

Bariery dla zwiększania roli obiorców w transformacji systemu energetycznego enel x

Jacek Misiejuk
Enel X Polska Sp. z o.o.



Fazy rozwoju integracji zmiennej energii odnawialnej (Variable Renewable Energy – VRE)



Sześć faz rozwoju VRE wg. IEA

1

VRE nie ma istotnego wpływu na poziomie systemu

2

VRE ma mały do umiarkowanego wpływ na system

3

VRE determinuje operacyjne funkcjonowanie systemu energetycznego

4

VRE zaspokaja zapotrzebowanie niemal przez cały czas

5

Znaczące wolumeny nadmiarowego VRE w ciągu roku

6

Zapewnienie dostaw energii praktycznie wyłącznie z VRE

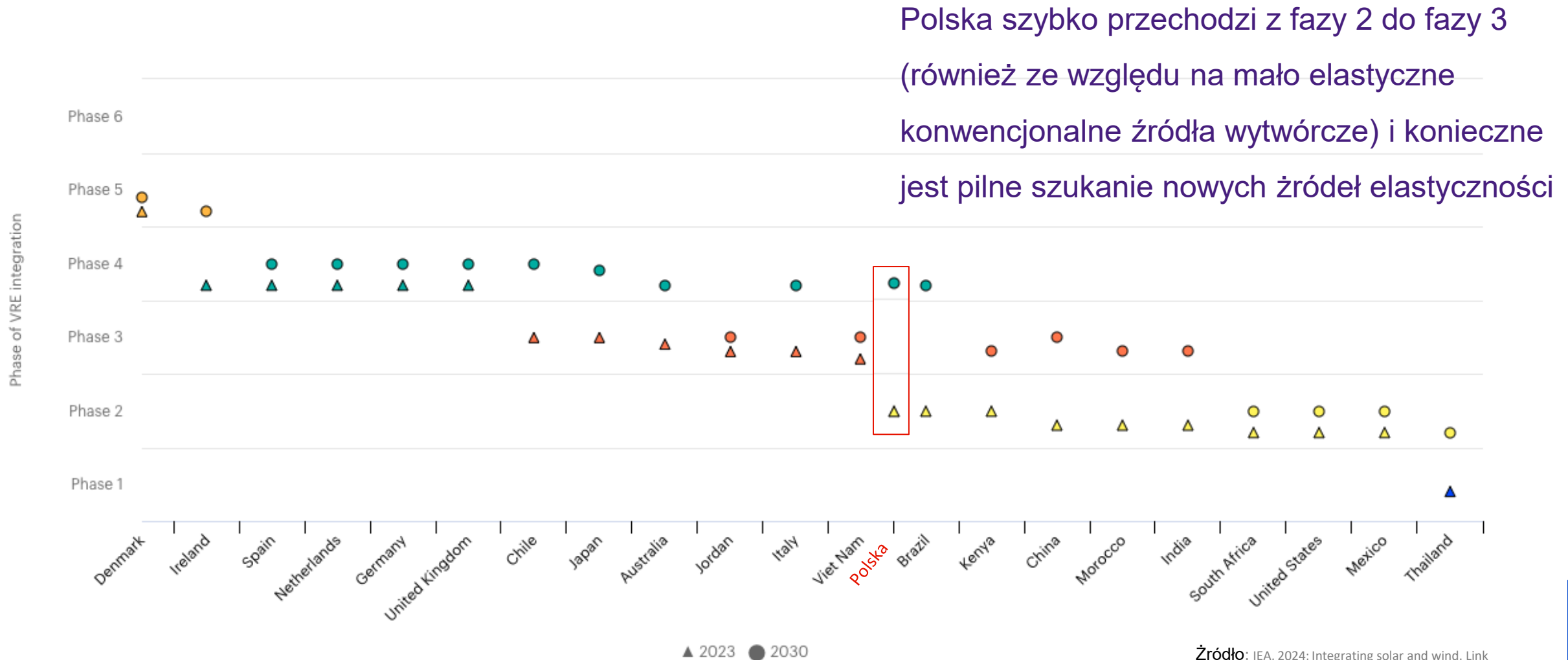
Wczesne fazy

Zaawansowane fazy

Źródło: IEA, 2024; Integrating solar and wind. [Link](#)

Rozwój systemów elektroenergetycznych na świecie

Fazy integracji VRE w wybranych krajach 2023-2030



Źródło: IEA, 2024; Integrating solar and wind. [Link](#)

Zasady efektywnego projektowania programów DSR enel x

Programy DSR wiążą się z koniecznością podjęcia dodatkowych działań po stronie klientów, które mogą mieć negatywny wpływ na ich działalność, zwiększać ryzyka lub nieefektywnie angażować ich czas, stąd konieczna jest pewność uzyskania korzyści finansowych oraz przyjazne zasady

Zakres wyborów			
Hamuje	Całą dobę	Dostępność zasobów	Tylko w szczycie
	Arbitralne	Uruchomienie zasobów	W razie potrzeb
	Natychmiastowe	Powiadomienie	Kilka godzin przed
	Nieograniczony	Czas trwania	Określony/ograniczony
	Brak	Limit zdarzeń	Limity dzienne/roczne
	Przewymiarowane	Wymagania technologiczne	Adekwatne
	Skomplikowana	Baseline	Prosta/dokładna/ fair
	Brak	Agregacja	Dla całego portfela
	Tylko energia	Płatność	Gotowość i realizacja
	Bardzo wysokie	Kary za brak realizacji	Rozsądne
Wspiera			

Show me the money



- Najbardziej efektywnym sposobem pozyskania dużego zaangażowania klientów (i agregatorów) jest płatność za utrzymanie gotowości do redukcji lub zwiększenia zapotrzebowania, drugą, mniej atrakcyjną alternatywą jest wysokie prawdopodobieństwo uzyskania konkretnych przychodów za redukcję lub zwiększenie zapotrzebowania - **optymalne może być połączenie różnych programów**
- Np. rynek mocy zapewnia stałe wynagrodzenie za dyspozycyjność przez cały rok, ale odbiorcy mają sezonowo lub dobowo znacznie większe możliwości i wielu z nich mogłoby dodatkowo uczestniczyć w programach interwencyjnych lub programach elastyczności o krótszym czasie notyfikacji z płatnością za wykonanie
- Z założenia brak wynagrodzenia za aktywację w rynku mocy miał motywować do działalności na rynku energii – niestety tego typu aktywność ogranicza ich zdolność do wykazania redukcji w rynku mocy (obniża baseline)
- **Projekt kodeksu sieciowego dotyczący DR stanowi, że rynkowe pozyskiwanie elastyczności powinno być preferowane nad podejściami nierynkowymi, takimi jak „elastyczne umowy przyłączeniowe” czyli np. zmniejszanie opłat za moc umowną.**



Programy interwencyjne operatorów nie są atrakcyjne finansowo



Rezygnacja z opłat za przekroczenie mocy nie jest wystarczającym bodźcem dla odbiorców i agregatorów – konieczne są płatności za gotowość bądź duża szansa na niskie ceny i realny dostęp do rynku spot

Ustawa Prawo Energetyczne wprowadziło pojęcie agregacji i agregatorów, brak jednak regulacji prawnych pozwalających w praktyce na taką niezależność i sprzedaż energii bilateralnie lub na giełdzie energii:

6e) agregacja – działalność polegającą na łączeniu wielkości mocy lub energii elektrycznej oferowanej przez odbiorców, wytwórców energii elektrycznej lub posiadaczy magazynów energii elektrycznej, z uwzględnieniem zdolności technicznych sieci, do której są przyłączeni, w celu sprzedaży energii elektrycznej, świadczenia usług systemowych lub usług elastyczności na rynkach energii elektrycznej;

(...)

Art. 5a1 . 1. Agregacja odbywa się na podstawie umowy agregacji zawartej między odbiorcą końcowym energii elektrycznej, wytwórcą energii elektrycznej lub posiadaczem magazynu energii elektrycznej a agregatorem.

2. Umowa, o której mowa w ust. 1, jest zawierana niezależnie od umów, o których mowa w art. 5 ust. 1 lub 3, i **nie wymaga zgody sprzedawcy energii elektrycznej lub przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej.**

(...)

Art. 5b . Podmiot, który zamierza prowadzić agregację, i agregator mają prawo do wejścia na rynki energii elektrycznej i uczestniczenia w tych rynkach **bez zgody innych uczestników rynku**



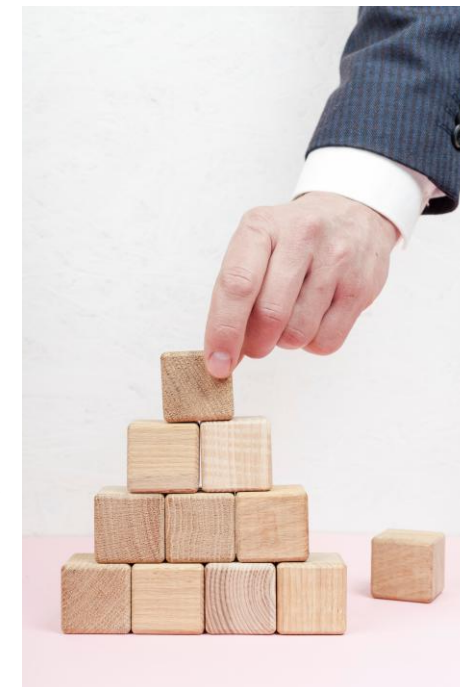
Wspólne stanowisko operatorów w UK: możliwość łączenia programów jako standard



Operatorzy NESO i OSD uzgodnili w marcu 2025 wspólne stanowisko „Stackable by default” w sprawie domyślnej możliwości łączenia programów OSP i OSD - czego należy unikać w przyszłych produktach.

Zgodnie z tym stanowiskiem poniższych cech, zidentyfikowanych jako typowe bariery dla łączenia programów operatorów, należy unikać, gdziekolwiek jest to praktyczne:

1. Usług uruchamianych bez wyraźnych wytycznych dotyczących łączenia programów
2. Stosowania klauzul wyłączności.
3. Wyłączenia dla określonych usług, których nie można łatwo zaktualizować (np. odpowiednie usługi bilansujące)
4. Stosowanie historycznych metod wyznaczania baseline bez praktycznego sposobu dostosowania do szerokiego zakresu usług i zdarzeń
5. Dyspozycji OSD po zamknięciu bramki Mechanizmu Bilansującego
6. Długich okien dostępności bez wynagrodzenia lub mechanizmu uwolnienia mocy.
7. Kara za nadmierne dostawy



Zalety i bariery rozwoju magazynów energii u odbiorców



- Lepsze wykorzystanie własnych źródeł energii odnawialnej
- Brak konieczności posiadania koncesji na obrót dla arbitrażu
- Możliwość bilansowania wielu różnych źródeł OZE a nie tylko jednego
- Ograniczenie przeciążeń sieci w godzinach maksymalnego zapotrzebowania
- Poprawienie niezawodności zasilania
- Zmniejszenie obciążenia lokalnej sieci energetycznej
- Ograniczenie strat sieciowych (straty rosną proporcjonalnie od kwadratu prądu)
- Możliwość bilansowania kontraktów PPA
- Ograniczenie śladu węglowego
- Ograniczenie kosztów przesyłu
- Ograniczenie kosztów energii
- Możliwość dostarczania zielonej inercji lub wsparcia dla lokalnej pracy wyspowej

Bariery

- Brak możliwości submeteringu dla magazynów znacząco obniża korzyści jakie odbiorcy mogą uzyskać na rynku mocy i rynku bilansującym
- Inne instalacje odbiorcy mogą ograniczać widoczność efektu uzyskanego z magazynu energii w ramach usług bilansujących czy elastyczności

Problemy na styku z OSD z udziałem odbiorców w DSR na rynku mocy



- Bardzo nieefektywna i długa procedura weryfikacji do przystąpienia do rynku mocy – proces mógłby przyspieszyć gdyby OSD informowało agregatora o domniemanych błędach (większość błędów do usunięcia)
- Niejednokrotnie zdarzało się że odbiorca był błędnie eliminowany z rynku mocy przez OSD z powodu niedostosowanych układów pomiarowych (wg. OSD) przekład na skutek błędnej interpretacji nowego rozporządzenia pomiarowego

Konieczność dostosowania do wymagań rozporządzenia (klasa liczników i przekładników) nie odnosi się do układów które nie są nowe i nie podlegają modernizacji a odbiorca nie występuje po raz pierwszy o TPA



DZIENNIK USTAW RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ

Warszawa, dnia 8 kwietnia 2022 r.

Poz. 788

ROZPORZĄDZENIE
MINISTRA KLIMATU I ŚRODOWISKA¹⁾

z dnia 22 marca 2022 r.

w sprawie systemu pomiarowego^{2), 3)}

§ 21. 1. Przepisy rozporządzenia stosuje się do układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych lub modernizowanych po dniu wejścia w życie rozporządzenia.

2. Układy pomiarowo-rozliczeniowe:

- 1) zainstalowane lub zmodernizowane w okresie od dnia 4 lipca 2019 r. do dnia wejścia w życie rozporządzenia oraz
 - 2) instalowane po dniu wejścia w życie rozporządzenia, które zostały zakupione lub były objęte postępowaniem przetargowym wszczętym przed tym dniem
- dostosowuje się do wymagań określonych w rozporządzeniu w terminie do dnia 4 lipca 2031 r.

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

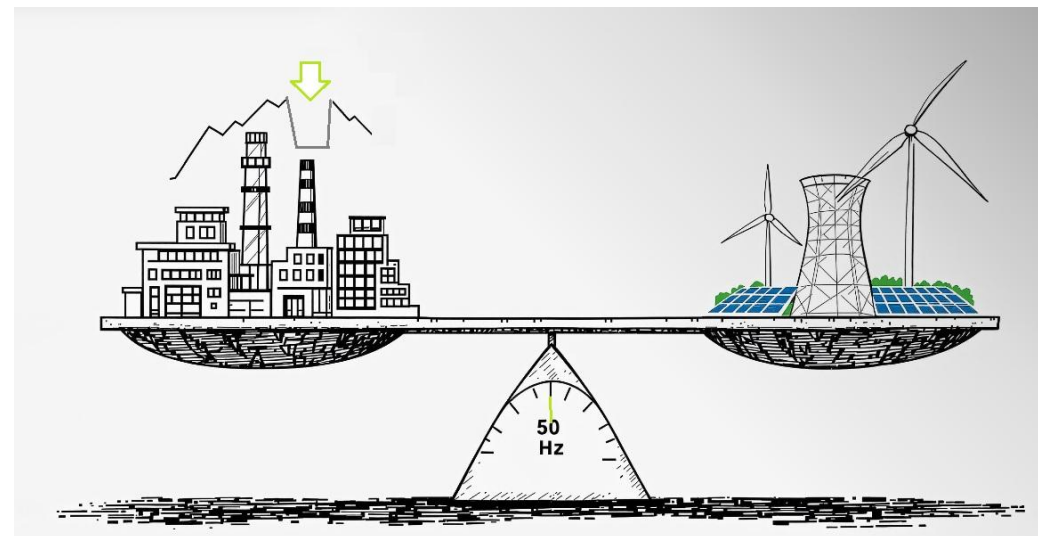
- II.4.7.1.1. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych określone w IRiESD obowiązują dla układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych i modernizowanych.

W przypadku zamiaru skorzystania z prawa wyboru sprzedawcy przez odbiorcę lub wytwórcę, należy dostosować układ pomiarowo-rozliczeniowy do wymagań określonych odpowiednio w rozporządzeniu pomiarowym oraz w IRiESD.

Problemy na styku z OSD z udziałem odbiorców w DSR w rynku bilansującym



- Brak jasnych procedur dotyczących certyfikacji do rynku bilansującego przez OSD
- W projekcie IRiESD nadmierne wymagania w stosunku do mniejszych odbiorców, zwłaszcza w zakresie usługi RR (np..SCADA jeśli nie wynika z innych regulacji)
- W projekcie IRiESD proponowano nadrzędność usług dla OSD nad OSP co mogłoby znacząco ograniczyć możliwości zarabiania

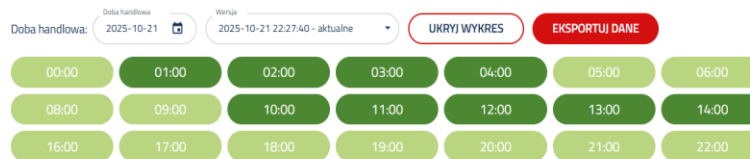


Ryzyko wzrostu kosztów niezbilansowania

Sytuacja z 21.10.2025



- Zalecane użytkowanie między 13 a 14
- Ograniczenie generacji OZE blisko 2 GW
- Ceny za niezbilansowanie 30 i 50 tys zł/MWh
- To 600 razy więcej niż średnie wynagrodzenie za MWh w IZP



Nierynkowe redysponowanie źródeł OZE

Zakres dat: 2025-10-21 do 2025-10-21 | EKSPORTUJ DANE

Doba	Godzina	OREB [Jednostka czasu od - do]	Źródło fotowoltaiczne Bilansowanie KSE [MW]	Źródło Wiatrowe Bilansowanie KSE [MW]
2025-10-21	00:00			
2025-10-21	01:00			
2025-10-21	02:00			
2025-10-21	03:00			
2025-10-21	04:00	2025-10-21 12:45 - 13:00	-1 047,30	-1 183,60
2025-10-21	05:00	2025-10-21 13:00 - 13:15	-1 047,30	-916,00
2025-10-21	06:00	2025-10-21 13:15 - 13:30	-1 047,30	-916,00
2025-10-21	07:00	2025-10-21 13:30 - 13:45	-1 047,30	-916,00
2025-10-21	08:00	2025-10-21 13:45 - 14:00	-1 047,30	-916,00
2025-10-21	09:00			
2025-10-21	10:00			
2025-10-21	11:00			
2025-10-21	12:00			
2025-10-21	13:00			
2025-10-21	14:00			
2025-10-21	15:00			
2025-10-21	16:00			

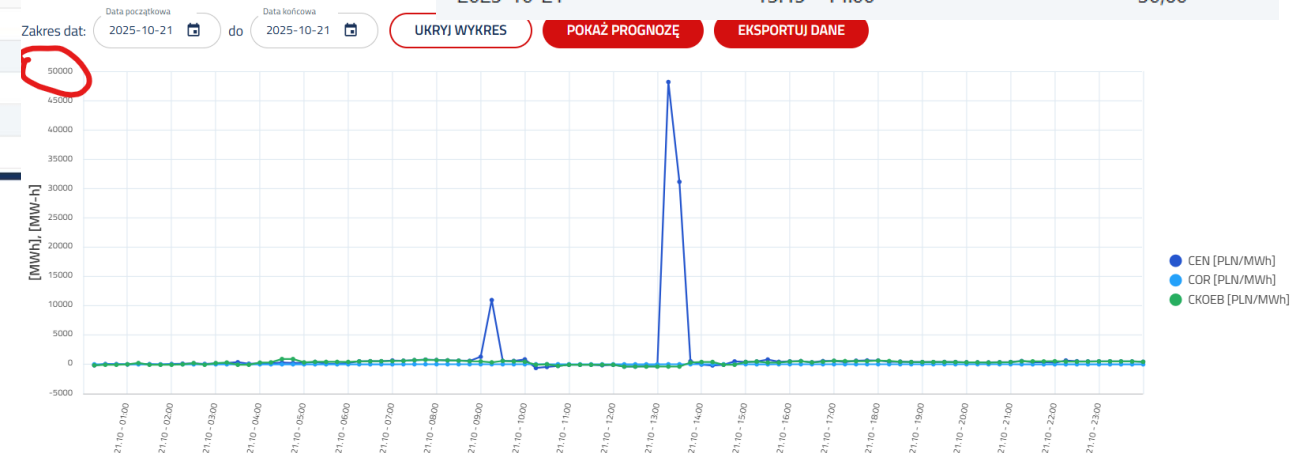
Opis skrótów

- OREB - okres rozliczania energii bilansującej

ZALECANE UŻYTKOWANIE
 ZALECANE UŻYTKOWANIE
 ZALECANE UŻYTKOWANIE
 ZALECANE UŻYTKOWANIE
 NIERYNKOWE UŻYTKOWANIE

Doba	Jednostka czasu [od - do]	CEN [zł/MWh]
2025-10-21	12:30 - 12:45	-321,13
2025-10-21	12:45 - 13:00	-341,82
2025-10-21	13:00 - 13:15	48 160,46
2025-10-21	13:15 - 13:30	31 131,37
2025-10-21	13:30 - 13:45	526,04
2025-10-21	13:45 - 14:00	-30,60

Ceny i niezbilansowanie na RB (Dane rozliczeniowe)



**Zapraszamy na V edycję
KONFERENCJI PIME STORAGE
ENERGY SUMMIT
13-15 stycznia 2026**

Dziękuję za uwagę

Enel X Polska Sp. z o.o.

Jacek Misiejuk

e-mail: jacek.misiejuk@enel.com