukraina/Mołdawia (PG UA/MD), której zadaniem jest prowadzenie prac implementacyjnych związanych z przyłączeniem systemów Ukrainy i Mołdawii do systemu Europy kontynentalnej.

W 2019 r. podpisane zostały umowa konsorcjalna (pomiędzy Transelectrica, EMS, MAVIR, SEPS, 50Hertz oraz PSE) oraz umowa serwisowa pomiędzy OSP Ukrainy/Mołdawii oraz Konsorcjum na wykonanie dodatkowych analiz dot. połączenia synchronicznego UA/MD z systemem Europy kontynentalnej.

W 2020 r. pozyskano dane do budowy modeli rozptylowych i dynamicznych oraz wyniki pomiarów z testów przeprowadzonych na blokach jądrowych na Ukrainie, co pozwoliło na walidację tych modeli.

Ponieważ PSE S.A. nie planuje odbudowy i załączenia tej linii, nie jest ona brana pod uwagę jako przyszłe połączenie w studium aktualnie wykonywanym przez Konsorcjum, pomimo uwzględnienia jej we wcześniejszym studium zrealizowanym w 2016 r.

Na poziomie politycznym, podczas posiedzenia Polsko-Ukraińskiej Międzyrządowej Komisji do spraw Współpracy gospodarczej w dniu 29 kwietnia 2021 r. oraz na poprzedzającym ją posiedzeniu polsko-ukraińskiej grupy roboczej ds. współpracy w sektorze paliwowo-energetycznym w dniu 26 marca 2021 strona polska przedstawiła opinię, że synchronizacja systemu ukraińskiego z systemem obszarem synchronicznym Europa kontynentalna ENTSO-E powinno nastąpić za pośrednictwem połączeń Ukrainy z Węgrami, Rumunią i Słowacją, bez udziału linii przesyłowej Ukraina-Polska. Stosowne zapisy znalazły się w protokołach posiedzeń.

7.4.3. Połączenie Polska – Białoruś

Linia 220 kV Białystok – Roś została wybudowana w 1962 r. celem zapewnienia zasilania Białegostoku i okolic. Po wprowadzeniu zmian w układzie zasilania tego obszaru, w 2004 r. połączenie zostało trwale wyłączone. Z uwagi na zły stan techniczny i brak uzasadnienia dla przeprowadzenia prac odtworzeniowo-modernizacyjnych, PSE S.A. podjęły decyzję o likwidacji połączenia. W maju 2018 r. podpisano umowę na przeprowadzenie prac likwidacyjnych odcinka linii, znajdującego się na terenie RP, a demontaż ostatniego przęsła miał miejsce we wrześniu 2019 roku. Obecne zamierzenia PSE S.A. nie obejmują budowy połączeń transgranicznych z Białorusią jako potencjalnego kierunku rozwoju sieci przesyłowej.

7.4.4. Połączenia Polska – Niemcy

Instalacja przesuwników fazowych na istniejących połączeniach Polska – Niemcy

Zgodnie z postanowieniami zawartej 28 lutego 2014 r. umowy “Agreement on the Operation of Phase Shift Transformers and Operational Phase of the virtual Phase Shift Transformer” (PST Agreement), określającej zobowiązania stron w zakresie instalacji przesuwników fazowych, rozbudowy

sieci oraz określenia spójnych zasad prowadzenia ruchu na granicy polsko-niemieckiej, w 2016 r. PSE S.A. uruchomiły komplet 4 przesuwników fazowych na połączeniu Mikułowa – Hagenwerder (MIK-HAG). Z uwagi na opóźnienie w realizacji inwestycji w sieci wewnętrznej 50Hertz nie ma możliwości instalacji w stacji Vierraden, a tym samym na linii Krajnik – Vierraden (KRA – VIE) kompletu 4 przesuwników fazowych zgodnie z zapisami PST Agreement. Jako rozwiązanie tymczasowe 26 marca 2019 roku uruchomiono układ niepełny, składający się z jednego toru linii KRA – VIE i dwóch przesuwników połączonych szeregowo. Praca w tym układzie ma odbywać się do czasu realizacji układu docelowego, co uzależnione jest od zakończenia przez 50Hertz budowy wewnętrznej linii 380kV Uckermark.

Praca linii KRA – VIE w układzie tymczasowym nie została przewidziana w PST Agreement, a skutkuje koniecznością ponoszenia przez PSE S.A. kosztów działań zaradczych (redispatching), dlatego PSE S.A. uznały, że w odniesieniu do tej sytuacji nie ma zastosowania klucz podziału kosztów ustalony w PST Agreement i w konsekwencji koszty te powinny być ponoszone w całości przez 50Hertz.

Budowa nowego (trzeciego) połączenia Polska – Niemcy

W 2014 r. uwzględniając aktualną sytuację w połączonych systemach, PSE S.A. wykonały prace analityczne, w ramach, których określono zakres rozbudowy systemu przesyłowego w zachodniej części kraju zapewniającej w horyzoncie długoterminowym równocześnie: poprawę bezpieczeństwa zasilania w energię elektryczną północno-zachodniego obszaru KSE, możliwości wyprowadzenia mocy z istniejących oraz planowanych na tym obszarze źródeł wytwórczych (elektrowni konwencjonalnych oraz farm wiatrowych) oraz poprawę warunków międzysystemowej wymiany mocy na przekroju synchronicznym. Wyniki analiz wykazały, że rozbudowa sieci przesyłowej w rejonie SE Krajnik i SE Mikułowa przynosi porównywalne efekty w zakresie możliwości zwiększenia importu mocy, w stosunku do budowy nowego połączenia z systemem niemieckim.

Biorąc powyższe pod uwagę PSE S.A. realizują oraz planują do realizacji do 2024 roku inwestycje związane z rozbudową sieci na zachodzie kraju w następującym zakresie:

- linie wychodzące ze stacji Krajnik:
 - budowa 2-torowej linii 400 kV Krajnik – Baczyna – Plewiska.
- linie wychodzące ze stacji Mikułowa:
 - budowa 2-torowej linii 400 kV Mikułowa – Czarna – Pasikurowice,
 - budowa 2-torowej linii 400 kV Mikułowa – Świebodzice.

Powyższy zakres rozbudowy pozwoli na osiągnięcie 2000 MW zdolności importowych. Ponadto rozbudowa sieci przesyłowej umożliwi między innymi, wypełnienie przepisów Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943, w zakresie obowiązku udostępniania uczestnikom rynku międzyobszarowych zdolności przesyłowych na poziomie nie niższym niż 70% zdolności przesyłowych dla danej granicy lub krytycznego elementu sieci wyznaczonych z uwzględnieniem granic bezpieczeństwa pracy systemu. Z powodu znaczącego wpływu transgranicznego, projekt *GerPol Power Bridge I* obejmujący linie w relacjach Krajnik – Baczyna – Plewiska i Mikułowa – Świebodzice jest zawarty w TYNDP 2020. Ponadto, projekt ten jest również wpisany na wstępną listę PCI V projektów o szczególnym znaczeniu dla Unii Europejskiej, która zostanie przyjęta na szczeblu politycznym przez Państwa członkowskie jesienią 2021 r.

Dopiero po zrealizowaniu powyższych inwestycji, w przypadku potrzeby dalszego wzrostu zdolności wymiany mocy na przekroju synchronicznym, rozważane może być dalsze wzmocnienie możliwości wymiany energii na połączeniach Polska – Niemcy.

Budowa stacji energetycznej Zielona Góra wraz z powiązaniem jej z KSP nowymi 2-torowymi liniami 400 kV:

- ze stacją Polkowice (w kierunku południowym),
- z nacięciem jednego toru linii Baczyna – Plewiska (w kierunku północnym),

została ujęta w planie rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021–2030. Zakończenie realizacji tych inwestycji planowane jest do 2030 roku które dedykowane są rozwojowi energetyki wiatrowej oraz konwencjonalnej w północno-

zachodniej Polsce. W ramach edycji TYNDP 2020 znajduje się projekt *GerPol Power Bridge II*, którego zakres inwestycji jest zgodny z powyższym.

W latach 2018-2019 PSE S.A. wspólnie z operatorem niemieckim realizowały studium rynkowe, którego celem było określenie potencjalnych potrzeb w zakresie dalszej rozbudowy połączeń transgranicznych na granicy polsko-niemieckiej. Wykonane studium nie wskazało na potrzebę realizacji rozbudowy zdolności przesyłowych w horyzoncie do 2030 r.

7.4.5. Połączenia Polska – Czechy

Zgodnie z porozumieniem podpisanym w grudniu 2017 r. przez PSE S.A. i CEPS, w 2018 r. w CEPS rozpoczęto prace przygotowawcze związane ze zmianą przebiegu fragmentu linii Dobrzeń – Albrechtice, która po stronie czeskiej będzie docelowo przełączona do nowej stacji Detmarovice. Uruchomienie połączenia w nowej relacji zaplanowano na koniec 2024 r. Pozostałe prace modernizacyjne ujęte w porozumieniu obejmują perspektywę do roku 2040.

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

PSE S.A., pełniące rolę operatora w rozumieniu ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r. poz. 247 z późn. zm.; dalej ustawa RM), są odpowiedzialne za prowadzenie procesów rynku mocy. W ramach tych procesów, w roku 2019 i 2020 przeprowadzono: dwie certyfikacje ogólne, dwie certyfikacje do aukcji głównej, aukcję główną na rok dostaw 2024, aukcję wstępną i aukcję główną na rok dostaw 2025, dwie certyfikacje do aukcji dodatkowych oraz aukcje dodatkowe dla poszczególnych kwartałów roku dostaw 2021.

8.1. Certyfikacja ogólna

Certyfikacja ogólna 2019

Zgodnie z art. 3 ust. 1 pkt 1 i art. 3 ust. 2 ustawy RM, PSE S.A. przeprowadziły drugą certyfikację ogólną w ramach rynku mocy w okresie od 3 stycznia do 8 marca 2019 r. W tej certyfikacji ogólnej, wnioskodawcy złożyli 1 103 wnioski o wpis do rejestru, z których 996 dotyczyło jednostek fizycznych wytwórczych, a 107 jednostek redukcji zapotrzebowania.

W grupie jednostek fizycznych wytwórczych zgłoszono:

- 908 jednostek fizycznych wytwórczych istniejących,
- 88 jednostek fizycznych wytwórczych planowanych.

W grupie jednostek redukcji zapotrzebowania zgłoszono:

- 71 jednostki redukcji zapotrzebowania planowanych,
- 17 jednostek fizycznych redukcji zapotrzebowania bez generacji wewnętrznej,
- 19 jednostek fizycznych redukcji zapotrzebowania z generacją wewnętrzną.

W wyniku weryfikacji złożonych wniosków, do rejestru rynku mocy wpisano 1 092 jednostki, w tym 985 jednostek fizycznych wytwórczych i 107 jednostek redukcji zapotrzebowania. W tabeli 8.1 zawarto szczegółowe informacje w zakresie jednostek wpisanych do rejestru.

Tab. 8.1 Liczba i moc osiągalna netto jednostek wpisanych do rejestru w 2019 r.

Wyszczególnienie	Liczba jednostek wpisanych do rejestru	Łączna moc osiągalna netto jednostek wpisanych do rejestru [MW]
Jednostki fizyczne wytwórcze istniejące	900	37 267,446
Jednostki fizyczne wytwórcze planowane	85	14 587,115
Jednostki fizyczne redukcji zapotrzebowania	36	413,190
Jednostki redukcji zapotrzebowania planowane	71	2 120,000
Łącznie	1 092	54 387,751

Źródło: PSE S.A.

Certyfikacja ogólna 2020

Zgodnie z art. 3 ust. 1 pkt 1 ustawy RM, PSE S.A. przeprowadziły certyfikację ogólną w ramach rynku mocy w okresie od 2 stycznia do 6 marca 2020 r. W tej certyfikacji ogólnej, wnioskodawcy złożyli 1 210 wniosków o wpis do rejestru, z których 1 043 dotyczyły jednostek fizycznych wytwórczych, a 167 jednostek redukcji zapotrzebowania.

W grupie jednostek fizycznych wytwórczych zgłoszono:

- 931⁷ jednostek fizycznych wytwórczych istniejących,
- 112 jednostek fizycznych wytwórczych planowanych.

W grupie jednostek redukcji zapotrzebowania zgłoszono:

- 109 jednostek redukcji zapotrzebowania planowanych,
- 34 jednostki fizyczne redukcji zapotrzebowania bez generacji wewnętrznej,

⁷ Trzy jednostki zostały błędnie zgłoszone jako jednostki fizyczne wytwórcze istniejące. W procesie uzupełnień we wszystkich przypadkach, wnioskodawcy skorygowali typy zgłoszonych jednostek na jednostki fizyczne redukcji zapotrzebowania z generacją wewnętrzną.

- 24 jednostki fizyczne redukcji zapotrzebowania z generacją wewnętrzną.

W wyniku weryfikacji złożonych wniosków, do rejestru rynku mocy wpisano 1 188 jednostek, w tym 1 019 jednostek fizycznych wytwórczych i 169 jednostek redukcji zapotrzebowania. W tabeli 8.2 zawarto szczegółowe informacje w zakresie jednostek wpisanych do rejestru.

Tab. 8.2 Liczba i moc osiągalna netto jednostek wpisanych do rejestru w 2020 r.

Wyszczególnienie	Liczba jednostek wpisanych do rejestru	Łączna moc osiągalna netto jednostek wpisanych do rejestru [MW]
Jednostki fizyczne wytwórcze istniejące	920	38 551,128
Jednostki fizyczne wytwórcze planowane	99	12 096,266
Jednostki fizyczne redukcji zapotrzebowania	60	527,565
Jednostki redukcji zapotrzebowania planowane	109	3 681,000
Łącznie	1 188	54 855,959

Zródło: PSE S.A.

8.2. Certyfikacja do aukcji głównych

Certyfikacja do aukcji głównej na rok dostaw 2024

Zgodnie z art. 3 ust. 1 pkt 2, PSE S.A. przeprowadziły certyfikację do aukcji głównej dla okresu dostaw przypadającego na rok 2024 w terminie od 30 sierpnia do 8 listopada 2019 r. W ramach tej certyfikacji do aukcji głównej dostawcy mocy złożyli 219 wniosków o certyfikację, z których 154 dotyczyło jednostek rynku mocy wytwórczych, a 65 jednostek rynku mocy redukcji zapotrzebowania.

W wyniku certyfikacji, PSE S.A. wydały certyfikaty dopuszczające jednostki rynku mocy do udziału w aukcji mocy lub rynku wtórnym. W tabeli 8.3 zawarto szczegółowe informacje w zakresie liczby wydanych certyfikatów.

Tab. 8.3 Liczba utworzonych jednostek rynku mocy, którym wydano certyfikat na rok dostaw 2024

Rok dostaw	2024
Istniejące jednostki rynku mocy wytwórcze	93
Modernizowane jednostki rynku mocy wytwórcze	43
Nowe jednostki rynku mocy wytwórcze	8
Jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania	64
Łącznie	208

Zródło: PSE S.A.

Aukcja wstępna do aukcji głównej na rok dostaw 2025

Zgodnie z art. 4 ust. 2 ustawy RM, PSE S.A. przeprowadziły w dniu 24 sierpnia 2020 r. aukcję wstępną. Aukcja została przeprowadzona dla strefy, o której mowa w art. 6 ust. 6 pkt 2 ustawy RM, obejmującej system przesyłowy Republiki Litewskiej.

Aukcja zakończyła się przyjęciem jednej oferty złożonej przez podmiot litewski. Zaakceptowana oferta w toku certyfikacji do aukcji mocy została zastąpiona jednostką rynku mocy. Utworzona w ten sposób jednostka rynku mocy została następnie dopuszczona do udziału w aukcji głównej na rok dostaw 2025.

Certyfikacja do aukcji głównej na rok dostaw 2025

Zgodnie z art. 3 ust. 1 pkt 2 i art. 3 ust. 3 ustawy RM, PSE S.A. przeprowadziły certyfikację do aukcji głównej dla okresu dostaw przypadającego na rok 2025 w terminie od 7 września do 16 listopada 2020 r. W ramach tej certyfikacji do aukcji dostawcy mocy złożyli 136 wniosków o certyfikację, z których 82 dotyczyły jednostek rynku mocy wytwórczych, w tym (po raz pierwszy) 1 jednostka rynku mocy wytwórczej zagranicznej, a 54 dotyczyły jednostek rynku mocy redukcji zapotrzebowania.

W wyniku weryfikacji, PSE S.A. wydały 133 certyfikaty dopuszczające do udziału w aukcji mocy lub rynku wtórnym. W tabeli 8.4 zawarto szczegółowe informacje w zakresie liczby wydanych certyfikatów.

Tab. 8.4 Liczba utworzonych jednostek rynku mocy, którym wydano certyfikat na rok dostaw 2025

Rok dostaw	2025
Istniejące jednostki rynku mocy wytwórcze	74
Modernizowane jednostki rynku mocy wytwórcze	3
Nowe jednostki rynku mocy wytwórcze	3
Niepotwierdzone jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania	53
Łącznie	133

Źródło: PSE S.A.

8.3. Certyfikacje do aukcji dodatkowych

Certyfikacja do aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2021

Zgodnie z art. 3 ust. 1 pkt 3 i art. 3 ust. 4 ustawy RM, PSE S.A., na przełomie roku 2019 i 2020, przeprowadziły certyfikację do aukcji dodatkowych dla okresów dostaw przypadających na poszczególne kwartały roku dostaw 2021. W ramach tej certyfikacji dostawcy mocy złożyli 48 wniosków o certyfikację, z których 44 dotyczyły istniejących jednostek rynku mocy wytwórczych a 4 niepotwierdzonych jednostek rynku mocy redukcji zapotrzebowania.

W wyniku weryfikacji, PSE S.A. wydały 47 certyfikatów dopuszczających jednostki rynku mocy do udziału w aukcji mocy lub rynku wtórnym. W tabeli 8.5 zawarto szczegółowe informacje w zakresie liczby wydanych certyfikatów.

Tab. 8.5 Liczba utworzonych jednostek rynku mocy, którym wydano certyfikat na poszczególne kwartały roku dostaw 2021

Kwartał roku dostaw 2021	Liczba utworzonych jednostek rynku mocy			
	I	II	III	IV
Istniejące jednostki rynku mocy wytwórcze	23	6	4	15
Niepotwierdzone jednostki rynku mocy redukcji	2	1	1	2
Łącznie	25	7	5	17

Źródło: PSE S.A.

Certyfikacja do aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2022

Zgodnie z art. 3 ust. 1 pkt 3 i art. 3 ust. 4 ustawy RM, PSE S.A. w roku 2020 rozpoczęły proces certyfikacji do aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2022.

8.4. Aukcje główne

Aukcja główna na rok dostaw 2024

Zgodnie z art. 29 ust. 3 pkt 1 ustawy RM, w roku 2019 PSE S.A. przeprowadziły aukcję główną na okres dostaw przypadający na rok 2024. W tabeli 8.6 zawarto podsumowanie wyników ww. aukcji.

Tab. 8.6 Podsumowanie aukcji mocy przeprowadzonej w roku 2019

Rok dostaw	Cena zamknięcia aukcji, zł/kW/rok	Liczba zawartych umów mocowych	Wolumen obowiązków mocowych wynikających z zawartych umów mocowych, [MW]	Runda zakończenia aukcji
2024	259,87	103	8 671,154	5.

Źródło: PSE S.A.

W toku aukcji głównej na rok 2024 zawarte zostały łącznie 103 umowy mocowe na 1, 2, 5, 7, 15 oraz 17 lat dostaw. W tabeli 8.7 przedstawiono liczbę zawartych umów mocowych w podziale na czas trwania obowiązków mocowych.

Tab. 8.7 Liczba umów mocowych zawartych w aukcjach głównych przeprowadzonych w roku 2019

Czas trwania obowiązku mocowego w latach	Aukcja główna na rok dostaw
	2024
1	71
2	1
5	15
7	12
15	1
17	3
Łącznie zawartych umów mocowych	103

Źródło: PSE S.A.

W tabeli 8.8 przedstawiono wolumeny obowiązków mocowych wynikających z zawartych umów w podziale na poszczególne typy jednostek rynku mocy.

Tab. 8.8 Wolumen zakontraktowanych obowiązków mocowych na rok dostaw 2024 w podziale na typy jednostek rynku mocy

Typ jednostki rynku mocy	Aukcja główna na rok dostaw
	2024 [MW]
Istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	1 973,119
Modernizowana jednostka rynku mocy wytwórcza	4 228,781
Nowa jednostka rynku mocy wytwórcza	1 440,254
Niepotwierdzona jednostka rynku mocy redukcji zapotrzebowania	1 029,000
Łącznie	8 671,154

Źródło: PSE S.A.

Aukcja główna na rok dostaw 2025

Zgodnie z art. 29 ust. 3 pkt 2 ustawy RM, w roku 2020 PSE S.A. przeprowadziły aukcję główną na okres dostaw przypadający na rok 2025. W tabeli 8.9 zawarto podsumowanie wyników ww. aukcji.

Tab. 8.9 Podsumowanie aukcji mocy przeprowadzonej w roku 2020

Rok dostaw	Cena zamknięcia aukcji, zł/kW/rok	Liczba zawartych umów mocowych	Wolumen obowiązków mocowych wynikających z zawartych umów mocowych, [MW]	Runda zakończenia aukcji
2025	172,85	55	2 367,304	7.

Źródło: PSE S.A.

W toku aukcji głównej na rok 2025 zawarte zostało łącznie 55 umów mocowych, w tym 49 umów mocowych na 1, 7 i 15 lat dostaw oraz 6 umów mocowych, których okres obowiązywania upływa z dniem 30 czerwca 2025 r. W tabeli 8.10 przedstawiono liczbę zawartych umów mocowych w podziale na czas trwania obowiązków mocowych.

Tab. 8.10 Liczba umów mocowych zawartych w aukcjach głównych przeprowadzonych w roku 2020

Czas trwania obowiązku mocowego w latach	Liczba zawartych umów mocowych
0,5 ⁸	6
1	47
7	1
15	1
Łącznie	55

Źródło: PSE S.A.

W tabeli 8.11 przedstawiono wolumeny obowiązków mocowych wynikających z zawartych umów w podziale na poszczególne typy jednostek rynku mocy.

⁸ Okres trwania obowiązku mocowego w latach wynoszących 0,5 oznacza umowę mocową, której okres obowiązywania upływa z dniem 30 czerwca 2025 r.

Tab. 8.11 Wolumen zakontraktowanych obowiązków mocowych na rok dostaw 2025 w podziale na typy jednostek rynku mocy

Typ jednostki rynku mocy	Wielkość wolumenu obowiązku mocowego, [MW]
Istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	1 251,848 ⁹
Modernizowana jednostka rynku mocy wytwórcza	161,600
Nowa jednostka rynku mocy wytwórcza	4,856
Niepotwierdzona jednostka rynku mocy redukcji zapotrzebowania	949,000
Łącznie	2 367,304

Źródło: PSE S.A.

8.5. Aukcje dodatkowe

Aukcja dodatkowa na poszczególne kwartały roku dostaw 2021

Realizując obowiązki wynikające z art. 29 ust. 4 ustawy, PSES.A. przeprowadziły w dniu 18 marca 2020 r. aukcje dodatkowe na poszczególne kwartały roku dostaw 2021. W tabeli 8.12 zawarto podsumowanie wyników ww. aukcji.

Tab. 8.12 Podsumowanie aukcji dodatkowych przeprowadzonych w roku 2020

Kwartał roku dostaw 2021	Cena zamknięcia aukcji, zł/kW/rok	Liczba zawartych umów mocowych	Wolumen obowiązków mocowych wynikających z zawartych umów mocowych, [MW]	Runda zakończenia aukcji
I	286,01	25	880,931	1.
II	286,01	7	303,260	1.
III	286,01	5	156,010	1.
IV	286,01	17	616,760	1.

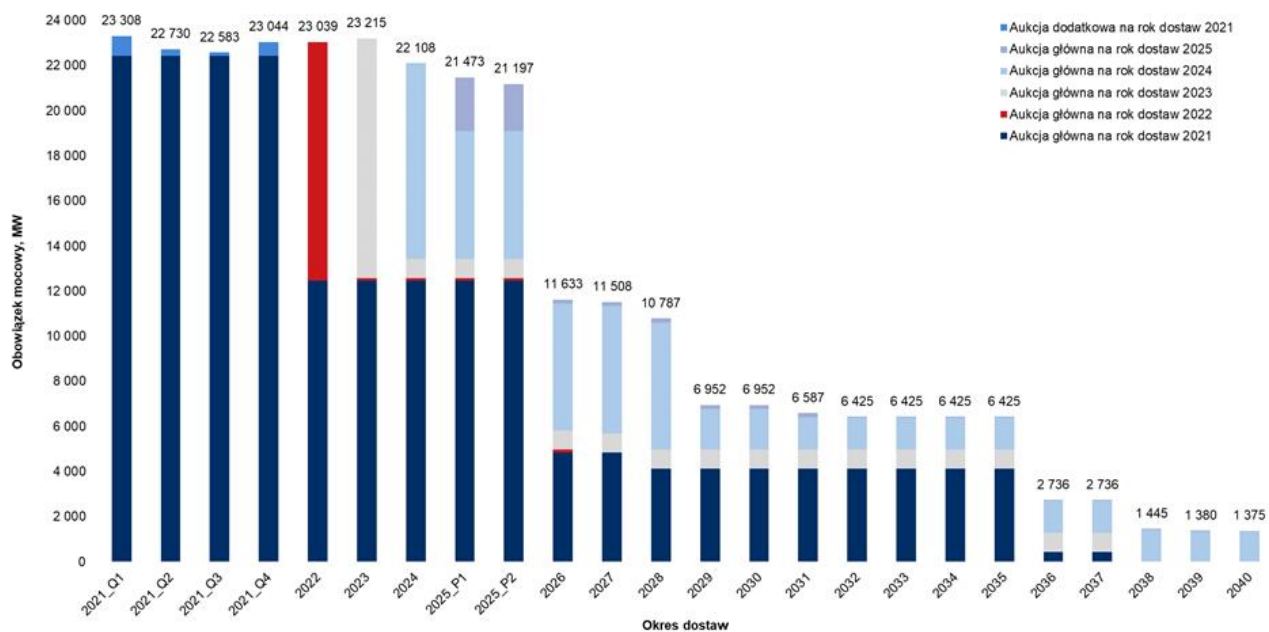
Źródło: PSE S.A.

W toku aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2021 zawarte zostały łącznie 54 umowy mocowe na poszczególne kwartały 2021 roku.

8.6. łączna wielkość obowiązków mocowych

W wyniku aukcji mocy przeprowadzonych w latach 2018–2020, zakontraktowano obowiązki mocowe obejmujące lata 2021-2040. Na rys. 8.3 przedstawione zostały skumulowane wartości obowiązków mocowych zakontraktowanych w toku dotychczas przeprowadzonych aukcji głównych i dodatkowych .

⁹ W tym 275,717 MW wolumenu obowiązku mocowego dla umów mocowych, których okres obowiązywania upływa z dniem 30 czerwca 2025 r.



Źródło: PSE S.A.

Rys. 8.3 Obowiązki mocowe wynikające z umów zawartych w toku aukcji głównych i dodatkowych przeprowadzonych w latach 2018-2020