

Sieć gotowa na rozwój przemysłu

Spotkanie w Ministerstwie Klimatu i Środowiska
i Ministerstwie Technologii i Rozwoju



Energa-Operator S.A. w liczbach



23,12 TWh

dostarczonej energii elektrycznej



3,4 mln

klientów

- Indywidualni: 3 136 804 (6 372,8 GWh)
- Biznesowi: 310 838 (16 746,1 GWh)



5,5 tys. pracowników

w Linii Biznesowej Dystrybucja



201 tys. km linii elektroenergetycznych

319 stacji WN/SN

65 565 stacji SN/nn



3 238 294 szt.

zainstalowanych liczników zdalnego odczytu



10,64 GW mocy

przyłączonych mikroinstalacji i dużych źródeł OZE



1

system bilngowy



1

SCADA/ADMS



- 6 Oddziałów i 44 Rejony Dystrybucji (33 z uwzględnieniem unii personalnych)
- 8 województw
- 43 Wydziały Usług Sieciowych
- 37 Działów Usług Sieciowych

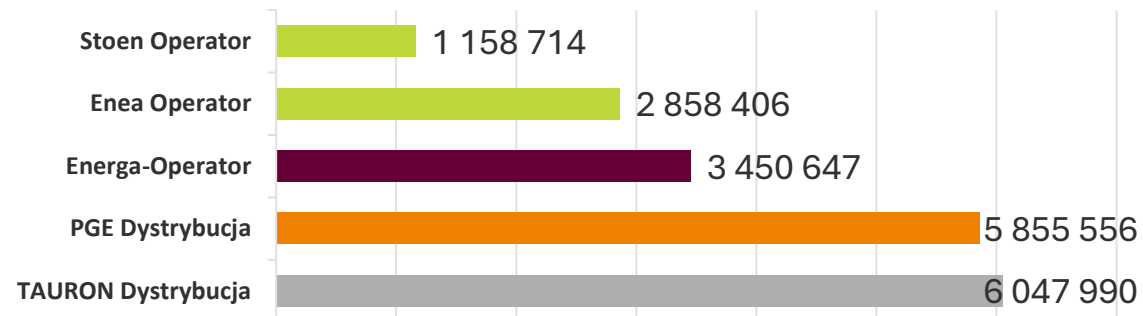
Energa-Operator S.A. na tle innych Operatorów Systemu Dystrybucyjnego w Polsce

Obszar działania - 75 tys.km²

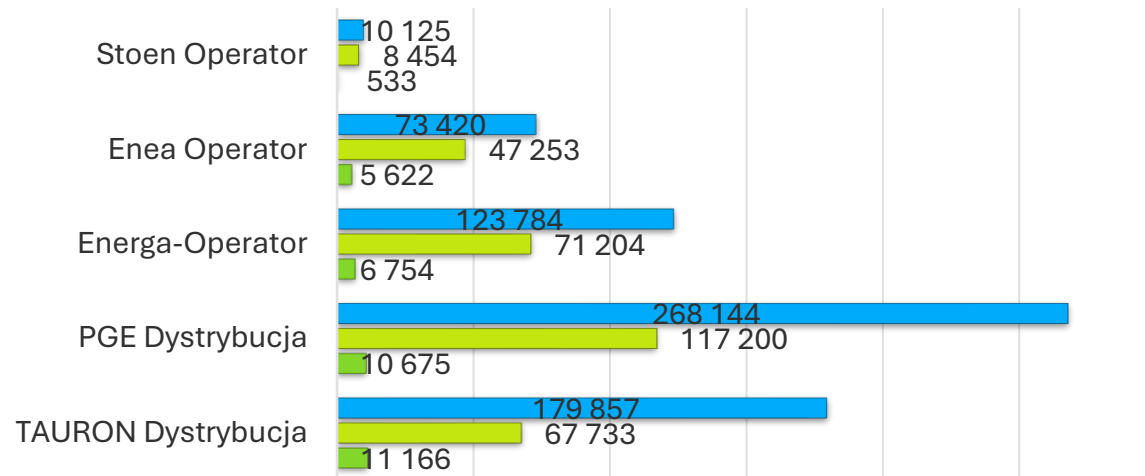
Energa-Operator odpowiada za **201 tys. km linii** na obszarze stanowiącym **25% powierzchni kraju**



Liczba odbiorców przyłączonych do sieci



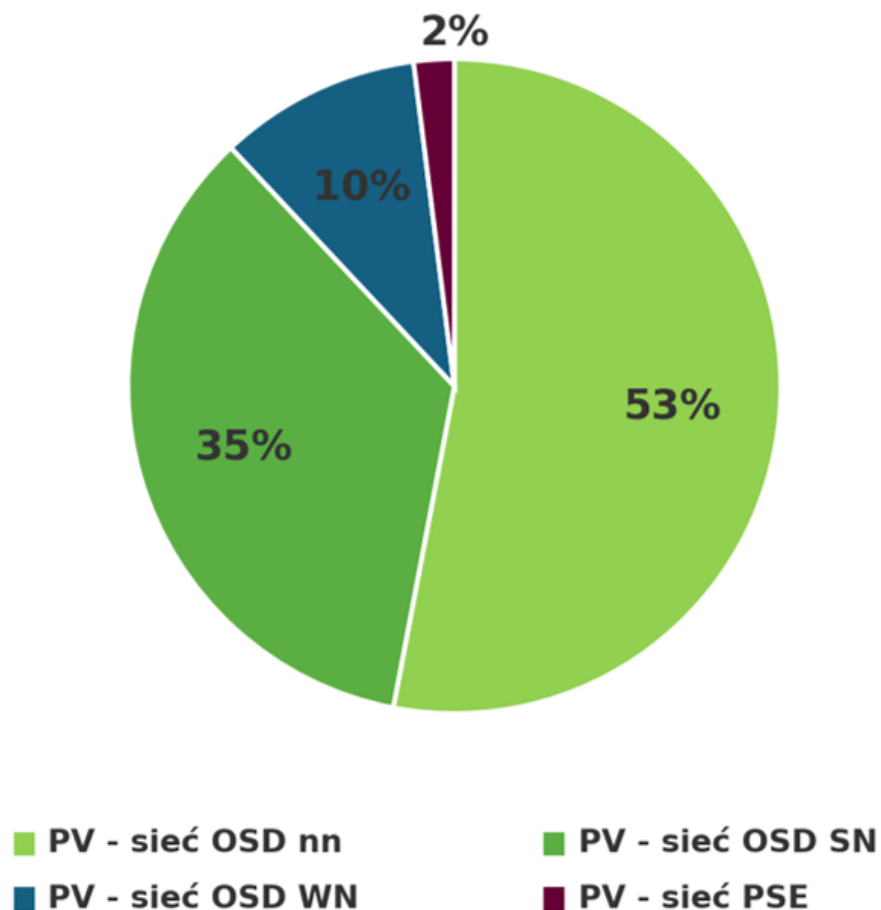
Długość sieci podzielona na poziomy napięcia



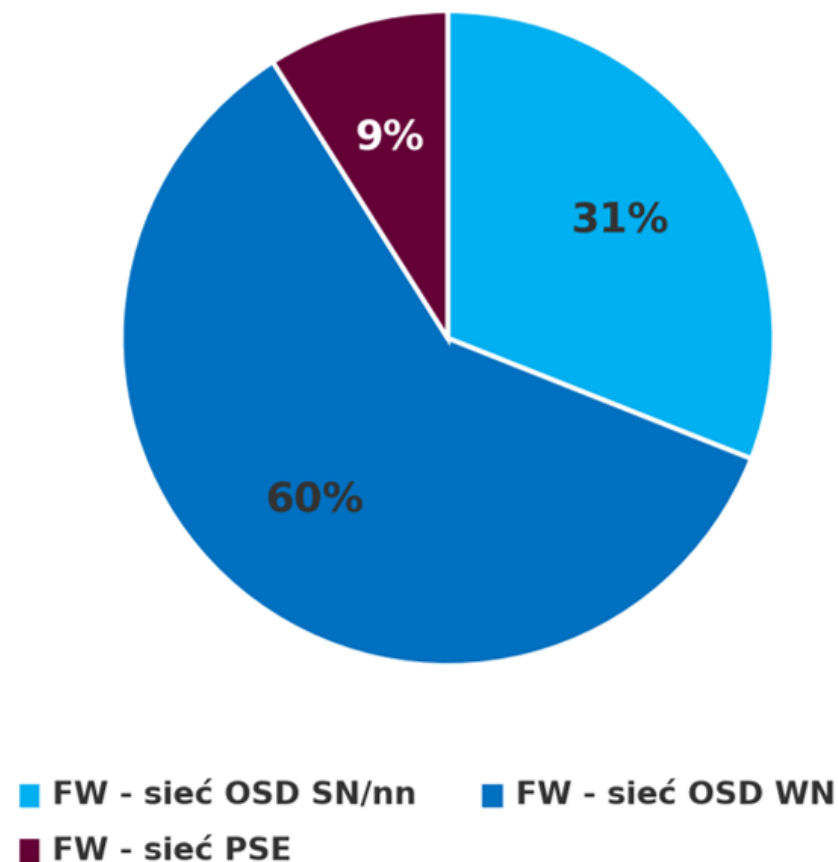
■ Linie nn z przyłączami [km] ■ Linie SN [km] ■ Linie WN [km]

96% Mocy OZE (FW i PV) w Polsce zainstalowane jest w sieci OSD

Moc zainstalowana PV - 25,65 GW

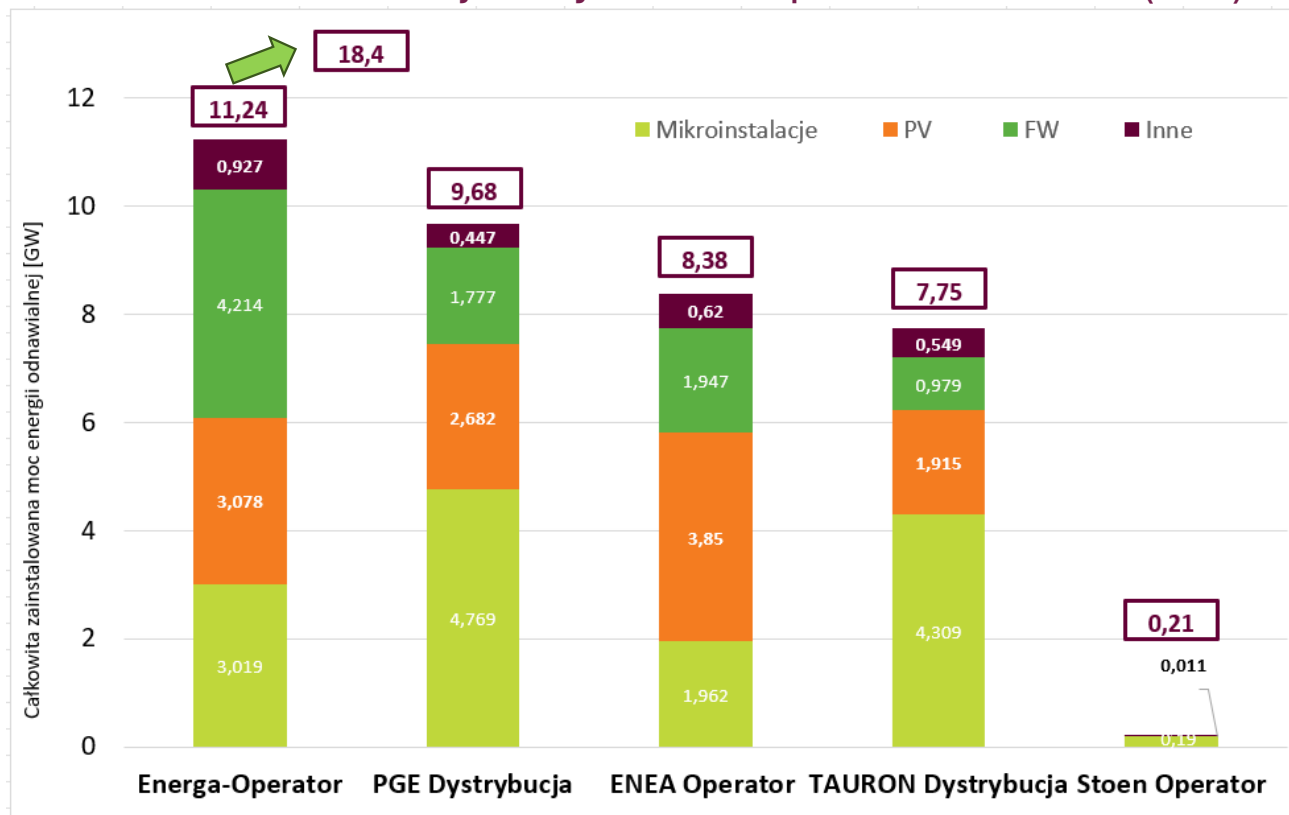


Moc zainstalowana FW - 11,17 GW

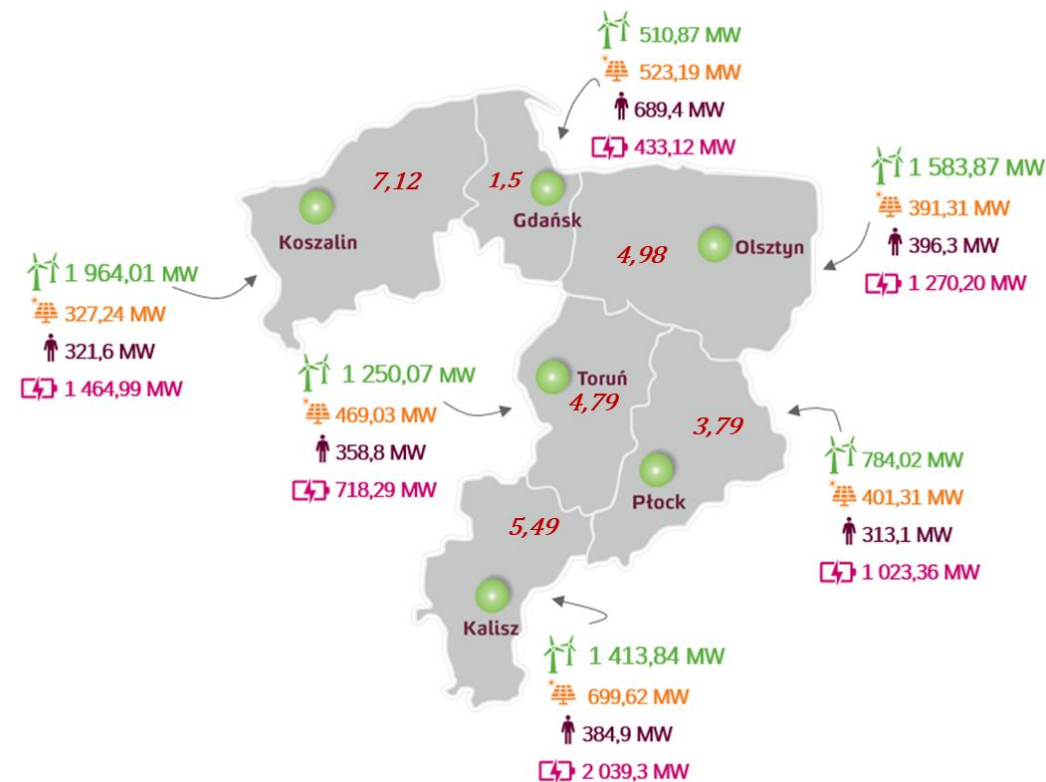


Lider integracji OZE: Przepustowość sieci vs popyt regionalny

Ilość zainstalowanej mocy w OZE w podziale na OSD (GW)



Wyzwania regionalne: moc OZE a średnie zapotrzebowanie sieci



Magazyny energii – wydane warunki przyłączenia 2023-2025



2023 – 708,61 MW
2024 – 1 289,65 MW
2025 – 3 375,47 MW

EOP: $\frac{\text{produkcja}}{\text{zapotrzebowanie}} = 4,18$

Legenda

- Zainstalowane instalacje OZE
- Zainstalowane mikroinstalacje (prosumers)
- Średnia moc odbiorcza
- Moc wydanych warunków przyłączenia i zawartych umów o przyłączenie dla magazynów energii

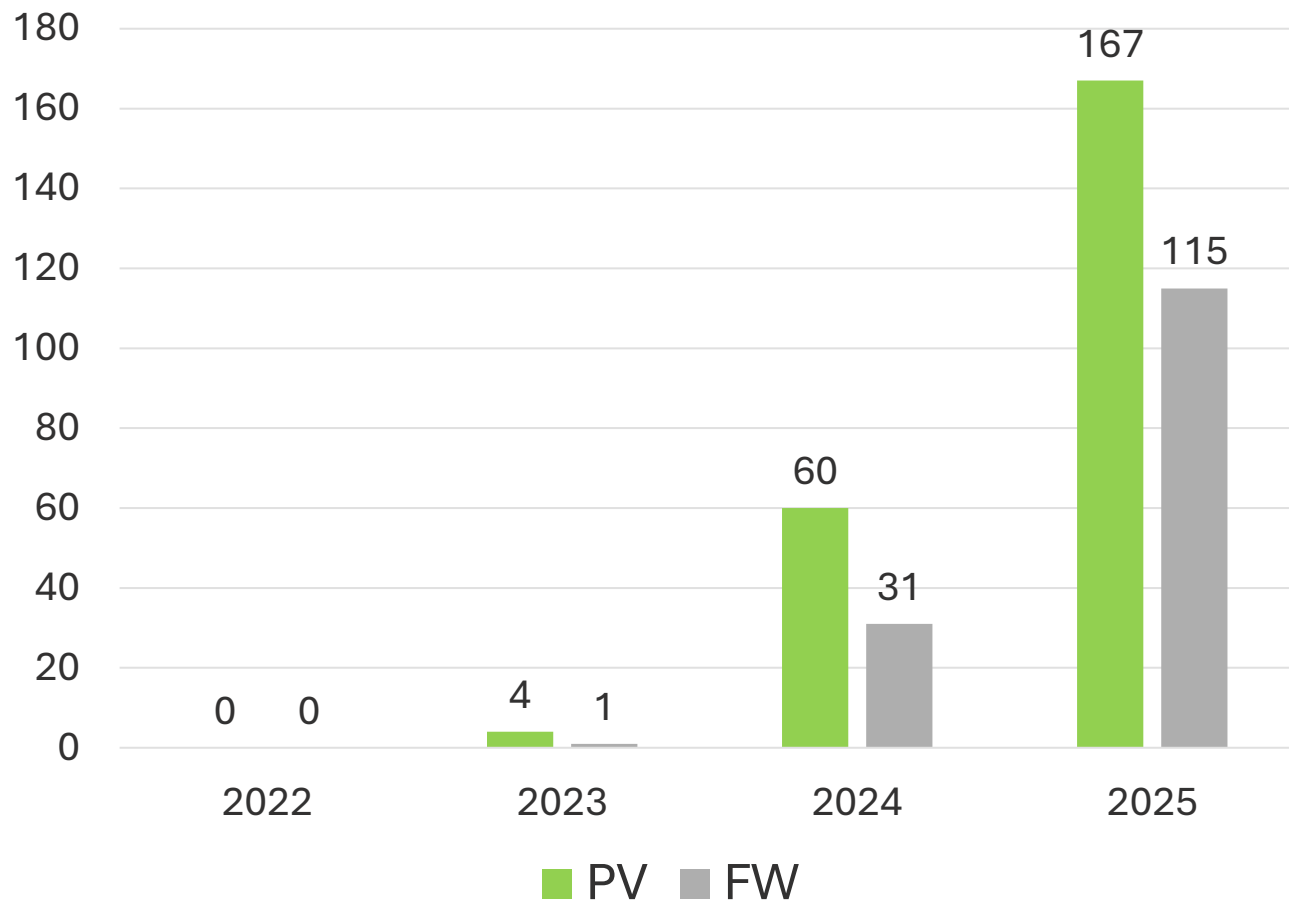
Redysponowanie mocy

Nieskuteczne mechanizmy rynkowe oraz brak dostosowania generacji do bieżącego zapotrzebowania odbiorców znacznie zwiększa konieczność redysponowania bilansowego, ponieważ konieczne jest **zapewnienie zdolności magazynowania energii elektrycznej** w systemie.

99% przypadków redysponowania nierynkowego wynika z przyczyn za dużej ilości energii w systemie (bilansowych)!

Przyłączenie nowych odbiorców będzie powodować spadek redysponowanej mocy, ustabilizowanie sieci oraz obniżenie kosztów energii.

Komunikaty dot. redysponowań nierynkowych



Rynek energii w Polsce: rosnąca szansa

Roczne zużycie netto: 172 TWh (2026) → 264 TWh (2040) | +53% wzrostu w ciągu 14 lat

Kluczowe sektory, w których przewiduje się wzrost popytu do 2040 r.

+28.8 TWh



Centra Danych

+19.4 TWh



Przydomowe pompy ciepła

+18.8 TWh



Nowe odbiory przemysłowe

+16.2 TWh



Elektromobilność

+15.5 TWh



Elektrolizery(H₂)

+10.9 TWh



Ciepłownictwo systemowe

Północ Polski nowym sercem generacji kraju – wyzwanie bilansowe

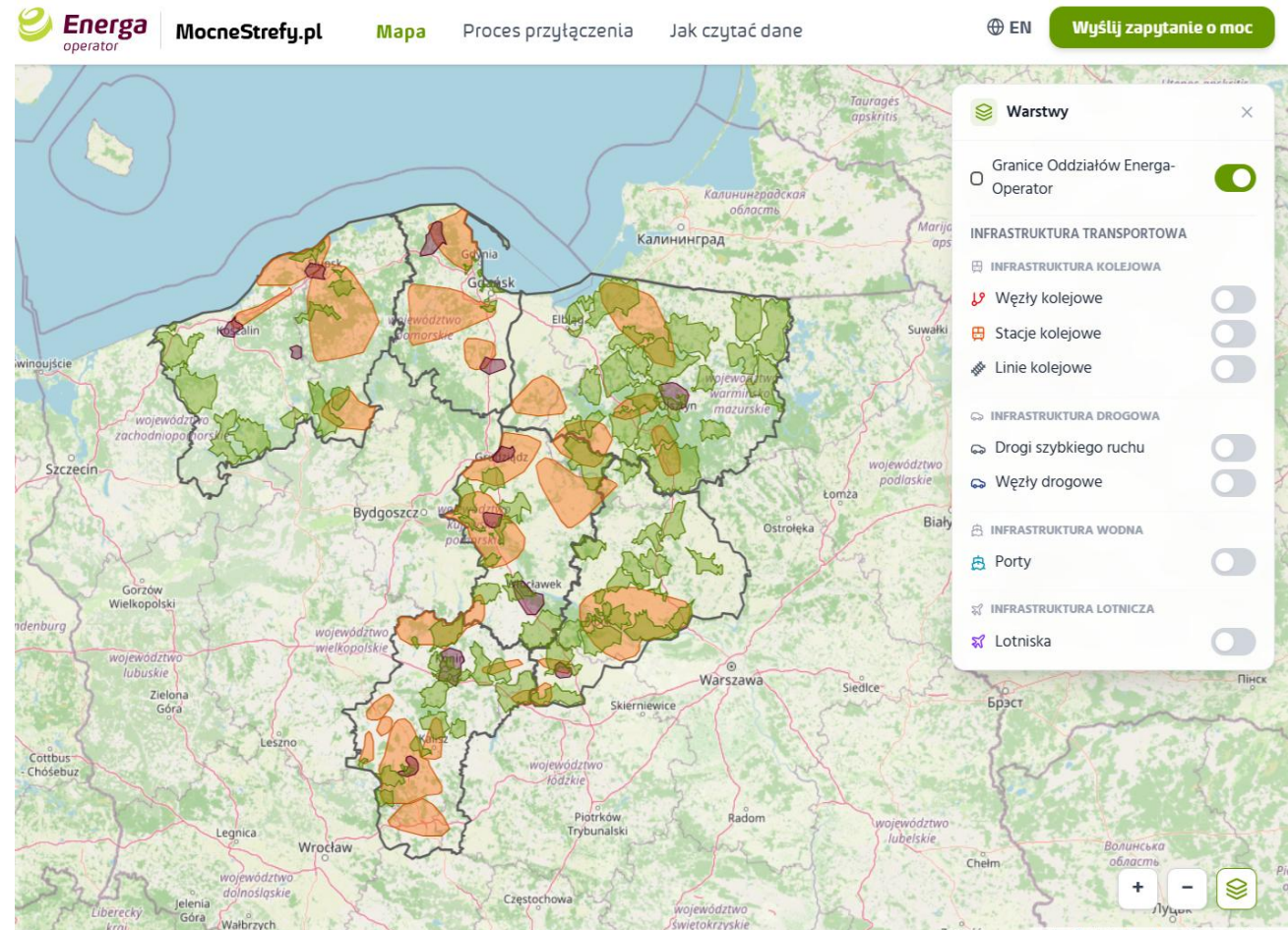
Skokowy przyrost mocy na Północy (do 2035 r.)	Istota problemu	Rekomendacja i ryzyka sieciowe
Morskie farmy wiatrowe (Offshore): wzrost mocy zainstalowanej do 11 GW Energetyka jądrowa: uruchomienie pierwszego bloku jądrowego o mocy ok. 1–1,25 GW (docelowo 3 GW do 2040 r.). Potencjał lądowy: łączna moc OZE na terenie Energa-Operator S.A. osiągnie poziom 18,0 GW.	Średnie dobowe zapotrzebowanie na moc całej Polski wynosi obecnie 20–25 GW. Wniosek: Za niespełna 10 lat, na samej północy kraju, moc przyłączonych źródeł energii będzie porównywalna do maksymalnego zapotrzebowania całej Polski.	Lokalność konsumpcji: Energia ma największą wartość, gdy jest zużywana na miejscu. Brak lokalnego popytu oznacza konieczność kosztownego przesyłu prądu na południe kraju. Rola sieci OSD: Sieć dystrybucyjna staje się kluczowym elementem bezpieczeństwa systemu. Ograniczenia sieciowe bezpośrednio wpłyną na rentowność zielonych inwestycji. Wpływ na taryfy: <u>W 2024 r. na terenie Energa-Operator wyprodukowano ponad 700 MWh z OZE na kilometr sieci</u> (wobec ok. 220 MWh średniej krajowej). Szacunki na rok 2035 pokazują, że wskaźnik ten wzrośnie ponad dwukrotnie.

Czym są MocneStrefy.pl

To czytelna informacja, gdzie ulokowanie inwestycji zapewni największą efektywność energetyczną i najszybsze dostarczenie pełnej wnioskowanej mocy.

To wzmocnienie konkurencyjności polskiego przemysłu i jego stabilny rozwój w oparciu o pewne źródła zasilania.

Stawiamy na partnerską współpracę z biznesem i rozwój infrastruktury, która otwiera nowe możliwości inwestycyjne dla całego regionu.



Priorytety regulacyjne: energia jako aktywo strategiczne rozwoju Polski

Cztery Tezy dla Polskiej elektroenergetyki

to propozycja pakietu regulacyjnego dla sektora elektroenergetycznego, którego celem jest przesunięcie akcentu z samego przyłączania nowych mocy OZE na efektywne wykorzystanie energii w konkretnych lokalizacjach sieci.

Zostały one stworzone w celu opisania działań mających sprawić, że polska transformacja energetyczna będzie bardziej efektywna sieciowo, kosztowo sprawiedliwa i korzystna dla gospodarki.

4 TEZY ENERGETYKI



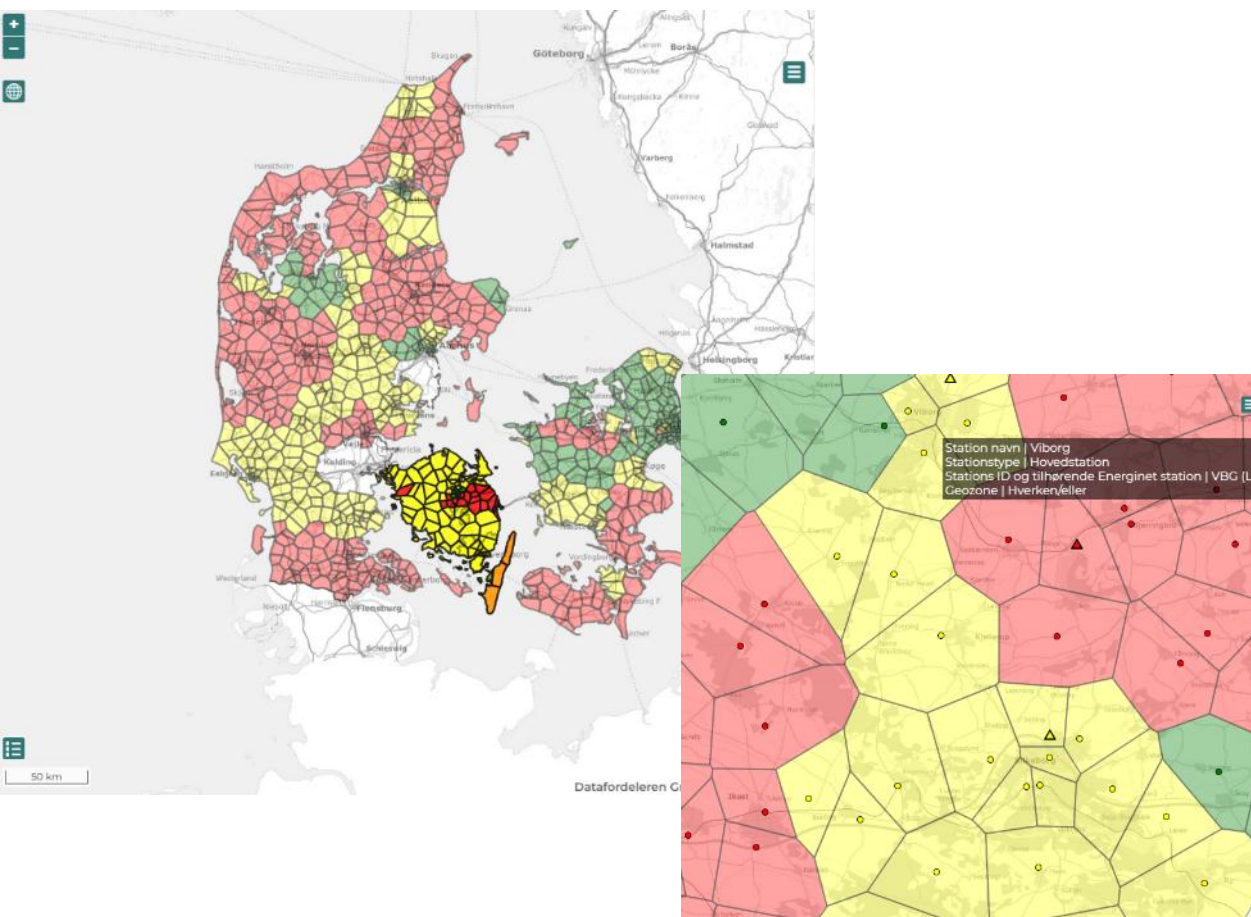
Cztery Tezy Elektroenergetyki

Od problemu systemowego do mechanizmu regulacyjnego i mierzalnego efektu gospodarczego

		PROBLEM SYSTEMOWY →	MECHANIZM REGULACYJNY →	EFEKT GOSPODARCZY
1	 Zielone strefy odbiorowe	Nadpodaż OZE w części obszarów; zbyt niski lokalny popyt	Sygnał cenowy i informacyjny dla lokowania poboru w strefach nadpodaży	Inwestycje i lokalne zużycie energii; mniej redysponowania
2	 Partycypacja w kosztach sieci	Koszty sieci i bilansowania ponoszone głównie przez odbiorców	Włączenie wytwórców i użytkowników sieci w koszty utrzymania oraz rozwoju	Sprawiedliwsza alokacja kosztów; niższa presja na odbiorców
3	 Głębokie opłaty przyłączeniowe	Słabe bodźce lokalizacyjne dla nowych źródeł	Opłaty zależne od wpływu inwestycji na zakres rozwoju sieci	Lepsza lokalizacja OZE; mniej przewymiarowania sieci
4	 Elektryfikacja ciepłownictwa P2H	Niska elastyczność systemu i wysoka emisyjność ciepła	Wsparcie dla kotłów elektrodowych, pomp ciepła i magazynów ciepła	Zagospodarowanie nadwyżek OZE; dekarbonizacja ciepła

Model Duński „głębokich opłat przyłączeniowych”

DCC (deep connection charges) GEO-strefy



*GREEN POWER DENEMARK elnet.dk

Zalety modelu głębokich opłat przyłączeniowych:

- **Koszty utrzymania i rozwoju sieci są sprawiedliwie podzielone.**

Obecnie w Polsce koszty utrzymania i rozwoju sieci elektroenergetycznej są finansowane głównie przez Odbiorców energii elektrycznej. W modelu duńskim za inwestycje niezbędne do przyłączenia źródła wytwórczego w zakresie zarówno samego przyłączenia jak i rozwoju sieci na potrzeby przyłączenia, płaci podmiot który chce w ten sposób prowadzić działalność wytwórczą.

- **Sygnały lokalizacyjne**

Obecnie koszt opłat za przyłączenie nie zależy od wyboru lokalizacji pod źródło, przez co źródła lokalizują się tam gdzie jest to dla nich najwygodniejsze. Często jednak taka lokalizacja jest wyjątkowo nieoptymalna z punktu widzenia sieci elektroenergetycznej i prowadzi do powstawania dodatkowych kosztów strat sieciowych oraz kosztownych inwestycji. W modelu Duńskim źródła lokujące się w optymalnych miejscach pod kątem zapotrzebowania mogą uzyskać zniżkę w kosztach przyłączenia.

- **Nowoczesne podejście**

Obecny model funkcjonujący w kraju, był kształtowany w czasach gdy nikt nie przewidywał nawet skali i tempa transformacji energetycznej. Z tego względu bazuje on, na tzw. koncepcji „miedzianej płyty”, gdzie pomija się aspekt kosztów przesyłania energii oraz kosztów inwestycji w rozwój sieci dla zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu. Zaproponowane podejście DCC zostało wprowadzone w Danii przez Operatora Systemu Przesyłowego Energinet w roku 2023, a więc jest jednym z najnowocześniejszych funkcjonujących rozwiązań przygotowanych na podstawie aktualnych doświadczeń wynikających z transformacji energetycznej przy zachowaniu zgodności z obecnymi regulacjami UE.

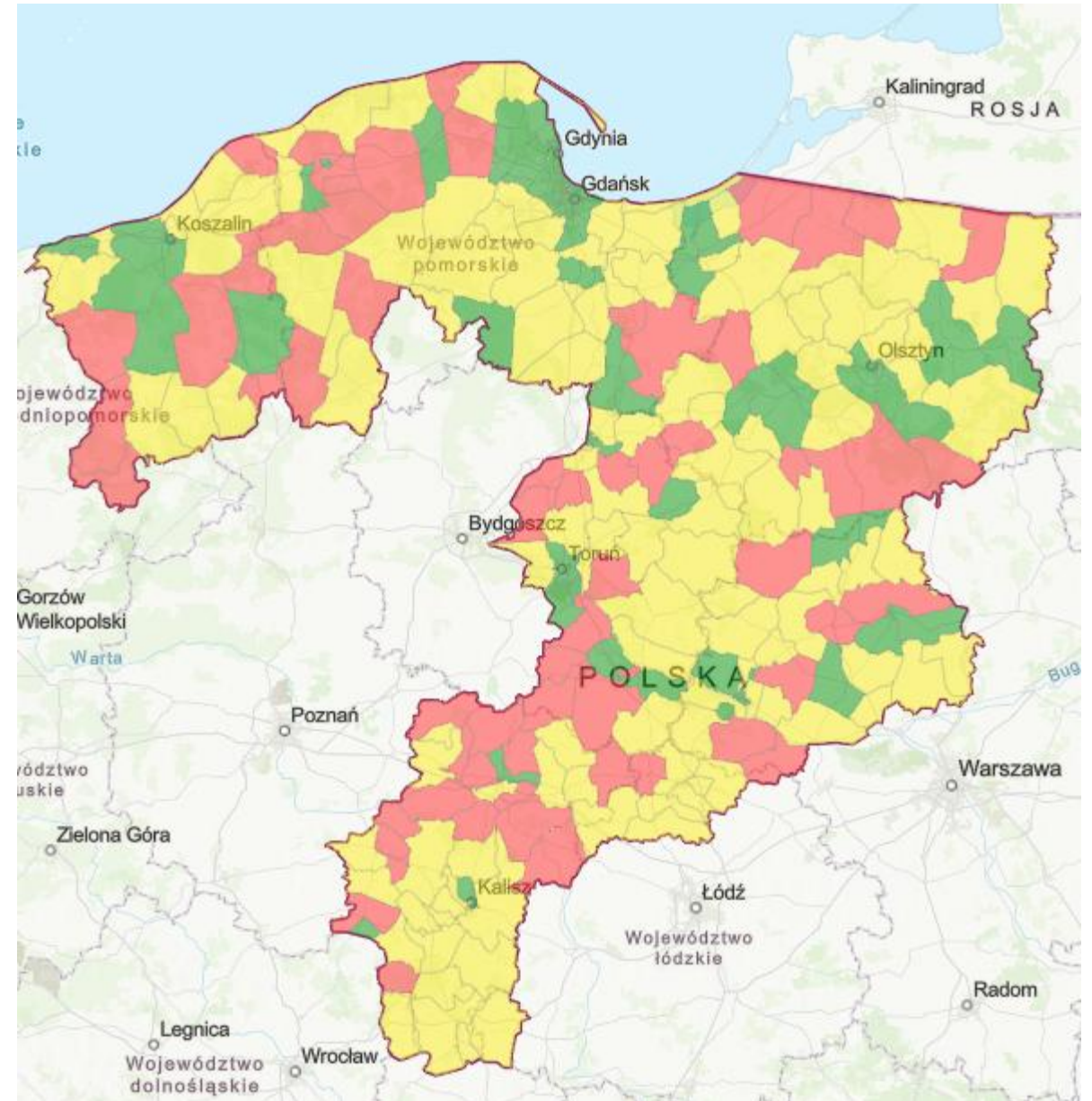
- **Redukcja nadmiernych kosztów inwestycji**

W zaproponowanym modelu dzięki bodźcom cenowym możliwe jest uniknięcie przewymiarowania sieci elektroenergetycznej oraz nadmiernemu wzrostowi rachunków dla odbiorców. Dzięki niższym rachunkom dla odbiorców możliwe jest poprawienie konkurencyjności krajowej gospodarki.

Geostrefy według kryteriów modelu duńskiego na terenie Energa-Operator S.A. – przykład wyników na mapie

Wizualizacja wyników analizy

- **STREFA CZERWONA** przewaga Generacji według modelu duńskiego współczynnik wykorzystania sieci 95%
- **STREFA ŻÓŁTA** Mieszana według modelu duńskiego współczynnik wykorzystania sieci 50%
- **STREFA ZIELONA** przewaga Odbioru według modelu duńskiego współczynnik wykorzystania sieci 10%



Wnioski

96% mocy OZE ulokowane jest w sieci dystrybucyjnej na poziomie nn, SN oraz WN

Moce możliwe do przyłączenia w sieci dystrybucyjnej w zależności od lokalizacji są w przedziale od 0 do 400 MW

Teren działania jest Energa-Operator jest obszarem o największym nasyceniu OZE – Ponad 11 GW mocy

Głównym odbiorcą wodoru będą: Rafinerie, Przemysł Chemiczny, Porty.

Energa-Operator zasila dwie największe rafinerie w Polsce oraz dwa porty obsługujące niemal 75% wszystkich przeładunków

Na terenie działania ENERGA-OPERATOR występuje największy potencjał dla elektrolizerów. Aby go uruchomić konieczne jest systemowe wsparcie



Rekomendacje strategiczne: Sterowanie popytem i legislacja

Lokalizacja przemysłu w strefach OZE: Konieczność lokowania stabilnych, przewidywalnych i sterowalnych dużych odbiorców energii bezpośrednio w obszarach o najwyższym nasyceniu OZE.

Cel: Skuteczne ograniczenie przymusowego wyłączenia i redysponowania (curtailmentu) zielonej energii.

Wsparcie i zachęty dla biznesu: Pilne wdrożenie dedykowanych programów wsparcia dla przedsiębiorców przenoszących lub rozwijających biznes w „zielonych strefach”.

Impuls legislacyjny: Zmiany w prawie w zakresie opłat za przyłączenie oraz użytkowanie sieci w celu sprawiedliwego zrównoważenia i rozłożenia kosztów transformacji.





Dziękujemy za uwagę

