



Ministerstwo
Klimatu i Środowiska

Sprawozdanie z realizacji Polskiego Planu Wdrażania reform rynku energii elektrycznej

Warszawa, październik 2021 r.

Spis treści

I. Wprowadzenie	2
II. Wstęp	2
III. Sprawozdanie z realizacji reform rynku energii elektrycznej	3
III.1. Rynek bilansujący	3
III.2. Odpowiedź odbioru (DSR)	6
III.3. Rynek detaliczny	6
III.4. Rozbudowa sieci przesyłowej i połączenia wzajemne	8
III.5. Ograniczenia alokacji	9
III.6. Rynek mocy	9
IV. Podsumowanie	10

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.

Niniejszy dokument jest sprawozdaniem rocznym z realizacji Planu Wdrażania w okresie maj 2020 r. – sierpień 2021 r.

II. Wstęp

W lutym 2021 r. Rada Ministrów RP przyjęła Politykę Energetyczną Polski do 2040 r. (dalej PEP2040), która wyznacza ramy transformacji energetycznej w Polsce. Zawiera strategiczne przesądzenia w zakresie doboru technologii służących budowie niskoemisyjnego systemu energetycznego. PEP2040 stanowi wkład w realizację Porozumienia paryskiego zawartego w grudniu 2015 r. podczas 21. konferencji stron Ramowej konwencji Organizacji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (COP21), z uwzględnieniem konieczności przeprowadzenia transformacji w sposób sprawiedliwy i solidarny. Nadal jednak ważnym jest, że system elektroenergetyczny musi zapewniać stabilne dostawy energii elektrycznej do odbiorców końcowych i charakteryzować się niezbędną elastycznością.

W PEP2040 przyjęto cele szczegółowe dotyczące m.in. rozwoju rynku energii elektrycznej oraz rozbudowy infrastruktury wytwórczej i sieciowej energii elektrycznej. PEP2040 zakłada, że dla zapewnienia lepszych warunków pracy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej rozwijane oraz pozyskiwane będą wybrane usługi, m.in. DSR oraz usługi systemowe. Stopniowo będą zwiększane transgraniczne zdolności przesyłowe zgodnie z wymaganiami Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz trajektorią

wzrostu określoną w Planie Działania, przewidującym systematyczną rozbudowę sieci przesyłowej energii elektrycznej w Polsce.

Realizacja reform rynku energii elektrycznej zawartych w Planie Wdrażania jest więc spójna z założeniami PEP2040.

Plan Wdrażania obejmuje zbiór reform rynku energii elektrycznej w sześciu obszarach:

1. Rynek bilansujący
2. Odpowiedź odbioru (DSR)
3. Rynek detaliczny
4. Planowana rozbudowa sieci i połączenia wzajemne
5. Ograniczenia alokacji
6. Rynek mocy

III. Sprawozdanie z realizacji reform rynku energii elektrycznej

III.1. Rynek bilansujący

Zgodnie z Planem Wdrażania, trwa kompleksowa **reforma polskiego rynku bilansującego energii elektrycznej** (reforma RB). Reforma ta, jak wskazano w Planie Wdrażania, jest realizowana w dwóch etapach.

W okresie będącym przedmiotem sprawozdania, **zakończono pracę nad wdrożeniem I etapu reformy RB** oraz **trwają prace nad wdrożeniem II etapu reformy RB**.

Zakres zmian w I etapie oraz termin wdrożenia przedstawia poniższa tabela:

Lp.	Etap I reformy RB	Termin wdrożenia
1.	Umożliwienie aktywnego udziału strony popytowej (DSR) w rynku bilansującym	1/1/2021 r.
2.	Umożliwienie aktywnego udziału jednostkom wytwórczym niepodlegającym centralnemu dysponowaniu w rynku bilansującym (tzw. jednostki nJWCD), w tym farmom wiatrowym i PV	
3.	Umożliwienie aktywnego udziału magazynów energii w rynku bilansującym	
4.	Umożliwienie aktualizacji ofert Zintegrowanego Procesu Planowania w maksymalnie możliwym zakresie do czasu zamknięcia bramki dla międzystrefowego rynku dnia bieżącego, z założeniem monitorowania uczestników rynku pod kątem potencjalnych nadużyć na rynku (wykorzystania siły rynkowej)	
5.	Rezygnacja z następujących usług: ○ Interwencyjna Rezerwa Zimna - IRZ; ○ Operacyjna Rezerwa Mocy - ORM;	

	○ Gwarantowany Program Interwencyjny DSR - Gwarantowany IP DSR; ○ Praca Interwencyjna – PI	
6.	Zmiana konwencji znaków na rynku bilansującym, dostosowanie polskiej konwencji znaków do wymagań rozporządzenia 2017/2195 (EBGL)	
7.	Poprawa zasad wyceny i rozliczeń w zakresie zarządzania ograniczeniami (redysponowanie)	
8.	Zmiana zasad ustalania cen niezbilansowania i rozliczeń w celu poprawy zachęt do bycia zbilansowanym poprzez ograniczenie możliwości arbitrażu między rynkiem hurtowym a rynkiem bilansującym	1/1/2022 r.

Na poziomie formalno-prawnym, I etap reformy RB został zrealizowany poprzez zmianę odpowiednich aktów prawnych i dokumentów regulujących funkcjonowanie rynku bilansującego:

- Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 11 listopada 2020 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. 2020 poz. 2026);
- Zmiany nr 1/2020 Warunków Dotyczących Bilansowania (<https://www.pse.pl/-/zatwierdzenie-zmian-nr-1-2020-warunkow-dotyczacych-bilansowania>);
- Karta aktualizacji nr CK/13/2020 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej -Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci (<https://www.pse.pl/-/komunikat-osp-dotyczacy-zatwierdzenia-zmian-iriesp-wynikajacych-z-kart-aktualizacji-nr-ck-13-2020-iriesp-korzystanie-oraz-cb-28-2020-iriesp-bilansowan>);
- Karta aktualizacji nr CB/28/2020 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej -Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (<https://www.pse.pl/-/komunikat-osp-dotyczacy-zatwierdzenia-zmian-iriesp-wynikajacych-z-kart-aktualizacji-nr-ck-13-2020-iriesp-korzystanie-oraz-cb-28-2020-iriesp-bilansowan>).

Na poziomie technicznego wdrożenia, realizacja I etapu reformy RB wymagała istotnego dostosowania systemów informatycznych OSP oraz w mniejszym zakresie dostosowania systemów informatycznych uczestników rynku bilansującego. Dostosowane zostały także umowy pomiędzy OSP a użytkownikami systemu.

Wszystkie zmiany wdrożone w I etapie reformy RB obowiązują od **1/1/2021 r.** Ponadto zmiana nr 8 wskazana w powyższej tabeli, dotycząca rozwiązań ograniczających arbitraż między rynkiem hurtowym a rynkiem bilansującym, zacznie obowiązywać od **1/1/2022 r.** Termin wdrożenia tej zmiany wynika z uwzględnienia w procesie konsultacji publicznych rozporządzenia postulatu Towarzystwa Obrotu Energią (TOE) i Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej (PSEW). W opinii TOE i PSEW przedmiotowa zmiana, w określonych przypadkach, wymaga dostosowania umów uczestników rynku z podmiotami sektora bankowego, co nie byłoby możliwe do realizacji w pierwotnie planowanym terminie wdrożenia tej zmiany. W celu zapewnienia odpowiedniego czasu dla uczestników rynku na dostosowanie się do tej zmiany wydłużono czas jej wdrożenia. Niezbędne przepisy prawne regulujące zmianę nr 8 zostały już przyjęte przez Ministra Klimatu i Środowiska, niemniej do 1 stycznia 2022 r. trwa okres przejściowy na dostosowanie się uczestników rynku. Analogiczne zmiany zostały również uwzględnione w Warunkach Dotyczących Bilansowania, z datą obowiązywania od 1 stycznia 2022 r.,

co oznacza, że nie są wymagane żadne dodatkowe zmiany formalno-prawne dla wejścia w życie rozwiązań ograniczających arbitraż między rynkiem hurtowym a rynkiem bilansującym.

Obecnie **trwają prace nad realizacją II etapu reformy RB**. Zgodnie z Planem Wdrażania, celem tego etapu jest spełnienie wszystkich pozostałych adekwatnych wymogów prawnych i regulacyjnych, wprowadzenie zmian wspierających te wymagania oraz poprawa jakości mechanizmu rynku bilansującego, przewidzianych w planie reformy RB, w tym między innymi:

- Wdrożenie mechanizmu wyceny niedoboru mocy w celu zapewnienia zachęt do krótkoterminowej elastyczności i wysyłania odpowiednich sygnałów cenowych dla dostawców energii bilansującej;
- Wdrożenie możliwości nabywania mocy bilansującej odrębnie dla regulacji w górę i w dół, zgodnie z wymogami Rozporządzenia UE 2019/943 i EBGL;
- Wdrożenie zmian w zasadach i procesach rynku bilansującego umożliwiających rozpoczęcie wdrażania europejskich platform energii bilansującej;
- Wdrożenie zaktualizowanych reguł planowania i rozliczeń dla dostawców usług bilansujących w celu zwiększenia efektywności działania nowych zasad rynku.

W dniu 3 września 2021 r. zakończyły się konsultacje publiczne projektu rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego¹, uwzględniającego postanowienia dla zmian planowanych do wdrożenia w ramach II etapu reformy RB. Aktualnie trwa przygotowanie projektu do przekazania do rozpatrzenia przez Komitet Spraw Europejskich. Równoległe do prac nad rozporządzeniem są prowadzone prace mające na celu opracowanie Warunków Dotyczących Bilansowania dla II etapu reformy RB.

Wdrożenie II etapu reformy RB jest bardzo wymagającym i trudnym procesem. Implementowane zmiany stanowią znaczącą ingerencję w dotychczasowe zasady funkcjonowania rynku bilansującego w Polsce. Zakres prac II etapu reformy RB jest znacznie szerszy niż I etapu reformy RB. Konieczna jest dogłębna rewizja obowiązującego prawa oraz znaczące zmiany w regulacjach technicznych.

Wdrożenie II etapu reformy RB będzie wymagało dostosowania procesów biznesowych i systemów informatycznych w obszarze zgłoszeń danych handlowych i technicznych, pozyskiwania mocy bilansujących, planowania koordynacyjnego i prowadzenia ruchu systemu elektroenergetycznego, pozyskiwania i przetwarzania danych pomiarowo-rozliczeniowych, rozliczeń energii i mocy bilansujących oraz zawierania i obsługi umów z uczestnikami rynku.

Biorąc pod uwagę:

- Doświadczenia z wdrożenia I etapu reformy RB, w tym zgłoszone w procesie konsultacji publicznych postulaty uczestników rynku o zapewnienie dłuższego czasu na wdrażanie zmian, w szczególności na dostosowanie relacji umownych, adaptację strategii rynkowych, a także zbudowanie i przetestowanie odpowiednich narzędzi informatycznych;
- Konieczność notyfikacji technicznej nowych przepisów prawnych;
- Równoległą realizację priorytetowych projektów europejskiego rynku energii elektrycznej, w tym ich wpływ na terminowe wykonanie wszystkich prac informatycznych;

termin wdrożenia II etapu reformy RB został zrewidowany w stosunku do terminu wskazanego w Planie Wdrażania. Według zaktualizowanego planu prac nad II etapem reformy RB, w zależności od długości

¹ Projekt przekazany do konsultacji dostępny jest na stronie Biuletynu Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji: <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12349752/katalog/12807859#12807859>

procesu legislacyjnego wdrażanych zmian, termin wdrożenia II etapu zmian na RB przypada na okres od 1 stycznia 2023 r. do 1 czerwca 2023 r.

Ponadto, równolegle do prac w ramach reformy RB, trwają **działania przygotowawcze do przyłączenia do europejskich platform bilansujących** – MARI, PICASSO i TERRE. Na gruncie międzynarodowym OSP kontynuuje współpracę z innymi OSP przy rozwijaniu tych platform, a na gruncie krajowym, przygotowuje niezbędną infrastrukturę informatyczną. Przyłączenie Polski do europejskich platform bilansujących planowane jest po zakończeniu reformy RB.

III.2. Odpowiedź odbioru (DSR)

W odniesieniu do zobowiązania zwiększenia udziału odpowiedzi odbioru (DSR) w rynkach energii, Polska potwierdza, że obecnie 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. Odpowiedź odbioru może być reprezentowana indywidualnie lub za pośrednictwem agregatorów.

Dalsze rozszerzenie uprawnień DSR na rynku bilansującym następuje w ramach realizowanego obecnie II etapu reformy rynku bilansującego. Aktualnie DSR może **aktywnie uczestniczyć w rynku bilansującym** poprzez składanie ofert bilansujących. W ramach **II etapu reformy RB** jednostki DSR, po pozytywnym procesie prekwalifikacji, będą mogły być dostawcami mocy bilansujących. Obecnie moce bilansujące nie są nabywane na zasadach rynkowych przez OSP, przez co zarówno DSR jak i inni użytkownicy systemu nie mają możliwości rynkowego oferowania tych mocy. Ponadto, dzięki planowanym zmianom nie tylko większe podmioty DSR, ale także mniejsze działając przez agregatorów, będą mogły dostarczać usługi bilansujące (energię i moce bilansujące) i tym samym aktywniej uczestniczyć w bilansowaniu systemu elektroenergetycznego.

Dodatkowym czynnikiem wpływającym na rozszerzenie możliwości uczestnictwa w rynku energii elektrycznej dla odpowiedzi odbioru DSR i tym samym dalszego rozwoju tego segmentu są trwające obecnie prace nad wdrożeniem 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, (dalej „Dyrektywa UE 2019/944”). Procedowane rozwiązania umożliwią odbiorcom końcowym uczestniczenie we wszystkich formach odpowiedzi odbioru zwłaszcza po 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.

III.3. Rynek detaliczny

Polska dokonuje transpozycji do prawa krajowego Dyrektywy UE 2019/944. Zmiany w prawie krajowym dotyczą m.in. odbiorców wrażliwych i definicji ubóstwa energetycznego, aktywizacji odbiorców końcowych na rynku energii elektrycznej oraz upowszechnienia inteligentnego opomiarowania. W celu realizacji tych wyzwań funkcjonują zespoły robocze składające się z ekspertów reprezentujących administrację rządową wielu resortów, Urzędu Regulacji Energetyki (URE) i organizacji pozarządowych i społecznych, organizacji branżowych oraz stopniowo procedowane są akty prawne wprowadzające nowe rozwiązania.

Wskazać należy, że nowelizacja ustawy Prawo energetyczne z dnia 20 maja 2021 r. zawierająca przepisy w zakresie m.in. powszechnego wdrożenia liczników zdalnego odczytu oraz uruchomienia centralnego systemu informacji rynku energii i powołania operatora informacji rynku energii została podpisana przez Prezydenta RP w dniu 1 czerwca 2021 r. i weszła w życie 3 lipca 2021 r. Ustawa przewiduje, że

do końca 2028 r. liczniki ze zdalnym odczytem zużycia energii elektrycznej zostaną zainstalowane u co najmniej 80 % odbiorców końcowych, w tym, co najmniej w 80% gospodarstwach domowych. Nowelizacja ustawy wskazuje szczegółowy harmonogram instalacji liczników przez operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD).

Dodatkowo, w dniu 2 czerwca 2021 r. przekazano do konsultacji publicznych i uzgodnień międzyresortowych kolejny projekt nowelizacji ustawy Prawo energetyczne, zawierający szereg rozwiązań, które wpłyną na rozwój rynku detalicznego oraz przede wszystkim wzmocnią pozycję odbiorcy końcowego.

Nową ofertą, która pojawi się na rynku, będzie umowa z ceną dynamiczną, tj. ceną wynikającą z bieżącego kształtowania się relacji podaży i popytu na rynku energii elektrycznej. W tym zakresie, projekt ustawy zobowiązuje sprzedawców energii elektrycznej stosujących umowy z ceną dynamiczną do jasnego informowania nabywców zarówno o kosztach i korzyściach, jak i o ryzykach związanych z zawarciem takiej umowy. Z ofert z ceną dynamiczną będzie mógł skorzystać każdy konsument posiadający zainstalowany licznik zdalnego odczytu.

Dodatkowo, projekt przewiduje stworzenie porównywarki cen, czyli niezależnego narzędzia porównywania ofert, które ma stanowić skuteczny środek umożliwiający mniejszym odbiorcom energii elektrycznej ocenę zalet różnych dostępnych na rynku ofert energii i zachętę do zmiany sprzedawcy.

Projekt ustawy zawiera także rozwiązania służące stworzeniu ram prawnych działania obywatelskich społeczności energetycznych (OSE). Udział w OSE umożliwi odbiorcom końcowym energii elektrycznej bezpośredni udział w wytwarzaniu, zużyciu oraz dzieleniu się energią elektryczną z innymi odbiorcami, co w dalszej kolejności zapewni im przystępne ceny energii elektrycznej oraz przysłuży się do zwiększenia efektywności energetycznej.

Powyższe zmiany, o charakterze zarówno pro-konsumenckim jak i decentralizującym, zmienią dotychczasową strukturę krajowego rynku energii elektrycznej, a w połączeniu z nowymi regulacjami przewidującymi umożliwienie od 2026 r. techniczną zmianę sprzedawcy energii elektrycznej w 24 godziny będą stanowiły krok milowy w rozwoju detalicznego rynku energii elektrycznej w Polsce.

Nowelizacja ustawy umożliwi też funkcjonowanie agregatora, czyli pośrednika w sprzedaży energii elektrycznej lub świadczeniu innych usług oferowanych przez odbiorców, wytwórców czy posiadaczy magazynów energii elektrycznej. Oznacza to bardzo dużą zmianę na rynku energii, bowiem to odbiorca będzie mógł oferować swoje usługi, a nie tylko korzystać z usług przedsiębiorstw, tak jak to ma miejsce dotychczas. Dzięki temu możliwy będzie bezpośredni udział każdego odbiorcy energii w rynku. Zyski i korzyści zostaną uzgodnione przez agregatora i odbiorcę w drodze umowy.

Nowe przepisy pozwolą na zwiększenie konkurencyjności oraz na znaczne usprawnienie i przyspieszenie procesów zachodzących na detalicznym rynku energii elektrycznej w Polsce. Nowelizacja jest niezbędnym punktem wyjścia do transformacji sektora energetycznego opartej o cyfryzację, inteligentne sieci oraz inteligentne liczniki zdalnego odczytu. Umożliwi ona dalszą i bezpieczną integrację odnawialnych źródeł energii w systemie oraz wykorzystanie synergii w sektorze – w tym zwiększenie elastyczności systemu energetycznego oraz wykorzystanie potencjału aktywnych odbiorców.

Prowadzone są również intensywne prace mające na celu przygotowanie zmiany ustawy Prawo energetyczne wprowadzającej nowe rozwiązania w zakresie wsparcia odbiorcy wrażliwego i redukcji zjawiska ubóstwa energetycznego. Propozycje przepisów są wypracowywane w ramach Zespołu ds. wsparcia odbiorcy wrażliwego oraz redukcji ubóstwa energetycznego w Polsce, w którym uczestniczą przedstawiciele administracji rządowej, lokalnej oraz organizacji pozarządowych i społecznych

i branżowych. Zgodnie z harmonogramem prac zatwierdzonym przez Ministra Klimatu i Środowiska przewiduje się, że projekt ww. ustawy zostanie przekazany do konsultacji publicznych i uzgodnień międzyresortowych w ciągu najbliższych 2 miesięcy.

III.4. Rozbudowa sieci przesyłowej i połączenia wzajemne

Polska bierze aktywny udział w procesie integracji wspólnotowego rynku energii elektrycznej i implementuje mechanizm łączenia rynków (*market coupling*) na wszystkich granicach. Od listopada 2019 r. Polska uczestniczy w mechanizmie łączenia rynków dnia bieżącego (SIDC - *Single Intraday Day Coupling*), ale pełna integracja w ramach SIDC nastąpi po włączeniu do tego mechanizmu połączenia ze Słowacją.

W ramach europejskiego mechanizmu łączenia rynków dnia następnego (SDAC - *Single Day-Ahead Coupling*), w lutym 2021 r. uruchomiono aukcje z udziałem wielu Nominowanych Operatorów Rynku Energii (NEMO) w Polsce, w ramach tzw. mechanizmu *Multi-NEMO Arrangements* (MNA).

Dobiegły końca prace wdrażające mechanizm NTC łączenia rynków dnia następnego (*Interim NTC Market Coupling*) polegające na wprowadzeniu alokacji zdolności przesyłowych w ramach aukcji *implicit*, w oparciu o wyznaczanie zdolności przesyłowych netto (Net Transmission Capacity based - NTC-based) na trzech polskich granicach (PL-DE, PL-CZ, PL-SK). Uruchomienie Interim NTC Market Coupling nastąpiło 17 czerwca 2021 r. Oznacza to, że aktualnie mechanizmem SDAC są objęte wszystkie polskie granice z krajami UE: PL-DE, PL-CZ, PL-SK, PL-SK i PL-LT.

Zawansowane są także prace nad wdrożeniem regionalnego skoordynowanego mechanizmu wyznaczania i alokacji zdolności przesyłowych oraz łączenia rynków opartego na przepływach fizycznych, tj. CORE Flow-Based Market Coupling, dzięki któremu wyznaczanie i udostępnianie zdolności przesyłowych wymiany transgranicznej na połączeniach synchronicznych będzie prowadzone w oparciu o metodykę opartą na fizycznych przepływach *flow-based allocation* (FBA). Jego realizacja pozwoli na skoordynowanie wyznaczania i alokacji zdolności przesyłowych, a tym samym optymalne wykorzystanie połączeń międzysystemowych w regionie CORE. Zgodnie z obecnym harmonogramem, projekt CORE Flow-Based Market Coupling ma zostać wdrożony w pierwszym kwartale 2022 r.

Wskazane w Planie Wdrażania inwestycje dotyczące elektroenergetycznej infrastruktury przesyłowej były realizowane zgodnie z harmonogramem.

a) Projekty inwestycyjne związane z przekrojem synchronicznym:

- Linia 400 kV Krajnik – Baczyna: trwają prace budowlano-montażowe.
- Linia 400 kV Baczyna – Plewiska: trwają prace formalno-prawne, mające na celu uzyskanie pozwoleń i decyzji administracyjnych. Uruchomienie linii planowane jest pod koniec 2022 r.
- Linia 400 kV Mikułowa – Czarna – Pasikowice: linia została wybudowana i uruchomiona na odcinku Mikułowa - Czarna (1 tor), a także na odcinku Czarna-Pasikowice.
- Linia 400 kV Mikułowa – Świebodzice: planowane zakończenie: 2024 r.
- Linia 400 kV Ostrów – Kromolice: planowane zakończenie: 2023 r.

b) Projekty związane z przekrojem asynchronicznym

- Dotyczące SwePol Link [Słupsk – Żydowo-Kierzkowo – Gdańsk-Przyjaźń – Pelplin – Grudziądz – Jasiniec – Pątnów]:
 - Linia 400 kV Słupsk— Żydowo-Kierzkowo: linia została wybudowana i uruchomiona;
 - Stacja 400/110 kV Żydowo-Kierzkowo wraz z instalacją transformatora 220/110 kV: stacja została wybudowana i uruchomiona;

- Linia 400 kV Żydowo-Kierzkowo — Gdańsk-Przyjaźń: linia została wybudowana i uruchomiona;
- Stacja 400/110 kV Gdańsk Przyjaźń wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Gdańsk-Błonia – Żarnowiec: stacja została wybudowana i uruchomiona;
- Dotyczące LitPol Link [Ostrołęka – Stanisławów]:
 - Linia 400 kV Stanisławów – Ostrołęka – realizacja przewidziana na 2023 r.

III.5. Ograniczenia alokacji

Ograniczenia alokacji są stosowane przez Polskę zgodnie z art. 23 Rozporządzenia KE 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Rozporządzenie CACM). Ograniczenia alokacji są kluczowym narzędziem dla zapewnienia OSP wymaganej nadwyżki mocy stanowiącej rezerwy mocy wymaganej dla spełnienia kryteriów bezpieczeństwa pracy systemu określonych w Rozporządzeniu KE 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej.

Przypadki występowania ograniczeń alokacji są monitorowane przez Urząd Regulacji Energetyki zgodnie z Rozporządzeniem UE 2019/943 oraz Rozporządzeniem CACM.

Polska nie stosuje ograniczania udostępnianych transgranicznych zdolności przesyłowych, które nie byłyby konieczne dla utrzymania bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego i byłyby niezgodne z prawem Unii Europejskiej.

W celu ograniczenia wpływu stosowania ograniczeń alokacji, Polska w ramach II etapu reformy rynku 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.

III.6. Rynek mocy

W odniesieniu do zobowiązań w zakresie rynku mocy, w okresie sprawozdawczym prowadzono następujące działania:

- Rynek mocy został dostosowany do przepisów Rozporządzenia UE 2019/943 w art. 22 ust. 5:
 - Dnia 4 września 2020 r. decyzją Prezesa URE zatwierdzona została aktualizacja regulaminu aukcji mocy. Wykluczyła ona jednostki niespełniające limitu 550 g CO₂/kWh, które rozpoczęły komercyjną produkcję energii elektrycznej po dniu 4 lipca 2019 r., z udziału w aukcjach głównych, na okresy rozpoczynające się od drugiego półrocza 2025 r., oraz ograniczyła możliwość pracy jednostek rozpoczynających komercyjną produkcję do 4 lipca 2019 r. do poziomu

² Zobacz Decyzję 02/2019 Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki z dnia 21 lutego 2019 r. w sprawie propozycji OSP region Core w zakresie regionalnego kształtu wspólnych metodyk kalkulacji zdolności przesyłowych dla rynku dnia następnego i dnia bieżącego, str. 20-22.

350 kgCO₂/kW/rok. Decyzja ta pozwoliła na dostosowanie aukcji do Rozporządzenia UE 2019/943 jeszcze przed wejściem w życie nowelizacji ustawy o rynku mocy;

- W ustawie o zmianie ustawy o rynku mocy i niektórych innych ustaw z dnia 23 lipca 2021 r. wprowadzono limit emisji 550 gCO₂/kWh na polskim rynku mocy;
- W celu stymulowania obniżenia emisji, nowelizacją ustawy umożliwiono zmianę technologii wytwarzania energii elektrycznej jednostki posiadającej zawartą umowę mocową i niespełniającą limitu emisji 550g CO₂/kWh, na jednostkę w technologii spełniającą ten limit.
- Z dniem **1 stycznia 2021 r. zakończono funkcjonowanie następujących mechanizmów z płatnością za dostępność**, wykorzystywanych do wsparcia realizacji przez OSP obowiązku w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa dostaw:
 - Interwencyjna Rezerwa Mocy (IRZ);
 - Praca interwencyjna (PI);
 - Gwarantowany Interwencyjny Program DSR (Gwarantowany IP DSR);
 - Operacyjna rezerwa mocy (ORM).
- Na podstawie 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 przeglądowi. Wyniki przeglądu zostały przekazane w Sprawozdaniu z funkcjonowania rynku mocy za rok 2020 Urzędowi Ochrony Konkurencji i Konsumentów pismem z dnia 30 kwietnia 2021. Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów przekazał sprawozdanie Dyrekcji Generalnej ds. Konkurencji Komisji Europejskiej pismem z dnia 13 maja 2021.

IV. Podsumowanie

Jak opisano w niniejszym Sprawozdaniu, Polska realizuje reformy rynku energii elektrycznej przyjęte w Planie Wdrażania w maju 2020 r. W celu ich pełnego przeprowadzenia podejmowane są działania legislacyjne, wdrożeniowe i inwestycyjne. Reformy rynku energii elektrycznej przebiegają równolegle do szeroko zakrojonych programów dotyczących niskoemisyjnej transformacji sektora energetycznego w Polsce i odejścia od wykorzystywania węgla do produkcji energii elektrycznej, co ma bezpośrednie odniesienie do wystarczalności zasobów i konieczności wymiany źródeł wytwórczych, skutkującego istotną zmianą miksu energetycznego w perspektywie do 2040 r. na rzecz źródeł nisko i zeroemisyjnych.