



Ministerstwo
Klimatu i Środowiska

Sprawozdanie z realizacji Polskiego Planu Wdrażania reform rynku energii elektrycznej za okres wrzesień 2021- sierpień 2022

Warszawa, luty 2023 r.

Spis treści

I.	Wprowadzenie	2
II.	Wstęp	2
III.	Sprawozdanie z realizacji reform rynku energii elektrycznej	6
a)	Rynek bilansujący	6
b)	Odpowiedź odbioru, magazyny energii elektrycznej oraz inteligentne opomiarowanie	7
c)	Rynek detaliczny	9
d)	Rozbudowa sieci przesyłowej i połączenia wzajemne	11
e)	Ograniczenia alokacji	14
I.	Informacja nt. rynku mocy i wystarczalność zasobów w Polsce	14
II.	Podsumowanie	16

I. Wprowadzenie

W maju 2020 r. Polska przyjęła Plan wdrażania reform rynku energii elektrycznej (dalej Plan Wdrażania) opracowany na podstawie art. 20 ust. 3. Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (dalej Rozporządzenie UE 2019/943). Zgodnie z art. 20 ust. 6 Rozporządzenia UE 2019/943 Państwa Członkowskie monitorują stosowanie swoich planów wdrażania oraz publikują wyniki monitorowania w sprawozdaniu rocznym i przedkładają to sprawozdanie Komisji Europejskiej. Polska w październiku 2021 r. przekazała pierwsze sprawozdanie z realizacji Planu Wdrażania. Działania przedstawione w poprzednim sprawozdaniu jako ukończone nie są przedmiotem niniejszego sprawozdania.

Niniejszy dokument jest sprawozdaniem rocznym z realizacji Planu Wdrażania w okresie wrzesień 2021 r. – sierpień 2022 r.

II. Wstęp

Kontekst oraz struktura dokumentu

Od września 2021 roku na rynkach energii elektrycznej w UE obserwowane są wysokie ceny energii elektrycznej będące wynikiem szeregu niesprzyjających okoliczności. Początkowo utrzymujący się wzrost cen był spowodowany wychodzeniem europejskich gospodarek z kryzysu Covid-19, co zostało następnie spotęgowane przerwami w dostawach gazu ziemnego z Federacji Rosyjskiej. Od lutego 2022 r., w wyniku napaści rosyjskiej na Ukrainę, doszło do znacznego spadku dostaw gazu i tym samym wzrostu hurtowych cen energii elektrycznej. Na wysokość tych cen miały ponadto wpływ działania rosyjskiej spółki Gazprom oraz spekulacje na rynku unijnych uprawnień do emisji CO₂.

Wysokie ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym dały swój efekt w postaci wzrostu cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych na rynku detalicznym. Wpływ cen na sytuację gospodarstw domowych, małych i średnich przedsiębiorstw oraz przemysłu jest znaczący. Najbardziej narażeni na

wysokie ceny są odbiorcy wrażliwi i dotknięci ubóstwem energetycznym, ale wysokie ceny stanowią również coraz większy problem dla gospodarstw domowych o średnich dochodach i przedsiębiorstw.

W odpowiedzi na rosnący problem wysokich cen państwa członkowskie UE wprowadziły szereg środków mających na celu ochronę i wsparcie podmiotów najbardziej narażonych na wysokie ceny oraz minimalizowanie negatywnych efektów tychże cen. Polska, podobnie do innych państw członkowskich, podjęła działania zarówno na rynku hurtowym jak i detalicznym, starając się wesprzeć najbardziej potrzebujące grupy odbiorców, i jednocześnie wpływać na obniżenie cen energii elektrycznej.

Konflikt w Ukrainie wpłynął nie tylko na poziom cen energii elektrycznej oraz gazu, ale także, co istotne w kontekście rynku energii elektrycznej, na koszty i tempo inwestycji w infrastrukturę elektroenergetyczną. W przedstawionym okresie sprawozdawczym zauważono znaczący wzrost kosztów inwestycji wynikający m.in. z zakłócenia łańcucha dostaw, zwiększonych kosztów komponentów, a także ze wrastającego popytu na niektóre projekty, jak m.in. projekty HVDC. W przypadku Polski powyższe było szczególnie widoczne w kontekście budowy połączenia *Harmony Link*, będącego częścią projektu synchronizacji systemów elektroenergetycznych państw bałtyckich z systemem Europy Kontynentalnej. Zakładane w ramach tego projektu nakłady inwestycyjne, które objęły dofinansowanie ze środków UE w ramach funduszu łącząc Europę, okazują się istotnie niewystarczające. Polska na bieżąco monitoruje stan realizacji inwestycji w infrastrukturę elektroenergetyczną, dostosowując plany rozwoju sieci do obecnego oraz przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz kierunków transformacji energetycznej wyznaczanych w ramach celów unijnych. Efektem tych działań było m.in. opublikowanie przez OSP (Operatora Systemu Przesyłowego) w listopadzie 2022 r. *Planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-2032*.

Pogłębiający się kryzys energetyczny uwydatnił także potrzebę uaktualnienia strategicznych dokumentów w zakresie energetyki. 29 marca 2022 r. Rada Ministrów przyjęła założenia do aktualizacji „Polityki energetycznej Polski do 2040 r.” (PEP2040) – Wzmocnienie bezpieczeństwa i niezależności energetycznej, przedłożone przez Ministra Klimatu i Środowiska. Aktualizowana polityka energetyczna Polski będzie uwzględniać czwarty filar – suwerenność energetyczną – której szczególnym elementem jest zapewnienie szybkiego uniezależnienia krajowej gospodarki od importowanych paliw kopalnych z Federacji Rosyjskiej. Założenia przewidują zwiększenie dywersyfikacji technologicznej i rozbudowę mocy opartą na źródłach krajowych, w tym dalszy rozwój odnawialnych źródeł energii i konsekwentne wdrażanie energetyki jądrowej oraz poprawę efektywności energetycznej, a także dalszą dywersyfikację dostaw i zapewnienie alternatyw dla ropy naftowej i gazu ziemnego. Podejmowane działania będą ukierunkowane na rozwój nowych niskoemisyjnych technologii i ich integracji w systemie. Priorytetem pozostają działania wzmacniające rozwój sieci elektroenergetycznych i magazynowania energii. Realizacja reform rynku energii elektrycznej zawartych w Planie Wdrażania jest więc dalej spójna z założeniami PEP2040.

Wskazany powyżej kontekst w sposób znaczący wpłynął na realizację przez Polskę Planu Wdrażania we wskazanym okresie sprawozdawczym. Szereg działań podejmowanych przez Polskę, w szczególności w kontekście wysokich cen energii elektrycznej, uniemożliwił osiągnięcie w pełni zamierzonych celów. Niniejsze sprawozdanie przedstawia zrealizowane oraz planowane przez Polskę działania w zakresie pięciu obszarów wskazanych w Planie Wdrażania:

1. Rynek bilansujący
2. Odpowiedź odbioru (DSR), magazyny energii elektrycznej oraz opomiarowanie inteligentne
3. Rynek detaliczny
4. Rozbudowa sieci przesyłowej i połączenia wzajemne
5. Ograniczenia alokacji i wymiana transgraniczna energii elektrycznej

Obszar szósty, tj. Rynek Mocy, został opisany w niniejszym sprawozdaniu w sposób skrócony, z uwagi na zrealizowanie wymaganych w Planie Wdrażania działań, tj. dostosowanie do przepisów przewidzianych w Rozporządzeniu (UE) 2019/943 zgodnie z art. 22 ust. 5, oraz zaprzestanie stosowania mechanizmów z płatnością za dostępność, wykorzystywanych do wsparcia realizacji przez OSP obowiązku w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa dostaw, opisanych w poprzednim sprawozdaniu z realizacji Planu Wdrażania. Zgodnie z art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r. poz. 247 i 1565 oraz z 2021 r. poz. 234), rynek mocy podlegał corocznemu monitoringowi. Zamieszczono zatem krótką informację nt. stosowania rynku mocy w Polsce oraz informację nt. wystarczalności zasobów w sprawozdawczym okresie.

Kluczowe dane dotyczące krajowego systemu elektroenergetycznego

W okresie wrzesień 2021 r. – sierpień 2022 r. wolumen krajowej produkcji energii elektrycznej brutto ukształtował się na wyższym poziomie w stosunku do roku poprzedniego i wyniósł 183 065 GWh (wzrost o 7,1% w porównaniu z okresem wrzesień 2020 r. – sierpień 2021).¹ W omawianym okresie krajowe zużycie energii elektrycznej brutto wyniosło 179 300 GWh i wzrosło o ok. 0,7 % w porównaniu z poprzedzającym okresem.²

W badanym okresie Polska była eksporterem energii elektrycznej. Eksport wyniósł 18 811 GWh, co stanowi wzrost o ok. 92% w stosunku do poprzedniego okresu. Import zmniejszył się o ok. 11% w stosunku do poprzedniego okresu i wyniósł 15 044 GWh. Saldo wymiany elektrycznej w okresie wrzesień 2021 r. – sierpień 2022 wyniosło 3 767 GWh (saldo eksportowe).³

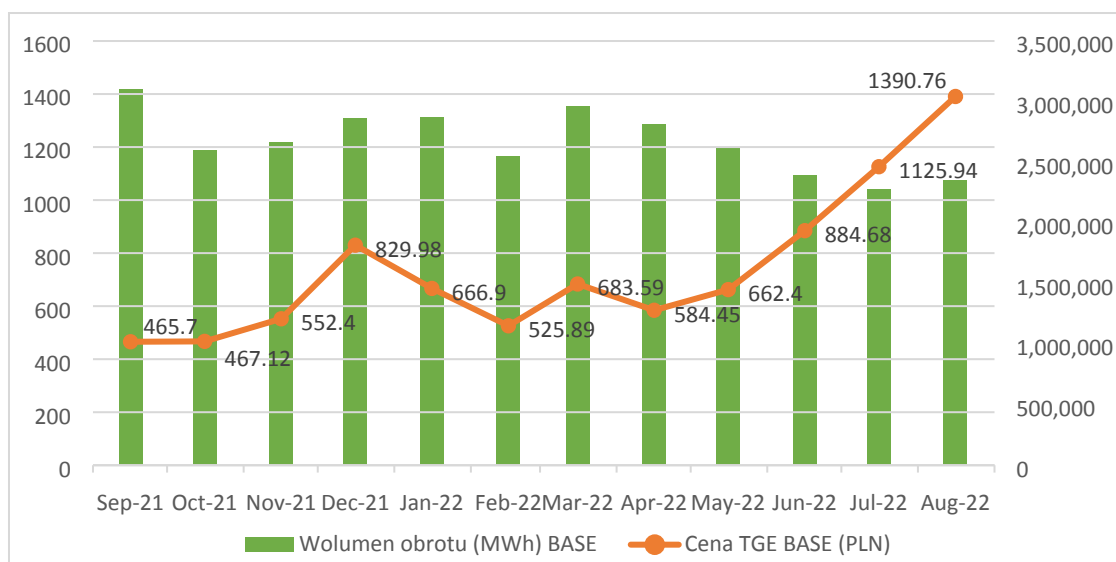
Od września zeszłego roku odnotowano wzrost cen energii elektrycznej zarówno na giełdach energii elektrycznej jak i w kontraktach bilateralnych. Na wykresie 1 przedstawiono średnią ważoną wolumenem cenę energii elektrycznej na RDN w miesiącach objętych sprawozdaniem.⁴

¹ Dane za: Agencja Rynku Energii S.A – Informacja Statystyczna o energii elektrycznej, Biuletyn miesięczny, numery 11(335) Listopad 2021 – 8 (344) Sierpień 2022 – Tabela 1.1 Krajowy Bilans Energii Elektrycznej – dane za miesiąc sprawozdawczy, str. 8.

² Ibidem.

³ Ibidem.

⁴ Dane za: Towarowa Giełda Energii S.A. – Raporty miesięczne Wrzesień 2021 – Sierpień 2022, Rynek dnia następnego.



Wykres 1 Średniomiesięczne ceny energii elektrycznej w transakcjach SPOT mierzone indeksem TGE BASE [zł/MWh] oraz miesięczny wolumen obrotu energią elektryczną na rynku dnia następnego (RDN) (bez kontraktów blokowych) [MWh] w poszczególnych miesiącach.

Struktura produkcji energii elektrycznej w okresie od września 2021 r. do sierpnia 2022 r. zmieniła się nieznacznie w stosunku do poprzedzającego okresu (wrzesień 2020 r. – sierpień 2021 r.). Zdecydowana większość wytwarzania nadal jest oparta na paliwach konwencjonalnych, tj. węgla kamiennym oraz węgla brunatnym. Na wykresie 2 przedstawiono porównanie struktury wytwarzania energii elektrycznej.⁵

Wykres 2 Struktura produkcji energii elektrycznej

⁵ Dane za: Agencja Rynku Energii S.A – Informacja Statystyczna o energii elektrycznej, Biuletyn miesięczny, numery 11(335) Listopad 2021 – 8 (344) Sierpień 2022 – Tabela 5.1 Produkcja energii elektrycznej – dane za miesiąc sprawozdawczy, str. 16 (lub str. 14 dla miesiąca styczeń 2022).

III. Sprawozdanie z realizacji reform rynku energii elektrycznej

a) Rynek bilansujący

Reforma rynku bilansującego

W okresie sprawozdawczym (wrzesień 2021 r. – sierpień 2022 r.) trwały prace w zakresie opracowania i przyjęcia aktu prawnego wdrażającego II etap reformy rynku bilansującego energii elektrycznej. Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska zmieniający rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego był przedmiotem uzgodnień pomiędzy resortami. Konieczne było wyjaśnienie rozbieżnych stanowisk, uwzględnienie uwag i przyjęcie niezbędnych rozstrzygnięć. Następnie, projekt był przedmiotem prac Komisji Prawniczej – organu zajmującego się zapewnieniem jakości stanowionego prawa, szczególnie pod względem jasności przepisów oraz poprawności ich brzmienia zgodnie z zasadami techniki prawodawczej. Biorąc pod uwagę zakres i wagę regulacji, jej złożoność oraz mnogość zgłaszanych uwag, ten etap trwał ponad pół roku i zakończył się po upływie okresu sprawozdawczego, tj. w listopadzie 2022 r. W grudniu 2022 r. projekt aktu prawnego został przekazany do procesu notyfikacji technicznej i aktualnie podlega konsultacjom (zgodnie z procedurą), które zakończą się 16 marca 2023 r. Po zakończeniu notyfikacji technicznej projekt zostanie skierowany do podpisu oraz opublikowany w Dzienniku Ustaw.

Inne reformy rynku bilansującego – w tym wdrożenie mechanizmu *ex ante bid evaluation*

Powyższy opis wdrażania II etapu reformy rynku bilansującego należy uzupełnić o zmiany przepisów dot. rynku bilansującego energii elektrycznej, które zostały wdrożone lub opracowane w okresie sprawozdawczym.

1 stycznia 2022 r. wdrożone zostało ograniczanie arbitrażu pomiędzy rynkiem hurtowym oraz rynkiem bilansującym, które stanowiło część rozwiązań z I etapu reformy rynku bilansującego energii elektrycznej wdrażanych z rocznym przesunięciem w stosunku do daty wdrożenia pozostałych zmian w ramach I etapu reformy rynku bilansującego (tj. w stosunku do 1 stycznia 2021 r.). Ograniczenia ww. arbitrażu dokonano poprzez zmianę zasad ustalania cen niezbilansowania i rozliczeń w celu zwiększenia zachęty do bycia zbilansowanym. Zmiany te zostały wprowadzone poprzez dodanie nowego ust. 1a w §21 w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. Nr 93, poz. 623 z późn. zm.). Zmiana ta została wprowadzona Rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 11 listopada 2020 r. zmieniającym rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. z 2020 r. poz. 2026).

W związku z nasilającymi się wzrostami cen energii elektrycznej w UE, spowodowanymi m.in. sytuacją na rynku surowców energetycznych, zbrojną agresją Rosji na Ukrainę oraz konsekwencjami gospodarczymi nakładającymi się kryzysów gospodarczych (pandemicznego i wojennego), zaistniała konieczność ograniczenia negatywnego wpływu ww. sytuacji na odbiorców końcowych poprzez wdrożenie mechanizmu wspierającego zbliżenie wartości cen energii elektrycznej do jej krańcowych kosztów zmiennych wytworzenia. Głównym celem było zapewnienie stabilnych dostaw energii elektrycznej do odbiorców po racjonalnych cenach. Dokonano tego poprzez wprowadzenie mechanizmu uprzedniej weryfikacji ofert cenowych na rynku bilansującym (ang. *ex ante bid evaluation*) w ramach przepisów Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 27 września 2022 r. zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. 2022 poz. 2007). Regulacja doprecyzowała zasady składania ofert

bilansujących dla jednostek wytwórczych, tak aby ceny ofertowe odzwierciedlały koszty zmienne wytwarzania energii elektrycznej, tj. żeby ceny ofertowe nie przenosiły ewentualnych nadmiarowych kosztów nieuzasadnionych rzeczywistymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej, oraz wprowadziła korygowanie cen ofertowych w ofertach, które nie spełniają tych zasad. Zmiana ta nie doprowadziła do modyfikacji samego mechanizmu kształtowania cen na rynku bilansującym – nadal oferty składane są przez poszczególnych dostawców usług bilansujących, a cena na rynku bilansującym kształtowana jest jako cena krańcowa zgodnie z *merit order*. Oczekiwanym skutkiem była racjonalizacja cen na rynku bilansującym i w konsekwencji również na rynkach krótkoterminowych i długoterminowych, ponieważ została ograniczona możliwość przenoszenia kosztów nadmiarowych względem poziomu kosztów wytworzenia energii elektrycznej. W celu skutecznego wdrożenia przedmiotowej zmiany, konieczne było odstąpienie od stosowania mechanizmu ograniczania arbitrażu pomiędzy rynkiem hurtowym a rynkiem bilansującym, przy czym ze względu na wdrożenie przedmiotowej zmiany stosowanie mechanizmu ograniczania arbitrażu przestało być krytyczne.

Zmiana w zakresie zasad kształtowania ofert bilansujących została wprowadzona na okres do 31 grudnia 2023 r. przepisami rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 27 września 2022 r. zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. 2022 poz. 2007).

Dodatkowo, w ramach zmian na rynku bilansującym energii elektrycznej, w ramach wskazanego powyżej aktu prawnego, zmodyfikowano przepisy dotyczące rozliczeń pracy w trybie wymuszonym jednostek wytwórczych wykorzystujących jako paliwo węgiel kamienny. Dla tych jednostek, ze względu na dużą dynamikę cen paliwa, zwiększono częstość aktualizacji kosztów paliwa podstawowego z okresów kwartalnych na okresy miesięczne.

Zmiany opisane powyżej zostały wdrożone na rynku bilansującym po zatwierdzeniu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki aktualizacji Warunków Dotyczących Bilansowania wprowadzających te zmiany.

b) Odpowiedź odbioru, magazyny energii elektrycznej oraz inteligentne opomiarowanie **Odpowiedź odbioru (DSR)**

W zakresie zobowiązania do zwiększenia udziału odpowiedzi odbioru (DSR) w rynkach energii, jednostki odpowiedzi odbioru są **uprawnione do uczestnictwa w hurtowych rynkach energii elektrycznej**, w tym w rynkach dnia następnego i dnia bieżącego, **oraz w rynku bilansującym**, na zasadach analogicznych do innych uczestników rynku. Zasoby DSR mają również możliwość świadczenia dla Operatora Sieci Przesyłowych usługi Interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców (IRP), która polega na dobrowolnym i czasowym obniżeniu przez odbiorców poboru mocy z sieci elektroenergetycznej lub przesunięciu w czasie jej poboru na polecenie OSP, w zamian za wynagrodzenie. W okresie sprawozdawczym kontynuowano prace nad rozszerzeniem uprawnień DSR na rynku bilansującym w ramach II etapu reformy RB opisanych w poprzednim punkcie.

Dalsze rozszerzenie uprawnień DSR odbywa się m. in. poprzez nowelizację ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, z późn. zm.), zwanej dalej „ustawą – Prawo energetyczne), która ma na celu wdrożenie przepisów Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE PE i Rady, zwana dalej „dyrektywą 2019/944”. Projektowane rozwiązania umożliwią wszystkim odbiorcom końcowym uczestniczenie w odpowiedzi odbioru, zwłaszcza dzięki wprowadzeniu inteligentnych systemów opomiarowania oraz umów z

cenami dynamicznymi energii elektrycznej, które dadzą odbiorcom końcowym możliwość dostosowywania swojego zużycia energii elektrycznej do sygnałów cenowych w czasie rzeczywistym.

Projekt przedmiotowej ustawy został przyjęty przez Komitet Rady Ministrów do spraw Cyfryzacji w lipcu 2022 r. oraz przez Komitet do Spraw Europejskich na przełomie listopada i grudnia 2022 r. Obecnie projekt jest przedmiotem dalszych prac rządowych, a po przyjęciu przez Radę Ministrów zostanie przekazany do prac parlamentarnych. Wejście w życie przedmiotowej regulacji przewidywane jest na 2023 r.

Niezależnie od powyższego, zasoby DSR z powodzeniem uczestniczą w rynku mocy sukcesywnie zwiększając swój udział. Aktualnie aktywnie uczestniczy w rynku mocy ponad 800 MW dostarczanych przez DSR, natomiast wolumen mocy DSR zakontraktowanej na rok dostaw 2026 wynosi ponad 1500 MW i może zostać jeszcze zwiększony po rozstrzygnięciu aukcji dodatkowych.

CSIRE oraz inteligentne opomiarowanie

W okresie sprawozdawczym kontynuowano prace nad opracowaniem ram prawnych dla inteligentnego opomiarowania oraz magazynowania energii. Stosowne rozwiązania zostały już przyjęte w ustawie z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2021 poz. 1093). Można je podzielić na dwa podstawowe obszary ujęte w odrębnych rozdziałach ustawy: (i) system pomiarowy oraz (ii) Operator Informacji Rynku Energii (OIRE) wraz Centralnym Systemem Informacji Rynku Energii (CSIRE).

Przepisy w zakresie systemu pomiarowego (regulacje weszły w życie 3 lipca 2021 r.) przewidują m.in.:

a) obowiązek instalacji liczników zdalnego odczytu zgodnie z ustawowym harmonogramem:

- 1) 2023 r. - min. 15%,
 - 2) 2025 r. - min. 25 %,
 - 3) 2027 r. - min. 65 %,
 - 4) 2028 r. - min. 80%
- łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych.

b) oraz ogólne wymagania dla systemu pomiarowego i zasady przetwarzania danych pomiarowych.

Regulacje w zakresie OIRE/CSIRE (przyjęty w prawie termin uruchomienia CSIRE to 1 lipca 2024 r.) określają m.in.:

1. zasady funkcjonowania OIRE oraz CSIRE,
2. role poszczególnych użytkowników CSIRE,
3. zasady wymiany informacji rynku energii (przetwarzanie tych informacji przez enumeratywnie określony krąg podmiotów w ściśle określonym celu),
4. zasady i sposób ochrony, przetwarzania i przechowywania informacji rynku energii, w tym danych pomiarowych energii elektrycznej.

W okresie sprawozdawczym zostały wydane rozporządzenia wykonawcze do przedmiotowej ustawy w zakresie inteligentnego opomiarowania, tj. rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego (Dz.U. 2022 poz. 788), które m.in. określa wymagania techniczne i funkcjonalne jakie powinien spełniać system pomiarowy i układy pomiarowe, oraz rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 10 stycznia 2022 r. w sprawie procesów rynku

energii (Dz.U. 2022 poz. 234), które m.in. określa wykaz procesów rynku energii elektrycznej, jakie mają być realizowane za pośrednictwem CSIRE i sposób ich realizacji.

Magazyny energii elektrycznej

Jeżeli chodzi o magazynowanie energii to ustawa z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, oprócz wprowadzenia definicji magazynu i magazynowania energii elektrycznej, usunęła bariery formalne, które dotąd utrudniały inwestorom uzyskanie korzyści ekonomicznych ze stosowania magazynowania energii elektrycznej, spowalniając dalszy rozwój energetyki rozproszonej (prosumenckiej) i OZE.

Najważniejsze zmiany regulacyjne wprowadzone ww. nowelizacją to:

- całkowite wyłączenie z obowiązku posiadania taryfy magazynowania energii elektrycznej;
- zniesienie podwójnego naliczania opłat sieciowych;
- przydomowe magazyny energii elektrycznej nie podlegają zarówno obowiązkowi uzyskania koncesji (magazyn energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej większej niż 10 MW) jak również wpisowi do rejestru (magazyn energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej większej niż 50 kW);
- zwolnienie z połowy opłaty za przyłączenie magazynu do sieci z jednoczesnym uregulowaniem w przepisach przejściowych spraw w toku (złożenie wniosku o określenie warunków przyłączenia, wniesienie zaliczki);
- zwolnienie z obowiązku przedstawiania świadectw pochodzenia do umorzenia, w tym z OZE i z kogeneracji, energii pobranej z sieci przez magazyn, w części która została następnie po jej zmagazynowaniu wprowadzona do sieci;
- zwolnienie z opłaty przejściowej, z opłaty mocowej oraz opłaty kogeneracyjnej (w tych dwóch ostatnich przypadkach w części dot. zużycia energii elektrycznej na potrzeby magazynowania energii elektrycznej);

Do ustawy wydano rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 21 października 2021 r. w sprawie rejestru magazynów energii elektrycznej (Dz. U 2021 poz. 2010).

c) Rynek detaliczny

Polska dokonuje transpozycji do prawa krajowego dyrektywy 2019/944 poprzez nowelizację ustawy – Prawo energetyczne, która wprowadza również szereg rozwiązań mających wpływ na rynek detaliczny oraz wzmocnienie pozycji odbiorców końcowych. Nowe przepisy pozwolą na zwiększenie konkurencyjności oraz na znaczne usprawnienie i przyspieszenie procesów zachodzących na detalicznym rynku energii elektrycznej w Polsce. Należy zaliczyć do nich m.in.:

- prawo odbiorców końcowych do zawierania umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej,
- wprowadzenie dostępu do narzędzia porównywania ofert sprzedaży energii elektrycznej,
- możliwość technicznej zmiany sprzedawcy energii elektrycznej w 24 godziny od 2026 r.,
- wzmocnienie obowiązujących praw odbiorców końcowych oraz wprowadzenie nowych praw w zakresie sprzedaży energii elektrycznej (nowe warunki umowne, obowiązki dotyczące rozliczeń, rozwiązywania sporów ze sprzedawcą, obowiązki informacyjne),
- wprowadzenie ram prawnych do funkcjonowania obywatelskich społeczności energetycznych oraz agregatorów.

Ceny regulowane i wsparcie odbiorców końcowych

W związku z nieakceptowalnym gospodarczo i społecznie wzrostem cen energii elektrycznej w ostatnich miesiącach, wywołanym przyczynami zewnętrznymi, Polska podjęła szerokie działania osłonowe mające na celu ochronę odbiorców energii elektrycznej.

W obliczu trudnej sytuacji ekonomicznej obywateli i znaczącego wzrostu poziomu inflacji, Rząd RP wprowadził działania osłonowe określane mianem „Tarczy antyinflacyjnej”. Ten pakiet ochronny przewidywał czasowe zmniejszenie obciążeń podatkowych w obrębie energii elektrycznej, gazu ziemnego, ciepła czy też paliw. Wskazać należy, że w ramach dwóch tarcz antykryzysowych do końca 2022 r. obniżono m.in. podatek VAT na energię elektryczną i ciepło do 5%, podatek VAT na gaz ziemny do 0%, a także zwolniono z podatku akcyzowego energię elektryczną zużywaną w gospodarstwach domowych (a dla pozostałych odbiorców ograniczono jej wysokość do minimalnego dozwolonego przez przepisy unijne poziomu – 4,6 zł/MWh).

Dodatkowo, uchwalona została ustawa z dnia 7 października 2022 r. o *szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej* (Dz.U. 2022 poz. 2127). Zakłada ona gwarantowane ceny netto energii elektrycznej i stawki opłat dystrybucyjnych, nie wyższe niż obowiązujące w taryfach zatwierdzonych na rok 2022:

- 1) do 2000 kilowatogodzin rocznie dla wszystkich gospodarstw domowych,
- 2) do 2600 kilowatogodzin rocznie dla gospodarstw domowych z osobami niepełnosprawnymi,
- 3) do 3000 kilowatogodzin rocznie dla rodzin trzy plus – czyli rodziny z Kartą Dużej Rodziny oraz dla rolników,
- 4) do 250 kilowatogodzin dla każdej z działek w rodzinnym ogrodzie działkowym,
- 5) do 2000 kilowatogodzin w związku z budową na własne potrzeby budynku mieszkalnego jednorodzinnego.

Dodatkowo, efektywni energetycznie odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwach domowych będą mogli skorzystać z obniżki rachunków za tę energię w przyszłym roku. Warunkiem będzie obniżenie o 10 proc. zużycia energii elektrycznej w okresie od dnia 1 października 2022 r. do dnia 31 grudnia 2023 r. w stosunku do analogicznego okresu rok wcześniej. Energooszczędność będzie skutkowała 10 proc. obniżką kosztów za energię elektryczną i usługi dystrybucji energii elektrycznej.

Ww. ustawa wprowadziła również dodatek elektryczny dla gospodarstwa domowego ogrzewającego swój dom czy mieszkanie źródłem na energię elektryczną. Będzie on wynosił 1000 złotych, a w przypadku gdy zużycie energii elektrycznej w gospodarstwie domowym w 2021 r. wyniosło więcej niż 5 MWh, dodatek ten wyniesie 1500 zł.

Ustawa z dnia 27 października 2022 r. o *środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku* (Dz.U. 2022 poz. 2243) wprowadza zaś mechanizm ceny netto energii elektrycznej „maksymalnej” do rozliczeń z odbiorcami uprawnionymi przez sprzedawców energii nie wyższej niż:

- 1) 693 zł/MWh dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych (powyżej limitów zużycia, wskazanych w ustawie z dnia 7 października 2022 r.), oraz
- 2) 785 zł/MWh dla jednostek samorządu terytorialnego oraz podmiotów świadczących usługi użyteczności publicznej, a także mikro, małych i średnich przedsiębiorców.

Cena maksymalna będzie stosowana przez sprzedawców wobec gospodarstw domowych od momentu przekroczenia limitów zużycia określonych w ustawie z dnia 7 października 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej – od dnia 1 stycznia 2023 r. do dnia 31 grudnia 2023 r. Dodatkowo, dla odbiorców z sektora MiŚP przewiduje się zastosowanie opustu w przypadku zużycia przez tych odbiorców w okresie od 1 stycznia 2023 r. do 31 grudnia 2023 r. maksymalnie 90% średniego rocznego wolumenu zużycia z lat: 2018-2022 r. Wysokość opustu wynosić będzie 10% wartości rachunku za obrót energią elektryczną, i zostanie on rozliczony przez sprzedawców w 2024 i 2025 roku.

Dodatek osłonowy: Ustawa z dnia 17 grudnia 2021 r. o dodatku osłonowym (Dz.U. 2022 poz. 1) wprowadziła dla najuboższych osób wsparcie w postaci jednorazowego świadczenia pieniężnego, w celu zniwelowania podwyżki cen energii i żywności. Osoba uprawniona mogła złożyć wniosek o przyznanie dodatku osłonowego do dnia 31 października 2022 roku.

Wysokość dopłat w ramach dodatku osłonowego wyniosła:

- 1) Jednoosobowe gospodarstwo domowe - 400/500 zł* przy założeniu że jej dochód nie przekroczy 2100 złotych,
- 2) Gospodarstwo 2-3 osobowe - 600/750 zł* przy założeniu, że dochód nie przekroczy 1500 złotych miesięcznie na osobę,
- 3) Gospodarstwo 4-5 osobowe - 850 zł/1062,50 zł* przy założeniu, że dochód nie przekroczy 1500 złotych miesięcznie na osobę,
- 4) Gospodarstwo 6 i więcej osobowe - 1150 zł/ 1437,50 zł* przy założeniu, że dochód nie przekroczy 1500 złotych miesięcznie na osobę.

* - wyższa kwota dotyczyła ogrzewania źródłem zasilanym węglem lub paliwami węglowymi.

Dodatek osłonowy był przeznaczony dla 7 mln beneficjentów, a całkowita kwota wsparcia na ten cel to 4.7 mld zł.

d) Rozbudowa sieci przesyłowej i połączenia wzajemne

Inwestycje sieciowe

Polska realizuje program inwestycji w sieć przesyłową, który zwiększa całkowite możliwości wymiany transgranicznej energii elektrycznej połączeń stałoprądowych (DC) i zmiennoprądowych (AC). Status wskazanych w Planie Działania (i uwzględniane w Planie Wdrażania) inwestycji sieciowych został przedstawiony w tabeli 2.

Tabela 2. Status sieciowych projektów inwestycyjnych⁶

Projekt:	Zmiany	Status	Działania	Rok realizacji
Linia 400 kV Krajnik – Baczyna:	NIE	Opóźniony	Zakończono prace budowlane linii 400kV i prowadzone są obecnie prace demontażowe linii 220kV. W listopadzie 2022 r. uzyskano wszystkie niezbędne decyzje i pozwolenia na użytkowanie;	2023-2025

⁶ Projekty inwestycyjne wskazane w poprzednim Sprawozdaniu jako ukończone nie zostały uwzględnione w niniejszym sprawozdaniu.

Linia 400 kV Baczyna – Plewiska:	NIE	Opóźniony	Trwają prace budowlano- montażowe	2023-2025
Linia 400 kV Mikułowa – Świebodzice:	NIE	Zgodnie z planem	Uzyskano decyzję środowiskową, decyzje lokalizacyjne i pozwolenia na budowę dla pierwszych odcinków. Pozostałe wnioski o pozwolenia na budowę są w toku.	2024
Linia 400 kV Ostrów – Kromolice:	NIE	Zgodnie z planem	Rozpoczęto prace budowlano- montażowe	2023
Linia 400 kV Stanisławów – Ostrołęka –	NIE	Opóźniony	Trwają prace budowlane; wystąpiły trudności związane z aspektami środowiskowymi (siedliska ptaków)	2023

Wskazane w tabeli opóźnienia były wynikiem m.in. konieczności uzyskania zgód środowiskowych i decyzji administracyjnych. Pomimo opóźnień wskazane inwestycje powinny zostać uruchomione do 2025 r., umożliwiając Polsce osiągnięcie celu wskazanego w Planie Działania.

Poza przedstawionymi powyżej inwestycjami – związanymi głównie z realizacją Planu Działania przyjętego na podstawie art. 15 rozporządzenia 2019/943 – polski OSP – PSE S.A. – realizują szeroki i ambitny plan rozbudowy i modernizacji krajowej sieci przesyłowej energii elektrycznej. Obecnie obowiązujący plan rozwoju sieci przesyłowej został uzgodniony z Prezesem URE w listopadzie 2022 r. i został opublikowany przez PSE S.A. na stronie internetowej pod nazwą „*Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-2032*”.⁷ Ważnymi obszarami rozwoju sieci przesyłowej elektroenergetycznej w Polsce określonymi w tym dokumencie są m.in.: rozbudowa i modernizacja sieci przesyłowej na potrzeby rozwoju OZE w Polsce oraz rozbudowa sieci przesyłowej na potrzeby przyłączenia i wyprowadzenia mocy z elektrowni jądrowej.

Synchronizacja systemów państw bałtyckich oraz Ukrainy i Mołdawii z systemem Europy kontynentalnej

Poza inwestycjami o znaczeniu głównie krajowym, polski OSP jest zaangażowany w projekty o charakterze transgranicznym. Tutaj kluczowymi projektami realizowanymi w okresie sprawozdawczym była: (i) kontynuacja prac nad projektem synchronizacji systemów państw bałtyckich z systemem Europy kontynentalnej oraz (ii) prace nad przyspieszoną synchronizacją systemów Ukrainy i Mołdawii z systemem Europy kontynentalnej.

Synchronizacja systemów krajów bałtyckich z systemem Europy kontynentalnej

OSP z Polski, Litwy, Łotwy i Estonii na bieżąco realizują kolejne etapy na drodze do realizacji projektu i pozyskują dofinansowania ze środków mechanizmu *Connecting Europe Facility* (CEF). Największą inwestycją w ramach tego projektu jest budowa podmorskiego kabla HVDC – Harmony Link – łączącego systemy elektroenergetyczne Polski i Litwy. PSE czynnie uczestniczą w procesie synchronizacji toczącym się od 2018 r. w ramach Grupy Regionalnej Europa Kontynentalna ENTSO-E (ENTSO-E RGCE),

⁷ Plan dostępny jest w języku polskim pod adresem: <https://www.pse.pl/documents/20182/291785a3-7832-4cb6-a5ae-971d29024b82>

którego zakończenie zaplanowane jest na rok 2025. Do koordynacji procesu powołano grupę roboczą PG Baltic, której pracami kieruje przedstawiciel PSE.

Synchronizacja systemów Ukrainy i Mołdawii z systemem Europy kontynentalnej

Po testach pracy wyspowej systemów Ukrainy i Mołdawii przeprowadzanych w dniach 26-28 lutego 2022 r., systemy te nie zostały ponownie zsynchronizowane z systemem rosyjskim, a 16 marca 2021 r. zsynchronizowano te systemy z systemem Europy kontynentalnej. Współpraca pomiędzy systemami Ukrainy i Mołdawii z systemem Europy kontynentalnej jest na bieżąco monitorowana przez ENTSO-E RGCE, które podejmuje m.in. decyzje o dopuszczalnym poziomie wymiany handlowej na granicach systemów. W czerwcu 2022 r. OSP z Europy kontynentalnej rozpoczęli proces stopniowego udostępniania zdolności dla handlu – startując od 100MW. Od listopada 2022 r. dopuszczalny wolumen wymiany wynosił 600MW w szczycie zapotrzebowania oraz 700MW w pozostałych godzinach doby. W ramach realizacji planów zwiększania możliwości międzysystemowej wymiany energii elektrycznej pomiędzy systemami Ukrainy i państw UE, podjęto decyzję o przywróceniu do pracy połączenia Rzeszów-Chmielnitska EJ, łączącego Polskę i Ukrainę. Praca połączenia będzie odbywać się poprzez linię 400kV łączącą stacje Wieleńka k. Rzeszowa – Chmielnitska EJ. Inwestycja miała zostać zrealizowana do końca roku, jednak w związku z negatywnymi następstwami działań zbrojnych toczących się na obszarze Ukrainy, zakończenie tej inwestycji przesuwają się w czasie.

Wdrożenie flow based market coupling

W zakresie wykorzystania połączeń wzajemnych oraz wykorzystania potencjału połączonych rynków energii elektrycznej należy podkreślić znaczenie wdrożenia regionalnego skoordynowanego mechanizmu wyznaczania i alokacji zdolności przesyłowych oraz łączenia rynków opartego na przepływach fizycznych, tj. projektu CORE Flow-Based Market Coupling. Dzięki temu wyznaczanie i udostępnianie zdolności przesyłowych wymiany transgranicznej na połączeniach synchronicznych jest prowadzone z wykorzystaniem metodyki opartej na fizycznych przepływach *flow-based allocation* (FBA). Jego realizacja pozwoliła na skoordynowanie wyznaczania i alokacji zdolności przesyłowych, a tym samym lepsze wykorzystanie połączeń międzysystemowych w regionie CORE. Zgodnie z harmonogramem, projekt CORE Flow-Based Market Coupling miał zostać wdrożony w pierwszym kwartale 2022 r. Z uwagi jednak na zastrzeżenia niektórych operatorów systemów przesyłowych i NEMO mechanizm ten ostatecznie wprowadzono 8 czerwca 2022 r.

Realizacja Planu Działania

Polska dalej zapewnia⁸, że zdolności przesyłowe NTC wyznaczone dla celów market coupling'u na połączeniu DC Polska-Litwa są przynajmniej na poziomie 70% technicznych zdolności połączenia, z wyłączeniem tych godzin dla których: (i) nie są dostępne zasoby redispatchingu niezbędne do zapewnienia bezpiecznego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego lub (ii) występują odstawienia krytycznych elementów sieci, w związku z ich utrzymaniem lub pracami w zakresie rozbudowy sieci. W drugiej połowie 2021 r. połączenie LitPol było niedostępne technicznie przez 357 godzin (8,08%). Na pozostałych granicach Polska realizuje swój Plan Działania stopniowo zwiększając udostępniane zdolności przesyłowe na potrzeby wymiany transgranicznej, zgodnie z trajektorią zwiększania zdolności przesyłowych określoną w Planie Działania. Podobnie jak w ubiegłych latach polski OSP – PSE S.A. – wystąpił z wnioskiem do Urzędu Regulacji Energetyki (URE) o odstępowo od

⁸ Sprawozdanie z udostępniania zdolności przesyłowych składane jest w cyklach rocznych. Z tego względu przedstawione w sprawozdaniu informacje odnoszą się w głównej mierze do 2021 roku.

obowiązku udostępniania międzystrefowych zdolności przesyłowych dnia następnego, zgodnie z wymaganiami wynikającymi z art. 16 ust. 8 rozporządzenia 2019/943, mające zastosowanie do granic polskiego obszaru rynkowego znajdujących się w regionie wyznaczania zdolności przesyłowych Core. Zgodnie z art. 16 ust. 9 rozporządzenia 2019/943 odstępstwo zostało przyznane PSE S.A. każdorazowo na okres jednego roku. Przyznane PSE S.A. odstępstwo ma uzasadnienie w dwóch powodach:

- a) przepływy kołowe powyżej dopuszczalnego poziomu określonego we wniosku PSE S.A. Odstępstwo obowiązywało w roku 2021 i 2022;
- b) niepewność związaną z wielkością nieskoordynowanych przepływów tranzytowych. Odstępstwo obowiązywało w roku 2021 oraz do 8.06.2022, tj. do momentu wprowadzenia jednolitego łączenia rynków dnia następnego CORE Flow-Based Market Coupling, dzięki czemu tranzyty w regionie Core zostały skoordynowane.

e) Ograniczenia alokacji

Polska kontynuowała prace w ramach II etapu reformy rynku bilansującego nad zmniejszeniem wpływu stosowania ograniczeń alokacji. W ramach tej reformy Polska wdroży proces nabywania rezerw mocy przed zamknięciem bramki w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego (SDAC). Środek ten jest zgodny z zaproponowanym przez ACER w Metodologii CORE CCM (decyzja ACER 02/20192), jako jednym z możliwych rozwiązań w celu zmniejszenia wpływu stosowanych ograniczeń alokacji. Zmiana tego procesu nastąpi poprzez zmianę rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w *sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego*. Następnie Urząd Regulacji Energetyki przeprowadzi studium optymalizacji proponowanych działań ograniczających ograniczenia alokacyjne w polskim systemie elektroenergetycznym, a jego rekomendacje zostaną wzięte pod uwagę w przypadku dalszych prac w zakresie reform rynku energii elektrycznej w Polsce.

Obecnie projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska zmieniający rozporządzenie w *sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego* został przekazany do notyfikacji technicznej do 16 marca 2023 r.⁹ Wejście w życie rozporządzenia planowane jest na koniec 2023 r.

I. Informacja nt. rynku mocy i wystarczalność zasobów w Polsce

Od początku 2021 r. przeprowadzono następujące aukcje rynku mocy:

- a) 16 marca 2021 r. – aukcje dodatkowe na poszczególne kwartały roku dostaw 2022;
- b) 26 sierpnia 2021 r. – aukcja wstępna do aukcji głównej na rok dostaw 2026; (aukcja dla jednostek fizycznych zlokalizowanych w sąsiednich systemach elektroenergetycznych);
- c) 16 grudnia 2021 r. – aukcję główną na rok dostaw 2026;
- d) 17 marca 2022 r. – aukcje dodatkowe na poszczególne kwartały roku dostaw 2023;
- e) 25 sierpnia 2022 r. – aukcje wstępne do aukcji głównej na rok dostaw 2027; (aukcje dla jednostek fizycznych zlokalizowanych w sąsiednich systemach elektroenergetycznych);
- f) 15 grudnia 2022 r. – aukcję główną na rok dostaw 2027;

⁹ Stan reformy rynku bilansującego energii elektrycznej opisano w części dot. rynku bilansującego.

Po ogłoszeniu wstępnych wyników aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2022 i 2023 uruchomiono rynek wtórny, w ramach którego uczestnicy rynku mieli możliwości zgłaszania transakcji obrotu wtórnego obowiązkiem mocowym na odpowiednio rok 2022 i rok 2023.¹⁰

Od początku 2021 r. przeprowadzono następujące certyfikacje:

- a) od 5 stycznia do 12 marca 2021 r. – certyfikację ogólną w 2021 r.
- b) od 9 września do 19 listopada 2021 r. – certyfikację do aukcji głównej na rok dostaw 2026;
- c) od 24 listopada 2021 do 16 lutego 2022 r. – certyfikację do aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2022;
- d) od 3 stycznia do 11 marca 2022 r. – certyfikację ogólną w 2022 r.;
- e) od 8 września do 18 listopada 2022 r. – certyfikację do aukcji głównej na rok dostaw 2027;
- f) w dniu 22 listopada 2022 r. rozpoczęto certyfikację do aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2024, która potrwa do 17 lutego 2023 r.;

W lipcu 2021 r. PSE S.A. i Svenska kraftnät podpisały umowę umożliwiającą udział w certyfikacji do aukcji głównej podmiotom z Królestwa Szwecji. W aukcji wstępnej do aukcji głównej na rynku mocy na rok 2026 r. wyłoniono 39 ofert o łącznej mocy 350 MW z obszaru Szwecji. Natomiast w aukcji wstępnej do aukcji głównej na rynku mocy na rok 2027 r., przeprowadzonej po zawarciu umowy pomiędzy PSE S.A. i 50 Hertz pozwalającej na uwzględnienie w rynku mocy obszaru Niemiec (50 Hertz), Słowacji i Czech, wyłoniono 8 ofert o łącznej mocy 552 MW z obszaru Słowacji i Litwy.

23 września 2022 r. polski OSP – Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. ogłosiły okresy przywołania na rynku mocy w godzinach 19:00-20:00 oraz 20:00 do 21:00. Jednostki rynku mocy zostały wezwane do wywiązania się ze swoich obowiązków mocowych. System elektroenergetyczny Polski został przeprowadzony przez ten okres w sposób bezpieczny i pracował stabilnie.

Sytuacja w zakresie wystarczalności zasobów

W toku notyfikacji polskiego rynku mocy Komisji Europejskiej, PSE S.A. wykonywały analizy wystarczalności generacji dla lat 2020, 2025 i 2030, które następnie były weryfikowane przez zewnętrznego konsultanta i które finalnie zostały wykorzystane w Decyzji Komisji Europejskiej zatwierdzającej rynek mocy¹¹ (dalej: „Decyzja KE”).

Przedmiotowe analizy były wykonane z wykorzystaniem metod probabilistycznych, a ich wynikiem był oczekiwany czas braku dostaw mocy elektrycznej do odbiorców końcowych wyrażony w godzinach na rok (ang. LOLE tj. Loss of Load Expectation). Zgodnie z wynikami ww. analiz przedstawionymi w pkt 12 i 13 Decyzji KE, w scenariuszu bazowym, wartość wskaźnika LOLE dla lat 2020, 2025 i 2030 wynosiła odpowiednio 176,4; 101,7 oraz 12,56 h/rok. Wyniki te wskazywały na niespełnienie standardu bezpieczeństwa określonego na 3 h/rok we wszystkich analizowanych latach.

Uzyskane wyniki pozwoliły także zewnętrznemu konsultantowi na oszacowanie brakujących mocy dyspozycyjnych w polskim systemie elektroenergetycznym na 2 750 MW w roku 2020 oraz 8 068 MW w roku 2025 (pkt 12 Decyzji KE).

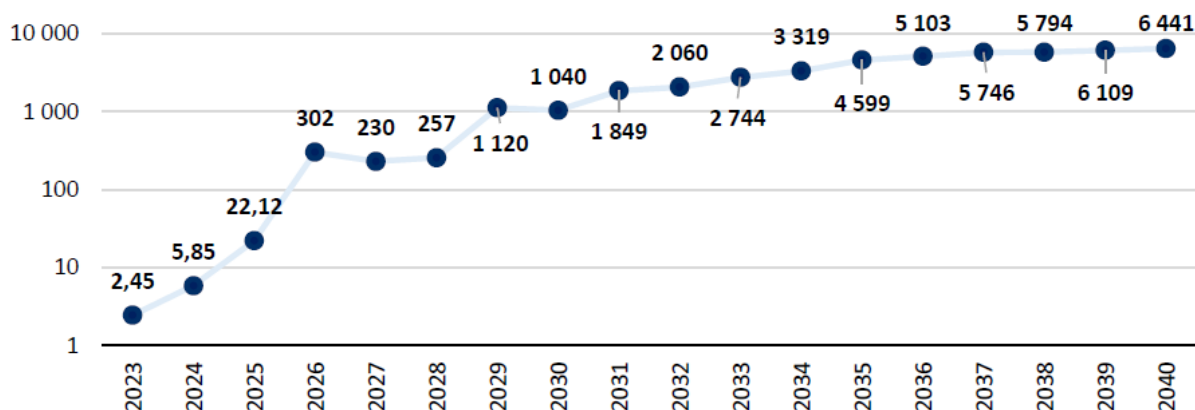
¹⁰ Funkcjonalność ta dostępna jest na Portalu Uczestnika Rynku Mocy.

¹¹ Decyzja Komisji Europejskiej - State aid No. SA.46100 (2017/N) – Poland – Planned Polish capacity mechanism z dnia 7 lutego 2018 r. (https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/272253/272253_1977790_162_2.pdf)

Opisana powyżej sytuacja w zakresie wystarczalności generacji, od czasu uruchomienia rynku mocy, uległa istotnej poprawie w zakresie lat 2021 – 2025, w zakresie lat późniejszych sytuacja ta może jeszcze ulec zmianie w związku z wynikami przeprowadzonych aukcji mocy oraz aukcji OZE.

W perspektywie do 2026 roku nie jest już możliwe zmniejszenie luki zdolności wytwórczych poprzez inwestycje w dodatkowe stabilne źródła wytwórcze, ponad inwestycje obecnie realizowane. Import energii elektrycznej nie stanowi skutecznego środka likwidowania luki w analizowanym okresie. Dlatego też dla zapewnienia spełnienia standardu bezpieczeństwa może być konieczne podjęcie działań prowadzących do zwiększenia dostępnych mocy dyspozycyjnych. Źródłem takiej mocy może być w szczególności wydłużenie eksploatacji jednostek wytwórczych przewidzianych do odstawienia ze względu na warunki techniczne lub ekonomiczne poprzez mechanizm skonstruowany w tym celu lub poprzez uzupełnienie istniejących mechanizmów.

Poniżej przedstawiono średnie wartości wskaźnika LOLE ujęte w opracowanym przez PSE S.A. i uzgodnionym przez Prezesa URE w dniu 10 listopada 2022 r. dokumencie pn. „Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-2032”.



II. Podsumowanie

Jak przedstawiono w niniejszym Sprawozdaniu Polska realizuje reformy rynku energii elektrycznej przyjęte w Planie Wdrażania w maju 2020 r. W celu ich wdrożenia Polska kontynuuje realizację działań zarówno legislacyjnych jak i inwestycyjnych.

Na stopień oraz kształt realizowanych reform w sposób istotny wpłynęła agresja rosyjska na Ukrainę oraz konsekwencje tego konfliktu dla europejskiego rynku energii elektrycznej. W związku ze znaczącym wzrostem cen energii elektrycznej oraz w konsekwencji negatywnego wpływu tych wzrostów na sytuację odbiorców końcowych (zarówno w gospodarstwach domowych jak i podmiotów prowadzących działalność gospodarczą) niezbędne było podjęcie działań nadzwyczajnych mających na celu zmniejszenie obciążeń odbiorców końcowych. Tymczasowe środki nadzwyczajne musiały zostać wprowadzone bez zwłoki wpływając na tempo innych prac wdrożeniowych. W zależności od rozwoju sytuacji na rynku energii oraz szerszej sytuacji ekonomicznej i geopolitycznej w Europie, możliwe jest pojawienie się konieczności dalszych interwencji lub modyfikacji już istniejących. Na obecnym etapie trudno zagwarantować, że wszystkie reformy zostaną zrealizowane terminowo. Niemniej jednak, Polska dołoży należytych starań aby kontynuować zaplanowane reformy dostosowując je jednocześnie do bieżącej sytuacji na rynku energii.