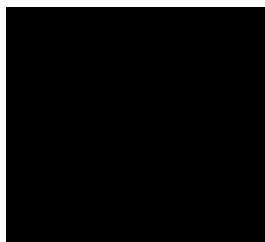
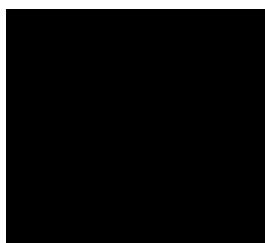
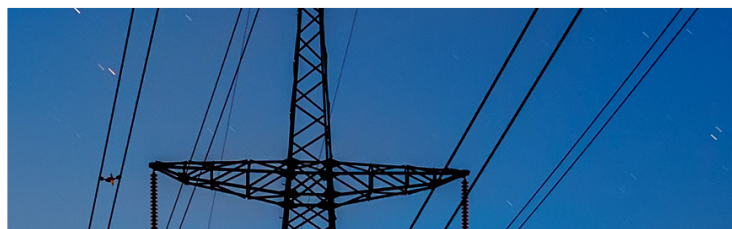


Elastyczność sieci elektroenergetycznych

Kamil Moskwik

Warszawa 2025



© Fundacja Instytut Reform, 2025

Powielanie dozwolone pod warunkiem podania źródła.

Autor

Kamil Moskwik

Współpraca

Marta Anczewska, Klaudia Janik, Aleksander Śniegocki

Opracowanie graficzne

Zofia Lasocka, Sylwia Niedaszkowska

Data publikacji

Listopad 2025 r.

Rekomendowane cytowanie:

Moskwik, K., (2025), *Elastyczność sieci elektroenergetycznych*, Warszawa, Polska: Instytut Reform.

Źródło fotografii na okładce: Yelantsevv / iStock

Instytut Reform

office@ireform.eu | ul. Puławska 26/1, 02-512 Warszawa | www.ireform.eu

REFORM

Instytut Reform to niezależny think tank, którego celem jest ciągłe doskonalenie polityk publicznych w Polsce, Europie i na świecie. Jednym z kluczowych obszarów działania Instytutu jest wsparcie transformacji energetycznej oraz ochrony klimatu.

Spis treści

Słowniczek skrótów	4
Streszczenie	6
Wprowadzenie	7
1. Transformacja systemów elektroenergetycznych	9
1.1 Wyzwania okresów „suszy OZE”	11
1.2 Wyzwania okresów „klęski urodzaju”	12
1.3 Wyzwania związane ze zmiennością generacji OZE w czasie	16
1.4 Wyzwania związane z brakiem dostatecznej mocy przypołączeniowej sieci	17
2. Elastyczność systemów elektroenergetycznych	19
2.1 Czym jest elastyczność?	19
2.2 Dlaczego elastyczność jest tak ważna?	20
2.3 Unijne wymogi w zakresie elastyczności	21
2.4 Przegląd głównych wymogów metodyki FNA	23
3. Rozwiązania w zakresie elastyczności	25
3.1 Rozwiązania techniczne	25
3.2 Rozwiązania regulacyjne	26
4. Rozwój elastyczności sieci dystrybucyjnych w Polsce	28
4.1 Działania legislacyjne	28
4.2 Działania operatorów sieci dystrybucyjnych w Polsce	30
4.3 Karta Efektywnej Transformacji	32
5. Podsumowanie i rekomendacje	34
Załącznik 1	36

Słowniczek skrótów

ACER	<i>The European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i> (Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki UE) Agencja unijna odpowiedzialna za koordynację i wspieranie krajowych organów regulacyjnych ds. energetyki w UE w celu zapewnienia prawidłowego funkcjonowania, integracji i przejrzystości wewnętrznego rynku energii elektrycznej i gazu.
BMEE	Bateryjne Magazyny Energii Elektrycznej Magazyny energii oparte o baterie (np. litowo-jonowe), pełniące funkcję zasobu elastyczności – mogą pochłaniać i oddawać energię.
DOL	<i>Dynamic Line Rating</i> (Dynamiczna Obciążalność Linii) Technika zwiększania przepustowości linii energetycznych w czasie rzeczywistym na podstawie rzeczywistych warunków pracy.
DSR	<i>Demand Side Response</i> (Odpowiedź Strony Popytowej) Mechanizm, w którym odbiorcy energii dostosowują jej pobór, wspierając stabilność systemu.
ESP	Elektrownie Szczytowo-Pompowe Magazyny energii oparte o układ dwóch zbiorników wodnych pełniące funkcję stabilizacyjną systemu.
FNA	<i>Flexibility Needs Assessment</i> (Ocena Potrzeb Elastyczności) Raport, który państwa członkowskie UE mają obowiązek przygotować, określając zapotrzebowanie na elastyczność systemu.
JWCD	Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane Moce pozostające w bezpośredniej, centralnej dyspozycji operatora systemu. Pozwalają one aktywnie bilansować system w czasie rzeczywistym i utrzymywać inne wymagane parametry bezpieczeństwa pracy systemu.
KET	Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Wspólna inicjatywa OSD i URE ukierunkowana na modernizację i digitalizację sieci dystrybucyjnych.
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny System obejmujący całość wytwarzania, przesyłu, dystrybucji i odbioru energii elektrycznej w Polsce.

LEW	Lądowe Elektrownie Wiatrowe Instalacje wiatrowe zlokalizowane na lądzie, przyłączone głównie do sieci dystrybucyjnej.
LMP	<i>Locational Marginal Pricing</i> (Ceny Lokalizacyjne) Mechanizm cenowy, który może być wykorzystany dla zwiększenia efektywności zarządzania przeciążeniami sieci. Jest to możliwe dzięki temu, że ceny lokalizacyjne oprócz ceny energii uwzględniają także koszty transportu sieciami (wycenę przepustowości i zatorów sieciowych), co pozwala na elastyczne podejmowanie decyzji przez wytwórców i odbiorców w odpowiedzi na sygnały w zakresie możliwych przeciążeń sieci
MEW	Morskie Elektrownie Wiatrowe Wielkoskalowe farmy wiatrowe na morzu, w Polsce przyłączone przeważnie do sieci przesyłowej.
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego Podmiot zarządzający sieciami średniego i niskiego napięcia, gdzie przyłączana jest większość OZE i magazynów.
OSP	Operator Systemu Przesyłowego Podmiot odpowiedzialny za pracę i rozwój sieci przesyłowej (w Polsce: PSE).
OZE	Odnawialne Źródła Energii Źródła energii wykorzystujące zasoby naturalne, takie jak wiatr czy słońce.
PSE	Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator systemu przesyłowego w Polsce; odpowiada m.in. za bilansowanie KSE i redukcje OZE ze względów bezpieczeństwa.
PV	Fotowoltaika Instalacje produkujące energię elektryczną z promieniowania słonecznego.
URE	Urząd Regulacji Energetyki Regulator rynku energii w Polsce; koordynuje przygotowanie raportu FNA i nadzoruje działania OSP i OSD.

Streszczenie

Transformacja elektroenergetyki w kierunku OZE prowadzi do znaczącego wzrostu generacji energii elektrycznej z pogodozależnych źródeł wiatrowych i słonecznych. Niestety tradycyjna architektura sieci jest niedostosowana do dużej zmienności podaży energii oraz rosnącego rozproszenia źródeł wytwórczych. Wąskim gardłem transformacji są sieci dystrybucyjne, do których przyłączanych jest ponad 90% nowych mocy OZE. Coraz częściej pojawiają się problemy z przeciążeniami, przepustowością oraz dostępnością mocy przyłączeniowych. Rośnie także skala nierynkowego ograniczania produkcji OZE (ang. curtailment) przez operatorów, co generuje straty ekonomiczne dla inwestorów i gospodarki oraz hamuje tempo dekarbonizacji.

Tradycyjny sposób modernizacji i rozbudowy sieci nie jest wystarczającą odpowiedzią na te wyzwania, ze względu na wysokie koszty oraz długie okresy wdrożenia. Równolegle do inwestycji w infrastrukturę konieczne jest wdrażanie rozwiązań zwiększających elastyczność rozumianą jako zdolność aktywów wytwórczych, magazynowych, odbiorczych i sieciowych do dynamicznego dostosowywania się do bieżących warunków w systemie elektroenergetycznym.

Strategiczne znaczenie elastyczności zostało podkreślone w ramach unijnej reformy rynku energii w 2024 roku. Zaktualizowane Rozporządzenie ds. rynku energii nakłada na kraje członkowskie nowy obowiązek dotyczący opracowania raportu oceny potrzeb elastyczności systemu elektroenergetycznego oraz określenia krajowych celów elastyczności. W kolejnych krokach Komisja będzie dążyć do wypracowania mechanizmów wynagradzania elastyczności, aby zwiększyć jej poziom w całej Unii. Na stworzenie raportu FNA Polska ma czas do lipca 2026 roku.

Jednocześnie zaczynają rozwijać się krajowe ramy dla elastyczności systemu. Funkcjonujące już mechanizmy cable pooling oraz elastyczne umowy przyłączeniowe, mają szansę znacząco zwiększyć wykorzystanie istniejącej infrastruktury. Operatorzy sieci dystrybucyjnych wdrażają pierwsze rynki usług elastyczności oraz pilotaże dynamicznej obciążalności linii (DOL), jednakże działania te nie są skoordynowane i nie obejmują jeszcze skali systemowej.

Odnotowujemy, że obecne działania są niewystarczające, aby zmniejszyć koszty transformacji, zwiększyć integrację OZE i pokonać wyżej opisane problemy. Brak koordynacji w podejściu do elastyczności i systemowej skali działania grozi opóźnieniem w realizacji krajowych celów elastyczności, a tym samym spowolnieniem inwestycji w OZE i elektromobilność. Polska potrzebuje przygotowania kompleksowej mapy drogowej elastyczności obejmującej: regulacje, rozwój rynku elastyczności wraz z określeniem kto za niego odpowiada, digitalizację sieci, wsparcie magazynów i aktywnych odbiorców (DSR).

Wprowadzenie

Uniezależnienie się od paliw kopalnych oznacza dynamiczną ewolucję systemu

W związku z koniecznością uniezależnienia się od kosztownego importu paliw kopalnych, udział odnawialnych źródeł energii (OZE) w europejskich systemach elektroenergetycznych sukcesywnie rośnie. Główne stosowane technologie to lądowe elektrownie wiatrowe (LEW), morskie elektrownie wiatrowe (MEW) oraz elektrownie fotowoltaiczne (PV). Pozyskane w ten sposób moce te coraz częściej wspierane są przez bateryjne magazyny energii elektrycznej (BMEE).

Charakterystyka pracy powyższych technologii istotnie różni się od pracy tzw. mocy konwencjonalnych¹, na których opierały się systemy elektroenergetyczne w przeszłości. W efekcie systemy energetyczne są zmuszone do dynamicznej ewolucji. Skutkuje to szeregiem wyzwań technicznych zarówno w prowadzeniu bieżącej pracy systemów elektroenergetycznych, jak również w planowaniu ich długoterminowego rozwoju.

¹ Moce konwencjonalne obejmują moce cieplne opalane paliwami węglowymi (węgiel kamienny, węgiel brunatny), moce opalane gazem ziemnym, a także moce jądrowe.

Potrzebujemy elastyczności wytwórców i odbiorców

W systemach opartych w głównej mierze na pogodozależnych OZE elastyczność będzie stanowiła fundament oraz element tzw. wymiaru wystarczalności zasobów niezbędny do pokrycia zapotrzebowania na energię w sposób efektywny kosztowo i środowiskowo. Innymi słowy, elastyczność wytwórców i odbiorców energii elektrycznej będzie konieczna do efektywnego bilansowania popytu i podaży na energię w systemie elektroenergetycznym, oraz zapewnienia bezpiecznego funkcjonowania systemu, przy uniknięciu nadmiernych nakładów finansowych.

Wąskim gardłem transformacji są sieci dystrybucyjne

Elastyczność sieci elektroenergetycznych jest szczególnie istotna na poziomie sieci dystrybucyjnej, gdzie przyłączanych jest ponad 90% nowych źródeł fotowoltaicznych i wiatrowych. W sieciach dystrybucyjnych zlokalizowanych jest także większość nowych punktów odbioru takich jak magazyny energii, ładowarki do samochodów elektrycznych czy pompy ciepła. W ostatnich latach rozwój pogodozależnych OZE i elektryfikacja sektorów tj. jak ogrzewnictwo czy przemysł wyraźnie uwypukliły istniejące ograniczenia po stronie sieci dystrybucyjnych.

Na szali leży dekarbonizacja całej gospodarki

Wyzwania te, jeśli nie zostaną zaadresowane na czas, mogą istotnie wyhamować tempo rozwoju nowych mocy zeroemisyjnych. To z kolei oznaczałoby nie tylko spowolnienie transformacji systemu elektroenergetycznego, ale także utrudnie-

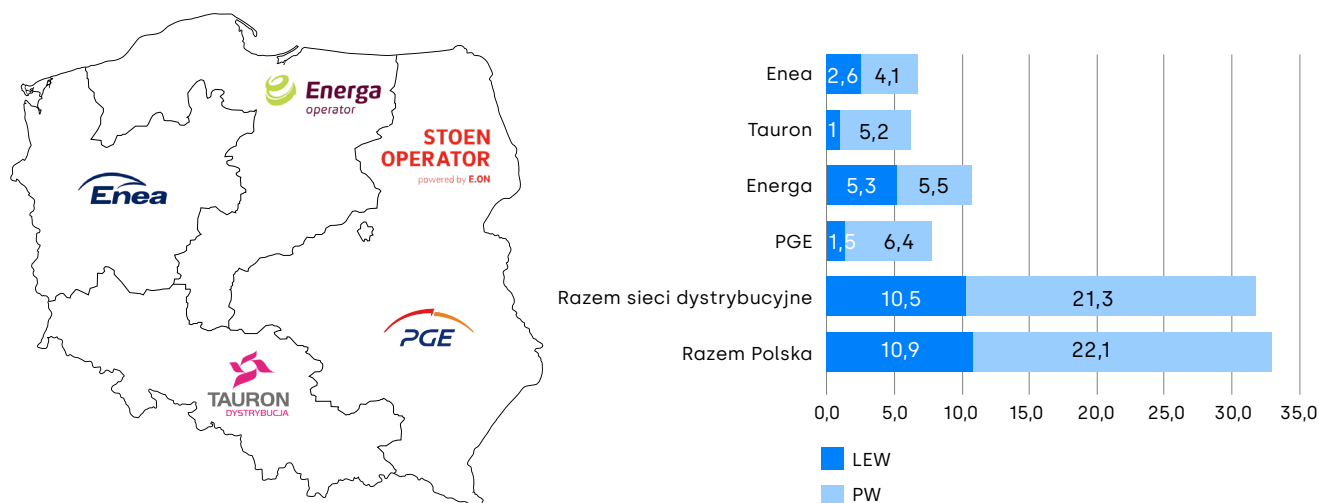
nia w rozwoju elektromobilności, elektryfikacji ciepłownictwa i ogrzewnictwa oraz dekarbonizacji przemysłu.

Brak elastyczności to wyższe koszty

W alternatywnym scenariuszu – bez rozbudowy elastyczności – tempo dekarbonizacji uległoby znaczącemu wyhamowaniu, ze względu na konieczność instalacji dużej ilości mocy szczytowych opartych o gaz. Wiązałoby się to nie tylko z pilną rozbudową sieci (polska infrastruktura sieciowa jest niedoinwestowana, a średni wiek sieci dystrybucyjnych to co najmniej 20 lat²), ale też większym zużyciem energii przez odbiorców. To naturalnie wiązałoby się z wyższym poziomem emisji CO₂ i koniecznością ponoszenia z tego tytułu coraz wyższych opłat. W perspektywie długoterminowej brak elastyczności oznacza nieuchronny wzrost kosztów energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców.

² Na podstawie danych z raportu PTPIREE „Energetyka. Dystrybucja. Przesył.” za rok 2024.

Rysunek 1. Moce OZE w ramach sieci dystrybucyjnej w Polsce (marzec 2025 roku)



Nota: Według danych Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE) za marzec 2025 roku, łączna moc LEW w Polsce wynosiła 10,9 GW, a PV 22,1 GW, z czego odpowiednio 10,5 GW oraz 21,3 GW przyłączone było do sieci dystrybucyjnej.

Źródło: opracowanie własne w oparciu o dane PSE, PTPIREE i URE

1. Transformacja systemów elektroenergetycznych

Stara architektura sieci kontra nowe technologie

Postępujący przyrost mocy LEW, MEW, PV oraz BMEE w systemach elektroenergetycznych stawia przed operatorami coraz liczniejsze wyzwania techniczne związane z zapewnieniem bezpieczeństwa pracy danego systemu. Systemy wybudowane w oparciu o wielkoskalowe i scentralizowane moce ciepłne³, elektrownie szczytowo-pompowe oraz o logikę jednokierunkowego przepływu mocy podlegają dynamicznym zmianom.

³ Węglowe, gazowe, jądrowe oraz w pewnym stopniu biomasowe.

Logika jednokierunkowego przepływu mocy

Logika od wytwórcy do odbiorcy, charakterystyczna dla systemów konwencjonalnych. Oznacza przepływy z sieci wysokich napięć (WN), poprzez sieci średnich napięć (SN), do sieci niskich napięć (nN).

Systemy oparte o rozproszone źródła energii, czyli z sieci nN do sieci o wyższych napięciach. Dwukierunkowe przepływy mocy występują głównie w sieciach dystrybucyjnych.

Najistotniejsze różnice w charakterystyce technologii LEW, MEW, PV i BMEE w stosunku do źródeł konwencjonalnych to:

- zależność generacji energii elektrycznej od warunków pogodowych;
- dużo większe rozproszenie geograficzne;
- przyłączanie instalacji do sieci dystrybucyjnych;
- konieczność przyłączenia do sieci elektroenergetycznej przez inwerter⁴.

⁴ Inwerter (falownik, przekształtnik) to urządzenie energoelektroniczne, którego zadaniem jest zamiana napięcia i prądu stałego (DC) generowanego przez instalacje LEW, MEW, PV i BMEE na napięcie i prąd przemienny (AC). W odróżnieniu od powyższych źródeł, źródła węglowe, gazowe, jądrowe czy biomasowe generują „od razu” prąd przemienny.

Tabela 1. Poglądowe różnice pomiędzy mocami konwencjonalnymi a OZE i BMEE

Charakterystyka	LEW, MEW, PV	BMEE	Moce ciepłe konwencjonalne	ESP
Pogodozależność produkcji	Tak (co zasadniczo ogranicza dyspozycyjność)	Częściowa (zakładając ładowanie z LEW, MEW, PV)	Nie (dyspozycyjność niezależna od pogody)	Częściowa (zależnie od poziomu wód)
Rozproszenie geograficzne	Bardzo duże	Bardzo duże (magazyny domowe) Duże (magazyny wielkoskalowe)	Małe	Małe
Umiejscowienie w systemie	Przeważnie sieć dystrybucyjna (zwłaszcza dachowe moce PV, tworzące skupiska w ramach danego węzła sieci) W przypadku MEW – przeważnie sieć przesyłowa	Sieć dystrybucyjna (magazyny domowe i małoskalowe ⁵) Sieć przesyłowa (magazyny domowe i małoskalowe)	Przeważnie sieć przesyłowa (jednostki wytwórcze centralnie dysponowane, JWCD ⁶) W mniejszym stopniu sieć dystrybucyjna (JWCD)	Przeważnie sieć przesyłowa (JWCD)
Przyłączenie do systemu⁷	Moce asynchroniczne, przyłączone poprzez inwerter (tj. elektronikę konwertującą prąd stały na prąd przemienny). W przeszłości przyłączane w oparciu o inwerter typu grid-following ⁸ , natomiast coraz częściej w oparciu o inwerter typu lub grid-forming ⁹		Moce synchroniczne wytwarzające prąd przemienny (bezpośrednie połączenie mechaniczno-elektryczne)	

Źródło: analiza własna

Rozproszone źródła w scentralizowanym systemie – nowe wyzwania sieciowe

System elektroenergetyczny to zbiór urządzeń wytwórczych, magazynowych i odbiorczych, zlokalizowanych w różnych punktach danego obszaru geograficznego i połączonych za pośrednictwem aktywów sieciowych¹⁰. Za bezpieczną pracę krajowego systemu elektroenergetycznego odpowiadają operator systemu

⁵ Przez moce małoskalowe rozumie się moce mniejsze niż 1 MW.

⁶ JWCD to moce pozostające w bezpośredniej, centralnej dyspozycji operatora systemu. Pozwalają one aktywnie bilansować system w czasie rzeczywistym i utrzymywać inne wymagane parametry bezpieczeństwa pracy systemu.

⁷ Sposób przyłączenia do systemu ma zasadniczy wpływ np. na możliwość świadczenia inercji. Moce synchroniczne dostarczają inercję fizyczną w sposób naturalny. Moce asynchroniczne nie są w stanie dostarczać inercji fizycznej. Mogą natomiast symulować inercję poprzez inwertery typu grid-forming oraz bardzo szybki czas reakcji i wprowadzania mocy do systemu.

⁸ Inwertery typu grid-following są w pełni zależne od parametrów sieci, do której są przyłączone (śledzą istniejące napięcie i częstotliwość). Z tego względu nie są w stanie przyczyniać się do stabilizacji sieci.

⁹ Inwertery grid-forming potrafią samodzielnie kształtować częstotliwość i napięcie i są w stanie przyczyniać się do stabilizacji sieci.

¹⁰ Tj. linii elektroenergetycznych (przewodów napowietrznych lub kabli podziemnych), stacji transformatorowo-rozdzielczych (w tym głównych punktów zasilających, GPZ), transformatorów słupowych, rozłączników czy reklozerów.

przesyłowego (OSP) oraz poszczególni operatorzy systemu dystrybucyjnego (OSD). Do ich obowiązków należą m.in. działania operacyjne, analityczne i planistyczne. Charakterystyka technologii OZE i magazynów baterijnych oznaczają dla OSP i OSD szereg wyzwań związanych z:

- bilansowaniem produkcji i zapotrzebowania (oraz kontrolą częstotliwości);
- utrzymaniem odpowiednich parametrów i bezpiecznej pracy sieci;
- kontrolą napięć;
- brakiem przepustowości sieci, rodzącym ryzyko „zatorów” sieciowych (ang. *network congestion*) na skutek nadmiernych przepływów mocy w danym obszarze¹¹;
- brakiem mocy przyłączeniowej sieci;
- niedostatecznym poziomem prądów zwarciovych w określonych lokalizacjach sieci; zmniejszoną „sztywnością” sieci czy pojawieniem się dodatkowych harmonicznych¹².

Utrudnione bilansowanie źródeł pogodozależnych

Pogodozależność źródeł wiatrowych i słonecznych w nieelastycznym systemie elektroenergetycznym stanowi znaczące utrudnienie w bilansowaniu popytu i podaży energii elektrycznej. Z perspektywy systemu szczególne wyzwanie będą stanowić:

- okresy bardzo niskiej (lub zerowej) produkcji OZE (tzw. „susza OZE”, niem. *Dunkelflaute*), rodzące ryzyko braku pokrycia zapotrzebowania;
- okresy bardzo wysokiej produkcji OZE (tzw. „klęska urodzaju”), skutkujące koniecznością redukcji generacji z tych źródeł;
- okresy bardzo szybkiej i wysokiej zmienności generacji i zapotrzebowania.

1.1. Wyzwania okresów „suszy OZE”

Gdy nie wieje i nie świeci

Okresy „suszy OZE” to wielogodzinne lub wielodniowe warunki bardzo niskiej wietrzności i nasłonecznienia. Generacja z OZE jest wtedy niewystarczająca do pokrycia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną. Z tego powodu w systemie elektroenergetycznym musi istnieć odpowiednio duża moc dyspozycyjnych źródeł rezerwowych takich jak źródła gazowe czy biomasowe.

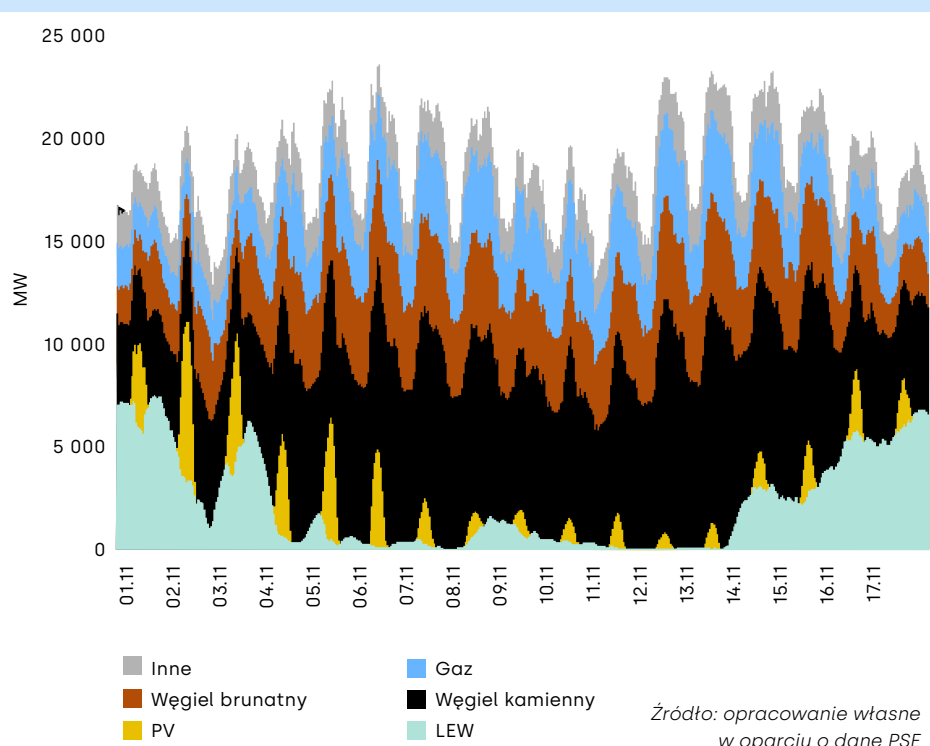
¹¹ Nadmierne przepływy mocy względem dostępnej przepustowości sieci (tj. ponad limity obciążalności termicznej) prowadzą do ryzyka przeciążeń linii i transformatorów, a w efekcie do ryzyka awarii. W celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci operatorzy dokonują redukcji generacji OZE w danym obszarze zagrożonym przeciążeniami.

¹² Harmoniczne to składowe napięcia lub prądy o częstotliwościach będących wielokrotnością częstotliwości podstawowej. Im więcej urządzeń energoelektronicznych (falowników, prostowników, przetwornic), tym więcej zniekształceń prądu i napięcia w postaci harmonicznych. Dodatkowe harmoniczne przekładają się na zniekształcenia sinusoidy napięcia, straty mocy w transformatorach i liniach, problemy z działaniem zabezpieczeń i liczników, zakłócenia pracy urządzeń elektronicznych.

Susza OZE w listopadzie 2024 roku

Zjawisko miało miejsce w Polsce w dniach 4–14 listopada 2024 roku. W tym okresie generacja ze źródeł wiatrowych była minimalna. Chwilowe współczynniki wykorzystania mocy (ang. capacity factor) przez elektrownie wiatrowe nie przekraczały 15% (średnio 4% w całym okresie), a w wielu następujących po sobie godzinach były bliskie 0%. W tych dniach KSE polegało głównie na źródłach dyspozycyjnych (elektrownie na węgiel brunatny, kamienny, gaz, źródła biomasowe/biogazowe, ESP).

Rysunek 2. Ilustracja okresu „suszy OZE” w Polsce na przykładzie okresu 4–14 listopada 2024 roku



1.2. Wyzwania okresów „klęski urodzaju”

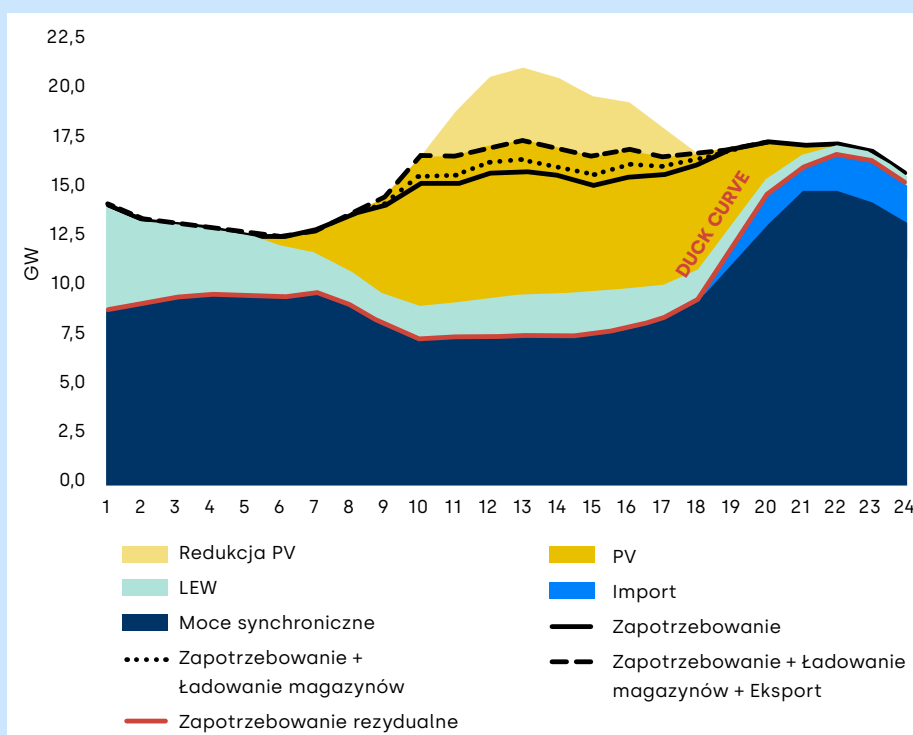
Co za dużo to niezdrowo

Okres „klęski urodzaju” to sytuacja, w której generacja z pogodozależnych źródeł OZE przekracza bieżące zapotrzebowanie na energię elektryczną w systemie (po uwzględnieniu minimów technicznych pracujących mocy synchronicznych). W Polsce sytuacje „klęski urodzaju” występują coraz częściej w okresie letnim, kiedy produkcja energii z instalacji fotowoltaicznych jest największa.

Kłęska urodzaju w czerwcu 2024

Zjawisko miało miejsce 9 czerwca 2024 roku. W tym dniu wystąpiła istotna nadpodaż generacji ze źródeł PV. W godzinach okołopołudniowych uruchomiono proces ładowania magazynów (w tym ESP) oraz maksymalnie zwiększono eksport energii za granicę. Zaniżono również produkcję ze źródeł synchronicznych (węgiel kamienny, węgiel brunatny, gaz ziemny) do niezbędnego minimum. Jednakże pomimo podjęcia tych działań, ze względów bezpieczeństwa systemu konieczne była redukcja nadmiarowej generacji OZE poprzez nierynkowe wyłączenia instalacji przemysłowych. Zjawisko, które wystąpiło 9 czerwca 2024 roku, często nazywane je „krzywą kaczki” (ang. *duck curve*) ze względu na widoczny na niektórych wykresach kształt.

Rysunek 3. Ilustracja okresu „kłęski urodzaju” w Polsce na przykładzie 9 czerwca 2024 roku



Źródło: opracowanie własne w oparciu o dane PSE

Kłęska urodzaju – wyzwania bilansowe i sieciowe

Okresy „kłęski urodzaju” skutkują wieloma wyzwaniami w zarządzaniu siecią:

- ryzyko niezbilansowania systemu z powodu nadpodaży generacji;
- ryzyko niedostatecznych rezerw mocy bilansujących w kierunku redukcji częstotliwości w przypadku jej wzrostu powyżej wartości granicznej, określonej w tzw. rozporządzeniu systemowym (50,5 Hz, maksymalnie 52 Hz)¹³;
- ryzyko niedostatecznej inercji systemu¹⁴ (stanowiącej pierwszą linię obrony w przypadku gwałtownych zmian częstotliwości wynikających z awarii);
- lokalnymi wzrostami napięć powyżej wartości granicznej (określonej w rozporządzeniu systemowym jako +/-10% wartości napięcia znamionowego danej sieci) oraz przepływami mocy czynnej i biernej w kierunku odwrotnym do historycznie projektowanego (tzw. przepływy wsteczne);

¹³ Według danych PSE, wymagane poziomy rezerw mocy bilansujących w kierunku redukcji częstotliwości to ok. 200-400 MW w każdym kwadransie doby. Ryzyko niedostatecznych rezerw mocy bilansujących wynika z redukcji generacji ze źródeł synchronicznych do poziomów minimalnych (brak możliwości dalszego zaniżenia generacji) lub z niedostatecznej ilości mocy magazynowych w kierunku ładowania.

¹⁴ Ryzyko niedostatecznej inercji wynika z niedostatecznej liczby pracujących źródeł synchronicznych, które w okresach wysokiej generacji z OZE są czasowo odstawiane. Zjawisko to było częściowo odpowiedzialne za blackout na Półwyspie Iberyjskim w kwietniu 2025 roku.

- ryzyko przeciążeń transformatorów lub liniach elektroenergetycznych powyżej limitów obciążalności termicznej;
- występowanie zjawiska duck curve („krzywej kaczki”), czyli stromego wzrostu zapotrzebowania rezydualnego¹⁵;
- niedostateczny poziom prądów zwarciovych w określonych lokalizacjach sieci, zmniejszona „sztywność” sieci czy pojawienie się dodatkowych harmonicznych (poza zakresem niniejszego raportu).

Z punktu widzenia sieci elektroenergetycznej, w tym sieci dystrybucyjnej, kluczowym ryzykiem okresów „klęski urodzaju” jest ryzyko wzrostu napięcia oraz ryzyko przeciążeń sieciowych.

Skala redysponowania OZE rośnie

Zarządzanie powyższymi ryzykami wymaga od operatorów sieci dokonywania redukcji generacji z OZE (tzw. redysponowanie). W Polsce dotyczy to głównie wielkoskalowych instalacji PV, które są wyłączane w momencie zaistnienia opisanych zagrożeń (od stycznia do września 2025 roku skumulowane wyłączenia instalacji fotowoltaicznych stanowiły 81% wyłączeń, w porównaniu do instalacji LEW, na które przypadło pozostałe 19% wolumenu).

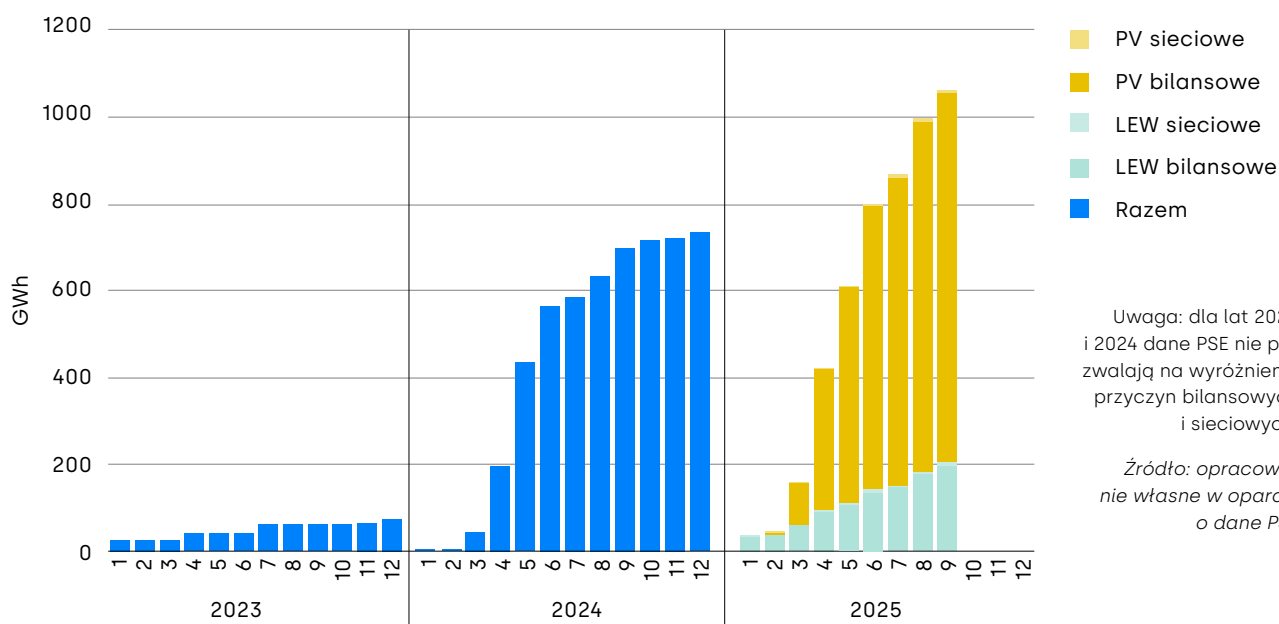
Skala zjawiska rośnie. Między rokiem 2023 a 2024 zaobserwowaliśmy 10-krotny przyrost wolumenu redysponowanej energii (w okresie od stycznia do września 2023 roku wolumen redukcji wyniósł 59 GWh; a w analogicznym okresie w 2024 roku – 692 GWh). Do końca września 2025 roku zredukowano łącznie 1.057 GWh energii elektrycznej z OZE (co stanowi wzrost o 53% w stosunku do 2024 roku).

Co istotne, tylko niewielka część redukcji (mniej niż 1%) wynika ze względów sieciowych (tzn. z konieczności utrzymania odpowiednich parametrów pracy sieci). Większość decyzji o wyłączaniu poszczególnych instalacji podejmowanych przez operatorów ma podłoże związane z koniecznością bilansowania popytu i podaży w systemie, co widać na poniższym wykresie, w danych za rok 2025¹⁶.

¹⁵ Zapotrzebowanie rezydualne to ta część zapotrzebowania na energię elektryczną, która musi zostać pokryta przez źródła dyspozycyjne (np. elektrownie gazowe, węglowe, wodne lub magazyny energii), po odjęciu bieżącej produkcji z OZE.

¹⁶ Dane PSE na temat nierynkowego redysponowania OZE dostępne są pod tym adresem.

Rysunek 4. Skala redukcji OZE w Polsce (GWh, narastająco w danym roku)



Uwaga: dla lat 2023 i 2024 dane PSE nie pozwalają na wyróżnienie przyczyn bilansowych i sieciowych.

Źródło: opracowanie własne w oparciu o dane PSE

Redysponowanie OZE stosują również OSD

Według informacji Urzędu Regulacji Energetyki (URE) za rok 2024, redukcje OZE wykonywane są przede wszystkim na polecenie OSP. Niemniej jednak, ograniczenie generacji OZE z powodu wystąpienia zagrożeń bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej w postaci przeciążeń linii i transformatorów oraz zbyt wysokiego napięcia, stosowali również OSD. Redukcjom ze strony OSD poddano w 2024 roku 24 GWh energii wyprodukowanej przez instalacje PV (wzrost rok do roku o 647%), a także blisko 3 GWh energii wytworzonej w LEW (wzrost rok do roku o 200%).

Należy przypomnieć, że redukcje OZE mające na celu zbilansowanie systemu lub usunięcie ograniczeń sieciowych mogą być podejmowane w oparciu o oferty wytwórców (redukcje rynkowe) lub jako działanie ostatniej szansy w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu (redukcje nierynkowe). Bez względu na sposób dokonywania redukcji, odbijają się one negatywnie na rentowności działających instalacji. Redukcje w Polsce są jak dotąd dokonywane w sposób nierynkowy (z uwagi na brak mechanizmów rynkowych) i nie dotyczą instalacji prosumenckich.

Przeciążenia sieciowe na przykładzie Australii

Negatywny wpływ redysponowania na przychody możemy zaobserwować na przykładzie wschodniego wybrzeża Australii (stan Nowa Południowa Walia). Rysunek 5 przedstawia ilustrację przeciążeń sieciowych oraz ich wpływu na ryzyko redukcji generacji, dla poszczególnych technologii.

Źródła OZE przyłączone w sekcjach sieci o wysokim stopniu przeciążeń (kolor czerwony i czarny) narażone są na ryzyko redukcji generacji rzędu 25–50% swojego potencjału wytwórczego. Ma to bardzo poważne konsekwencje finansowe dla tych projektów, ponieważ redukcja generacji oznacza redukcję przychodów.

Rysunek 5 obrazuje przestrzenny rozkład zatorów sieciowych w stanie Nowa Południowa Walia w Australii. Rysunek pokazuje też wpływ redukcji sieciowych na wzrost kosztów bilansowania systemu.

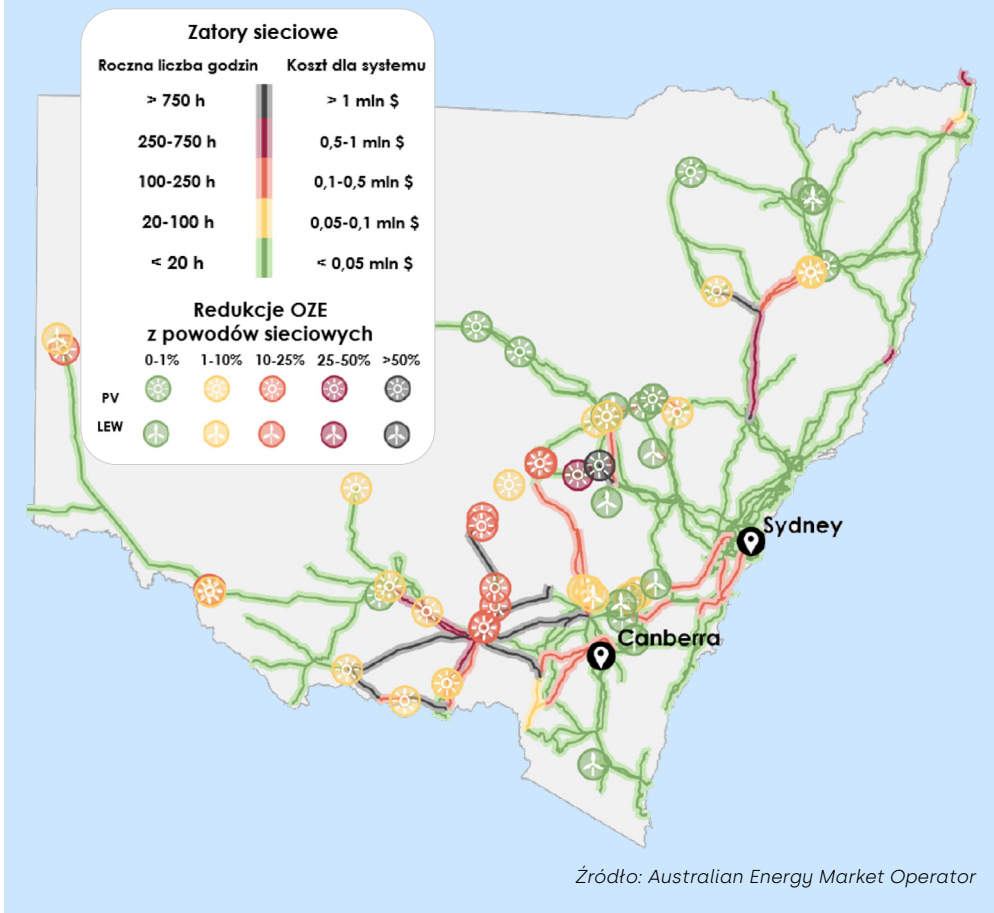
Linie oznaczone kolorem czarnym doświadczyły zatorów sieciowych przez co najmniej 750 godzin w 2024 roku, a redukcje na tych liniach przyczyniły się do wzrostu kosztów bilansowania systemu o ponad 1 mln AUD. Linie oznaczone kolorem zielonym doświadczyły zatorów przez mniej niż 20 godzin, a wzrost kosztów bilansowania nie przekroczył 0,05 mln AUD.

Kolory dotyczące lokalizacji LEW lub PV oznaczają, ile procent rocznej dostępnej produkcji danej instalacji doświadczyło redukcji ze względów sieciowych (kolor czarny oznacza ponad 50% redukcji, kolor zielony mniej niż 1% redukcji).

Redukcje sieciowe są środkiem zapobiegawczym przed ryzykiem przekroczenia limitów obciążalności termicznej elementów sieciowych (przewody, transformatory) i w efekcie zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu.

W przypadku Australii sieć elektroenergetyczna cechuje się bardziej radialną topografią (promieniste „odnogi”) niż sieć europejska (sieć oczkowa o większej liczbie ścieżek rozptyłu mocy), a także wysokim nagromadzeniem instalacji OZE w pewnych obszarach, cechujących się relatywnie niskimi limitami obciążalności.

Rysunek 5. Ilustracja ograniczeń sieciowych oraz ryzyka redukcji generacji z OZE z przyczyn sieciowych (Nowa Południowa Walia, Australia)



1.3. Wyzwania związane ze zmiennością generacji OZE w czasie

Inherentną cechą pogodozależnych OZE jest zmienność chwilowej generacji ze względu zjawiska naturalne takie jak zmiany zachmurzenia (PV) czy zmiany prędkości i kierunku wiatru (LEW, MEW). Aby wysokie i szybkie wahania generacji z OZE nie powodowały wahań częstotliwości w sieci, potrzebna jest szybka reakcja ze strony innych typów mocy wytwórczych oraz magazynów energii.

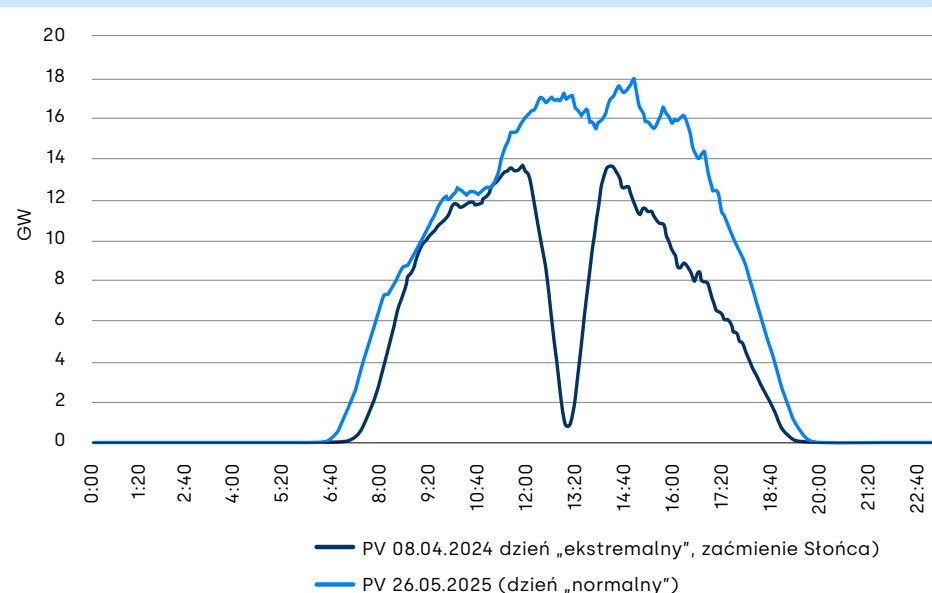
Przykład zmienności generacji PV – zaćmienie słońca vs pochmurny dzień

Ekstremalnym przypadkiem gwałtownej zmiany generacji z OZE było zaćmienie słońca 8 kwietnia 2024 roku w Teksasie. Tego dnia nagły spadek nasłonecznienia ok. godziny 12:25 przełożył się na spadek produkcji z PV z poziomu 13,3 GW do 0,8 GW w ciągu niecałej godziny, by następnie powrócić do poziomu 13,6 GW 50 minut później.

O ile tego typu zjawiska, są rzadkością, wysoka zmienność generacji OZE może występować także w dzień „normalny” z powodu zmian zachmurzenia. Przykładem tego była sytuacja z dnia 26 kwietnia 2025 roku, także w Teksasie. Początek tego dnia (tj. 9:45–11:15) cechował się generacją PV na poziomie 12,6 GW, która w wyniku ustąpienia zachmurzenia szybko wzrosła do poziomu ok. 17,1 GW (52 MW/min). Ponowne zachmurzenie około

godziny 14:15 doprowadziło do spadku poniżej 16 GW. Ustąpienie zachmurzenia po ok. 45 minutach doprowadziło do wzrostu powyżej 18 GW (44 MW/min). Kolejna fala chmur między 15:45 a 16:30 znów doprowadziła do spadku generacji poniżej 16 GW.

Rysunek 6. Ilustracja dobrowogodzinowej zmienności generacji z OZE (Teksas, 8 kwietnia 2024 roku oraz 26 maja 2025 roku, dane 5-minutowe)



Źródło: Electricity Reliability Council of Texas

1.4. Wyzwania związane z brakiem dostatecznej mocy przyłączeniowej sieci

Brakuje mocy przyłączeniowych dla nowych OZE

Znaczącym wyzwaniem, z którym boryka się polski system elektroenergetyczny, jest wyczerpywanie się mocy przyłączeniowych do sieci. Niedostatek mocy przyłączeniowych wynika przede wszystkim z dynamicznego wzrostu OZE (w tym omówionego poniżej zjawiska tzw. projektów „zombie”) przy nieadekwatnym tempie rozwoju infrastruktury sieciowej. Zjawisko to rodzi ryzyko spowolnienia transformacji energetycznej oraz braku wystarczalności zasobów w kontekście spodziewanego wycofania z użytkowania dużych ilości mocy węglowych w Polsce po roku 2028 (tzw. zjawisko luki wytwórczej).

Inflacja wniosków o przyłączenie do sieci

Według opublikowanej przez PSE informacji (stan na wrzesień i październik 2025) zdolność przyłączeniowa do sieci przesyłowej wynosi **zero MW**.

W tym miejscu należy zwrócić uwagę na **zjawisko tzw. projektów „zombie”**, czyli projektów istniejących w sensie formalnym (tj. posiadające np. wymagane pozwolenia oraz warunki przyłączenia do sieci), lecz w praktyce nie rozwijanych ani nie realizowanych. Projekty takie istotnie przyczyniają się do sztucznego blokowania i wyczerpywania mocy przyłączeniowych, a tym samym zniekształcania sygnałów dla rozwoju inwestycji w OZE i BMEE.

Problem projektów „zombie” podejmowany jest w projekcie ustawy UC84 z 17 października 2025 roku (zobacz rozdział 4.1). Projekt uprawnia operatorów systemów elektroenergetycznych do kontroli stanu realizacji inwestycji oraz do rozwiązania umowy o przyłączenie w przypadku braku postępu. Jednocześnie, projekt nakłada na operatorów obowiązek publikacji informacji o dostępności mocy przyłączeniowych w różnych lokalizacjach sieci, co przełoży się na większą transparentność dla potencjalnych inwestorów, którzy w przeszłości często składali wnioski o przyłączenie „na wyrost”, nie mając informacji na temat dostępności mocy według lokalizacji.

Należy także wskazać, że o ile dążenia do rozwiązania problemu projektów „zombie” pozwolą na uwolnienie części mocy przyłączeniowych, o tyle rozwój mocy OZE i BMEE w wolumenach wskazywanych w krajowych dokumentach strategicznych¹⁷ wymagać będzie długofalowych inwestycji nakierowanych na wzrost zdolności przyłączeniowych i przesyłowych sieci.

OSD deklaruje niewielkie wzrosty mocy przyłączeniowych

Według danych udostępnianych przez operatorów sieci dystrybucyjnych¹⁸ sytuacja nie poprawi się znacząco w perspektywie roku 2030. W tabeli poniżej prezentujemy deklarowane aktualne zdolności przyłączeniowe do sieci dystrybucyjnej dla źródeł wytwórczych oraz przewidywany jest wzrost.

Stan ten może ulegać niewielkiej poprawie, w miarę postępu projektów inwestycyjnych, jednak skala przyrostu jest nieadekwatna do prognozowanego w perspektywie 2030 wzrostu mocy zainstalowanych OZE. Wg Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu z obecnych 23 GW, fotowoltaika powinna wzrosnąć do poziomu 31,7 GW (przyrost o 8,7 GW), dla LEW prognozowany jest przyrost o 5,6 GW.

Tabela 2. Moce przyłączeniowe w Polsce – sieć przesyłowa i dystrybucyjna (MW)

Operator	Stan obecny	Rok 2030	Przyrost
PSE	0	0	0
Tauron Dystrybucja	1 675	1 795	120
PGE Dystrybucja	90	160	70
Energia Operator	0 dla wytwórców 305 dla odbiorców	0 dla wytwórców 405 dla odbiorców	0 dla wytwórców 100 dla odbiorców
Enea Operator	2 457	2 861	404

Źródło: analiza własna, stan na październik 2025 roku

¹⁷ Takich jak Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu, Polityka Energetyczna Polski czy Plan Rozwoju Sieci Przesyłowej.

¹⁸ Dane dostępne na stronach operatorów: Tauron Dystrybucja, PGE Dystrybucja, Energia Operator oraz Enea Operator.

2. Elastyczność systemów elektroenergetycznych

2.1 Czym jest elastyczność?

Unijna definicja elastyczności

Elastyczność systemów elektroenergetycznych została formalnie zdefiniowana w ramach reformy unijnego rynku energii przeprowadzonej w połowie 2024 roku. Zgodnie aktualnym Rozporządzeniem dot. rynku energii¹⁹, elastyczność oznacza *zdolność systemu elektroenergetycznego do dostosowania się do zmienności wytwarzania i zużycia oraz do dostępności sieci w odpowiednich przedziałach czasowych rynku*.

Uwzględnienie „odpowiednich przedziałów czasowych” w definicji wskazuje, że elastyczność należy rozpatrywać zarówno w aspekcie bieżącej pracy systemu (horyzont krótkoterminowy), jak również w aspekcie planowania rozwoju elastyczności systemu elektroenergetycznego w horyzoncie długoterminowym.

Elastyczność jest kluczowa dla bezpieczeństwa dostaw

Elastyczność w systemach elektroenergetycznych opartych o OZE jest niezbędna do realizacji podstawowego celu działania systemu, tj. w zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej (ang. *security of supply*). Elastyczny system musi odpowiednio szybko reagować na zmiany popytu i podaży energii oraz stabilizować parametry sieci. W szczególności, elastyczny system elektroenergetyczny musi:

- zbilansować podaż i popyt w godzinach duck curve (tj. szybko spadającej generacji PV i szybko wzrastającego zapotrzebowania rezydualnego) poprzez szybki wzrost generacji i/lub szybką reakcję redukcję zużycia energii przez stronę popytową;
- przywrócić napięcia do poziomów bezpiecznych w godzinach szybko rosnącej generacji PV;
- „udrożnić” przepustowość sieci w godzinach wysokiej generacji OZE, zapobiegając powstaniu „zatorów” sieciowych.

Elastyczność dopełnia też wymiary wystarczalności²⁰ i stabilności²¹.

Elastyczność ma różne oblicza

Na zdolność systemu elektroenergetycznego do radzenia sobie z wahaniami generacji i zużycia energii elektrycznej składa się elastyczność po stronie zasobów

¹⁹ Rozporządzenie 2024/1747 z dnia 13 czerwca 2024 roku, art. 2 pkt 2 lit. b

²⁰ Wystarczalność zasobów oznacza, iż w danej jednostce czasu system elektroenergetyczny posiada odpowiednią ilość dostępnych mocy wytwórczych, magazynowych i sieciowych, które są zdolne do pokrycia zapotrzebowania bez ryzyka wystąpienia tzw. energii niedostarczonej (tj. sytuacji, w której pewna porcja zapotrzebowania nie może zostać pokryta z uwagi na awarie, niekorzystne warunki pogodowe czy brak przepustowości sieci).

²¹ Rozumianej jako utrzymanie kluczowych parametrów (tj. częstotliwość, napięcie, prądy zwarciowe, harmoniczne) w ramach limitów bezpieczeństwa.

wytwórczych, magazynowych, sieciowych i odbiorczych. Różne technologie stosowane w ramach każdej z tych grup cechują się różnym stopniem elastyczności – m.in. szybkością reakcji, długością działania i wielkością (mocą) odpowiedzi. Oznacza to, iż planowanie rozwoju systemu powinno brać pod uwagę powyższe różnice jakościowe, odchodząc od paradygmatu „neutralności technologicznej”.

Elastyczność, która odnosi się do cech i zdolności samego systemu (np. potencjału do zwiększania i zmniejszania produkcji energii przez źródła wytwórcze), ma tzw. charakter pierwotny. Istnieje także tzw. elastyczność wtórna, obejmująca możliwości po stronie odbiorców do zmniejszania i zwiększania poboru energii elektrycznej.

Preferowana „elastyczność bez paliw kopalnych”

Rozporządzenie w sprawie reformy unijnego rynku energii wprowadza pojęcie elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi (ang. *non-fossil flexibility*). Taką formą elastyczności są np. magazyny energii elektrycznej i DSR (ang. *demand side response*). Dokument jasno wskazuje, że „elastyczność bez paliw kopalnych” jest preferowanym sposobem budowy elastyczności europejskich systemów elektroenergetycznych. W związku z tym, nakłada na państwa członkowskie obowiązek przygotowanie orientacyjnych krajowych celów dla rozwiązań elastycznościowych niezależnych od paliw kopalnych.

Elastyczność sieci dystrybucyjnych

W przypadku sieci dystrybucyjnych elastyczność będzie określała zdolność reagowania na lokalne nadwyżki produkcji z OZE i związane z nimi wahania napięcia czy „zatory” przepustowości. Tym samym, elastyczność sieci dystrybucyjnej można zdefiniować jako zestaw rozwiązań i metod zarządzania siecią pozwalających „udrożnić” sieć i zachować parametry bezpiecznej pracy bez konieczności kapitałochłonnej rozbudowy infrastruktury.

2.2 Dlaczego elastyczność jest tak ważna?

Wyzwanie niedostateczności mocy sieciowej

Obecnie polski system elektroenergetyczny stoi przed wyzwaniem niedostateczności infrastruktury sieciowej względem potrzeb systemu, rodzącej ryzyko wyhamowania rozwoju nowych mocy wytwórczo-magazynowych²² oraz braku możliwości przyłączania i zasilania nowych instalacji odbiorczych takich jak. pompy ciepła, ładowarki do samochodów elektrycznych, centra danych. W efekcie niedostateczność mocy sieciowej może prowadzić do wyhamowania nie tylko transformacji systemu elektroenergetycznego, ale również dekarbonizacji innych sektorów gospodarki.

Rozbudowa sieci postępuje za wolno

Tradycyjnym remedium na problem niedostateczności mocy sieciowej jest „wzmacnianie” sieci poprzez inwestycje infrastrukturalne mające na celu zwiększenie mocy przyłączeniowych lub przepustowości sieci w lokalizacjach podatnych na przeciążenia. Jednakże rozbudowa sieci elektroenergetycznych jest procesem czasochłonnym i wysoce kapitałochłonnym. Wymaga przejścia przez skomplikowane procesy administracyjne oraz zabezpieczenia odpowiednio dużych źródeł finansowania.

²² Zwłaszcza w lokalizacjach najbardziej korzystnych z punktu widzenia warunków pogodowych (wysoka wietrzność, korzystne nasłonecznienie) oraz bliskości do lokalnych odbiorców.

Obecne tempo rozwoju i modernizacji sieci nie odpowiada skali zapotrzebowania na inwestycje. Brakuje zachęt regulacyjnych do przyspieszenia inwestycji sieciowych, a po stronie łańcucha dostaw występują ograniczenia w zakresie dostępności kluczowych komponentów. Tym samym priorytetowego znaczenia nabiera poszukiwanie alternatywnych rozwiązań.

Elastyczność na ratunek

Skala potrzeb inwestycyjnych po stronie sieci, koniecznych do utrzymania dynamicznego tempa rozwój mocy OZE i elektryfikacji gospodarki, może zostać zmniejszona dzięki zwiększaniu elastyczności po stronie wytwórców i odbiorców energii elektrycznej. Elastyczność zwiększa efektywność wykorzystania istniejącej infrastruktury i pozwala na lepsze zarządzanie ograniczoną przepustowością sieci. Tym samym pozwala na ograniczenie inwestycji w określonych punktach sieci dystrybucyjnej i przesunięcie dostępnych środków na inne zadania inwestycyjne. Co więcej, odroczenie w czasie koniecznych inwestycji sieciowych to szansa na skorzystanie z efektywniejszych i tańszych rozwiązań technicznych, które pojawią się w przyszłości.

Brak elastyczności to nieunikniony wzrost kosztów

Brak rozwoju elastyczności systemu elektroenergetycznego implikuje poniższe konsekwencje:

- Konieczność poniesienia znacząco większych nakładów finansowych na rozbudowę infrastruktury sieciowej, aby zniwelować lokalne zatory sieciowe i zwiększyć dostępność mocy przyłączyliowych.
- „Przewymiarowanie” moce instalacji słonecznych i wiatrowych, w związku z brakiem odpowiednich zdolności magazynowania energii.
- Konieczność budowy dodatkowych źródeł szczytowych w oparciu o gaz ziemny, w związku z brakiem elastyczności po stronie odbiorców.

Wszystkie wymienione dodatkowe nakłady finansowe prawdopodobnie znajdą odzwierciedlenie w wysokości opłat w taryfach dystrybucyjnych.

Kolejną istotną konsekwencją jest znaczące spowolnienie tempa dekarbonizacji gospodarki oraz dalsze uzależnienie od importu paliw kopalnych, związane z ponoszeniem coraz wyższych kosztów emisji CO₂. Niedostateczna generacja ze źródeł zeroemisyjnych oznaczałaby także ograniczenie możliwości elektryfikacji sektorów gospodarki takich jak transport, ciepłownictwo czy ogrzewnictwo.

Jedno jest pewne – w perspektywie długoterminowej brak elastyczności oznaczałby nieuchronny wzrost rachunku za energię elektryczną dla wszystkich odbiorców.

2.3 Unijne wymogi w zakresie elastyczności

Europa potrzebuje dwukrotnego zwiększenia elastyczności do 2030 roku

Zobowiązania w zakresie rozwoju elastyczności systemów elektroenergetycznych zostały uregulowane przez unijną reformę rynku energii elektrycznej z 2024 roku. Jednakże potrzeba wzmacniania elastyczności została skwantyfikowana i zasygnalizowana przez ACER w [raporcie na temat potrzeb rozwoju elastyczności](#) już w 2023 roku. Według szacunków ACER, do roku 2030 potrzeba elastyczności w ujęciu

dobowogodzinowym (tj. na potrzeby operacyjnego zarządzania systemem i siecią) w skali EU wzrośnie ze 153 TWh do 362 TWh.

Przed nami ocena krajowych potrzeb elastyczności

Unijne rozporządzenie 2024/1747 nakłada na państwa członkowskie obowiązek sporządzania oceny potrzeb elastyczności, czyli sprawozdania na temat szacowanych potrzeb w zakresie elastyczności (ang. flexibility needs assessment, FNA), a także ustalania krajowych celów w zakresie elastyczności. Ocena elastyczności powinna być oparta o wspólną metodykę²³, która została zatwierdzona przez ACER w lipcu 2025 roku.

Pierwszy raport FNA powinien zostać sporządzony do lipca 2026. Za sporządzenie raportu FNA – w oparciu o dane i analizy do przekazania których zobligowani są OSP i OSD – odpowiada organ regulacyjny danego państwa członkowskiego.

Co znajdzie się w raporcie FNA

Raport FNA musi spełniać następujące kryteria:

- spójność z oceną wystarczalności zasobów (ang. *resource adequacy assessment*) na poziomie europejskim i ocenami wystarczalności zasobów na poziomie krajowym,
- oparcie o dane i analizy dostarczone przez operatorów systemów przesyłowych i operatorów dystrybucyjnych (z zastosowaniem wspólnej metody określonej przez ENTSO-E oraz EU DSO Entity), a w razie potrzeby uzasadnionych przypadkach, na dodatkowych danych i analizach,
- dokonanie oceny różnych rodzajów potrzeb w zakresie elastyczności (przynajmniej w ujęciu sezonowym, dziennym i godzinowym) aby włączyć energię elektryczną z OZE do systemu elektroenergetycznego,
- określenie założeń dotyczących cen na rynku energii elektrycznej, wytwarzania energii elektrycznej i popytu na nią,
- uwzględnienie potencjału zasobów elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi i pochodzącej z rozwiązań opartych o:
 - ♦ odpowiedź odbioru (ang. demand side response, DSR),
 - ♦ magazynowanie energii,
 - ♦ agregację,
 - ♦ połączenia wzajemne (w tym połączenia transgraniczne),
- dokonanie oceny barier dla elastyczności na rynku i zaproponowanie odpowiednich środków łagodzących oraz zachęt (w tym usunięcie barier regulacyjnych i ewentualne usprawnienia rynków i usług lub produktów związanych z pracą systemu),
- dokonanie oceny wkładu cyfryzacji sieci przesyłowych i dystrybucyjnych energii elektrycznej na rzecz elastyczności,
- uwzględnienie źródeł elastyczności, co do których można się spodziewać, że będą dostępne w innych państwach członkowskich.

Cele dla elastyczności bez paliw kopalnych

W oparciu o raporty FNA i nie później niż sześć miesięcy po złożeniu raportu FNA, państwa członkowskie zobowiązane są do wyznaczenia orientacyjnych krajowych celów elastyczności opartej o zasoby niezwiązane z paliwami kopalnymi (ang. *non-fossil flexibility targets*), w tym wkład DSR oraz magazynowania energii w realizację tych celów.

²³ Metodyka została opracowana przez ENTSO-E oraz EU DSO Entity i zatwierdzona przez Europejską Agencję na Rzecz Współpracy Regulatorów Sektora Energetyki (ang. European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER). Przedmiotową metodykę ENTSO-E oraz EU DSO Entity przedłożyły w kwietniu 2025 roku.

Państwa członkowskie mogą osiągnąć cele poprzez wykorzystanie zidentyfikowanego potencjału elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi, usunięcie zidentyfikowanych barier rynkowych lub poprzez systemy wsparcia elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi. Orientacyjne cele krajowe, w tym wkład DSR i magazynowania energii, a także środki służące jego osiągnięciu, powinny również znaleźć odzwierciedlenie w zintegrowanych krajowych planach w dziedzinie energii i klimatu państw członkowskich w odniesieniu do wymiaru „wewnętrzny rynek energii”. Nowy cykl raportowania tych planów (po obecnie kończącej się rewizji) przewidziany jest na rok 2028, należy więc spodziewać się, że Komisja Europejska będzie oczekiwać odzwierciedlenia celów dot. elastyczności właśnie wtedy.

Alternatywne ścieżki

W przypadkach, w których inwestycje w elastyczność niezwiązaną z paliwami kopalnymi nie są wystarczające do osiągnięcia orientacyjnego krajowego celu, państwa członkowskie mogą zastosować systemy wsparcia elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi polegające na płatnościach za dostępną zdolność elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi.

Systemy te – projektowane zgodnie z katalogiem zasad wskazanych w Rozporządzeniu 2024/1747 – powinny opierać się na otwartych i konkurencyjnych zasadach przetargowych, unikać zakłóceń rynkowych i wspierać nowe inwestycje w elastyczność niezwiązaną z paliwami kopalnymi.

2.4 Przegląd głównych wymogów metodyki FNA

Elastyczność systemowa i sieciowa

Zatwierdzona przez ACER w lipcu 2025 roku metodyka FNA dokonuje rozróżnienia na dwa główne typy potrzeb w zakresie elastyczności, tj. *potrzeby elastyczności systemowej* oraz *potrzeby elastyczności sieciowej*.

Potrzeby elastyczności systemowej są opisywane za pomocą trzech wskaźników, tj. integracji OZE, rampingu²⁴ oraz elastyczności krótkoterminowej. Odzwierciedlają one elastyczność wymaganą do dostosowania się do zmienności wytwarzania i zużycia energii elektrycznej.

Potrzeby elastyczności sieciowej odzwierciedlają elastyczność, którą jest konieczna, aby dostosować rozprawy mocy czynnej do fizycznej dostępności sieci²⁵. Elastyczność sieciowa opiera się zatem o zapobieganie lub rozwiązywanie problemów związanych z przeciążeniami („zatorami”) sieciowymi i/lub z problemami napięciowymi.

Elastyczność w górę i w dół

W zależności od „kierunku” wykorzystania danego zasobu elastyczności, potrzeby elastyczności są kategoryzowane jako:

- potrzeby wzrostowe („w górę”), gdy konieczne jest zwiększenie wprowadzania energii do sieci lub zmniejszenie poboru z sieci,
- potrzeby spadkowe („w dół”), gdy konieczne jest zmniejszenie wprowadzania energii lub zwiększenie poboru z sieci.

²⁴ Wskaźnik rampingu odnosi się do tempa zmiany mocy elektrycznej w systemie elektorenergetycznym koniecznej do utrzymania stabilnych parametrów napięcia i częstotliwości w sieci.

²⁵ Dostępność sieci określana jest za pomocą równań ograniczeń sieciowych mających na celu zapewnić bezpieczną i stabilną pracę sieci. Równania te uwzględniają limity obciążalności termicznej przewodów, limity stabilności napięciowej, limity stabilności kątowej dla normalnej pracy systemu oraz dla zjawisk awaryjnych (utrata generatora, odbioru, elementu sieciowego).

Obowiązki OSP i OSD

Zgodnie z art. 3 metodyki FNA, każdy OSP i OSD w danym państwie członkowskim jest odpowiedzialny za ocenę potrzeb elastyczności systemowej oraz elastyczności sieciowej w ramach swojego obszaru sieciowego. Co więcej, każdy OSD jest odpowiedzialny za analizę przyczyn danej potrzeby elastyczności. Analiza powinna uwzględniać krajowe ramy prawne, jak również zachęty dla przyłączania nowych OZE, odbiorów, magazynów i/lub innych zasobów elastyczności w określonych lokalizacjach sieci dystrybucyjnej. Szczegóły na temat metodyki FNA prezentuje [Załącznik 1](#).

Według stanu wiedzy na listopad 2025, regulacje europejskie są stopniowo implementowane do prawa krajowego²⁶, lecz aktualnie w Polsce nie są jeszcze prowadzone prace nad szacowaniem oceny potrzeb elastyczności systemowej. Odpowiedzialność za koordynację zbierania danych od OSD spoczywa na Urzędzie Regulacji Energetyki.

²⁶ Np. zapisy wprowadzające mechanizm cable pooling, wprowadzony [ustawą z 17 sierpnia 2023 roku](#) zmieniającą ustawę o OZE oraz Prawo energetyczne.

3. Rozwiązania w zakresie elastyczności

Fizyczna realizacja usług elastyczności jest wynikiem działań dostawców usług elastyczności, tj. wytwórców, magazynów, odbiorców lub agregatorów w zakresie poboru lub generacji mocy czynnej i/lub mocy biernej²⁷ (o odpowiednim wolumenie i odpowiedniej szybkości reakcji), działań w zakresie utrzymania wymaganych poziomów inercji, a także działań w zakresie rozptyłów mocy w sieci.

3.1 Rozwiązania techniczne

Elastyczność nie jedno ma źródło

Świadczenie usług elastyczności może opierać się zarówno o zasoby wytwórcze, zasoby magazynowe oraz zasoby DSR. Największy jednostkowy potencjał elastyczności będą miały zasoby wielkoskalowe takie jak duże magazyny energii, elektrownie, elektrociepłownie czy elastyczni odbiorcy przemysłowi. Jednakże dużą rolę odgrywać mogą także usługi elastyczności świadczone przez agregatorów, wykorzystujących skumulowany potencjał elastyczności wielu małych aktywów odbiorczych i magazynowych takich jak samochody elektryczne, magazyny domowe, domowe pompy ciepła czy biurowe klimatyzatory.

Do świadczenia usług elastyczności niezbędne będą technologie smart grid. Określenie to obejmuje zestaw urządzeń, algorytmów, aplikacji i systemów informatyczno-komunikacyjnych, które umożliwiają monitoring, koordynację oraz sterowanie pracą zasobów.

Interwencyjna regulacja mocy biernej

Interwencyjna regulacja mocy biernej (IRB) to usługa wspierająca zarządzanie poziomami napięć w sieci dystrybucyjnej w celu jej prawidłowego funkcjonowania. Jest ona realizowana przez wybranych aktywnych wytwórców energii OZE na polecenie operatora.

Interwencyjna dostawa mocy czynnej

Interwencyjna dostawa mocy czynnej (IDC) to usługa z zakresu DSR mająca na celu zarządzenie nadwyżkami generacji z OZE. W ramach IDC odbiorcy mają możliwość bezpłatnego zwiększenia poboru mocy czynnej ponad wartość mocy umownej w wyznaczonych godzinach doby.

²⁷ Zwiększenie lub zmniejszenie poboru mocy czynnej z sieci, zwiększenie lub zmniejszenie mocy czynnej wprowadzanej do sieci, zwiększenie lub zmniejszenie mocy biernej pobieranej z sieci, zwiększenie lub zmniejszenie mocy biernej wprowadzanej do sieci.

Dynamiczne zarządzanie obciążeniem linii

Z punktu widzenia elastyczności sieci dystrybucyjnej kluczowe znaczenie mają rozpiętość mocy oraz poziomy napięć, dlatego szczególnym rozwiązaniem w zakresie elastyczności jest dynamiczne zarządzanie obciążeniem linii (DOL, ang. dynamic line rating). Istota DOL opiera się o wykorzystanie technologii smart grid w celu monitoringu bieżących parametrów sieci (temperatura przewodów, dystans od ziemi) w zależności od warunków pogodowych (temperatura otoczenia, czynnik chłodzący wiatru) na potrzeby określania dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w czasie rzeczywistym. Podejście DOL pozwala na wykorzystanie marginesu przepustowości linii istniejącego ponad statyczną wartość obciążalności prądowej, wyznaczaną w sposób konserwatywny (tj. dla ekstremalnych warunków pogodowych, których występowanie w skali roku zdarza się relatywnie rzadko). W określonych porach dnia lub roku, kiedy warunki pracy linii są bezpieczniejsze niż warunki ekstremalne stanowiące podstawę obciążalności statycznej, podejście DOL pozwala na znaczące zwiększenie przepustowości linii bez konieczności kosztownych i długotrwałych inwestycji infrastrukturalnych związanych z rozbudową linii.

3.2 Rozwiązania regulacyjne

Rozwój elastyczności systemowej oraz sieciowej jest zadaniem złożonym i wielowymiarowym, na które powinny składać się rozwiązania rynkowe, regulacyjne i technologiczne o różnym, uzupełniającym się charakterze. Rozwiązania te powinny być dopasowane do lokalnej specyfiki systemu i sieci w danym kraju lub obszarze geograficznym, a ich rozwój powinien przebiegać w sposób skoordynowany i kompleksowy, poparty gruntownymi analizami i zrozumieniem potrzeb danego systemu. Działania doraźne oraz wyrwykowe, wprowadzane naprędce, nie zdadzą egzaminu.

Lokalne rynki elastyczności

Lokalne rynki elastyczności to rynki, w których operatorzy (OSD, OSP) oraz dostawcy usług (odbiorcy i producenci energii, agregatorzy) mogą aktywnie uczestniczyć w bilansowaniu systemu poprzez oferowanie i kupowanie usług elastyczności. Oferowane usługi mogą obejmować np. zaniżanie lub zwiększanie generacji lub poboru energii elektrycznej.

Elastyczne umowy przyłączeniowe

Umowa elastyczna to typ umowy, która pozwala na przyłączenie się do sieci elektroenergetycznej w obszarze o ograniczonej przepustowości. Oznacza to, że więcej wytwórców i odbiorców energii może korzystać z istniejącej infrastruktury sieciowej, przy czym do czasu jej modernizacji zgadzają się oni na czasowe ograniczanie w zakresie wolumenu energii pobieranej i wprowadzanej do sieci wprowadzone przez operatora.

Cable pooling

Cable pooling to rozwiązanie polegające na współdzieleniu przyłącza przez kilka źródeł wytwórczych o uzupełniającym się profilu pracy (taki komplementarny profil generacji energii mają źródła wiatrowe oraz instalacje fotowoltaiczne). Poszczególne

wytwórcy korzystający ze współdzielonego przyłącza produkują energię elektryczną i wprowadzają ją do sieci w różnym czasie. Dzięki temu profil produkcji energii dla przyłącza „wypłaszcza się”. W efekcie cable pooling pozwala na efektywniejsze wykorzystanie dostępnych mocy przyłączeniowych i zdolności przesyłowych bez potrzeby dodatkowej rozbudowy infrastruktury sieciowej.

Ceny lokalizacyjne LMP

Ceny lokalizacyjne (ang. locational marginal pricing, LMP) to mechanizm cenowy, który może być wykorzystany dla zwiększenia efektywności zarządzania przeciążeniami sieci. Ceny lokalizacyjne oprócz ceny energii uwzględniają także koszty transportu sieciami (wycenę przepustowości i zatorów sieciowych), co pozwala na elastyczne podejmowanie decyzji przez wytwórców i odbiorców w odpowiedzi na sygnały w zakresie możliwych przeciążeń sieci.

Dynamiczne taryfy dystrybucyjne

Ideą dynamicznego kształtowania taryf dystrybucyjnych jest odzwierciedlenie w czasie rzeczywistym sytuacji w systemie energetycznym wpływającej na rzeczywiste koszty dostawy energii elektrycznej (w tym koszty „zatorów” sieciowych). W ramach taryfy dynamicznej przypisane są określone strefy czasowe, a dla każdej ze stref określone są stawki opłaty sieciowej zmiennej. Dynamiczne opłaty sieciowe mogą być korzystniejsze dla odbiorców zelektryfikowanych, takich jak ogrzewający budynki energią elektryczną (przy użyciu np. pompy ciepła czy kotła elektrycznego), posiadający samochód elektryczny czy magazyn energii elektrycznej. Więcej o dynamicznych opłatach sieciowych możesz dowiedzieć się z naszego raportu pt. [Stałe, zmienne, a może dynamiczne? Opłaty sieciowe wobec transformacji energetycznej.](#)

Partycypacja wytwórcy lub odbiorcy w kosztach rozbudowy fragmentu sieci

Z perspektywy zachęcania do elastyczności poboru i produkcji energii, niezwykle istotne są regulacje dotyczące podziału kosztów przyłączenia do sieci pomiędzy operatora systemu a podmiot przyłączający się do sieci. Większy udział wytwórców i odbiorców energii w kosztach rozbudowy sieci przekłada się na większą zachętę do bycia elastycznym.

4. Rozwój elastyczności sieci dystrybucyjnych w Polsce

4.1 Działania legislacyjne

Trwają prace nad projektem ustawy UC84

Rozwój elastyczności sieci elektroenergetycznych w Polsce nabiera tempa, o czym świadczą między innymi działania legislacyjne. Obecnie trwają prace nad projektem ustawy UC84²⁸, tzw. "ustawy sieciowej". Projekt obejmuje takie zagadnienia jak cable pooling, elastyczne umowy przyłączeniowe oraz mechanizmy zwiększające dostępność mocy przyłączeniowej. Według Ministerstwa Energii, planowany termin przyjęcia ustawy przez Radę Ministrów to pierwszy kwartał 2026 roku.

²⁸ Dokładny tekst ustawy znajduje się pod [tym linkiem](#).

Tabela 3. Przegląd rozwiązań prawnych w zakresie elastyczności sieci w Polsce w oparciu o projekt ustawy UC84, wersja projektu z dnia 17 października 2025

Rozwiązanie	Charakterystyka
Cable pooling	Ustawa z 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw wprowadziła zmiany umożliwiające stosowanie cable pooling. W ustawie dodano zapis, że do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym powyżej 1 kV, w jednym miejscu przyłączenia można przyłączyć dwie lub więcej instalacji OZE należących do jednego albo więcej podmiotów. Powyższy zapis wyklucza tym samym inne instalacje wytwórcze (nie-OZE) czy instalacje magazynowe. Spodziewany wpływ: Powyższe ograniczenie co do typu źródła jest usunięte w projekcie ustawy UC84 z dnia 17 października 2025 roku. Możliwość dzielenia przyłącza przez magazyny oraz OZE zwiększa elastyczność w zakresie skali przyłączeń nowych źródeł i pozwala lepiej zarządzać obserwowanymi obecnie ograniczeniami w zakresie mocy przyłączeniowych.
Elastyczna umowa o przyłączenie do sieci oraz konfigurowalna umowa o przyłączenie do sieci	Propozycja wprowadzenia elastycznej oraz konfigurowalnej umowy o przyłączenie do sieci jest przedmiotem projektu ustawy UC84 z dnia 17 października 2025 roku. Umowa elastyczna umożliwia przyłączenie większej liczby źródeł do sieci o ograniczonej przepustowości oraz zawiera postanowienia umożliwiające czasowe ograniczanie wprowadzania lub poboru. W przypadku umowy konfigurowalnej, warunki ograniczeń mogą się zmieniać dynamicznie w czasie i być powiązane z określonymi parametrami pracy sieci (np. napięciem, obciążeniem).

	Spodziewany wpływ: Powyższe rozwiązanie pozwoli na bardziej elastyczne zarządzanie procesem przyłączeniowym i potencjalnie przyłączenie większej liczby instalacji, które będą musiały liczyć się z możliwością ograniczenia produkcji.
Promocja zachowań z zakresu elastyczności i efektywności energetycznej przez gospodarstwa domowe	W celu promocji zachowań mających na celu racjonalne i oszczędne zużycie energii elektrycznej, sprzedawca energii elektrycznej oraz przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej opracowują i publikują na swoich stronach internetowych kodeksy dobrych praktyk lub zamieszczają na tych stronach informacje, o promowanych zachowaniach. Spodziewany wpływ: Poprawa świadomości konsumentów w zakresie efektywności i elastyczności, przekładające się na pożądane zachowania wspierające zarządzanie systemem.
Kontrola stanu realizacji inwestycji i wygaśnięcie umowy o przyłączenie, elastycznej umowy o przyłączenie, konfigurowalnej umowy o przyłączenie	Projekt ustawy UC84 z dnia 17 października 2025 roku wprowadza zasady, na podstawie których: ▪ przedsiębiorstwo energetyczne na etapie zawierania umowy o przyłączenie może dokonać ponownej weryfikacji istnienia warunków technicznych i ekonomicznych przyłączenia oraz w przypadku stwierdzenia ich braku, odmówić zawarcia umowy o przyłączenie. ▪ umowy o przyłączenie, elastyczne umowy o przyłączenie bądź konfigurowalne umowy o przyłączenie będą wygasać. Rozwiązanie to ma na celu przeciwdziałanie blokowaniu mocy przyłączeniowej przez inwestorów, którzy nie dokonują postępu w realizacji inwestycji (projekty „zombie”). Spodziewany wpływ: Wzrost transparentności i kontroli nad procesem przyłączeniowym, a także większa dyscyplina po stronie inwestorów zapobiegająca blokowaniu mocy przyłączeniowej.
„Kolorowa” mapa mocy przyłączeniowych (wykreślono w projekcie ustawy z dnia 12 listopada 2025 roku)	Projekt ustawy daje operatorom sieci możliwość aktywnego sterowania rozwojem OZE i magazynów na swoim obszarze. W odniesieniu do instalacji przyłączanych do sieci o napięciu powyżej 1 kV, obejmujących instalacje OZE (LEW, PV) lub magazyn energii elektrycznej, w ramach określenia preferowanych lokalizacji i struktury nowych źródeł, operatorzy są zobowiązani wskazywać obszary: ▪ „zielone”, z możliwością przyłączania takich instalacji, w perspektywie nie dłuższej niż 5 lat; ▪ „żółte”, z możliwością przyłączania takich instalacji, w perspektywie nie dłuższej niż 10 lat; ▪ „niebieskie”, z możliwością przyłączania takich instalacji, pod warunkiem istnienia warunków technicznych i ekonomicznych przyłączenia; ▪ „czerwone”, bez możliwości przyłączania takich instalacji. Spodziewany wpływ: Powyższe, biorąc pod uwagę zidentyfikowane braki mocy przyłączeniowej, pozwoli na lepsze zarządzanie mocą przyłączeniową danej sieci.

Źródło: analiza własna

Najnowsze zmiany w projekcie UC84

W dniu 12 listopada 2025 roku Ministerstwo Energii opublikowało nowy projekt ustawy UC84, z którego usunęło część przepisów proponowanych w projekcie z 17 października 2025 roku.

Nowy projekt wprowadza ograniczenia dla PSE w zakresie możliwości przeprowadzania konkursów na wolne moce przyłączeniowe. Według projektu z 12 listopada, w latach 2026–2028 PSE mogłyby przeprowadzać konkursy na wolne moce przyłączeniowe dla nie więcej niż dwóch stacji elektroenergetycznych. W uzasadnieniu projektu zaznaczono, że konkursy te mają mieć charakter pilotażowy.

Z projektu z dnia 12 listopada wykreślono proponowany system „mapy kolorów” informującej o dostępności mocy przyłączeniowych. Zniknęły także przepisy o konkursach, które miały służyć alokacji mocy przyłączeniowych na obszarach „zielonych” i „żółtych”, w których inwestorzy mieli konkurować ceną i czasem realizacji inwestycji.

Dwa kroki w przód, jeden krok w tył

Zmiany proponowane w projekcie ustawy UC84 z dnia 17 października stanowiły dobry krok sygnalizujący potrzebę oraz stymulujący rozwiązania z zakresu elastyczności w Polsce. Były one nakierowane na większą efektywność oraz przejrzystość w zakresie zarządzania mocami przyłączeniowymi. Niestety zmiany w projekcie z 12 listopada wykreślają proponowany system „mapy kolorów”. W naszej opinii jest to ruch niekorzystny z punktu widzenia zarządzania mocami przyłączeniowymi oraz dostępem i transparentnością informacji o mocach przyłączeniowych.

Nie zatrzymujmy się

Projekt ustawy UC84 to dopiero początek wdrażania regulacji wspierających elastyczność sieci i systemu. W dalszej perspektywie konieczne są regulacje wspierające rynek elastyczności po stronie odbiorców (DSR), magazynów oraz elastycznych mocy wytwórczych, a także dalszego rozwoju rozwiązań sieciowych (smart grid oraz DOL).

4.2 Działania operatorów sieci dystrybucyjnych w Polsce

OSD już działają

Na przestrzeni ostatnich lat polscy OSD sukcesywnie rozwijają elastyczność sieci elektroenergetycznych. Przegląd działań w zakresie elastyczności realizowanych przez polskich OSD prezentuje poniższa tabela.

Tabela 4. Przegląd działań w zakresie elastyczności realizowanych przez polskich OSD

OSD	Charakterystyka
PGE Dystrybucja	▪ Budowa zaplecza telekomunikacyjno-pomiarowego (infrastruktura AMI/LTE450 intensywnie wdrażana od 2023 roku) ▪ Pilotaż dynamicznej obciążalności linii (DOL) w oparciu o rozwiązania smart grid²⁹, badający zdolność systemu elektroenergetycznego do obciążenia linii powyżej ich wartości statycznych oraz 72-godzinną predykcję uwzględniającą rzeczywiste warunki pogodowe oraz ich wpływ na linie ▪ Publikacja informacji o dostępności mocy przyłączeniowej
Tauron Dystrybucja	▪ Rynek usług elastyczności: certyfikat elastyczności (CE), postępowania na dostawców, mapy zapotrzebowania na elastyczność ▪ Wprowadzenie taryfy dynamicznej dla usług dystrybucji (G14dynamic); czterostrefowa taryfa, w której czas trwania poszczególnych stref doby: „zalecane użytkowanie”, „normalne użytkowanie”, „zalecane oszczędzanie”, „wymagane ograniczenie” jest określany w „Energetycznym Kompasie” – aplikacji i serwisie internetowym udostępnionym przez PSE ▪ Tauron pracuje nad wdrożeniem mechanizmów takich jak interwencyjna dostawa mocy czynnej (IDC) i interwencyjna regulacja mocy biernej (IRB), które pomogą lepiej wykorzystać nadmiar energii z OZE i unikać przeciążeń ▪ Publikacja informacji o dostępności mocy przyłączeniowej
Enea Operator	▪ tIRB – interwencyjna regulacja mocy biernej³⁰. Narzędzie wspierające zarządzanie poziomami napięć w sieci dystrybucyjnej w celu jej niezawodnego i prawidłowego funkcjonowania, realizowane przez wybranych aktywnych wytwórców energii OZE na polecenie i za wynagrodzeniem od Enea Operator ▪ IDC – interwencyjna dostawa mocy czynnej dla odbiorców A, B, C2. Rozwiązanie – oparte o tygodniową prognozę Enea dotyczącą szczytów generacji OZE – pozwala na bezpłatne zwiększenie poboru mocy czynnej ponad wartość mocy umownej w wyznaczonych przez Operatora okresach, do poziomu tzw. mocy bezpiecznej (max 150%) ▪ Publikacja informacji o dostępności mocy przyłączeniowej
Energa Operator	▪ IDC – interwencyjna dostawa mocy czynnej. Usługa analogiczna do usługi IDC Enea Operator. Informacja o okresach, w których odbiorca będzie mógł bezpłatnie zwiększyć pobór mocy czynnej, będzie udostępniana z co najmniej trzydniowym wyprzedzeniem na stronie internetowej Energa-Operator. Celem usługi jest poprawa elastyczności sieci dystrybucyjnej, zagospodarowanie nadwyżek energii z OZE oraz zwiększenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej ▪ Publikacja informacji o dostępności mocy przyłączeniowej

²⁹ Więcej przeczytasz na stronie [PGE Dystrybucja](#).

³⁰ Więcej przeczytasz na stronie [Enea Operator](#).

Źródło: analiza własna

Utrzymujmy dobry kierunek

Powyższe działania OSD wskazują na wysoką wagę przykładaną do rozwoju elastyczności sieci dystrybucyjnej w Polsce oraz coraz większej przejrzystości danych dotyczących sieci. Kolejnym pożądanym etapem jest rozwój na większą skalę rozwiązań z zakresu DOL, elastycznych umów przyłączeniowych, cable pooling, agregacji zasobów rozproszonych oraz wykorzystania elastyczności strony popytowej (DSR).

4.3 Karta Efektywnej Transformacji

OSD mówią o potrzebie elastyczności

O skali oraz pilności potrzeby rozwoju elastyczności sieci mówi Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki (KET)³¹. KET to sektorowe porozumienie zainicjowane w październiku 2021 roku przez Prezesa URE i podpisane w listopadzie 2022 roku przez 28 sygnatariuszy, w tym 5 największych OSD w Polsce. Celem Karty Efektywnej Transformacji była diagnoza kluczowych potrzeb związanych z pracą sieci OSD w kontekście rosnących mocy źródeł OZE przyłączanych do tych sieci, a także identyfikacja środków i narzędzi, które pozwolą zaspokoić te potrzeby.

³¹Treść Karty znajdziesz [TU](#).

Według postulatów KET, inwestycje prowadzone w systemach dystrybucyjnych powinny przyczyniać się do stopniowego przekształcania sieci pasywnej (jednokierunkowej) w sieć aktywną (dwukierunkową). Wdrażane rozwiązania zakresu zwiększania elastyczności sieci mają na celu umożliwić rozwój energetyki rozproszonej, aktywny udział odbiorców końcowych w bilansowaniu sieci oraz wykorzystanie punktów ładowania i magazynów energii.

Bez cyfryzacji i automatyzacji ani rusz

KET zwraca uwagę na znaczenie cyfryzacji i automatyzacji jako kluczowych czynników rozwoju elastyczności po stronie OSD. Inwestycje po stronie cyfryzacji i automatyzacji są niezbędne do stworzenia efektywnego rynku usług elastyczności oraz efektywnego zarządzania pracą sieci. Lepszy poziom digitalizacji sieci to szybsza identyfikacja i eliminacja awarii na sieci, krótsze przerwy w dostawach energii elektrycznej oraz poprawa wskaźników jakościowych energii elektrycznej.

Czekają nas duże inwestycje

Karta Efektywnej Transformacji postuluje przeznaczenie ok. 20 mld PLN (ok. 15% całego programu inwestycyjnego) na elastyczność sieci. Znaczne nakłady inwestycyjne potrzebne będą w szczególności na:

- zabudowę liczników zdalnego odczytu (LZO) u odbiorców i w stacjach bilansujących,
- uruchomienie systemów akwizycji danych z LZO współpracujących z OIRE
- automatykę elektroenergetyczną w głębi sieci,
- systemy SCADA i systemy informatyczne umożliwiające dokonywanie symulacji pracy sieci z uwzględnieniem stanu rzeczywistego i planowanych inwestycji, w tym z uwzględnieniem pracy generacji rozproszonej,
- systemy geoprzestrzenne informacji o sieci,
- systemy umożliwiające rozliczanie wszystkich uczestników rynku w tym w zakresie korzystania z usług elastyczności.

OSD zmieniają swoje postrzeganie rozwoju sieci

W ocenie jednego z największych OSD³² w Polsce, w ciągu dwóch lat obowiązywania KET zmienił sposób, w jaki firmy energetyczne planują swoje inwestycje. Do tradycyjnego podejścia w zakresie planowania sieci (rozwój sieci i przyłączenia nowych odbiorców, modernizacja istniejącego majątku) dodano inwestycje w takich grupach jak przyłączanie OZE, automatyka, digitalizacja i „smartyfikacja”.

³² Według informacji prasowej [Stoen Operator](#).

W ocenie OSD jest to duży postęp w stosunku do podejścia sprzed wprowadzenia KET, która stała się swoistym *modus operandi* dla całej branży elektroenergetycznej, ponieważ wskazuje kluczowe kierunki inwestycyjne.

Trwają dalsze prace

27 marca 2024 roku w siedzibie URE odbyło się spotkanie dotyczące m.in. kwestii odmów określenia warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej w trybie publicznoprawnym i ich przyczyn, zawierania umów o przyłączenie do sieci w trybie komercyjnym oraz regulacji umożliwiających zwiększenie wykorzystania dostępnej mocy przyłączeniowej takich jak cable pooling.

W dniu 3 września 2025 roku w siedzibie URE odbyło się 22. spotkanie Zespołu ds. KET. Prace Zespołu mają umożliwić jak najbardziej efektywne wykorzystanie sieci dystrybucyjnych, w tym na potrzeby rozwijającego się w Polsce sektora elektromobilności.

5. Podsumowanie i rekomendacje

Sieci dystrybucyjne to wąskie gardło transformacji

Transformacja elektroenergetyki zmierza w stronę coraz większych udziałów mocy i produkcji z pogodozależnych OZE, wspieranych przez magazyny energii. Zdecydowana większość tych mocy instalowana jest w ramach sieci dystrybucyjnych, których zdolności przyłączeniowe są na wyczerpaniu lub wręcz zostały całkowicie wyczerpane, a zdolności przesyłowe niejednokrotnie zbliżają się do granicy bezpieczeństwa pracy systemu.

Większa elastyczność to mniej wydatków na rozbudowę sieci

Charakter oraz obserwowane wyzwania transformacji elektroenergetyki w modelu opartym o inwerterowe, pogodozależne OZE oraz BMEE przyłączone na poziomie sieci dystrybucyjnej przemawiają za rozwojem elastyczności sieci jako alternatywy dla skomplikowanych i kapitałochłonnych inwestycji sieciowych. Różnorodne rozwiązania z zakresu elastyczności dają potencjał bardziej efektywnego wykorzystania istniejącej infrastruktury sieciowej (co pozwoli zmniejszyć skali redukcji OZE) oraz usunięcia barier w zakresie możliwości przyłączania OZE i magazynów, a także stworzenia nowego rynku, źródeł przychodu oraz miejsc pracy w innowacyjnym sektorze.

Mądre inwestycje w elastyczność to oszczędność dla całego społeczeństwa

Brak przyspieszenia i koordynacji działań będzie skutkował wyższymi rachunkami za energię elektryczną dla wszystkich odbiorców (koszty rozbudowy infrastruktury i budowy dodatkowych źródeł szczytowych w oparciu o gaz ziemny będzie odzwierciedlona w taryfie dystrybucyjnej). Rosnąca skala redukcji OZE coraz bardziej negatywnie będzie odbijać się na rentowności instalacji.

Nie będzie elektryfikacji bez elastyczności

Niedostateczna generacja ze źródeł zeroemisyjnych wynikająca z problemów z przeciążeniem i zatorami w sieci oznacza także ograniczenie możliwości elektryfikacji sektorów gospodarki takich jak transport, ciepłownictwo czy ogrzewnictwo.

Pożądane kierunki działań

Aby odpowiedzieć na te wyzwania, z punktu widzenia elastyczności sieci konieczne są działania w następujących obszarach:

- implementacji systemów dynamicznej obciążalności linii (DOL);
- rozwoju magazynów energii oraz rozwoju elastyczności strony popytowej (w tym poprzez agregację zasobów rozproszonych i usługi typu IDC),

- rozwoju usług z zakresu zarządzania mocą bierną (usługi IRB),
- poprawy zarządzania procesem przyłączeniowym (minimalizacja zjawiska projektów „zombie” np. poprzez możliwość kontroli postępu inwestycji przez OSP czy OSD lub organizację konkursów na moce przyłączeniowe, wzrost transparentności informacji o dostępności mocy przyłączeniowych np. poprzez publikację „mapy kolorów”),
- optymalizacji wykorzystania istniejących przyłączy (cable pooling, elastyczne i konfigurowalne umowy przyłączeniowe).

Potrzebujemy koordynacji rozwiązań rynkowych i regulacyjnych

Należy jednocześnie wskazać, że elastyczności systemowej oraz sieciowej jest zadaniem złożonym i wielowymiarowym, na które powinny składać się rozwiązania rynkowe, regulacyjne i technologiczne o różnym, uzupełniającym się charakterze. Rozwiązania te powinny być dopasowane do lokalnej specyfiki systemu i sieci w danym kraju lub obszarze geograficznym, a ich rozwój powinien przebiegać w sposób skoordynowany i kompleksowy, poparty gruntownymi analizami i zrozumieniem potrzeb danego systemu. Działania doraźne oraz wyrywkowe, wprowadzane naprędce, nie zdadzą egzaminu.

Wymogi unijne a wysiłki krajowe

Legislacja unijna nakłada na państwa członkowskie obowiązek sporządzania oceny potrzeb elastyczności, sprawozdań na temat szacowanych potrzeb w zakresie elastyczności (raporty FNA), a także ustalania krajowych celów w zakresie elastyczności. Termin złożenia pierwszych raportów FNA to lipiec 2026 roku. Rozwój elastyczności w Polsce zaczyna nabierać tempa, co znajduje odzwierciedlenie w krajowym porządku prawnym, a także w działaniach krajowych OSD. Pomimo tego, dotrzymanie terminu złożenia raportów FNA przez Polskę nie jest oczywiste i bez zdecydowanych działań po stronie regulatora, operatorów oraz odpowiednich ministerstw zebranie danych na czas nie powiedzie się. Będzie to miało negatywny wpływ na uruchomienie potencjalnych systemów wsparcia elastyczności niezwiązanych z paliwami kopalnymi, o których mowa w [Rozdziale 2.3](#).

Co dalej?

Biorąc pod uwagę potencjał, ale też możliwe wyzwania związane z bardziej zaawansowanym rozwojem sektora elastyczności systemu i sieci elektroenergetycznych w Polsce, rekomendujemy:

1. Rozpoczęcie dyskusji przez Ministerstwo Energii, we współpracy z OSP i OSD, na temat stworzenia mapy drogowej elastyczności oraz podjęcia aktywnych działań na rzecz koordynacji rozwoju tego rynku.
2. Wskazanie przez Ministerstwo Energii podmiotu odpowiedzialnego z rozwój rynku elastyczności oraz koordynacji zadania wypełnienia wymogów unijnych w zakresie raportów FNA.
3. Przygotowanie przez OSD planów rozwoju elastyczności w zakresie sieci i włączenie tego wątku do planów rozwoju sieci.

Załącznik 1

Wskazana w [rozdziałach 2.3 oraz 2.4](#) metodyka FNA precyzuje wytyczne w zakresie oceny potrzeb elastyczności systemowej.

Zgodnie z art. 8 metodyki FNA, ocena potrzeb elastyczności systemowej pod kątem integracji OZE powinna wskazać, jak dużo zasobów elastyczności (z uwzględnieniem racjonalności ekonomicznej i technicznej) jest konieczne, aby wolumen redukcji generacji z pogodozależnych OZE był możliwie najmniejszy (por. [rozdział 1.2](#)). Omówiona w art. 9 ocena potrzeb elastyczności systemowej pod kątem rampingu powinna wskazać, jak dużo zasobów elastyczności jest konieczne, aby odpowiednio szybko reagować na zmiany profilu zapotrzebowania rezydualnego (por. [rozdział 1.2](#)).

Ocena potrzeb elastyczności systemowej powinna także uwzględniać dostępność zasobów w celu pokrycia zdarzeń losowych, związanych np. z utratą generatora, magazynu lub elementu sieciowego lub nagłym wahaniami zapotrzebowania rezydualnego (art. 10).

Ocena elastyczności sieciowej przez OSD, omówiona w art. 11, powinna uwzględniać podział (granulację) sieci w zależności od poziomów napięć lub być dokonana z założeniem agregacji poszczególnych poziomów napięć. OSD powinni szczegółowo określić potrzeby elastyczności sieciowej „w górę” oraz „w dół” dla różnych scenariuszy na przestrzeni reprezentatywnych dni.

Ocena elastyczności sieciowej przez OSD powinna także uwzględniać:

- lokalne ograniczenia sieciowe,
- ocenę wpływu na sieć istniejących oraz nowych przyłączy źródeł wytwórczych, odbiorów, magazynów i/lub innych zasobów elastyczności w określonych lokalizacjach sieci dystrybucyjnej,
- ocenę stopnia elastyczności „w dół” związanej z redukcjami OZE,
- ocenę stopnia niedostępności zasobów elastyczności na skutek procesu prekwalfikacji lub tymczasowych ograniczeń (np. z uwagi na świadczenie usług bilansujących częstotliwości przez dany zasób),
- ocenę barier rynkowych, barier regulacyjnych, ocenę zachęt oraz ocenę wpływu digitalizacji na elastyczność sieciową,
- informację na temat sposobów pozyskania zasobów elastyczności, np. w oparciu o zasoby lokalne lub elastyczne umowy przyłączeniowe.

Zgodnie z art. 16 znowelizowanego [Rozporządzenia ds. rynku energii](#), OSD powinni przedstawiać następujące wskaźniki charakteryzujące elastyczność sieciową:

- lokalizacja danej potrzeby elastyczności (lokalizacja geograficzna, poziom napięć sieci),
- kierunek potrzeby elastyczności („w górę”, „w dół”),
- przedział czasu, w której dany zasób powinien być dostępny, aby zaspokoić potrzebę elastyczności,
- wymagana moc danego zasobu oraz szacowany wolumen energii związanej ze świadczeniem usługi elastyczności,
- częstotliwość aktywacji danego zasobu,
- w przypadku braku możliwości aktywacji danego zasobu – klarowne uzasadnienie.

