

MAPA DROGOWA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ (MAPRE)

Inauguracja dialogu z interesariuszami

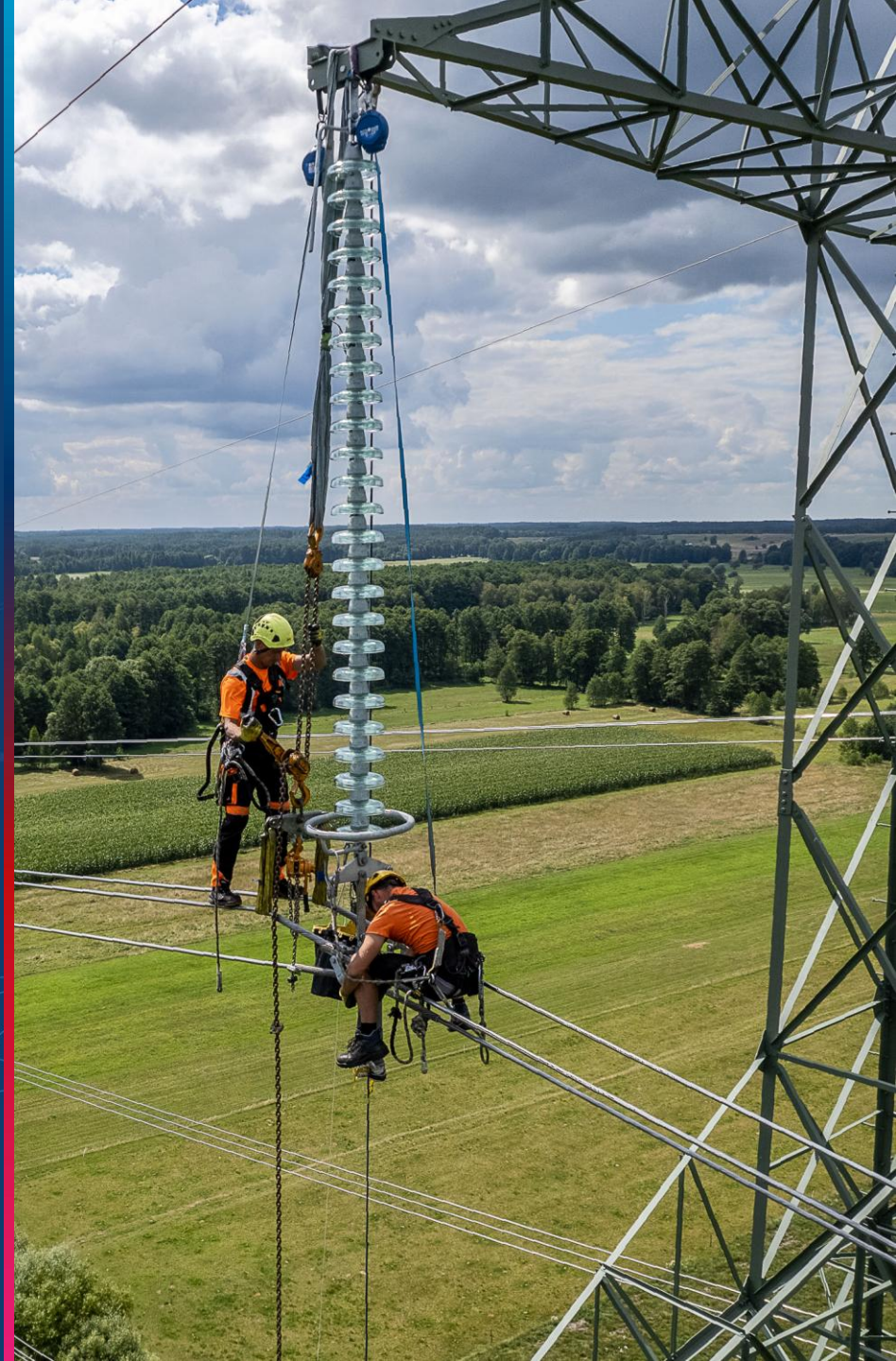
Konstancin-Jeziorna | 16 czerwca 2026 r.

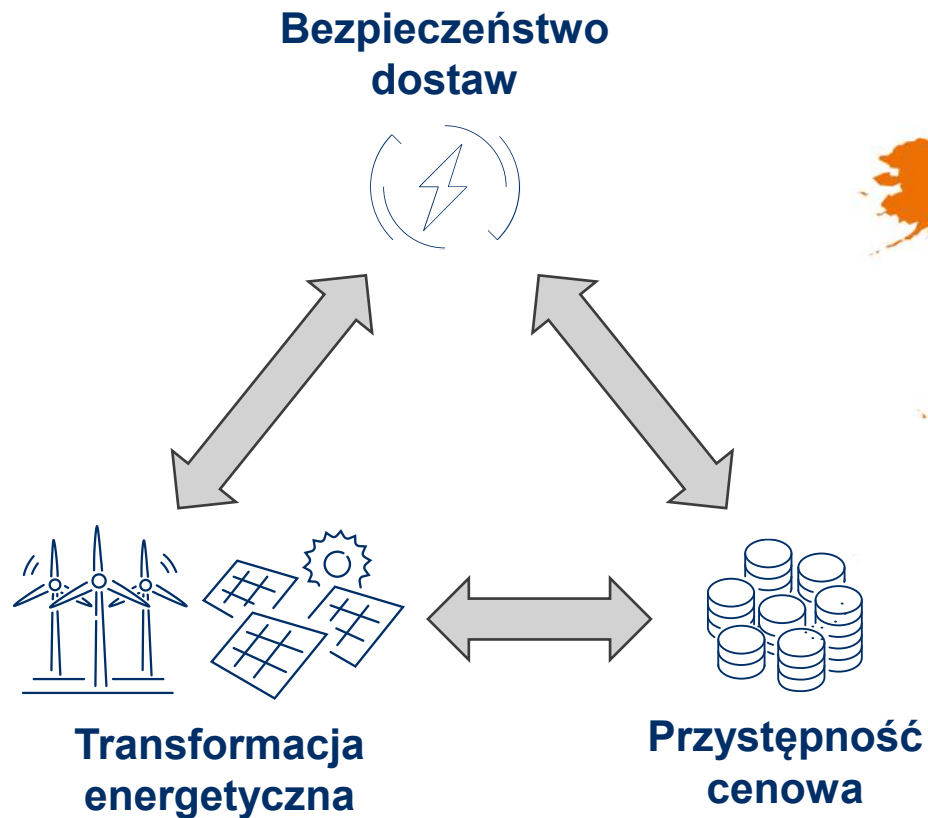
www.pse.pl



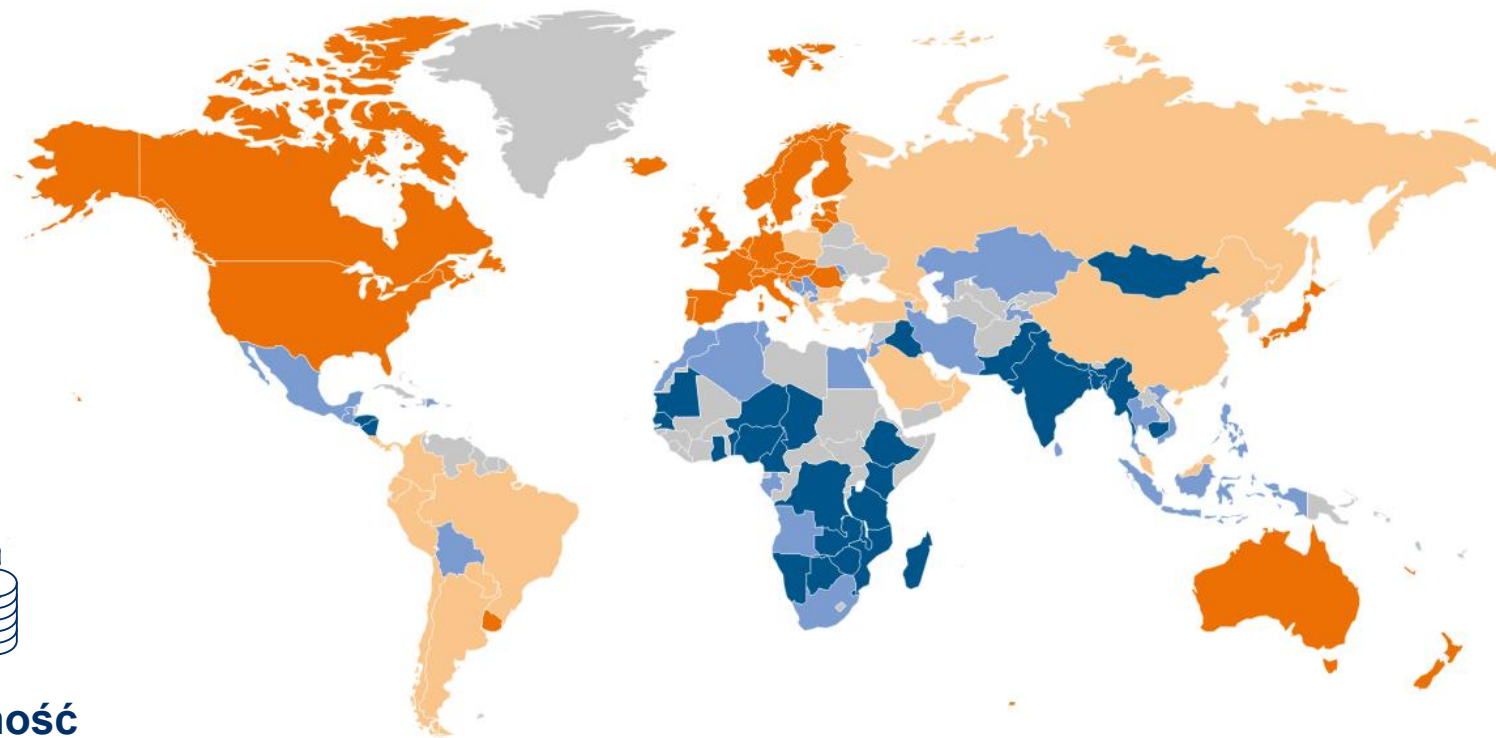
WYZWANIA KRAJOWEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

Andrzej Midera, Departament Zarządzania Systemem





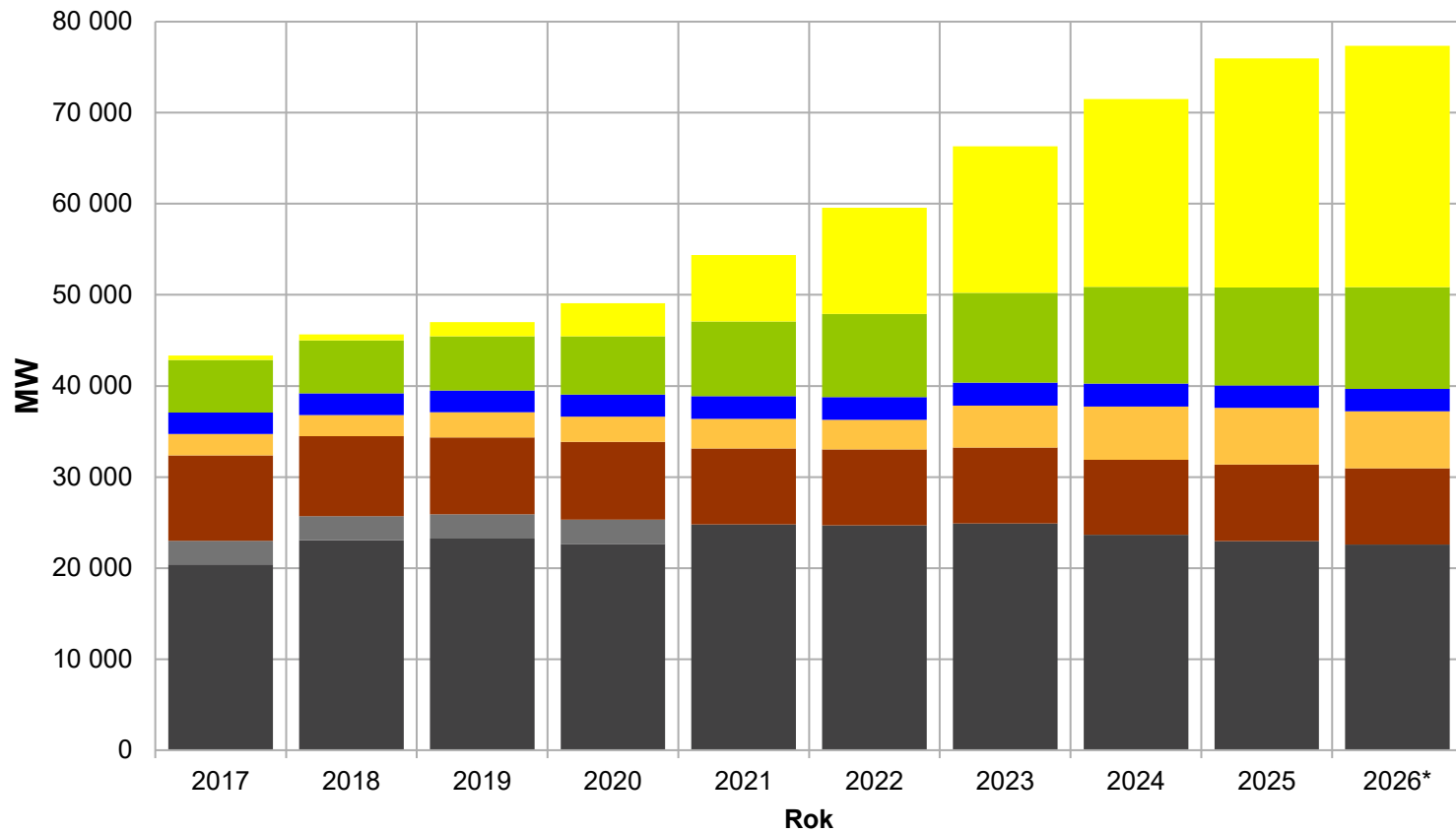
Energy Performance	Top 25%	>25% -50%	>50% -75%	Bottom 25%
--------------------	---------	-----------	-----------	------------



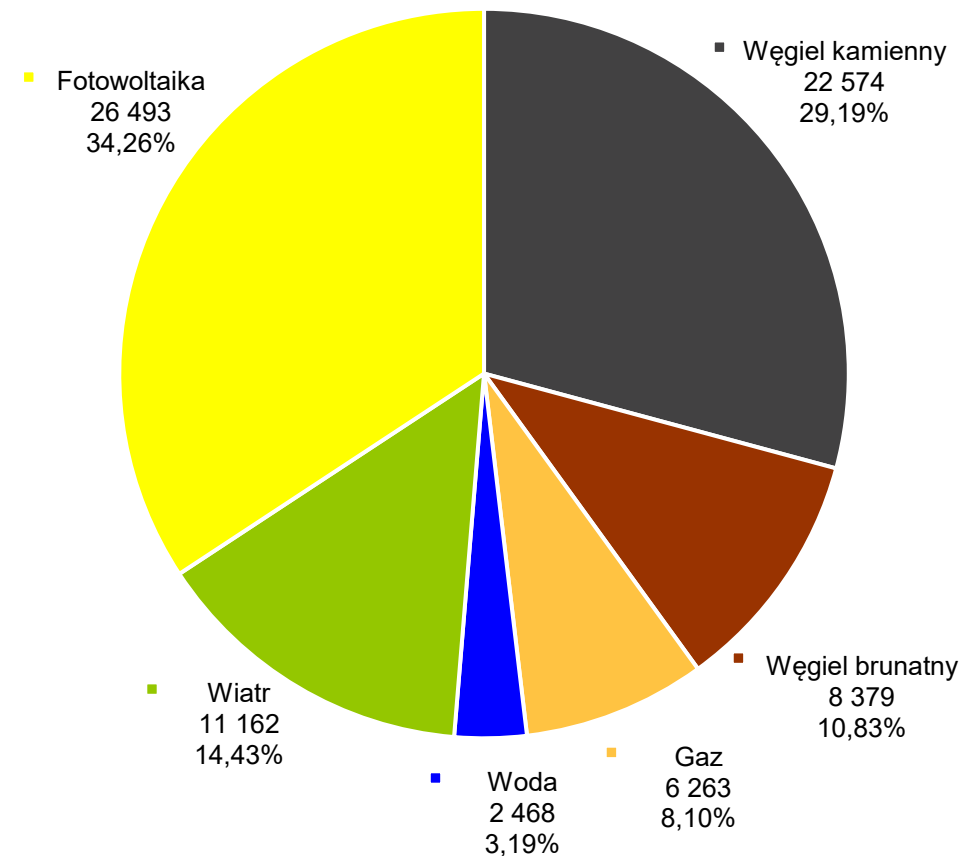
Ranking dla 2023 r., <https://trilemma.worldenergy.org>

Moc osiągalna w podziale na źródła do 31.05.2026 r.

Transformacja energetyczna



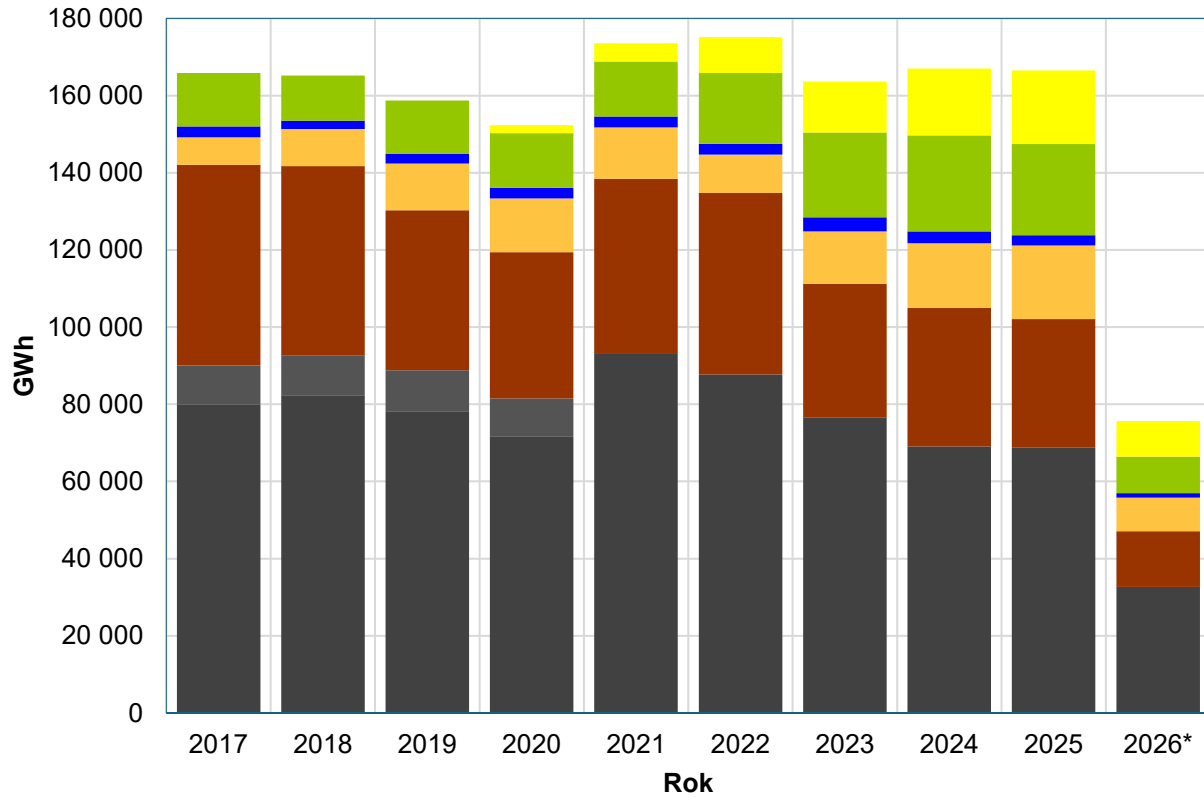
■ Węgiel kamienny ■ Inne ■ Węgiel brunatny ■ Gaz ■ Woda ■ Wiatr ■ Fotowoltaika



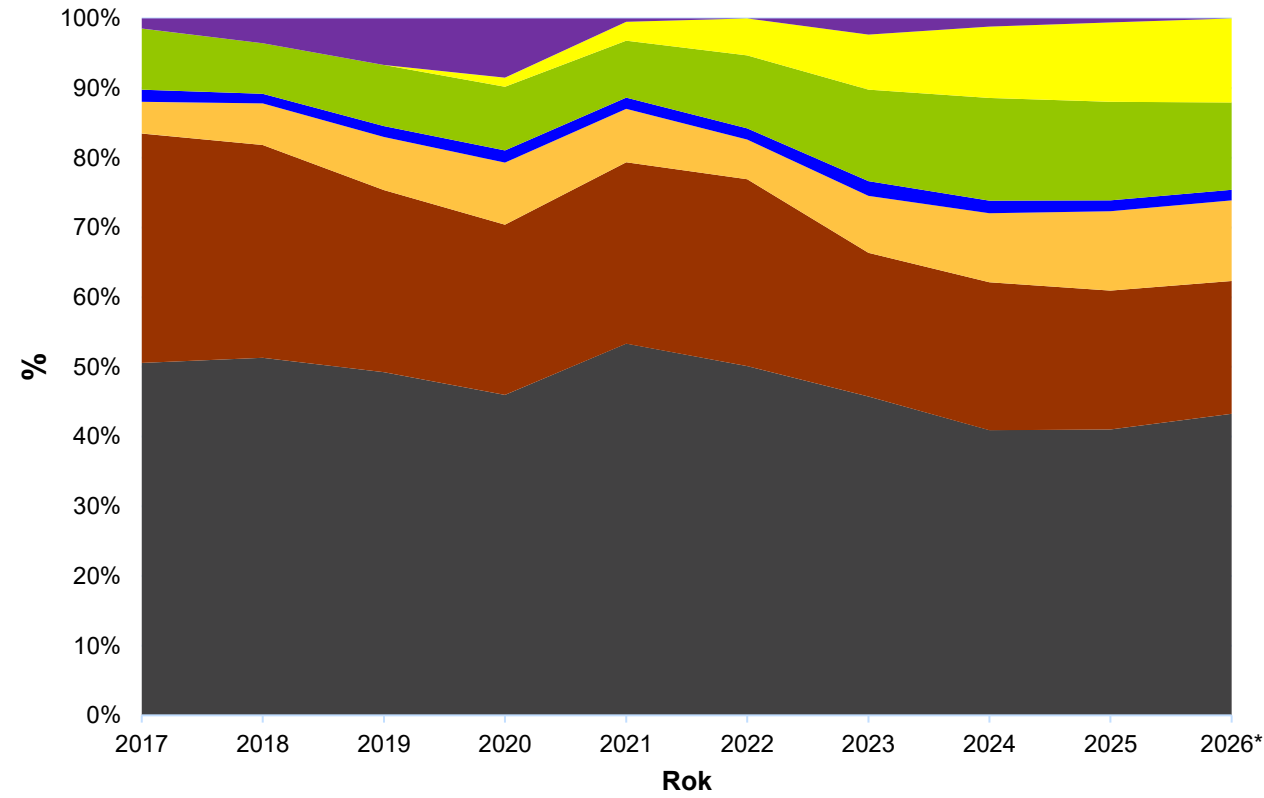
Przyrost mocy zainstalowanej w OZE (fotowoltaika i wiatr) wyniósł w ostatnim roku (03'25/03'26) ponad 4,2 GW

Produkcja energii elektrycznej (brutto) w podziale na źródła do 31.05.2026 r.

Transformacja energetyczna



■ Węgiel kamienny ■ Inne ■ Węgiel brunatny ■ Gaz ■ Woda ■ Wiatr ■ Fotowoltaika

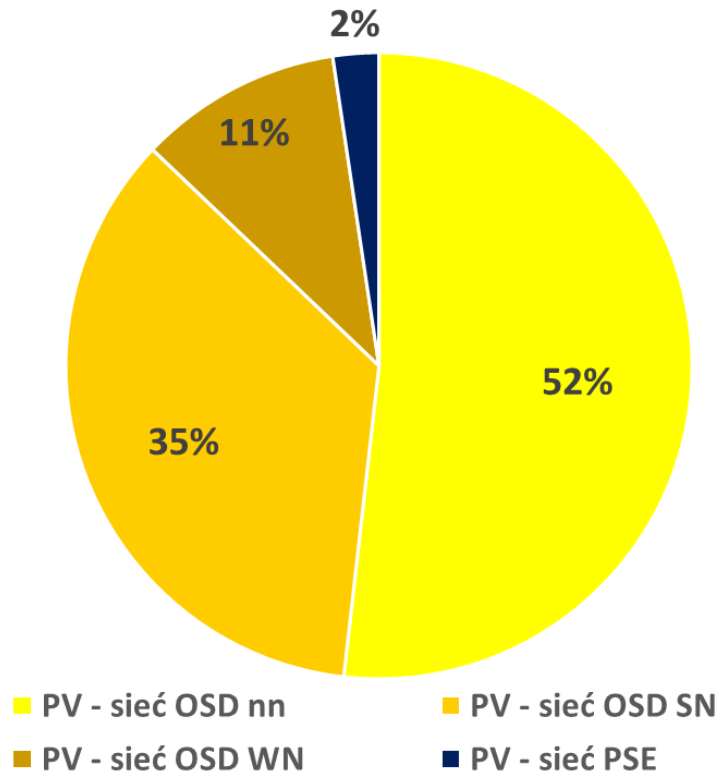


■ Węgiel kamienny ■ Węgiel brunatny ■ Gaz ■ Woda ■ Wiatr ■ Fotowoltaika ■ Saldo wymiany

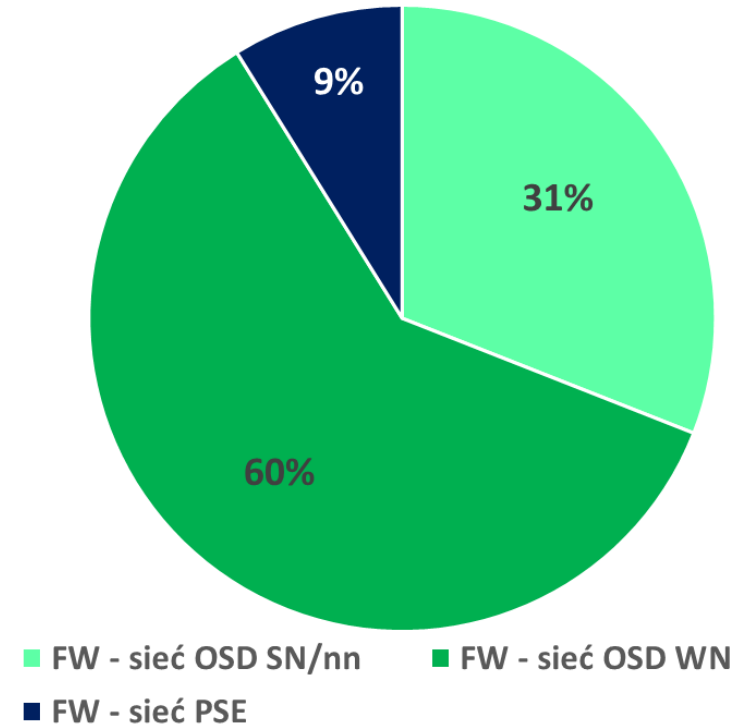
Zmiana paradygmatu „zasilania” KSE

Transformacja energetyczna

Moc zainstalowana PV – 26,5 GW



Moc zainstalowana FW – 11,2 GW

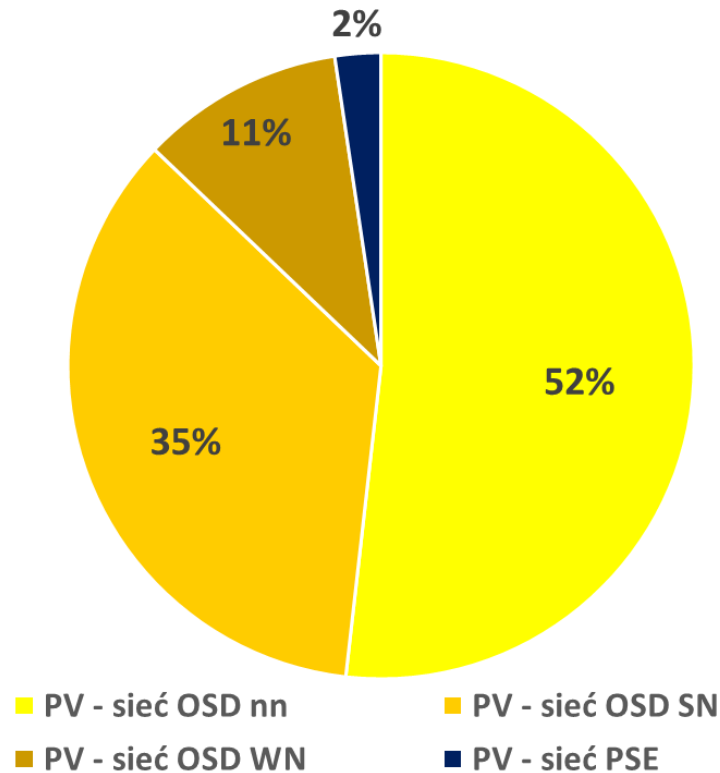


Zmiana paradygmatu „zasilania” KSE

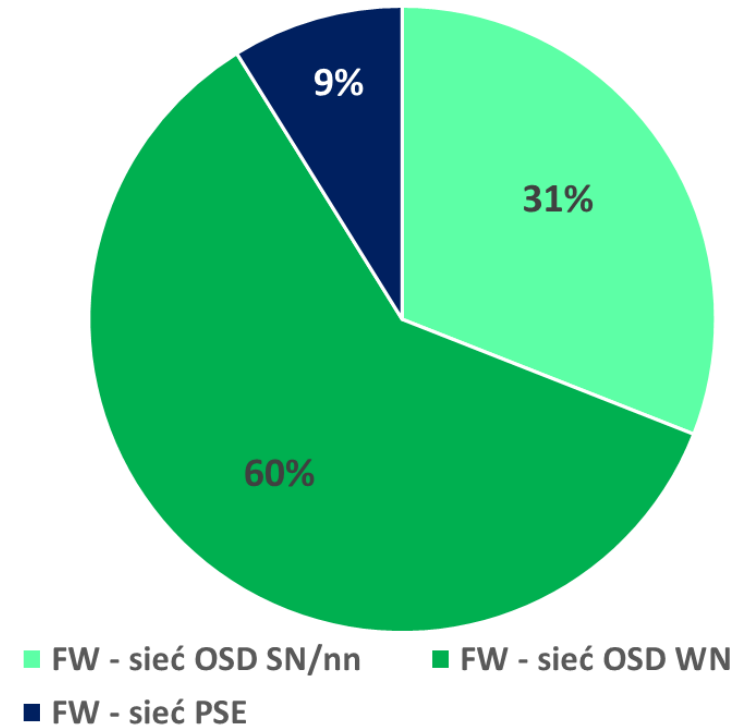
Transformacja energetyczna

96% mocy źródeł OZE (PV i FW) jest przyłączonych do sieci OSD

Moc zainstalowana PV – 26,5 GW



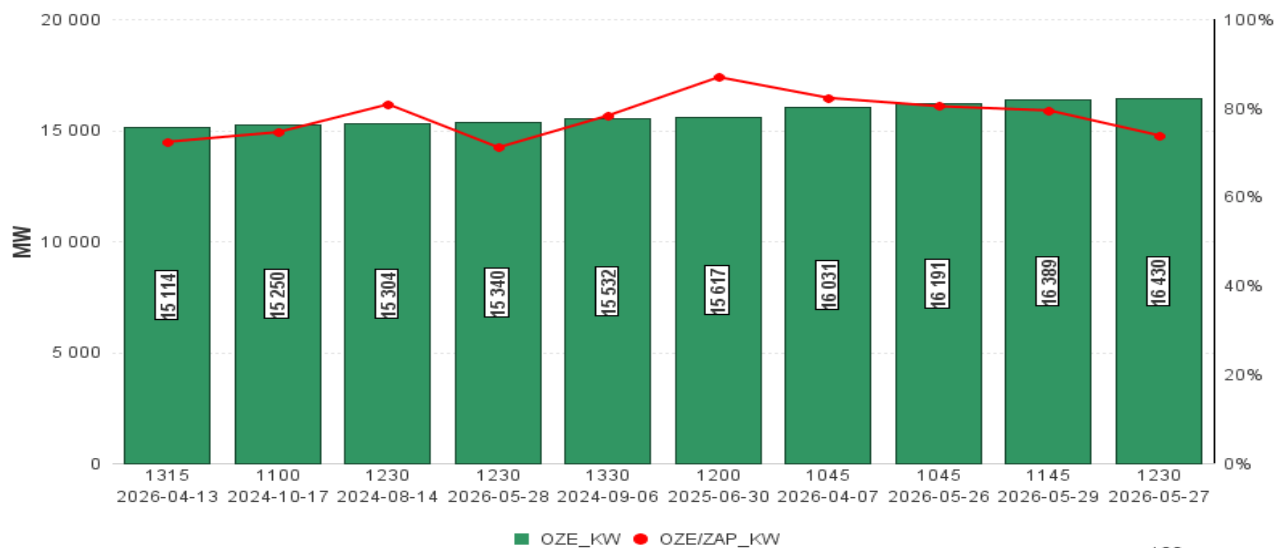
Moc zainstalowana FW – 11,2 GW



Ponad połowa mocy PV jest przyłączona na niskim napięciu

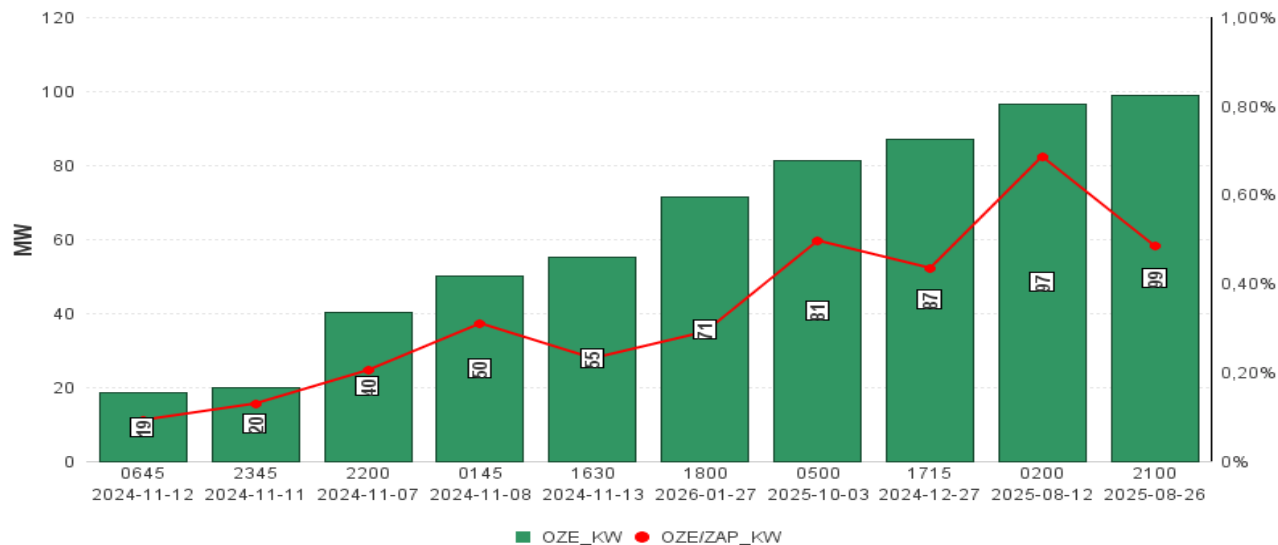
Generacja OZE vs krajowe zapotrzebowanie na moc – kwadrans

Transformacja energetyczna



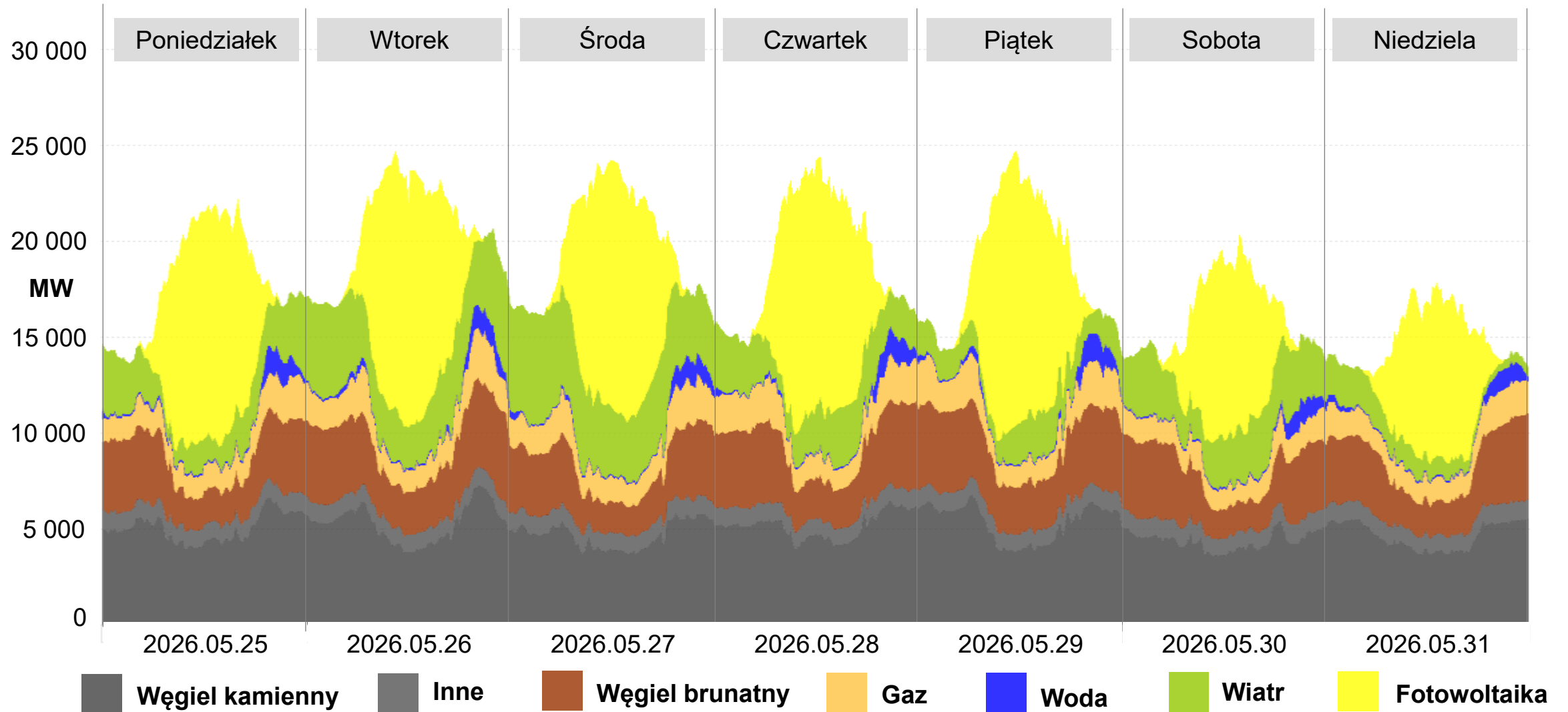
Prawie **90%** wartości zapotrzebowania na moc pokryte przez OZE

Mniej niż **1%** wartości zapotrzebowania na moc pokryte przez OZE



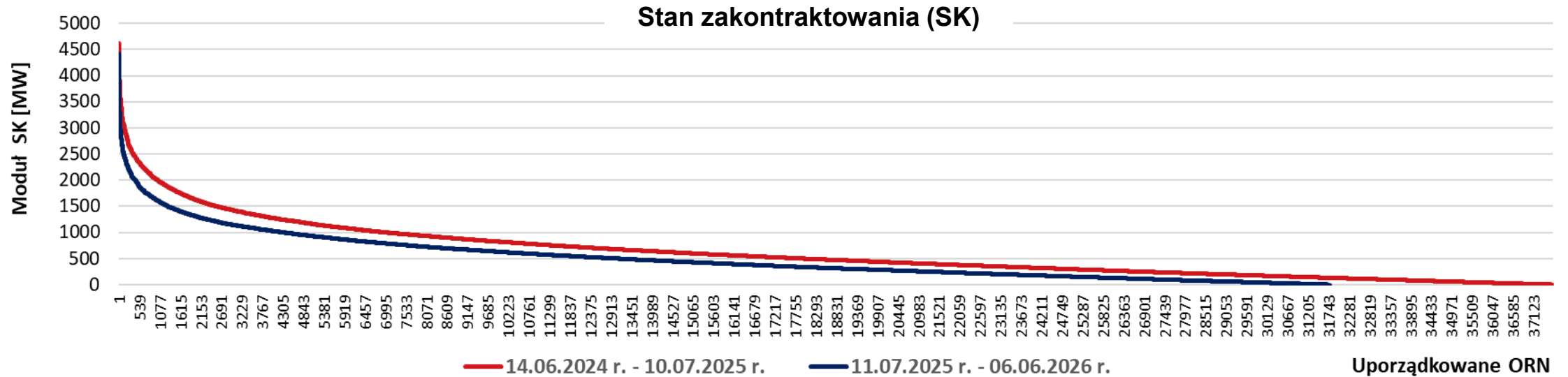
Wysoka dynamika zmian warunków pracy – 22 tydzień 2026 r.

Bieżące wyzwania w zakresie bilansowania KSE



Jakość bilansowania handlowego uczestników rynku

Bieżące wyzwania w zakresie bilansowania KSE



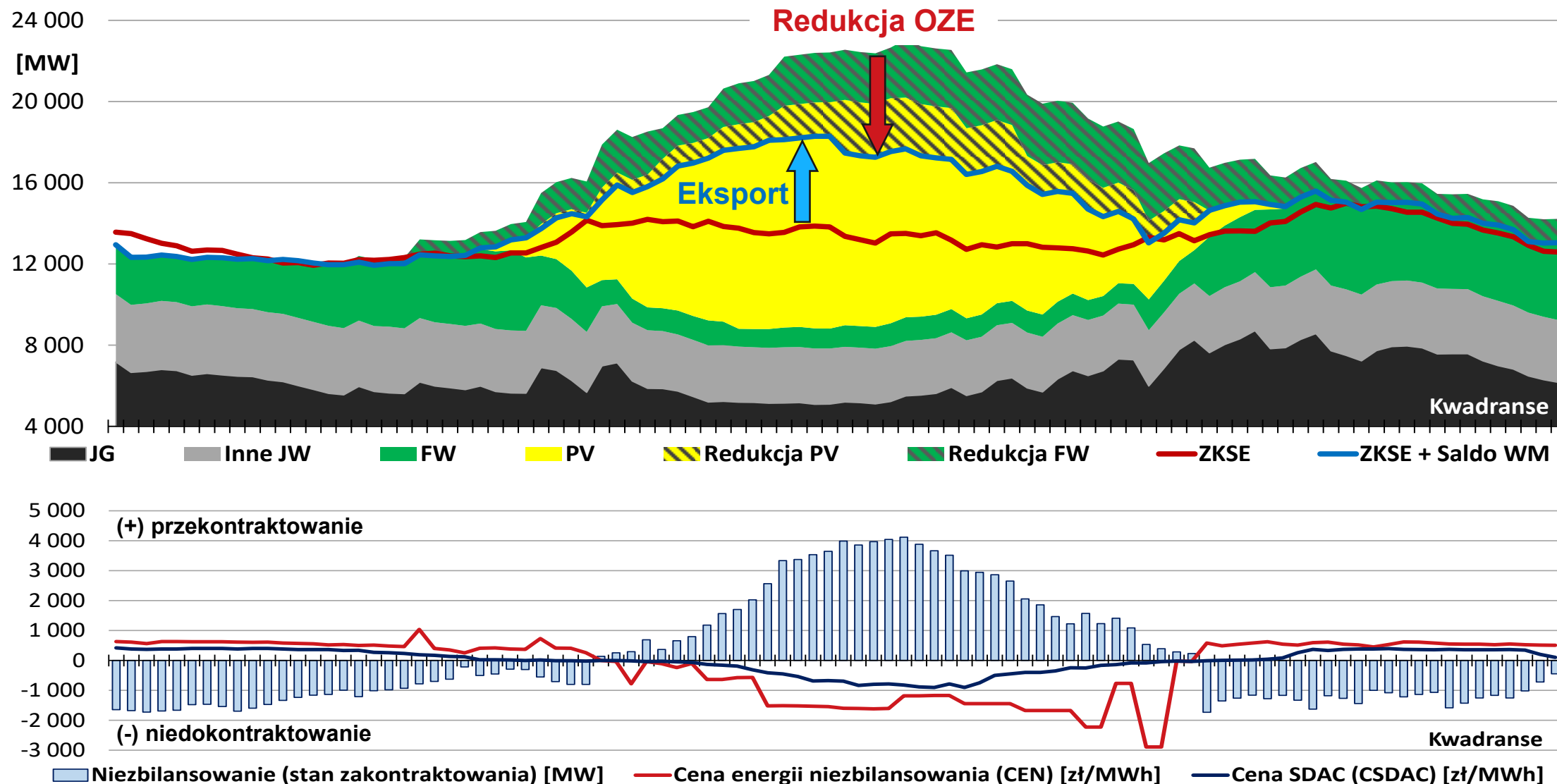
	14.06.2024 r. – 10.07.2025 r.	11.07.2025 r.*) – 06.06.2026 r.
Procent liczby ORN z:		
SK > 300 MW	66,2%	82,9%
SK > 500 MW	47,6%	56%
SK > 1000 MW	18,6%	18,5%
SK > 1500 MW	6,8%	5,5%
SK > 2000 MW	2,7%	1,8%
Największa zmiana SK pomiędzy sąsiednimi ORN	2,4 GW	2,2 GW

Jakość bilansowania nadal jest niewystarczająca → konieczne działania po stronie uczestników rynku

*) Data przystąpienia PSE do platformy PICASSO

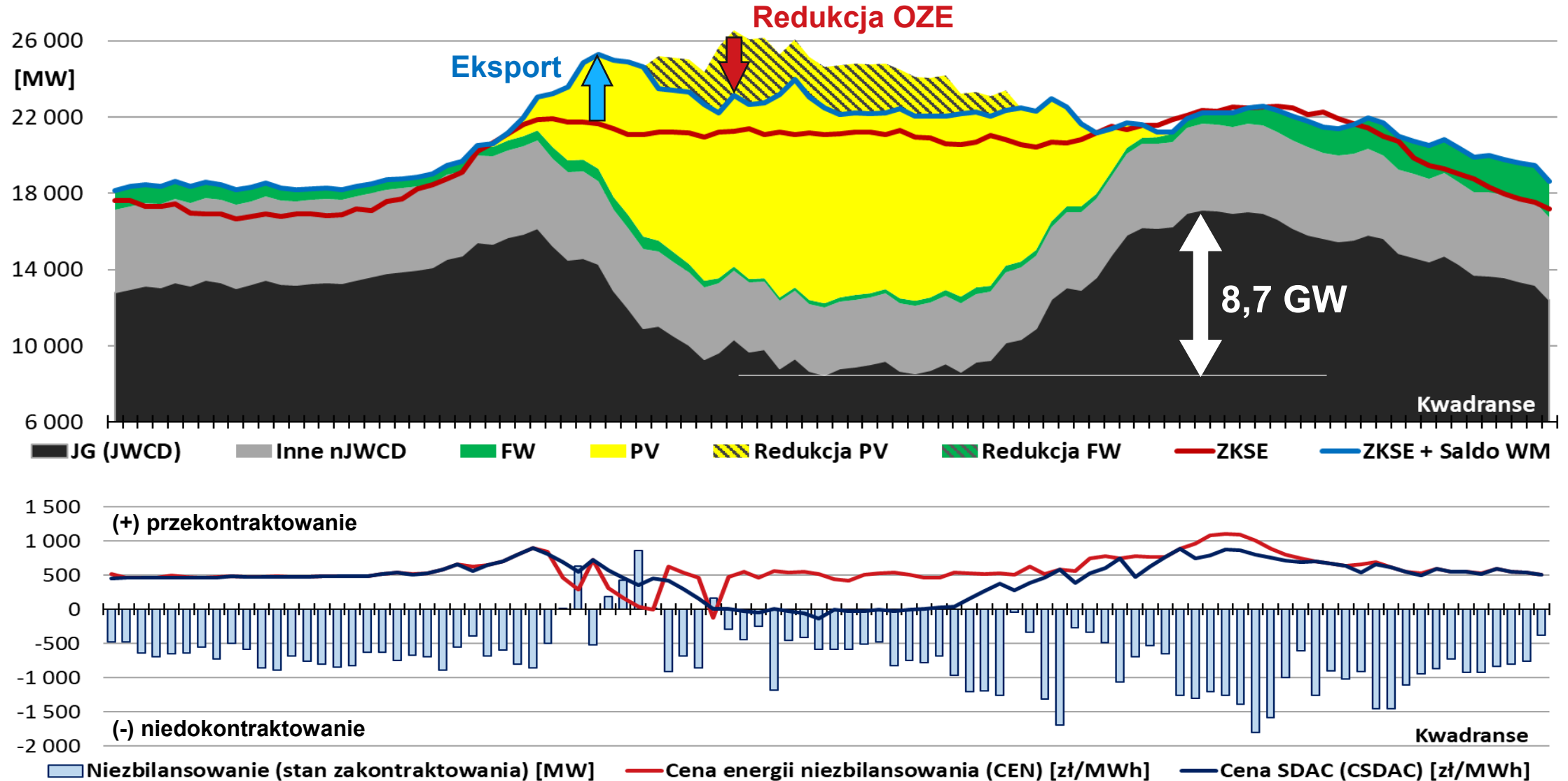
Wysoka dynamika zmian warunków pracy – 5 kwietnia 2026 r.

Bieżące wyzwania w zakresie bilansowania KSE



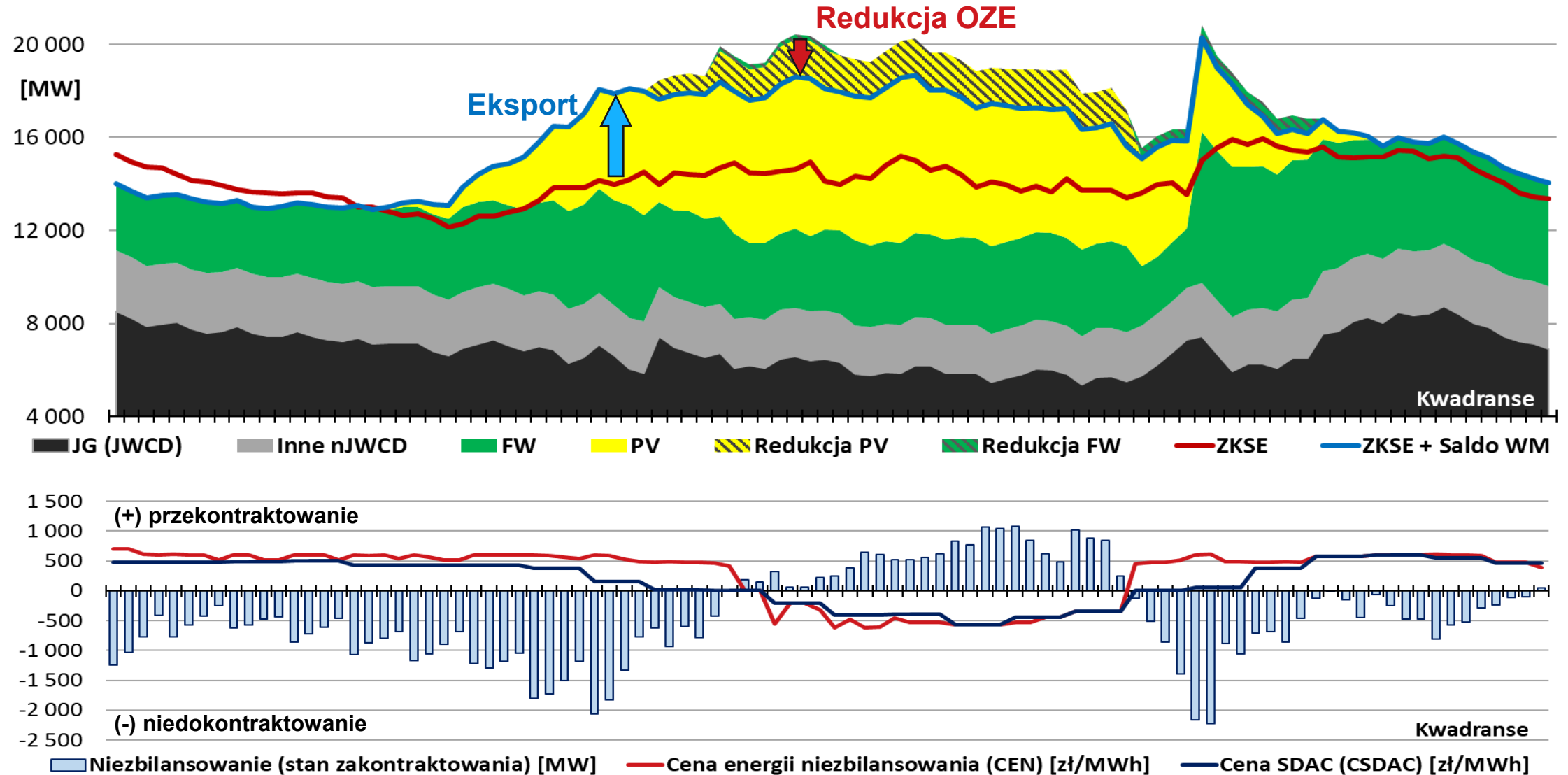
Wysoka dynamika zmian warunków pracy – 6 marca 2026 r.

Bieżące wyzwania w zakresie bilansowania KSE



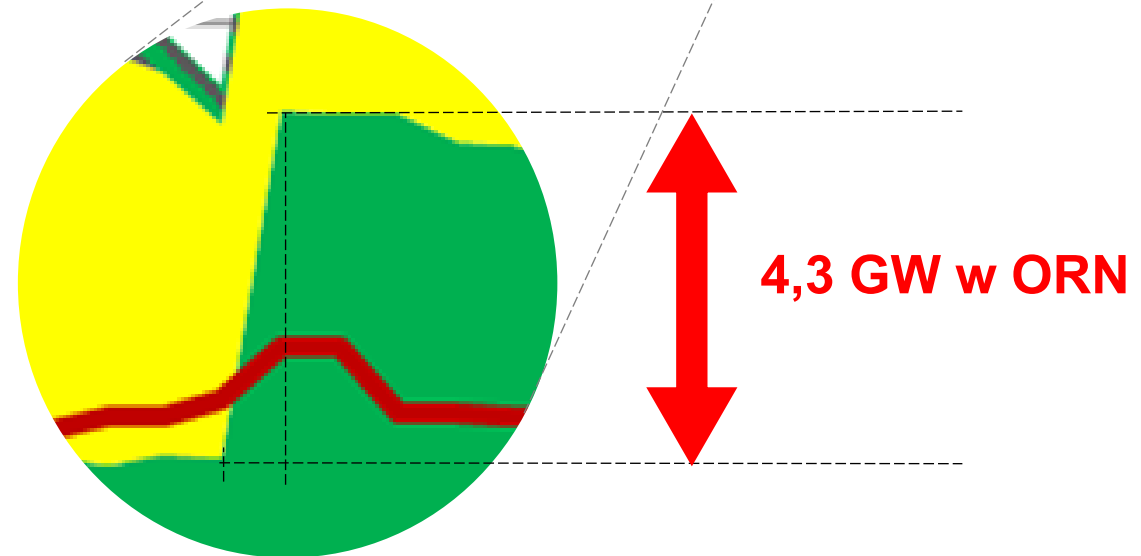
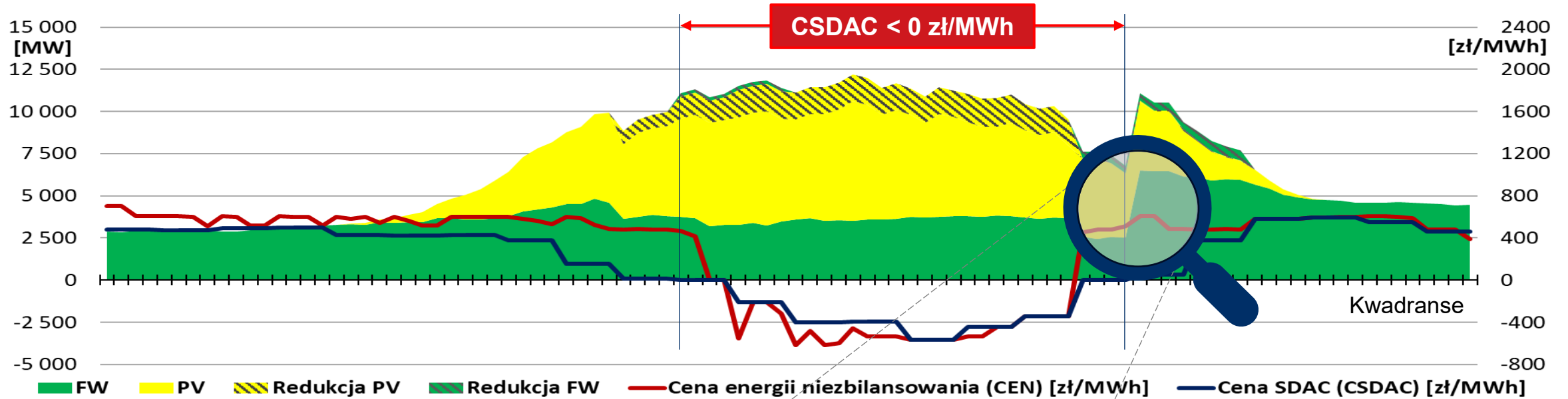
Wysoka dynamika zmian warunków pracy – 19 czerwca 2025 r. (1/3)

Bieżące wyzwania w zakresie bilansowania KSE



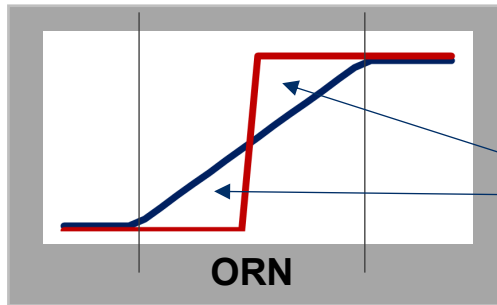
Wysoka dynamika zmian warunków pracy – 19 czerwca 2025 r. (2/3)

Bieżące wyzwania w zakresie bilansowania KSE



Bieżące wyzwania w zakresie bilansowania KSE – wpływ na cenę CEN

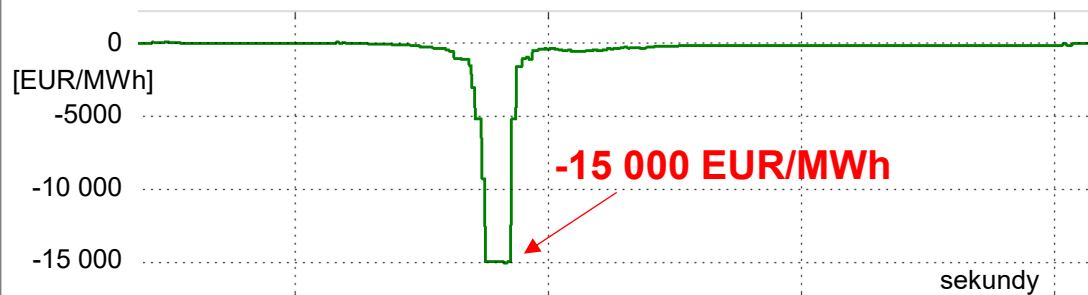
Realizacja USE w ORN przez strony kontraktu



Energia sprzedaży (dostawy)
= Energii zakupu (odbioru)

**Chwilowe
niezbilansowania mocy**

Potencjalny wpływ na cenę aktywacji aFRR na PICASSO

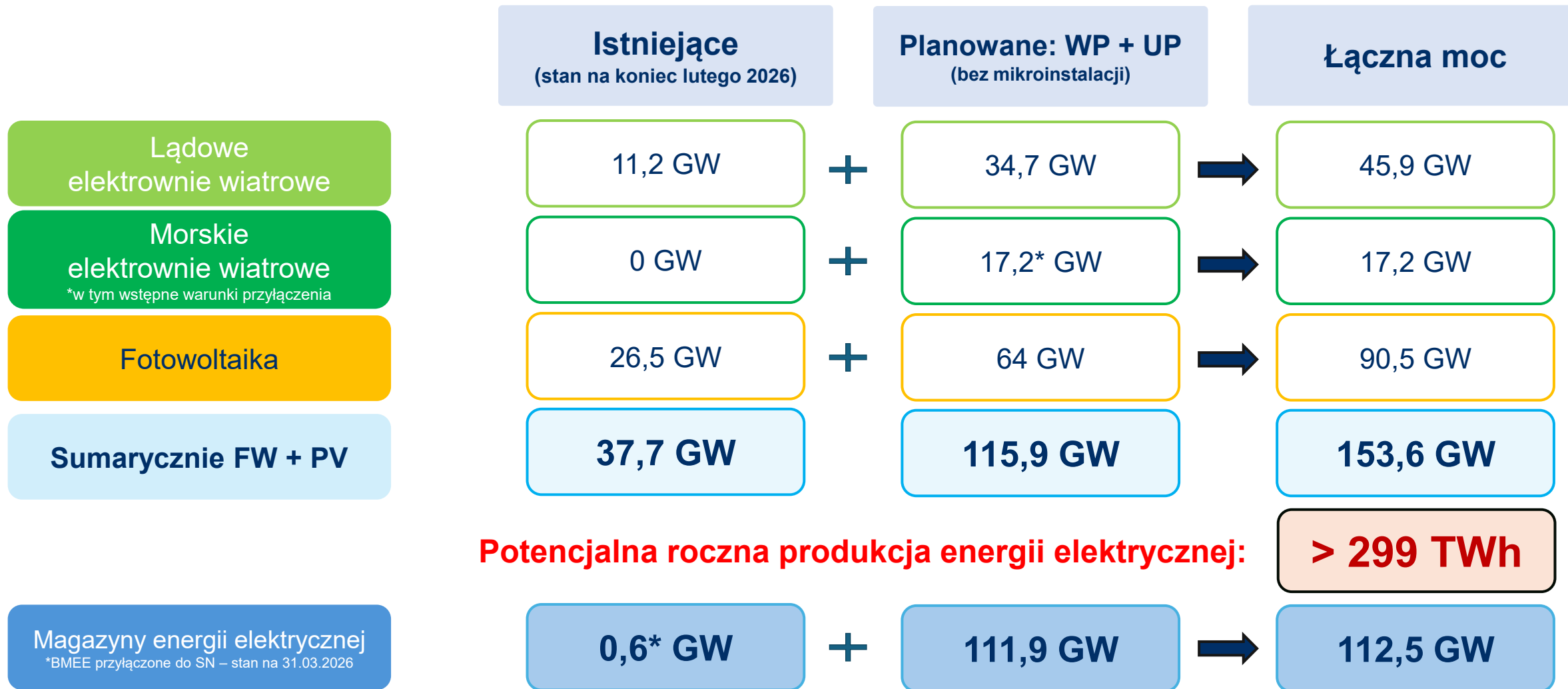


Cena aktywacji aFRR na PICASSO jest uwzględniana przy wyznaczaniu ceny CEN

- Realizacja ilości energii w danym kwadransie może odbywać się na różne sposoby
- Energoelektronika wprowadza istotne ryzyka w zakresie szybkich zmian ilości energii elektrycznej wprowadzanej oraz pobieranej z sieci
- Chwilowe, duże wahania bilansu mocy w KSE tworzą istotne ryzyka w zakresie stabilnej pracy sieci oraz skutkują ekstremalnymi wartościami cen
- Przeciwdziałanie tym zagrożeniom jest możliwe w wyniku zastosowania jednego z dwóch rozwiązań:
 - Istotne skrócenie okresu rozliczeń niezbilansowania, nawet do pojedynczych minut
 - Wprowadzenie standardu rampowania w ramach realizacji transakcji handlowych
- Obecnie praktyczne zastosowanie ma wyłącznie wprowadzenie standardu rampowania
- Dzięki wprowadzeniu standardu rampowania będzie mitygowane ryzyko ekstremalnych skoków cen energii niezbilansowania oraz ryzyko awarii systemowych

Potencjał do przyłączenia źródeł OZE / MEE

Szacunki PSE S.A. na 30.04.2026 r. na podstawie wydanych (OSP) i uzgodnionych warunków przyłączenia (OSD)



01

Zmiana paradygmatu „zasilania” KSE

- Ponad 90% mocy OZE jest przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, stanowiąc źródło rozproszonej elastyczności
- Niezbędne jest wdrożenie skoordynowanego procesu planowania pracy sieci przez OSP i OSD

02

Nadpodaż mocy OZE

- Moc zainstalowana już dziś przekracza szczytowe zapotrzebowanie, docelowo może to być nawet 2–3-krotnie
- Konieczny rozwój mechanizmu rynkowej redukcji generacji OZE (w miejsce nierynkowej)

03

Absorpcja rosnącej generacji OZE

- Uelastycznienie odbioru i źródeł wytwórczych
- Zagospodarowanie nadwyżek przez elastyczne odbiory i magazyny energii

04

Ryzyko deficytów mocy

- Okresy niskiej generacji OZE, szczególnie przy jednoczesnym braku wiatru i słońca
- Potrzeba dostępności rezerw mocy w źródłach dyspozycyjnych oraz elastyczności po stronie odbioru

05

Malejąca podaż usług bilansujących i systemowych

- Zmiana struktury wytwarzania ogranicza udział JWCD w bilansowaniu KSE
- Należy pozyskać nowe źródła usług systemowych niezbędnych dla zapewnienia bezpiecznej i stabilnej pracy KSE (m.in. regulacja napięcia, inercja)

06

Obserwowalność i sterowalność zasobów rozproszonych

- Duża liczba niewielkich źródeł przekłada się na efekt skali – bardzo istotny wpływ na KSE
- Niezbędne jest wzmocnienie świadomości sytuacyjnej (pomiary on-line) i plany pracy
- Uregulowanie zasad rampowania mocy

MAPA DROGOWA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ (MAPRE)

Propozycja PSE

Konrad Purchała, Wiceprezes Zarządu PSE

www.pse.pl



Mapa drogowa rynku energii elektrycznej to kluczowe narzędzie wdrożenia Strategii PSE

04 CEL GŁÓWNY STRATEGII		14
05 FILARY I CELE STRATEGICZNE		17
Cele zewnętrzne		19
Infrastruktura przesyłowa gotowa na transformację	20	Bezpieczny i stabilny system elektroenergetyczny
Rynki energii wspierające transformację	30	Inteligentna cyfryzacja
Pogłębiona współpraca międzyoperatorska	37	Aktywny doradca
Cele wewnętrzne		42
Atrakcyjne i bezpieczne środowisko pracy	43	Infrastruktura odporna na zagrożenia
Sprawna organizacja	49	Efektywność kosztowa
Nowe obszary działalności	54	Neutralność klimatyczna PSE



Osiągnięcie do 2035 roku gotowości KSE do bezpiecznej i stabilnej pracy w warunkach bezemisyjnego miksu energetycznego



RYNKI ENERGII WSPIERAJĄCE TRANSFORMACJĘ

Rozwój rynku usług systemowych

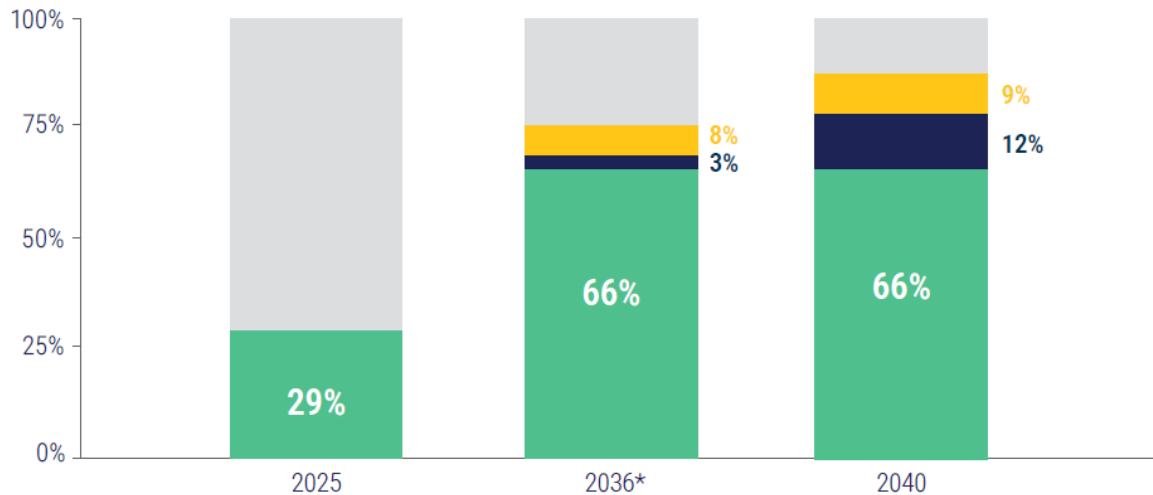


KLUCZOWE DZIAŁANIA:

- przygotowanie pierwszej edycji „Mapy drogowej rynku energii elektrycznej” w 2026 roku, a następnie jej cykliczna aktualizacja.

Dlaczego przygotowujemy Mapę?

Prognozowana struktura generacji w KSE



*horyzont Planu rozwoju sieci przesyłowej PSE.

■ Odnawialne źródła energii ■ Energia jądrowa ■ Magazyny energii (w tym elektrownie szczytowo-pompowe) ■ Pozostałe

Źródło: szacunki PSE.

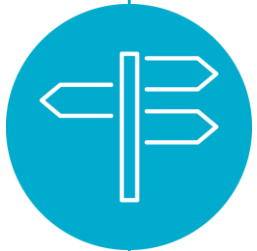
Zmiana struktury generacji w KSE



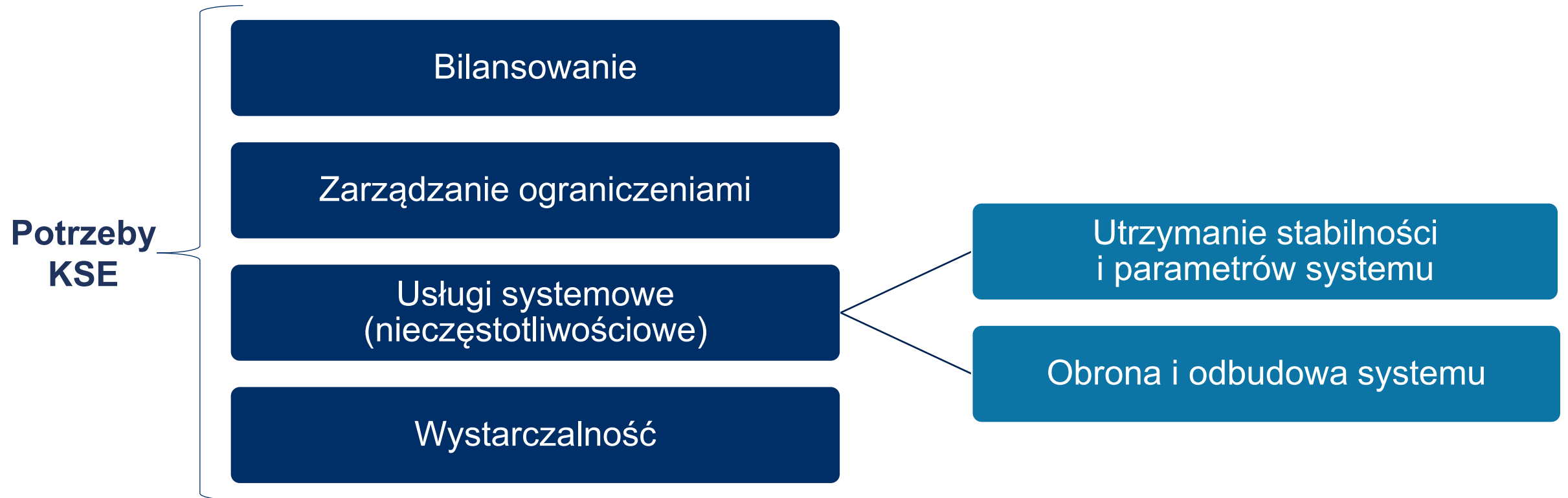
Zmiana sposobu pracy KSE



Zmiana dostępnych dla OSP środków służących zapewnieniu bezpiecznej i stabilnej pracy systemu



- **Identyfikacja potrzeb KSE w zakresie bezpiecznej i stabilnej pracy**
- **Propozycje kierunków zmian i rozwoju rynku energii elektrycznej w Polsce**
 - Szczegóły rozwiązań znajdą się w przyszłości w odpowiednich regulacjach i dokumentach (np. IRiESP, WDB)
- **Mapa będzie opracowywana w dialogu z interesariuszami**
 - 16 czerwca → pierwsze propozycje rozwiązań, które będą punktem wyjścia do dyskusji
 - pierwsza edycja Mapy: do końca 2026 r.
- **Dokument będzie aktualizowany cyklicznie**



Jak do rozwoju rynków podchodzą inni OSP?

Wybrane publikacje

NESO (Wielka Brytania)



Źródło: „*Markets Roadmap*”, NESO, 2026 r.



Źródło: „*Operability Strategy Report*”, NESO, 2026 r.

Svenska kraftnät (Szwecja)



„*Power system operational security - future needs and abilities*”, Svenska kraftnät, 2025 r.

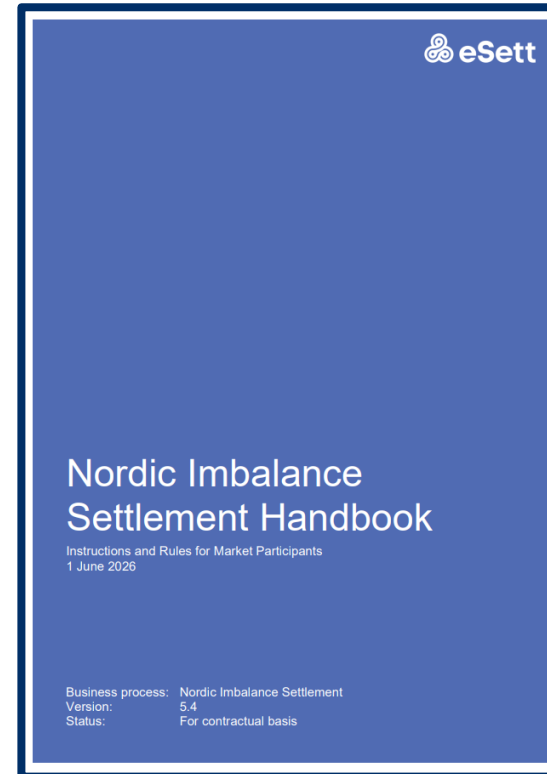
Wybrane publikacje

Elia (Belgia)



„Balancing philosophy applicable to the Belgian electricity system”, CREG i Elia, 2026 r.

OSP państw nordyckich: Energinet (Dania), Fingrid Oyj (Finlandia), Statnett SF (Norwegia), Svenska kraftnät (Szwecja)



„Nordic Imbalance Settlement Handbook. Instructions and Rules for Market Participants”, eSett, 2026 r.

Informacja zwrotna na temat zachowań uczestników rynku – nordycki system monitorowania poprzez KPI

Nordic Imbalance Settlement Handbook

Instructions and Rules for Market Participants
1 June 2026

Cykliczne informowanie zwrotne

- KPI wyliczone dla danego uczestnika rynku
- pozycja w zanonimizowanym rankingu
- wskazanie najlepiej zbilansowanych oraz pokazanie potencjału do poprawy pozostałym
- Obowiązki w zakresie przekazywania informacji pomiarowych między OSP/OSD i POB/DUB

Zakres informacji zwrotnej

- jakość bilansowania
- zgłaszanie i aktualizowanie planów pracy
- dotrzymanie dyscypliny ruchowej (przestrzeganie planów pracy)
- jakość i terminowość danych pomiarowych

System KPI

- monitorowanie
- raportowanie
- stymulowanie do poprawy jakości bilansowania
- nakładanie sankcji na systematycznie niezbilansowanych uczestników rynku

Jakość bilansowania POB

Suma wartości bezwzględnej niezbilansowania $AI = \sum |EN|$

$$AI < 1800 \text{ MWh}$$

Względne niezbilansowanie

$$RI = \frac{\sum |EN|}{\sum |PW| + \sum |USE| + \sum |USEB|}$$

$$RI_1 < 6\% \quad RI_2 < 12\% \quad RI_3 < 15\%$$

Asymetria rozkładu niezbilansowania:

$$IS = If(\sum EN > 0; \frac{\sum EN_+}{\sum EN_-}; \frac{\sum EN_-}{\sum EN_+})$$

$$IS_1 (-) 1,5 \quad IS_2 (-) 2,5 \quad IS_3 (-) 3$$

Plany pracy

Stosunek energii dostarczonej nieplanowo vs plany pracy

Jednostki ciepłe

$$PP_1 \ 3\% \quad PP_2 \ 6\%$$

Odnawialne źródła energii (PV + FW)

$$PP_1 \ 10\% \quad PP_2 \ 20\%$$

Magazyny i elektrownie wodne

$$PP_1 \ 3\% \quad PP_2 \ 6\%$$

Inne

$$PP_1 \ 3\% \quad PP_2 \ 6\%$$

Przekazywanie danych pomiarowych

Weryfikacja czy OSP i OSD dostarczają dane w ustalonych okresach raportowania

W krajach nordyckich maksymalny okres korekt to 14 dni

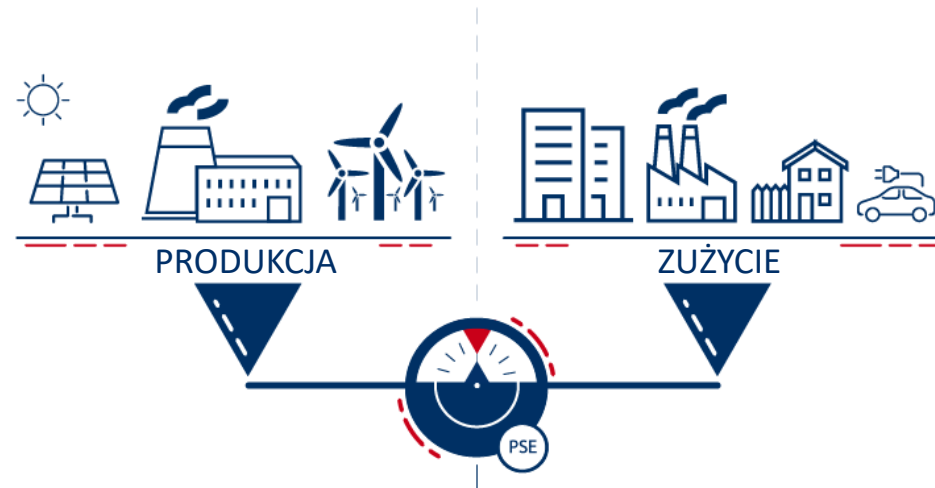
BILANSOWANIE SYSTEMU

Andrzej Midera, Departament Zarządzania Systemem



Czym jest bilansowanie systemu i dlaczego jest ważne?

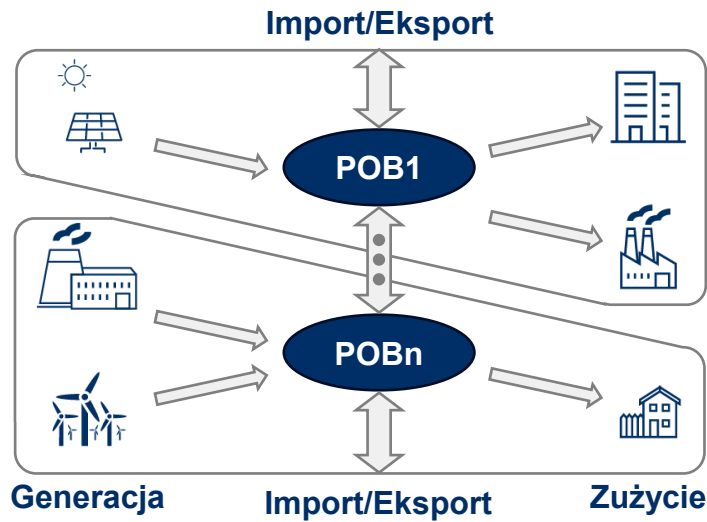
Jednym z warunków koniecznych dla stabilnej pracy systemu elektroenergetycznego jest utrzymywanie częstotliwości **50 Hz**, a to wymaga, by w każdym momencie **produkcja była równa zużyciu energii elektrycznej**



Bilansowanie jest procesem ciągłego zapewniania równowagi pomiędzy produkcją a zużyciem energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym. W ten proces zaangażowani są zarówno użytkownicy systemu – **bilansowanie handlowe** realizowane przez POB, jak i operatorzy systemu – **bilansowanie techniczne** realizowane przez OSP

OSP nie ma nieograniczonych zasobów mocy i energii bilansującej, stąd bezpieczeństwo pracy systemu wymaga, aby uczestnicy rynku (POB) jak najlepiej dokonali zbilansowania swoich pozycji w ramach zawieranych transakcji handlowych

1 Obszar bilansowania handlowego



POB dla każdego ORN:

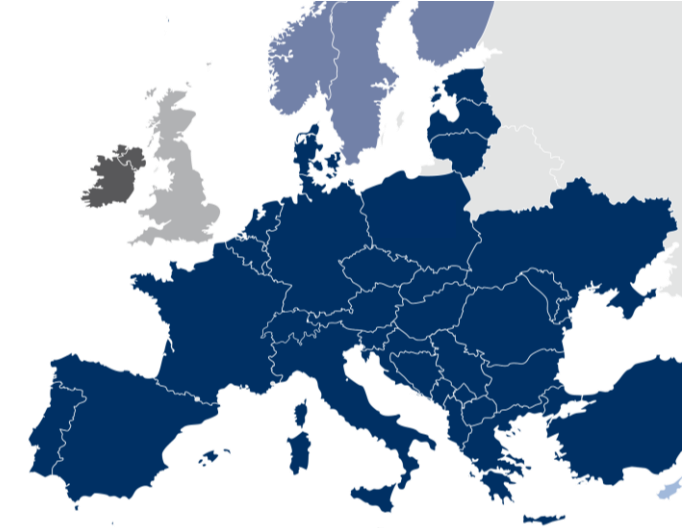
$$\sum P_{\text{Produkcja}} + \sum P_{\text{Zakup}} + \sum P_{\text{Import}} = \sum P_{\text{Zużycie}} + \sum P_{\text{Sprzedż}} + \sum P_{\text{Eksport}}$$

2 Obszar regulacyjny



$$\sum P_{\text{Produkcja}} + \sum P_{\text{Import}} = \sum P_{\text{Zużycie}} + \sum P_{\text{Eksport}}$$

3 Obszar synchroniczny



$$\sum P_{\text{Produkcja}} = \sum P_{\text{Zużycie}}$$

Potencjalne skutki niezbilansowania KSE

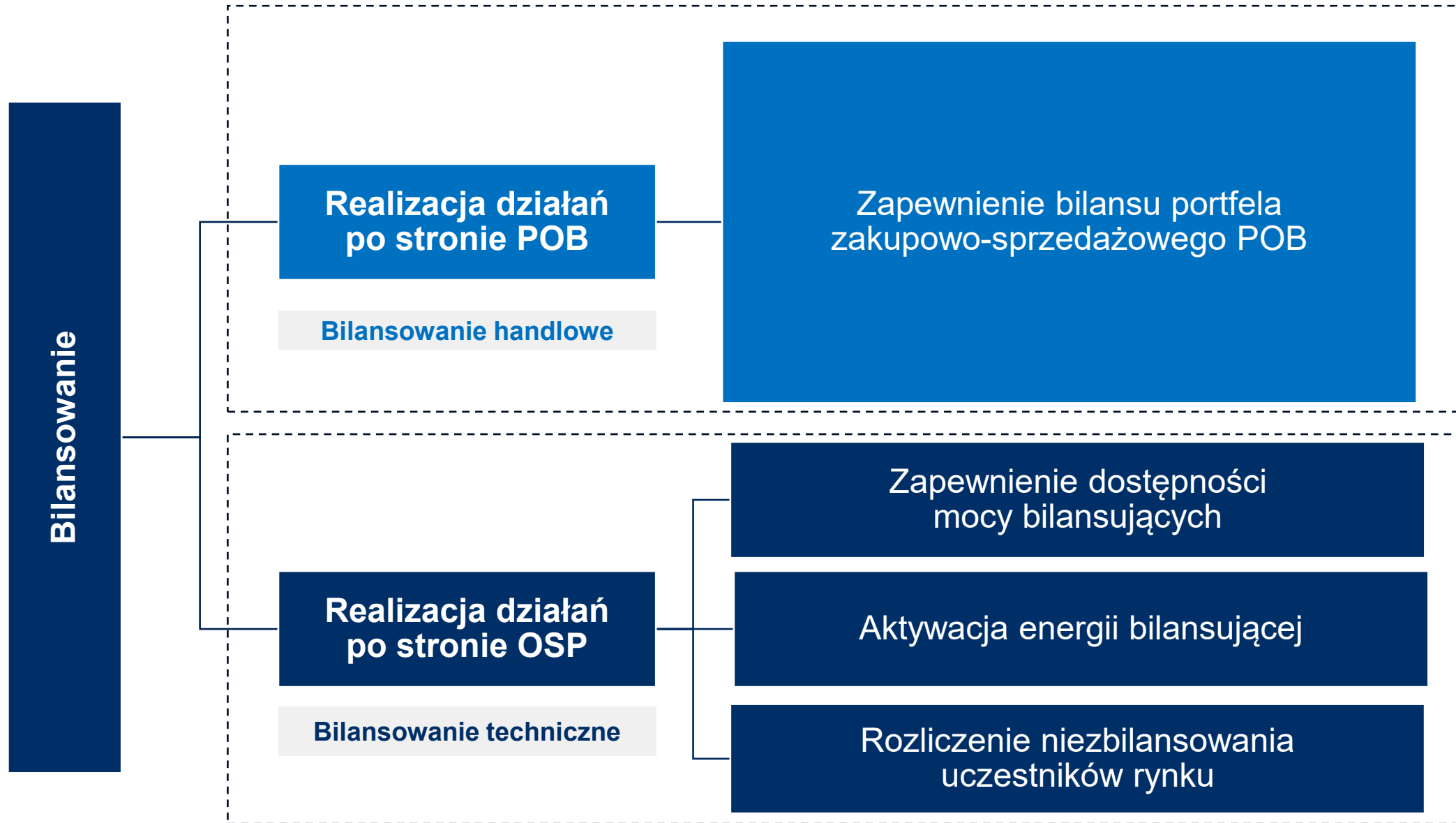
- Odchylenie częstotliwości
- Przekroczenie limitów przepływów mocy czynnej



- Wyłączenia źródeł/odbiorów
- Wyłączenia linii energetycznych
- Zakłócenie pracy KSE oraz systemów innych krajów



- Utrata zasilania w sieci (lokalna/globalna)
- Konieczność odbudowy systemu



Bilansowanie handlowe

Bilansowanie handlowe to działania zapewniające zbilansowanie portfela zakupowo-sprzedażowego na etapie zawierania transakcji handlowych, minimalizujące jednocześnie odchylenia od rzeczywistych ilości zużycia oraz wytwarzania energii elektrycznej

Za bilansowanie handlowe względem OSP odpowiada **podmiot odpowiedzialny za bilansowanie (POB)**, który zgłasza OSP do realizacji umowy sprzedaży energii elektrycznej (USE) dotyczące bilansowanych handlowo zasobów i podlega rozliczeniu za energię niezbilansowania

Uczestnicy rynku w celu zbilansowania swojej pozycji powinni jak najlepiej prognozować zapotrzebowanie i planować wytwarzanie energii elektrycznej oraz zawierać USE w celu zbilansowania swoich pozycji w ramach:

- **Zorganizowanych rynków energii elektrycznej:**
 - Rynki Terminowe
 - Rynek Dnia Następnego
 - Rynek Dnia Bieżącego
- **Kontraktów OTC**, w tym umów PPA

Rynek to podstawowe miejsce bilansowania handlowego

Wysoka jakość bilansowania

- **Brak powtarzalnego kierunku niezbilansowania**
Nie występują okresy, w których POB systematycznie kupuje/sprzedaje zbyt dużo/moło energii
- **Korzystanie z rynku dnia bieżącego do korygowania pozycji handlowej**
W przypadku występowania odchyleń od prognoz POB reaguje, zawierając dodatkowe transakcje, dostosowując profil handlowy do rzeczywistych potrzeb swoich klientów



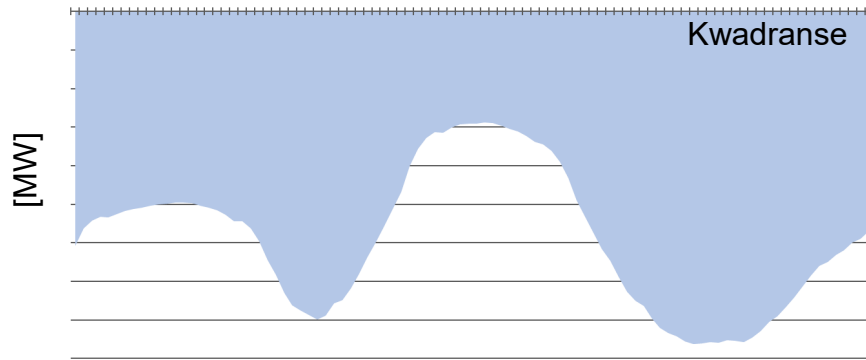
Niska jakość bilansowania

- **Okresy z powtarzalnym kierunkiem i wielkością niezbilansowania**
Utrzymująca się rozbieżność zakupu/sprzedaży energii elektrycznej od rzeczywistych potrzeb klientów
- **Niewykorzystywanie rynku dnia bieżącego do korygowania pozycji handlowej**
Brak reakcji na wysokie wartości niezbilansowania, brak reakcji na zmiany prognoz pogody i związane z tym zmiany prognoz generacji OZE i zapotrzebowania odbiorców



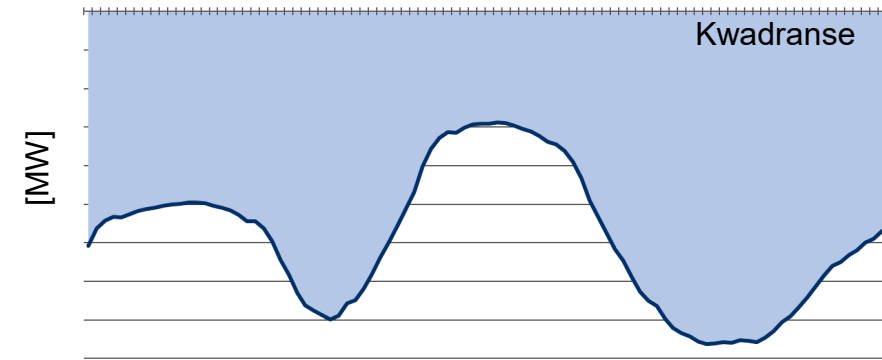
1 Prognoza i jej aktualizacja

■ Prognoza



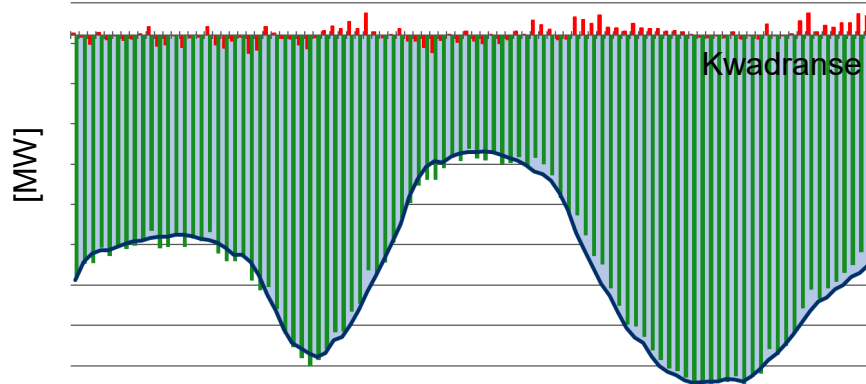
2 Pokrycie prognozy kontraktami USE

■ Prognoza — USE



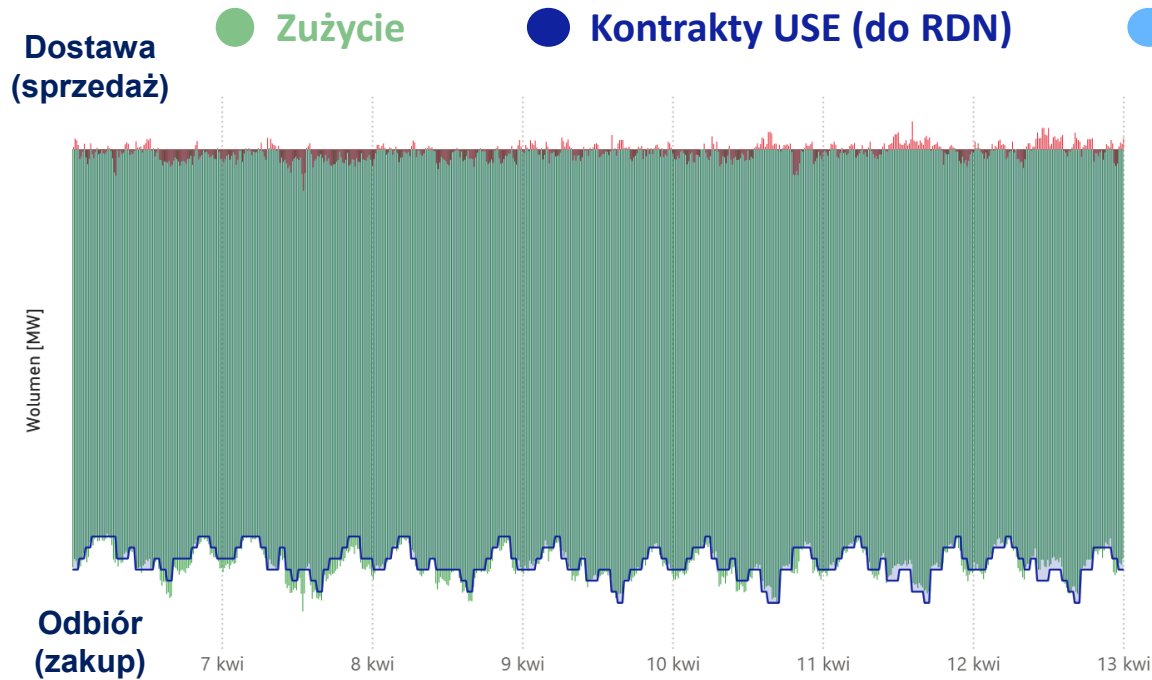
3 Realizacja i rozliczenie niezbilansowania

■ Prognoza — USE ■ Produkcja/Zużycie ■ Niezbilansowanie (EN)



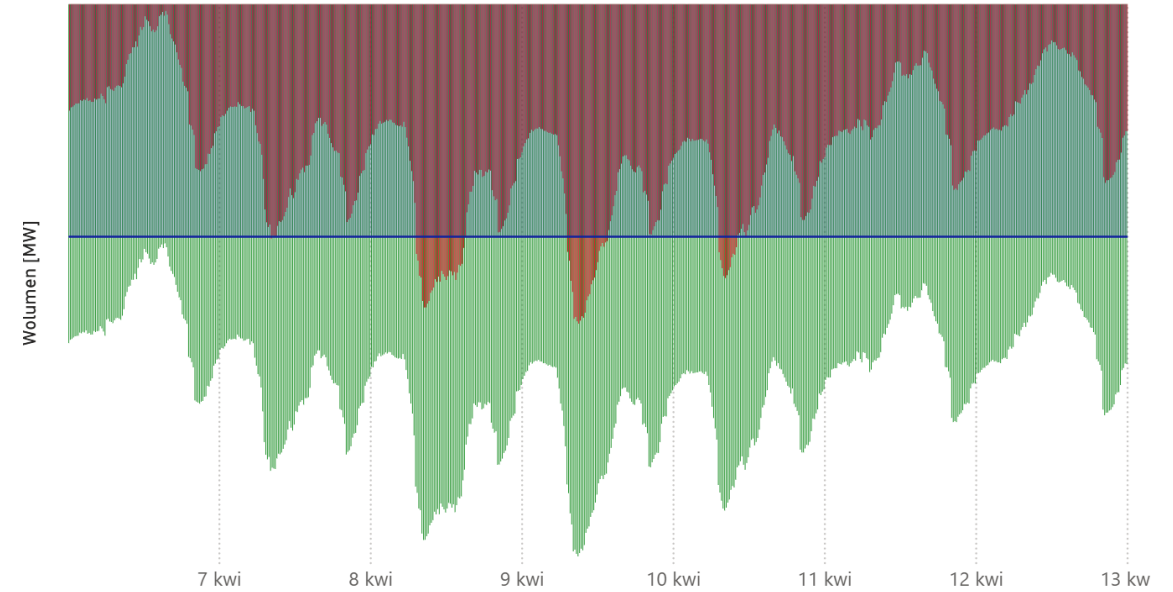
Wniosek:

Bilansowanie handlowe polega na zakupie / sprzedaży odpowiedniej ilości energii elektrycznej na potrzeby pokrycia zużycia / produkcji klientów POB



Wysoka jakość bilansowania

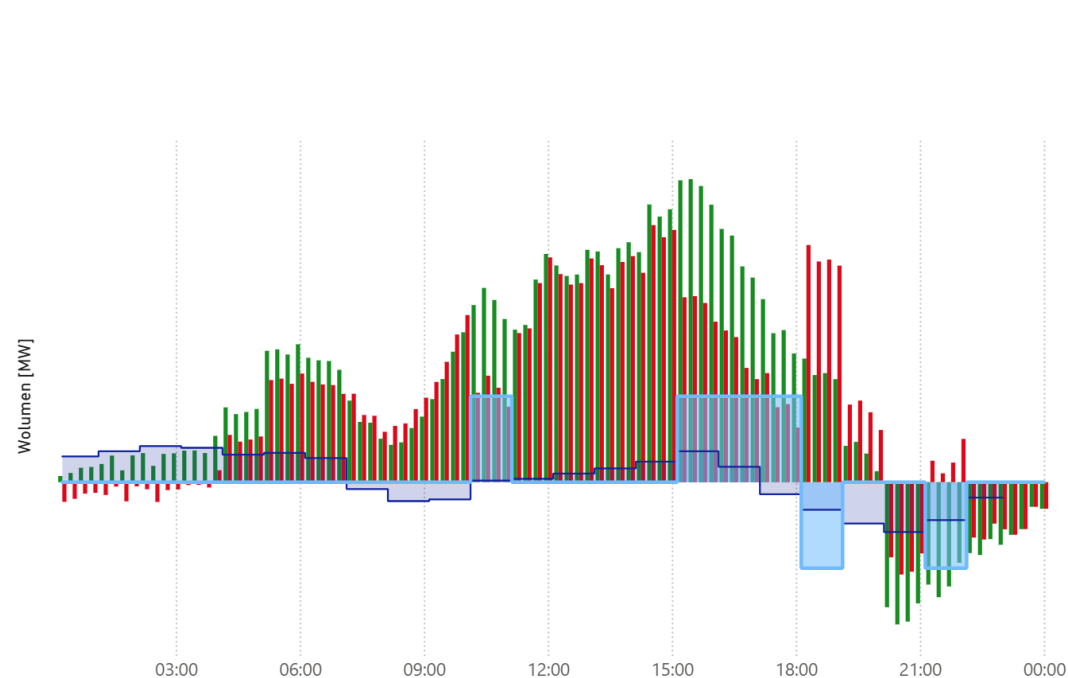
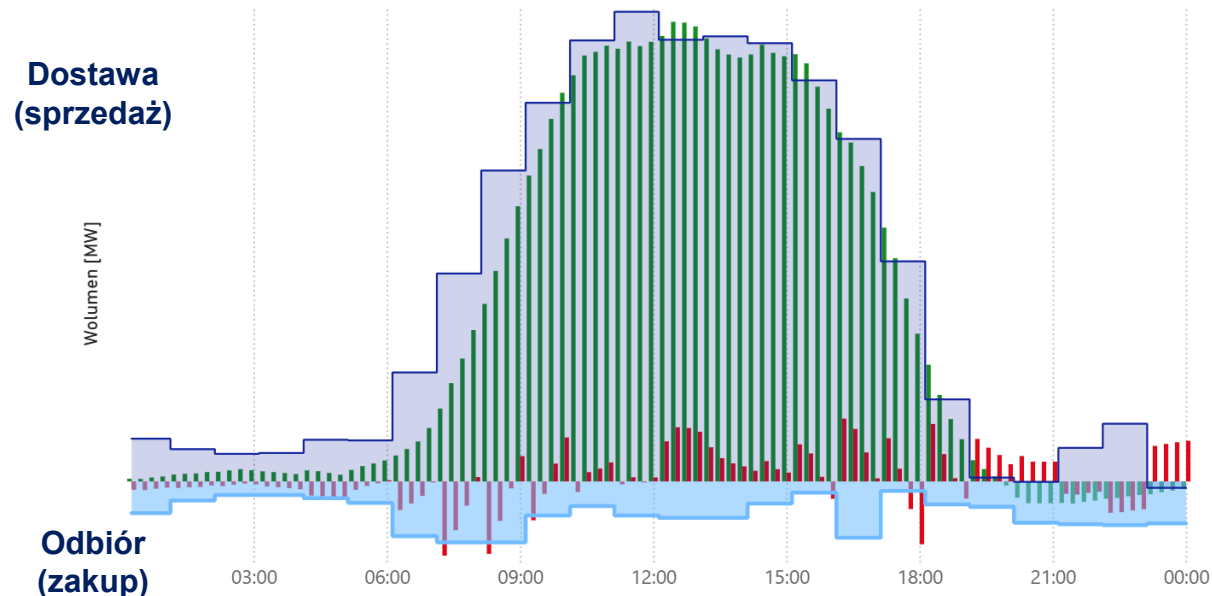
- Dobre prognozowanie i kontraktacja rzeczywistego zużycia energii elektrycznej
- Niezbilansowanie ma charakter losowy i oscyluje wokół zera
- Bardzo niskie koszty niezbilansowania, niskie ryzyka finansowe



Niska jakość bilansowania

- Brak dostosowania wolumenu zakupionej energii do zużycia pomimo stałego, trwającego wiele dni niezbilansowania
- Brak planowania poboru, wysokie ryzyka finansowe dla POB
- Ignorowanie obowiązku bilansowania – zupełna bierność POB obciąża system i zwiększa koszt dostawy energii

● Zużycie ● Kontrakty USE (do RDN) ● Kontrakty USEB (na RDB) ● Niezbilansowanie



Wysoka jakość bilansowania

- POB skutecznie zaprognozował produkcję, dopasowując do niej kontrakty (przy czym lepszym wyborem byłyby kontrakty 15 min.)
- Odkup brakującej energii na rynku intra-day w reakcji na zmianę profilu generacji

Niska jakość bilansowania

- Kontrakty zupełnie niedopasowane do generacji
- Próba poprawy bilansu na rynku intra-day nieskuteczna: m.in. zbyt wczesny zakup energii pogłębił niezbilansowanie
- Niekorzystanie z 15-minutowych produktów
- Ignorowanie obowiązku bilansowania – POB zawiera transakcje w oderwaniu od potrzeb obciążając system i zwiększając koszt dostawy energii

Rynek energii podlega ciągłemu rozwojowi, aby uczestnicy rynku (POB) mogli zarządzać swoją pozycją bilansową, zawierając transakcje handlowe możliwie blisko czasu rzeczywistego, na płynnym i konkurencyjnym rynku

Handel bliżej czasu rzeczywistego

30-minutowy czas zamknięcia bramki rynku dnia bieżącego



wydłużenie możliwości handlu do 30 minut przed czasem dostawy – **więcej czasu na korektę pozycji bilansowej**

od 1 stycznia 2029 r. (Polska uzyskała 3-letnią derogację)

Większa płynność rynku spot

integracja z państwami Wspólnoty Energetycznej



geograficzna ekspansja jednolitego łączenia rynków **większa płynność i konkurencyjność**

SDAC: nie wcześniej niż Q1Y28
SIDC: Q4Y28 (dotyczy Ukrainy i Mołdawii)

Efektywniejsza wymiana międzystrefowa

wdrożenie podejścia flow-based na rynku dnia bieżącego



lepsze odwzorowanie rzeczywistych warunków pracy połączonego systemu w procesach rynkowych

IDA: nie wcześniej niż Q4Y27
Notowania ciągłe: w trakcie analiz wykonalności

Rozwój mechanizmów hedgingowych

wdrożenie podejścia flow-based na aukcjach długoterminowych



zabezpieczenie przed zmiennością międzyobszarową na rynku dnia następnego

dla okresu dostaw od 1 stycznia 2027 r.

Bilansowanie techniczne

Bilansowanie techniczne to działania podejmowane w związku z odchyleniami w pracy zasobów od wielkości zaplanowanych (zakończonych), w szczególności wskutek zdarzeń awaryjnych, mające na celu zapewnienie w każdej chwili **równowagi pomiędzy produkcją i zużyciem energii elektrycznej**

Wolumen bilansowania technicznego powinien zatem być marginalny w stosunku do bilansowania handlowego

Za bilansowanie techniczne odpowiada **operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP)**

Środki, którymi dysponuje OSP dla zbilansowania KSE w ramach bilansowania technicznego:

- Rynek mocy bilansujących
- Rynek bilansujący (w tym IGCC, PICASSO)

Środki standardowe

- Usługi IZP, IRP
- Nierynkowe redysponowanie
- Przywołania na rynku mocy

Środki uzupełniające

- Pomoc międzyoperatorska
- Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej

Środki nadzwyczajne

OSP w ramach bilansowania technicznego działa:

- **Proaktywnie**, aktywując energię bilansującą z wyprzedzeniem, na podstawie planów pracy i prognoz, w celu zmniejszenia niezbilansowania KSE w czasie rzeczywistym
- **Reaktywnie**, aktywując energię bilansującą w czasie rzeczywistym, dla odbudowy częstotliwości w systemie do wartości standardowej i skompensowania uchybu regulacyjnego KSE

Skala bilansowania technicznego OSP oraz jego jakość i efektywność zależą od:

- Jakości bilansowania handlowego POB
- Kompletności i jakości planów pracy MWE i MEE zgłaszanych do OSP
- Realizacji rampowania mocy przez MWE i MEE w ramach wykonywania transakcji handlowych
- Dostępu do szybkich i elastycznych zasobów regulacyjnych z wykorzystaniem mechanizmów rynkowych
- Obserwowalności zasobów przyłączonych do sieci
- Sterowalności zasobami nieuczestniczącymi w mechanizmach rynkowych (na potrzeby sytuacji niestandardowych)

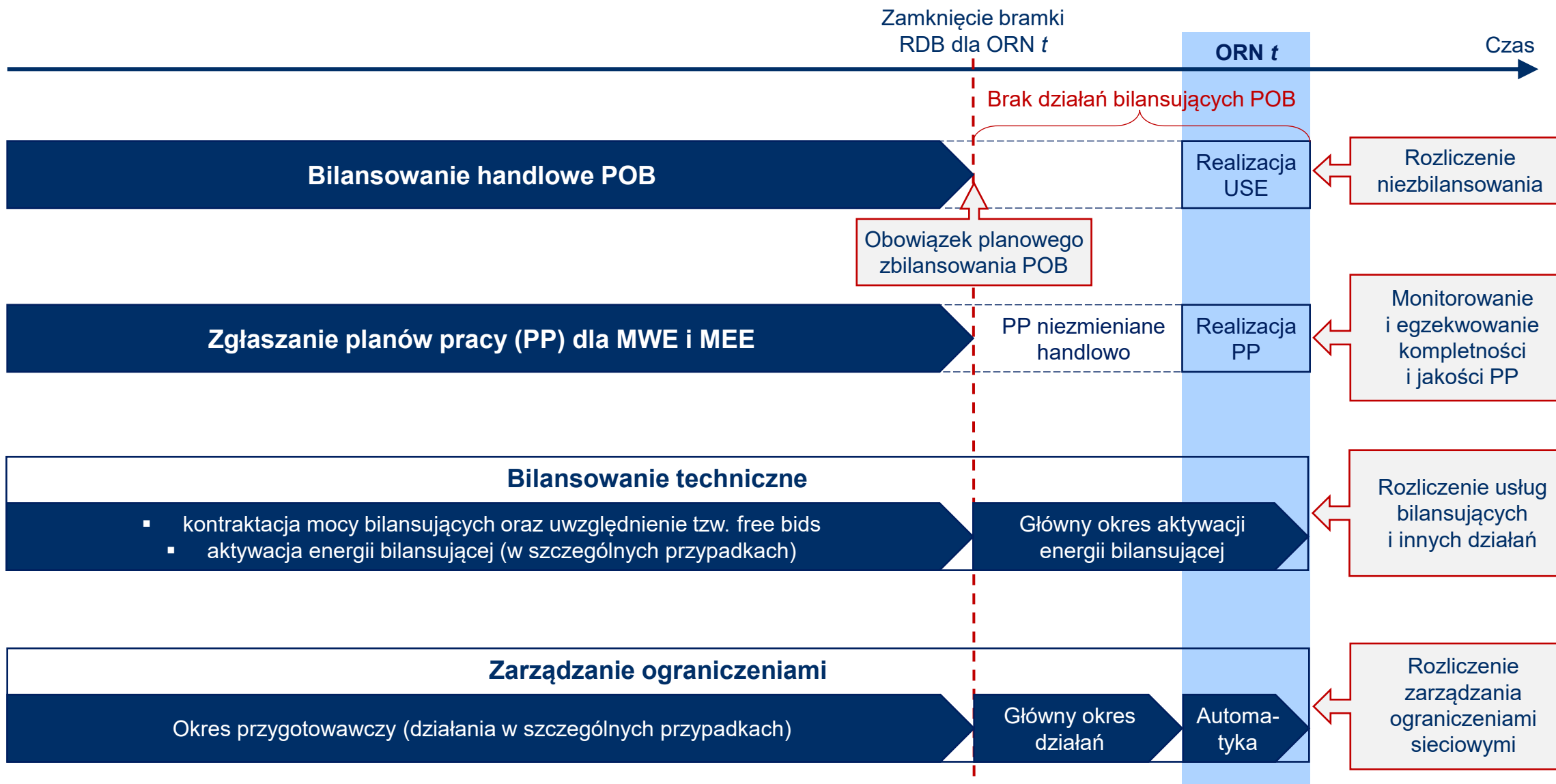
Duża skala bilansowania technicznego z wykorzystaniem niestandardowych środków nie zapewnia efektywności kosztowej i nie tworzy właściwych sygnałów cenowych

Pożądany kierunek: osiągnięcie stanu umożliwiającego ograniczenie działań proaktywnych

Bilansowanie handlowe i techniczne to procesy, które są wprawdzie realizowane przez różne podmioty, ale mają na siebie wzajemnie wpływ. Zwłaszcza jeśli są realizowane w tym samym czasie

Bilansowanie handlowe i techniczne mają wpływ na rozpływy mocy w systemie, czyli na zarządzanie ograniczeniami sieciowymi przez OSP i OSD

Skuteczne i efektywne zarządzanie systemem w obu obszarach wymaga właściwej koordynacji działań wszystkich podmiotów – uczestników rynku (POB) oraz operatorów systemu (OS), w sposób zapewniający OS możliwość wywiązania się z ich obowiązków



- **Obowiązek planowego zbilansowania portfela zakupowo-sprzedażowego POB** na moment zamknięcia bramki rynku dnia bieżącego (od 2029 r. 30 min przed okresem dostawy)
- Wprowadzenie mechanizmów **egzekwowania planowego zbilansowania POB** (np. monitorowanie wskaźników jakości zbilansowania, egzekwowanie działań naprawczych, wpływ na wielkość wymaganego zabezpieczenia finansowego itp.)
- **Obowiązek zgłaszania planów pracy dla MWE i MEE do OSP/OSD** do zamknięcia bramki rynku dnia bieżącego oraz mechanizmy **egzekwowania kompletności i jakości planów pracy**
- Brak możliwości aktualizacji planów pracy dla MWE i MEE po zamknięciu bramki rynku dnia bieżącego (**brak passive balancing**)
- Utrzymanie jednolitej ceny niezbilansowania (**single imbalance pricing**) **motywującej do planowanego zbilansowania portfeli zakupowo-sprzedażowych POB**
- **Rozszerzenie obowiązku aktywnego udziału w rynku bilansującym** (MWE i MEE o mocy osiągalnej ≥ 10 MW oraz MWE i MEE o mocy osiągalnej $\geq 0,2$ MW korzystające z systemu wsparcia zgodnie z ustawą o OZE)
- Wprowadzenie **standardu rampowania**
- Zapewnienie pełnej **obserwowalności** i adekwatnego zakresu **sterowalności**
- Przegląd zasad procesu **kwalfikacji** dostawcy usług bilansujących
- Weryfikacja wymaganych **zakresów mocy bilansujących**
- Wprowadzenie **free bids** w ramach pozyskiwania mocy bilansujących

	Bilansowanie handlowe (realizacja działań po stronie POB/UR)	Bilansowanie techniczne (realizacja działań po stronie OSP)
Wymagania	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Obowiązek zbilansowania portfela (produkcja, zużycie, kontrakty USE) na każdy 15-minutowy okres handlowy do czasu zamknięcia bramki rynku dnia bieżącego ▪ Obowiązek zgłoszenia OSP planów pracy dla MWE i MEE do czasu zamknięcia bramki rynku dnia bieżącego (brak możliwości ich aktualizacji po zamknięciu bramki rynku dnia bieżącego – brak <i>passive balancing</i>) ▪ Realizacja zgłoszonych planów pracy ▪ Ponoszenie odpowiedzialności finansowej za niezbilansowanie ▪ Unikanie niezbilansowań zakłócających pracę systemu (dużych lub systematycznych odchyłań od pozycji kontraktowej) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Pozyskanie wymaganych rezerwy mocy w systemie ▪ Bilansowanie systemu (obszaru regulacyjnego) po zamknięciu bramki rynku dnia bieżącego poprzez aktywację mocy bilansujących ▪ Zarządzanie przepływami na połączeniach transgranicznych i zarządzanie ograniczeniami sieciowymi ▪ Reagowanie na zakłócenia, tj. przywracanie równowagi pomiędzy produkcją i zużyciem energii elektrycznej (50 Hz) ▪ Aktywowanie środków bilansowych uzupełniających i nadzwyczajnych w wymagających tego sytuacjach ▪ Koordynowanie swoich działań z operatorami sąsiednimi (w uzasadnionych sytuacjach) ▪ Rozliczanie działań bilansujących i niezbilansowania
Usługi	<div style="border: 1px solid #ccc; border-radius: 15px; padding: 10px; background-color: #f9f9f9;"> Rynek zorganizowany oraz kontrakty bilateralne (brak aktywnej roli OSP) </div>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Zakup mocy bilansujących (rezerwy): FCR, aFRR, mFRR (produkt standardowy i specyficzny), RR (docelowo ograniczone / brak) ▪ Zakup energii bilansującej (aktywacja): aktywacja aFRR (PICASSO), aktywacja mFRR (MARI), zmiana grafiku – redysponowanie sieciowe i bilansowe, uruchamianie jednostek grafikowych z ZAK=1 (w tym z wytwornicy pary)

ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMII SIECIOWYMI

Łukasz Szczepaniak, Departament Zarządzania Systemem



Najważniejsze korzyści wynikające z wprowadzenia zintegrowanego planowania pracy sieci oraz bilansowania KSE

Uczestnicy rynku

- 1) Maksymalizacja wykorzystania istniejących zdolności sieciowych dla realizacji transakcji handlowych
- 2) Uzyskiwanie korzyści ze świadczenia usług na potrzeby zarządzania ograniczeniami sieciowymi (zarówno na rzecz OSP jak i OSD) oraz bilansowania w czasie rzeczywistym
- 3) Racjonalizacja kosztów bilansowania w czasie rzeczywistym oraz kosztów usuwania ograniczeń sieciowych
- 4) Eliminacja nierynkowego redysponowania

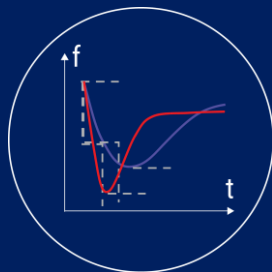
Operatorzy systemu

Skuteczne mitygowanie ryzyk w zakresie spełnienia warunków bezpiecznej pracy sieci, w szczególności poprzez:

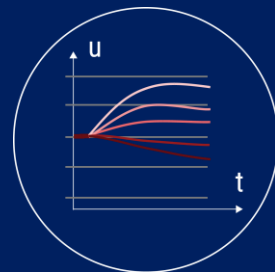
- a) pełną koordynację działań OSP i OSD
- b) dokładne modelowanie pracy sieci
- c) wystarczalność rynkowych środków operacyjnych
- d) ujednoczenia schematu realizacji transakcji handlowych

Wybrane uwarunkowania zarządzania pracą KSE przez operatorów systemu w perspektywie najbliższych lat (1/2)

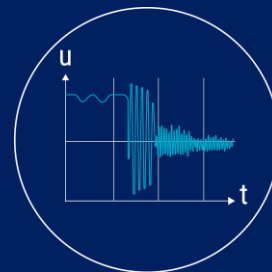
- 1) Moc zainstalowana źródeł OZE w KSE już przekracza szczytowe zapotrzebowanie, a planowany jej rozwój to 2-3 krotność zapotrzebowania
- 2) Istotna część krajowego zapotrzebowania na moc elektryczną zaspokajana okresowo przez źródła z promieniowej sieci dystrybucyjnej
- 3) Duża zmienność warunków pracy promieniowej sieci dystrybucyjnej w relacji do sieci zamkniętej (dostawy albo poboru mocy oraz jej ilość)
- 4) Bramka czasowa dla prowadzenia handlu energią elektryczną zamykana na 30 minut przed dostawą energii (rozwiązanie od 1/1/2029 r.)
- 5) Procesy zarządzania ograniczeniami oraz napięciami wykonywane blisko czasu realizacji dostaw energii elektrycznej
- 6) Planowanie pracy sieci oparte na Planach Pracy (PP) zasobów przyłączonych do sieci
- 7) Głęboka zmiana struktury wytwarzania energii elektrycznej w KSE ograniczająca dostępność usług systemowych świadczonych przez źródła konwencjonalne i zwiększająca znaczenie pracy dla systemu wykonywanej przez rozproszone zasoby przyłączone do KSE
- 8) Silnie rozproszone zasoby elastyczności w KSE w zakresie zmiany ilości dostarczanej oraz pobieranej mocy czynnej, z dostępem w różnych trybach aktywacji – rynek bilansujący (RB), usługa elastyczności (UE), redysponowanie nierynkowe
- 9) Rosnące znaczenie inercji, mocy zwarciowej oraz rampowania w zakresie realizacji zawartych USE oraz usług dla operatorów systemu



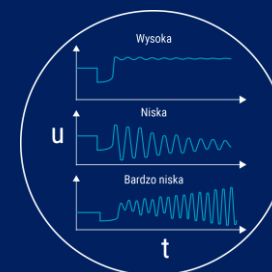
Dostępna
INERCJA



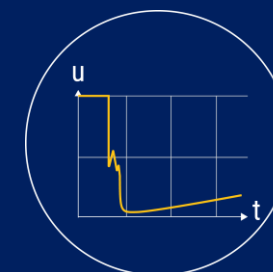
Regulacja
NAPIĘĆ



Interakcja
INWERTERÓW



Moc
ZWARCIOWA



Szybkie
STEROWANIE

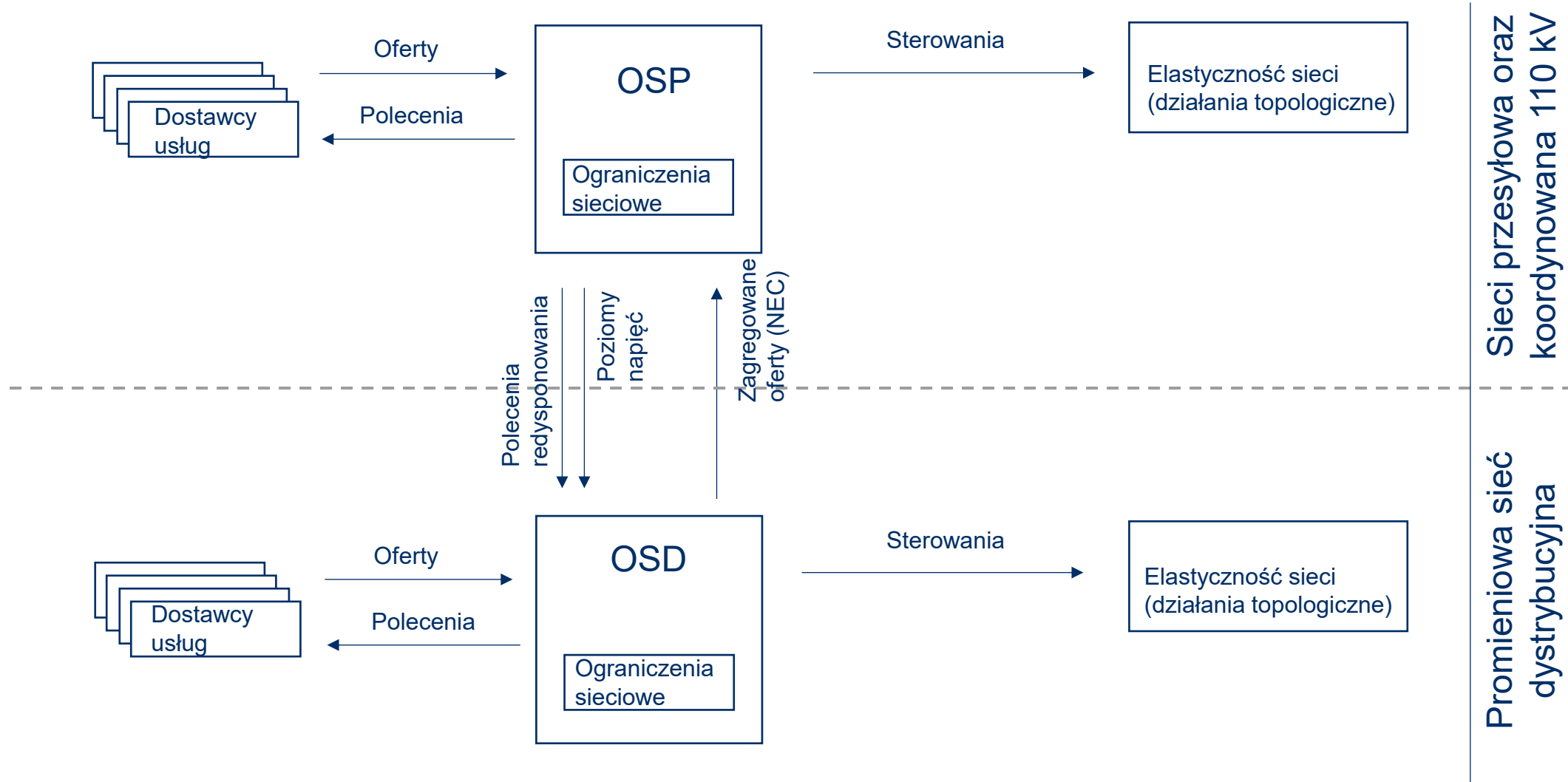
Wybrane uwarunkowania zarządzania pracą KSE przez operatorów systemu w perspektywie najbliższych lat (2/2)

- W takich warunkach:
- Bezpieczeństwo pracy KSE zależy od bezpieczeństwa pracy (i) **sieci zamkniętej** oraz (ii) **sieci dystrybucyjnej**
- Skuteczne i efektywne spełnienie kryteriów bezpiecznej pracy KSE wymaga od operatorów systemu:
 - integracji i koordynacji działań operacyjnych, dla zapewnienia ich **zbieżności** w celu gwarantowania stabilnej pracy KSE
 - udostępniania (współdzielenia) potencjału zasobów, dla zapewnienia ich **wystarczalności**, a w tym kontekście również **maksymalnej unifikacji produktów**
- Wdrożenie rozwiązań opartych na integracji i koordynacji działań OSD i OSP oraz dostępie do rozproszonych zasobów **jest pilne** z uwagi na:
 - ryzyko **niewystarczalności rynkowych zasobów dla zarządzania ograniczeniami w sieci zamkniętej oraz dla bilansowania KSE**
 - unikanie **tworzenia ograniczeń w danej sieci** (zamkniętej lub promieniowej dystrybucyjnej) wskutek usuwania ograniczeń w innej sieci (promieniowej dystrybucyjnej lub zamkniętej)

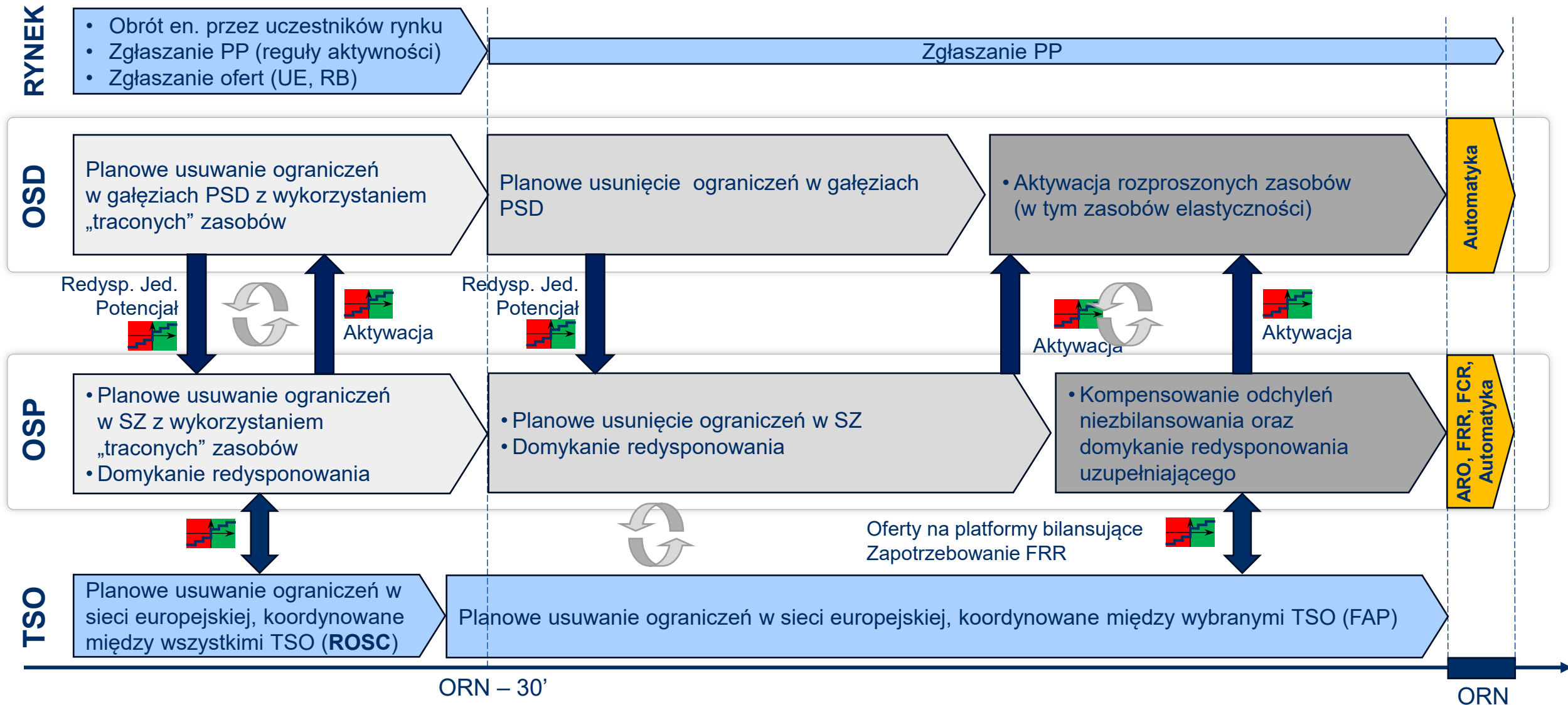
Koncepcja modelu bilansowania KSE oraz zarządzania ograniczeniami w sieci KSE

	Uczestnicy rynku	Operatorzy systemu
Wymagania	<ol style="list-style-type: none"> 1) Zbilansowanie planowe portfela zakupowo-sprzedażowego, tj. na etapie zakończenia handlu na RDB: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Planowana Generacja = Planowanemu Zużyciu 2) Realizacja planów pracy zgodnie ze zgłoszeniami dokonanymi po zakończeniu handlu na RDB, tj. niepodejmowanie działań handlowych po RDB 3) Niepodejmowanie działań w zakresie samodzielnego bilansowania się w czasie rzeczywistym 	<ol style="list-style-type: none"> 1) Zbilansowanie KSE w czasie rzeczywistym 2) Usunięcie ograniczeń w sieci
Usługi	<p>Dobrowolne świadczenie usług na potrzeby zarządzania ograniczeniami sieciowymi przez operatorów systemu</p>	<p>Pozyskiwanie usług na potrzeby zarządzania ograniczeniami sieciowymi:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) redysponowanie w ramach zintegrowanego procesu grafikowania z wykorzystaniem zasobów aktywnie uczestniczących w Rynku Bilansującym b) redysponowanie z wykorzystaniem potencjału zasobów oferujących usługi elastyczności dla OSD c) generacja GWS na potrzeby spełnienia ograniczeń sieciowych aktywowana na rynku dnia następnego albo na rynku bilansującym

Poglądowy schemat zintegrowanego planowania pracy sieci w relacji OSP-OSD



Wybrane procesy w zakresie zintegrowanego planowania pracy sieci w relacji TSO-OSP-OSD



USŁUGI SYSTEMOWE (NIECZĘSTOTLIWOŚCIOWE)

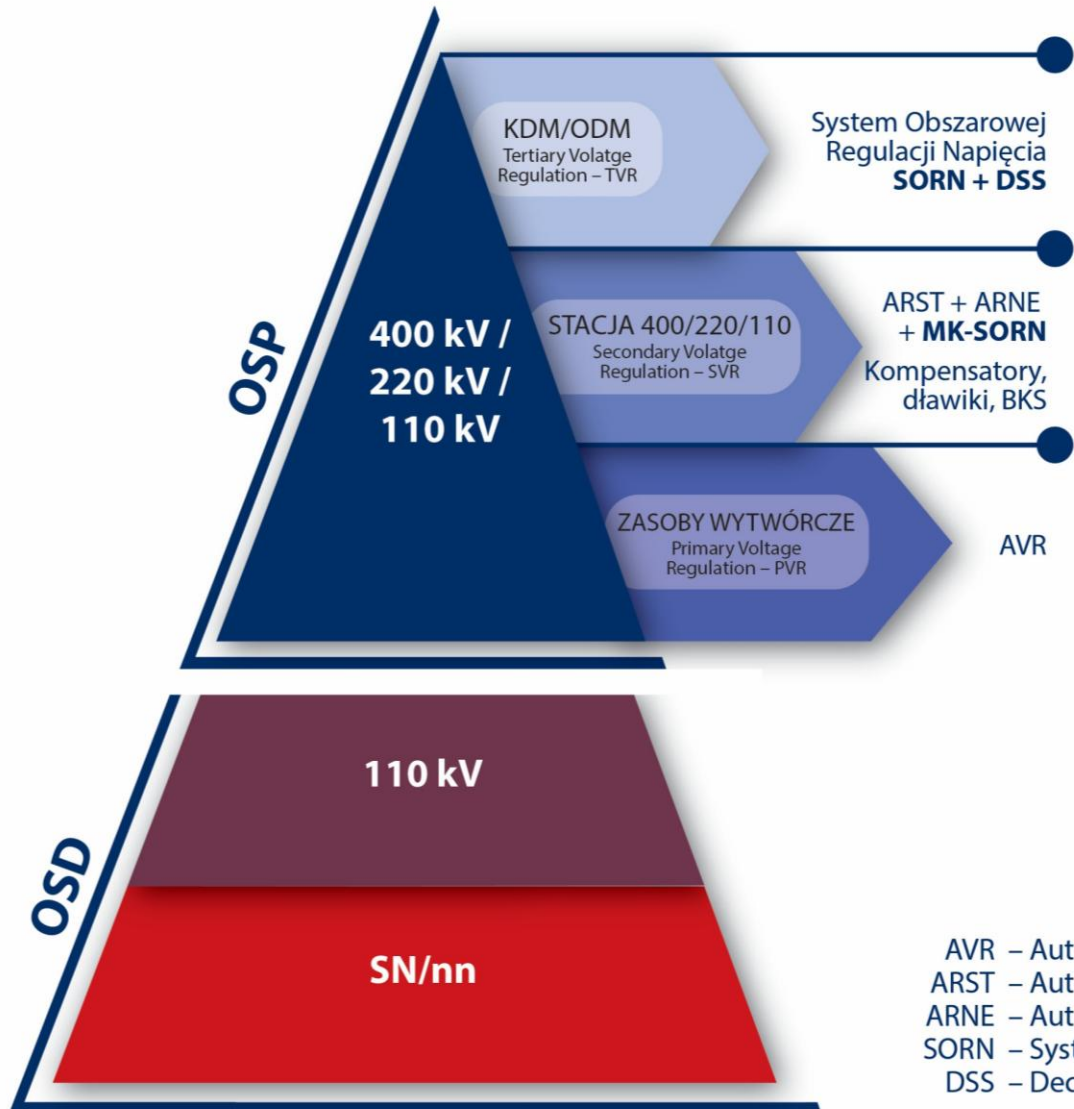
Marek Głaz, Departament Zarządzania Systemem

www.pse.pl



Utrzymanie stabilności i parametrów systemu

Regulacja napięcia i mocy biernej w ramach hierarchicznej odpowiedzialności i koordynacji OSP-OSD



- Koordynacja OSP-OSD w zakresie regulacji napięć, zgodnie z hierarchicznym systemem odpowiedzialności OSP i OSD za napięcia w sieci połączonej
- OSP reguluje napięcia w punktach styku sieci OSP i OSD (stacje zasilające NN/110 kV), utrzymując zadany profil napięciowy
- OSD regulują napięcia w pozostałej części sieci 110 kV i poniżej (SN, nn), pozyskując zasoby i zdolności
- Minimalizacja przepływów mocy biernej na interfejsach OSP-OSD (zasada „zero Q”) **w sytuacji gdy nie wpływa to negatywnie na profile napięciowe**

AVR – Automatic Voltage Regulation
ARST – Automatyczna Regulacja Stacji Transformatorowej
ARNE – Automatyczna Regulacja Napięcia Elektrowni
SORN – System Obszarowej Regulacji Napięcia
DSS – Decision Support System

Utrzymanie stabilności i parametrów systemu

Regulacja napięcia i mocy biernej

	Praca regulacyjna	Praca kompensatorowa
Wymagania	<ul style="list-style-type: none">▪ Obowiązek uczestnictwa w regulacji mocy biernej dla MWE/MEE▪ Zdolność do regulacji napięcia i mocy biernej zgodnie wymogami <u>Rozporządzenia NC RfG</u> i IRiESP/IRiESD oraz kryteriach określonych przez właściwego operatora (np. charakterystyka statyczna regulacji napięcia, zadana moc Q)▪ Zdolność do pracy w trybie autonomicznym w reakcji na napięcie w sieci zgodnie z zadaną charakterystyką oraz włączenia do systemu regulacji nadrzędnej OSP/OSD (np. systemu ARST)	<ul style="list-style-type: none">▪ Utworzenie w instrukcji ruchu wymogu gotowości do pracy kompensatorowej gdy MWE/MEE nie produkuje mocy czynnej ($P=0$)▪ Wymóg obejmie zasoby posiadające techniczne możliwości pracy przy $P=0$▪ Wykorzystanie pracy kompensatorowej będzie następować w sytuacji gdyby OS tego wymagał
Usługi	<ul style="list-style-type: none">▪ Usługa aktywnego regulowania napięcia i mocy biernej w ramach hierarchicznego systemu regulacji napięć OSP-OSD (np. płatność za bycie włączonym do regulacji nadrzędnej ARST).▪ Usługi regulacji mocy biernej w zakresie regulacji wykraczającym poza wymagania <u>NC RfG</u>	<ul style="list-style-type: none">▪ Utworzenie usługi pracy kompensatorowej

Skutek transformacji

- niska „sztywność sieci” – duża podatność na odkształcenia przebiegu napięcia
- obniżenie **inercji**
- obniżenie **mocy zwarciowej**
- obniżenie **stabilności napięciowej**

Wyzwania

- wzrost **dynamiki** stanów przejściowych
- wzrost **zmienności warunków** towarzyszących zakłóceniom
- większe prawdopodobieństwo wystąpienia **rezonansów**
- **niekorzystne interakcje** między jednostkami IBR lub między IBR a klasycznymi jednostkami wytwórczymi
- **problemy z jakością energii** elektrycznej (np. asymetrią)
- **niewłaściwe zadziałania EAZ**

Motywacja dla GFM



Ryzyko

Intensyfikacja obecnych lub pojawienie się nowych zagrożeń w SEE obniżających jego stabilność



Wyzwanie

Utrzymanie stabilnej pracy KSE przy malejącym ilościowo i jakościowo zestawie dotychczas stosowanych środków regulacyjnych



Możliwe rozwiązanie

Wdrożenie GFM jako zdolności technicznej oczekiwanej od IBR



Poprawa stabilności i niezawodności SEE

Dzięki GFM IBR mogą dostarczać niezbędne właściwości systemowe, co ma pozwalać na uzyskanie oczekiwanej stabilizacji warunków pracy KSE w stanach przejściowych



Zwiększenie bezpieczeństwa w stanach krytycznych

Wprowadzenie GFM powinno zwiększyć odporność IBR na zakłócenia, a także ułatwić odbudowę KSE po dużych awariach systemowych, m.in. poprzez funkcję *black startu*



Optymalizacja kosztów operacyjnych i zwiększenia efektywności

GFM powinno optymalizować zarządzanie zasobami w celu zapewnienia odpowiedniej stabilności KSE. GFM może również przyczyniać się do poprawy parametrów jakości energii elektrycznej



Bezpieczna praca KSE z dużym udziałem OZE

Poprawa integracji OZE z KSE może umożliwić zwiększenie ich wolumenu przy zachowaniu oczekiwanego poziomu stabilności

- ✓ Wymagania w zakresie GFM dla PPM znalazły się w projekcie RfG 2.0 – KE w czerwcu 2026 r. planuje rozpocząć konsultacje tej regulacji
- ✓ W październiku 2025 r. ENTSO-E opublikowało raport „*Grid forming capability of power park modules*” opracowany wraz EU DSO Entity, Cenelec, SolarPower Europe, Wind Europe, Energy Storage Europe, zawierający wyjaśnienia użytych w RfG 2.0 terminów dotyczących GFM
- ✓ W dokumencie „*ENTSO-E position on the need for national connection requirements to ensure EU power system stability*” z dnia 11.12.2025 r. wskazano na konieczność wprowadzenia krajowych wymogów dot. przyłączy zapewniających stabilność systemu energetycznego UE, w tym wymogów GFM, a także rekomendowano OSP podjęcie działań mających na celu jak najszybszą aktualizację krajowych wymogów w tym zakresie, m.in. w oparciu o NC RfG 2.0.

Grid forming

Wymagania

Zdefiniowanie GFM jako grupy zdolności technicznych umożliwiających zasobom Inverter-Based Resources (IBR) pełnienie roli „formujących sieć”, czyli aktywnie wpływających na kształtowanie parametrów pracy SEE, w tym napięcia i częstotliwości na podobieństwo synchronicznych jednostek wytwórczych. Obejmuje to m.in.:

- Zachowanie/praca jako źródło napięcia
- Zdolność do odpowiedzi w dziedzinie częstotliwości (inercja syntetyczna)
- Zdolność do tłumienia oscylacji

1 W pierwszej kolejności będą określone wymagania dla MEE (najbardziej dojrzały technologicznie typ IBR z GFM). W 2026 r. przewidziane jest również:

- Określenie sposobu wprowadzenia wymogów w obowiązujących regulacjach / zawieranych umowach z uwzględnieniem MEE istniejących, w budowie oraz nowych
- Określenie sposobu weryfikacji / symulacji i testowania zdolności oraz sposobu wykonywania pomiarów

2 Następnie planowane jest określenie zdolności GFM dla układów hybrydowych (np. MEE+PPM) oraz PPM (działanie planowane od 2027 r.)

Usługi

Zdolności GFM mogą być wykorzystane w ramach usług systemowych, takich, m.in., jak:

- Usługa odbudowy dla MEE posiadających zdolność do rozruchu autonomicznego oraz potwierdzoną zdolność do budowy ciągu rozruchowego
- Rozszerzony zakres inercji syntetycznej, tj. wymagający utrzymywania odpowiedniego buforu mocy lub energii w danym okresie

Obrona i odbudowa systemu

Zgodnie ze Strategią PSE do roku 2040

PSE opracowują:

- nową strategię obrony KSE (do końca 2026 roku),
- nową strategię odbudowy KSE (do końca 2028 roku) z wykorzystaniem m.in. magazynów energii elektrycznej, nowych źródeł gazowych i modułów parku energii.

Na podstawie udokumentowanych zdolności zostaną zawarte odpowiednie nowe **umowy na odbudowę KSE**.

Realizowane są cykliczne **testy sprawdzające dla podmiotów realizujących usługę odbudowy KSE** potwierdzających zdolność do jej świadczenia.

Wymagania	<ul style="list-style-type: none">▪ Odciążanie ponadczęstotliwościowe (LFSSM-O) i podczęstotliwościowe (LFSSM-U)▪ Wyłączenia awaryjne (stopnie A i B)▪ Zdolność pracy na potrzeby własne (PPW) dla MWE typu D>100MW▪ Obowiązek udziału w obronie i odbudowie nowych MWE (typ D i C)* <i>*Dla jednostek niepodlegających <u>Rozporządzeniu NC RfG</u> > 50 MW</i>▪ Realizacja testów zdolności MWE klasyfikowanych jako SGU w zakresie obrony i odbudowy KSE określonych w Planie Testów zatwierdzonym przez Prezesa URE
Usługi	<ul style="list-style-type: none">▪ Usługa odbudowy dla MWE posiadających rozruch autonomiczny i zdolność budowy ciągu rozruchowego

WYSTARCZALNOŚĆ

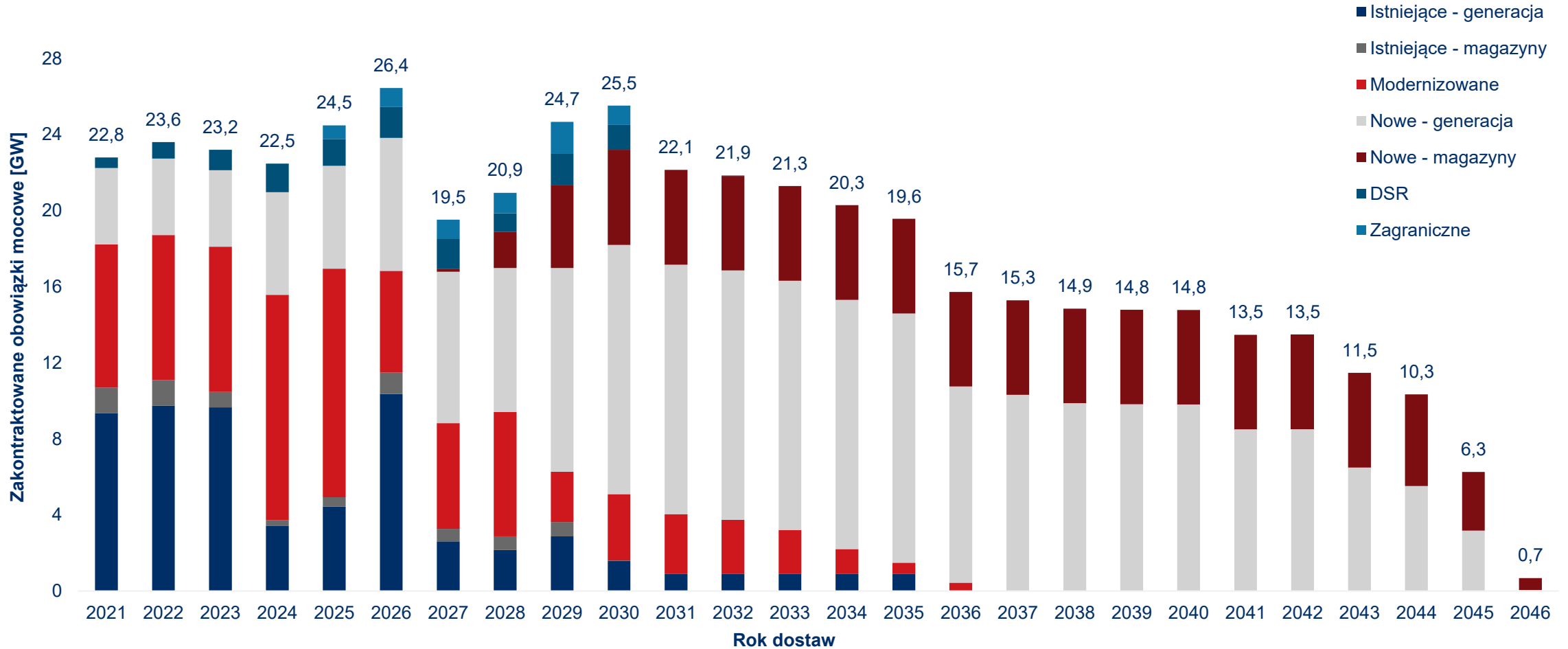
Marek Duk, Departament Rozwoju Systemu

www.pse.pl



Podsumowanie obecnego rynku mocy

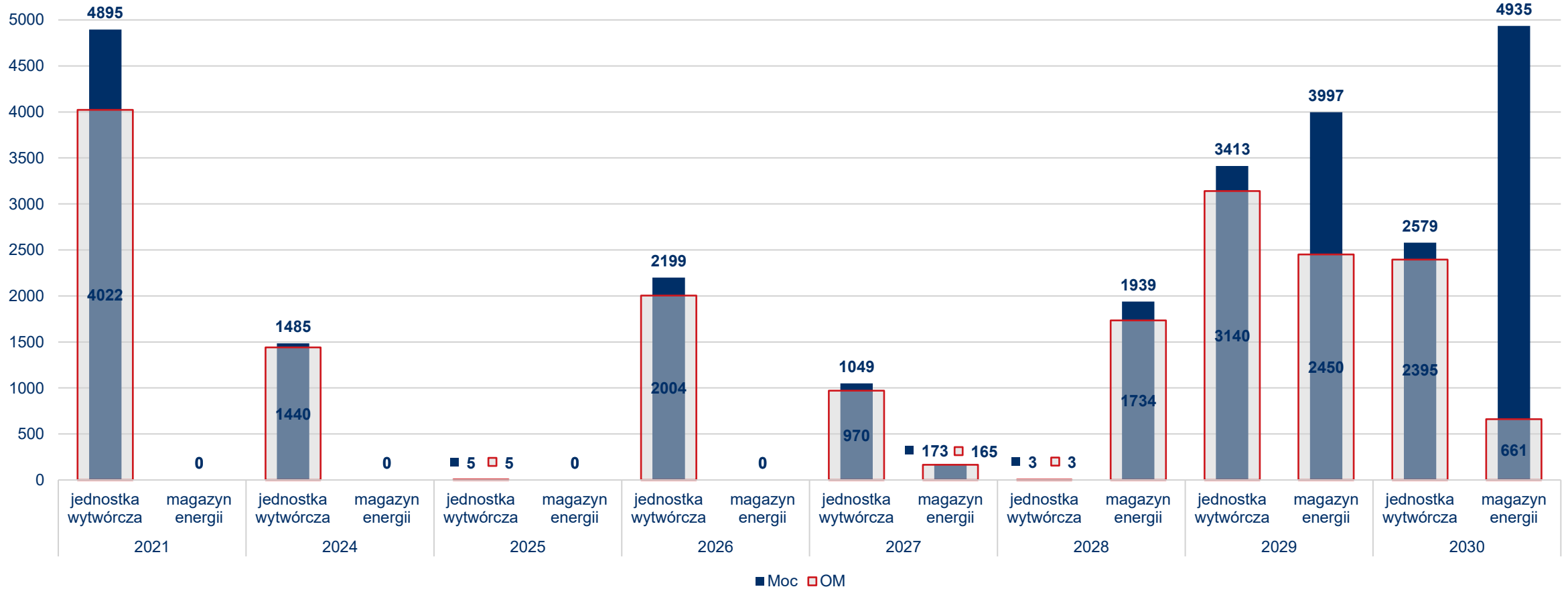
Zakontraktowane moce w podziale na typy jednostek

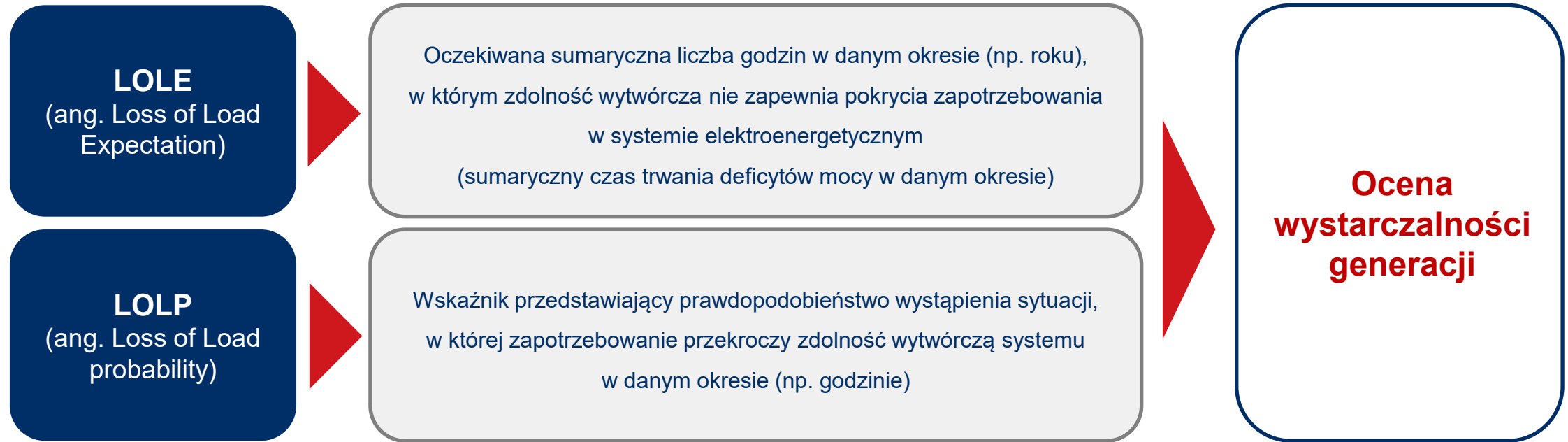


Podsumowanie obecnego rynku mocy

Nowe jednostki zakontraktowane w aukcjach mocy

Obowiązki mocowe i moc osiągalna netto [MW] – nowe jednostki





Standard bezpieczeństwa jest spełniony, jeżeli $LOLE \leq 3$ godzin w roku

* Na podstawie projektu PRSP przekazanego do uzgodnienia z Prezesem URE w kwietniu 2026 r.

Analiza wystarczalności zasobów wytwórczych dla okresu 2026-2041

Założenia dotyczące podaży oraz rozpatrywane scenariusze

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

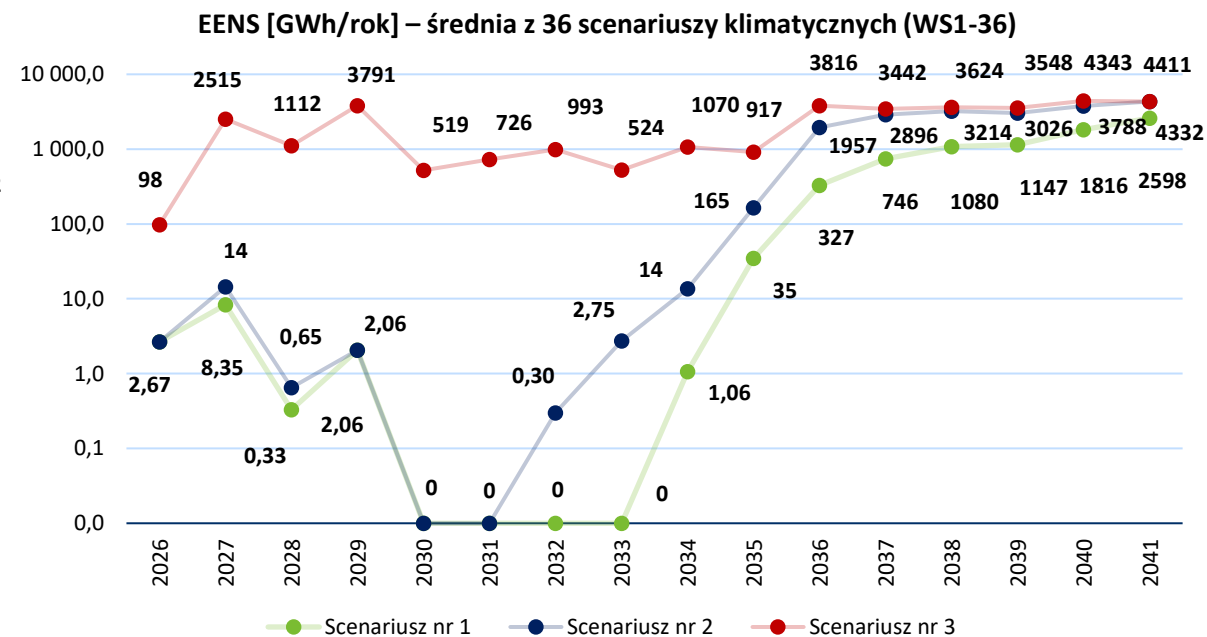
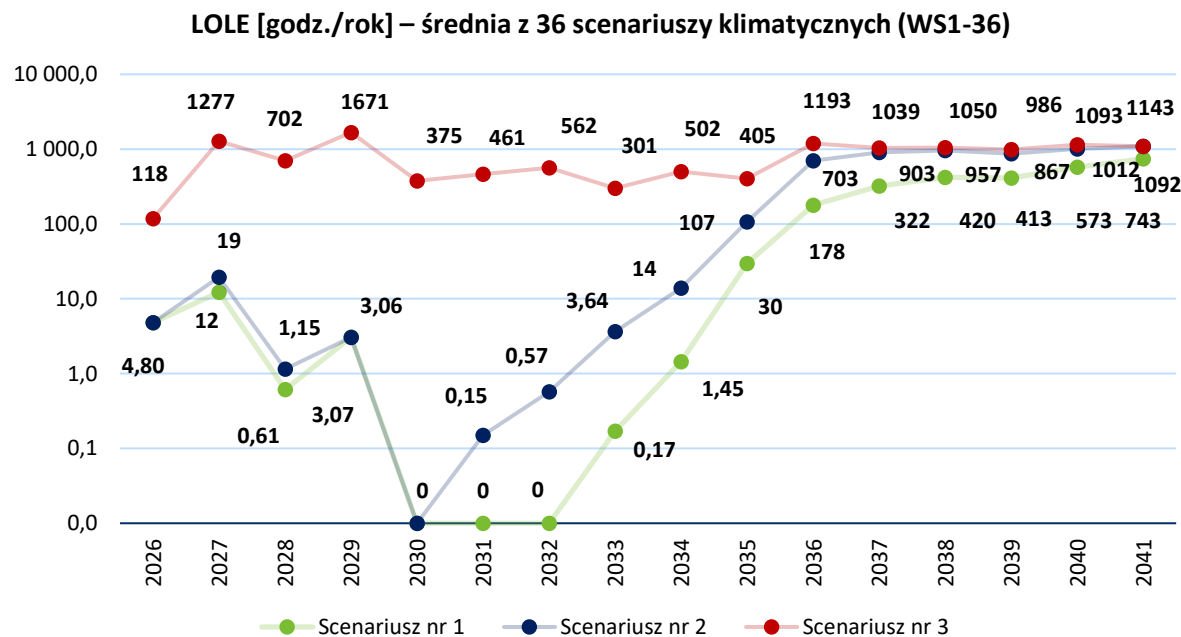
Analiza wystarczalności została opracowana w trzech scenariuszach zróżnicowanych pod kątem dostępności istniejących JWCD, tj.:

- **Scenariusz nr 1** – zakłada pracę istniejących węglowych jednostek wytwórczych do końca ich zdolności technicznych uwzględniając działania remontowe i modernizacyjne
- **Scenariusz nr 2** – zakłada, na podstawie deklaracji Wytwórców, wyłączenia z eksploatacji nierentownych jednostek węglowych pomimo zdolności technicznych do ich dalszej pracy
- **Scenariusz nr 3** – zakłada brak przeprowadzenia kolejnych (łącznie z już zaplanowanymi) aukcji na rynku mocy, skutkujący brakiem rentowności wysokoemisyjnych jednostek wytwórczych (węglowych nieposiadających kontraktów mocowych oraz węglowych po wygaśnięciu dotychczas zakontraktowanych obowiązków mocowych). Założono, że jednostki wysokoemisyjne nieobjęte obowiązkami mocowymi zostaną trwale odstawię z systemu

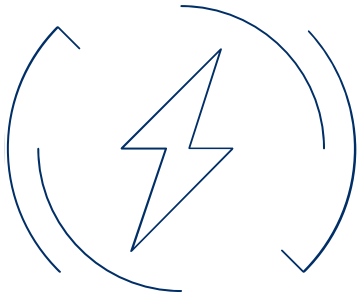
Rodzaj zasobu mocy	Numer scenariusza	Moc netto [MW]			
		2026	2030	2035	2040
JWCD konwencjonalne ciepłe	1	24 308	27 209	21 755	15 056
	2	24 308	27 209	19 413	12 356
	3	21 702	16 939	15 887	11 522
Bloki jądrowe	1, 2, 3	0	0	0	0
OZE	1, 2, 3	40 520	55 362	84 182	106 552
Magazyny energii i ESP	1, 2, 3	1 404	13 091	14 263	15 999
Pozostałe źródła	1, 2, 3	7 007	6 342	4 778	4 579

Analiza wystarczalności zasobów wytwórczych dla okresu 2026-2041

Wyniki wskaźnika LOLE, EENS, dla okresu 2026-2041

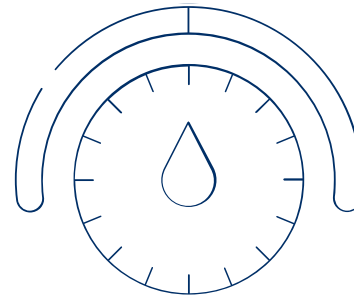


Rok	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Oszacowanie wielkości dodatkowej mocy dyspozycyjnej [MW] w celu spełnienia standardu bezpieczeństwa tj. LOLE ≤ 3 godz./rok																
Scenariusz nr 1	400	1 000	0	200	0	0	0	0	0	2 600	6 000	8 000	9 000	9 600	11 000	12 400
Scenariusz nr 2	400	1 400	0	200	0	0	0	200	1 600	4 800	10 000	11 800	12 400	12 600	13 600	14 600
Scenariusz nr 3	2 800	7 600	6 200	9 000	5 200	5 800	6 600	6 200	7 800	8 000	12 000	12 200	12 800	13 200	14 000	14 600



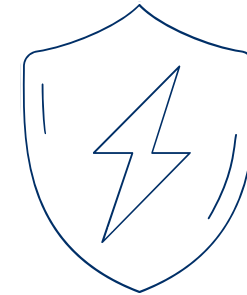
Rynek mocy po 2030 r.

nowy rynek mocy na lata 2031-2040, będący rozwinięciem obecnego mechanizmu, który umożliwi zawieranie długoterminowych kontraktów dla nowych i modernizowanych jednostek nisko- i zeroemisyjnych



Rynek elastyczności (non-fossil flexibility)

mechanizm elastyczności (non-fossil flexibility), wspierający powstawanie bezemisyjnych zasobów elastyczności, takich jak magazyny energii czy odpowiedź strony popytowej (DSR)



Mechanizm transformacyjny (dekarbonizacyjny)

mechanizm dekarbonizacyjny, zapewniający niezbędny poziom wystarczalności generacji do czasu oddania do eksploatacji nowych jednostek zero- i niskoemisyjnych

Następne kroki

Bilansowanie + zarządzanie ograniczeniami

- Zostaną zorganizowane dodatkowe **spotkania warsztatowe** (czerwiec-wrzesień)

Usługi systemowe (nieczęstotliwościowe)

- Zostaną zorganizowane dodatkowe **spotkania informacyjne i warsztatowe** (czerwiec-wrzesień) celem omówienia zgłaszanych uwag i postulatów oraz **formalne konsultacje publiczne** w zakresie wdrażanych zmian

PSE udostępni materiały z dzisiejszego spotkania wraz z formularzem zgłaszania uwag do prezentacji

Wystarczalność

- Formalne konsultacje publiczne po przyjęciu wymaganych aktów prawnych

Dziękujemy za udział w spotkaniu

Konstancin-Jeziorna | 16 czerwca 2026 r.

BĄDŹ NA BIEŻĄCO:



ENERGETYCZNY
KOMPAS



Konstancin-Jeziorna | 16 czerwca 2026 r.