



Nierynkowe redysponowanie fotowoltaiki w Polsce

2024



Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki (PSF) działa od 2019 roku i jest największą w Polsce organizacją branżową wspierającą rozwój wielkoskalowej energetyki słonecznej. Stowarzyszenie reprezentuje aktualnie blisko 100 podmiotów. Główne cele stowarzyszenia to działanie na rzecz zwiększania politycznej i społecznej świadomości na temat sektora fotowoltaiki i tworzenie odpowiedniego otoczenia regulacyjnego. PSF integruje rynek PV w Polsce, zapewniając przestrzeń do wymiany wiedzy i nawiązania nowych relacji, organizując seminaria i konferencje. Jest organizatorem Kongresu Energetyki Słonecznej (kongresPV.pl) - największego merytorycznego wydarzenia branży PV.

www.stowarzyszeniepv.pl

Partnerzy Merytoryczni



Data publikacji:

Czerwiec 2024

Projekt okładki, skład, łamanie:

Sylwia Nowakowska

Spis treści

1. Wstęp	4
2. Podsumowanie Raportu i kluczowe wnioski	5
3. Analiza zjawiska curtailmentów	11
w Polsce w kontekście porównań międzynarodowych.....	11
4. Regulacje unijne i krajowe.....	17
5. Możliwości zwiększenia elastyczności sieci.....	35
6. Ryzyka ograniczeń generacji w polskim systemie elektroenergetycznym – stan obecny i perspektywy.....	43
7. Popyt na zieloną energię w kontekście nierynkowego redysponowania OZE.....	71
8. Sytuacja na rynku energii a curtailment	89

1. Wstęp

Elastyczność energetyczna to zdolność systemu elektroenergetycznego do bilansowania generacji i zapotrzebowania na energię elektryczną w warunkach niepewności. W klasycznych, centralnie zarządzanych systemach, pojęcie niepewności odnosiło się do nieprzewidywalności popytu, a zdolności bilansujące zapewniać musiały wyspecjalizowane - dyspozycyjne jednostki wytwórcze. W polskich realiach były to głównie elektrownie węglowe. Ewolucja w kierunku energetyki rozproszonej i rosnący udział źródeł odnawialnych, przeważnie zależnych pogodowo, wymuszają stopniowe odejście od tego modelu. Niepewność funkcjonowania systemu elektroenergetycznego statystycznie wzrosła i objęła również stronę podażową, stając się katalizatorem zmian zarówno w mechanizmach bilansowania rynkowego, jak i technicznego.

Kluczowym wyzwaniem transformacji energetycznej jest zatem strategia prowadząca do zwiększenia elastyczności systemu elektroenergetycznego, która powinna odnosić się kompleksowo do zagadnień związanych z celami klimatycznymi, bezpieczeństwem dostaw energii, bezpieczeństwem infrastruktury technicznej, interesami wytwórców i odbiorców oraz kosztami inwestycji sektorowych. Państwo w tym procesie powinno zająć się tworzeniem otoczenia prawnego, stanowiącego dźwignię inwestycyjną angażującą kapitał prywatny w proces zwiększania zdolności systemu do samobilansowania. Doświadczenia płynące z krajów, które na drodze do osiągnięcia wysokiej elastyczności energetycznej są o kilka kroków przed Polską, wskazują przewagę ekonomiczną strategii „likwidacji barier, tworzenia zachęt i wykorzystania istniejącego potencjału” nad strategią ograniczoną do szeregu centralnych inwestycji. Sprawiedliwy podział zobowiązań technicznych wobec podmiotów przyłączonych do systemu elektroenergetycznego może stać się fundamentem sprawnej transformacji energetycznej, która nie zakłóci bezpieczeństwa systemu.

Rozproszona generacja energii elektrycznej nie musi stanowić niewiadomej w równaniu opisującym elastyczność energetyczną, wręcz przeciwnie – może stać się częścią odpowiednio prowadzonej orkiestry, w której każdy instrument zna swoje miejsce, a nad rytmem i harmonią czuwa niewidzialny dyrygent. Takim „instrumentem” jest dziś ogromna większość instalacji odnawialnych źródeł energii, które mogą dostosować charakter swojej pracy do „melodii”, która płynie z sieci elektroenergetycznej. Zagospodarowanie tego ogromnego potencjału jest możliwe poprzez wdrożenie mechanizmów zwiększających średnią dyspozycyjność jednostek wytwórczych OZE oraz ich gotowości do automatycznego reagowania na bodźce cenowe i techniczne. Wskazanim wyzwaniom wychodzi naprzeciw niniejszy raport, zawierający zarówno wielowymiarową diagnozę obecnej sytuacji, jak również konkretne propozycje środków służących budowie elastycznego systemu elektroenergetycznego przyszłości.

Mamy nadzieję, że nasza publikacja przyczyni się do szerokiej dyskusji, która zaowocuje stworzeniem nowych ram regulacyjnych wspierających elastyczność KSE.

Zapraszamy do lektury.



Szymon Witoszek

Wiceprezes Zarządu Polskiego
Stowarzyszenia Fotowoltaiki



Ewa Magiera

Prezes Zarządu Polskiego
Stowarzyszenia Fotowoltaiki

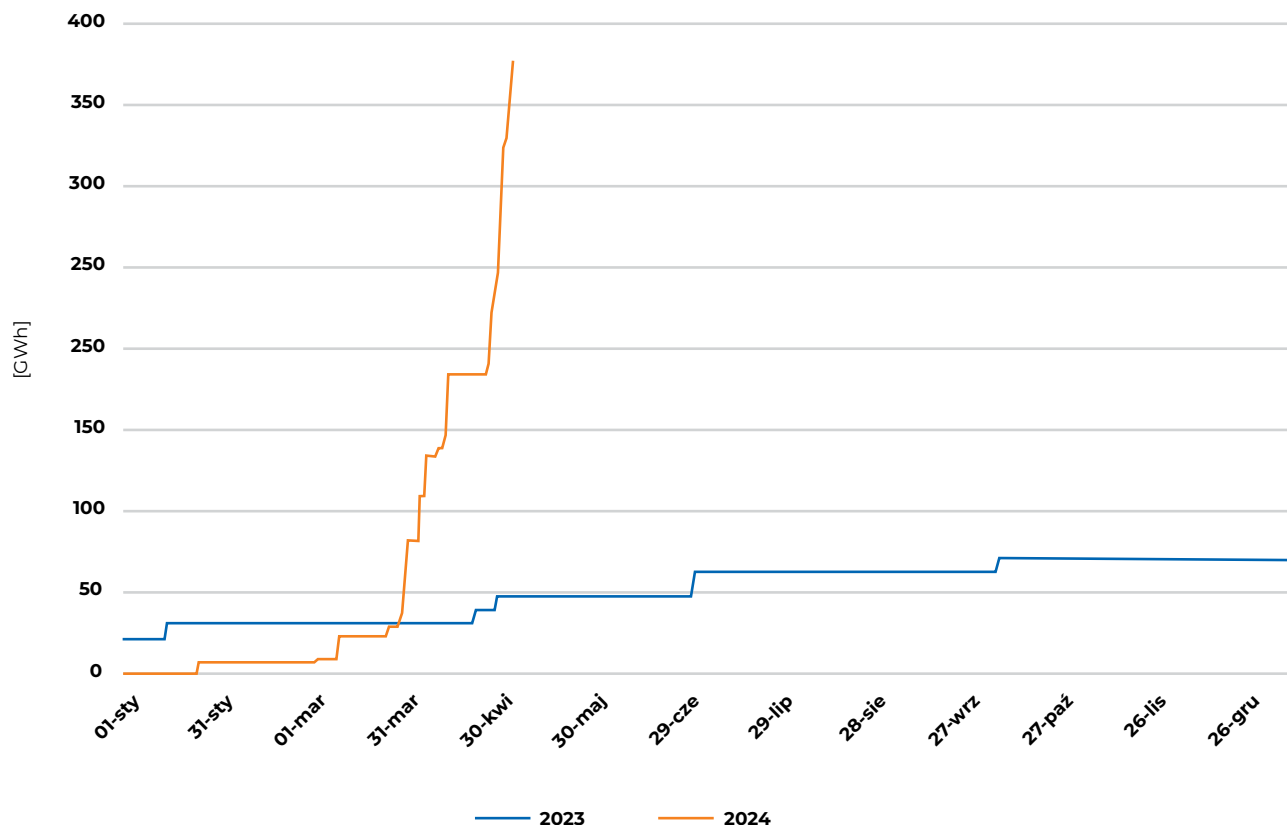


2. Podsumowanie Raportu i kluczowe wnioski

1. Istota i skala zjawiska

Nierynkowe redysponowanie to czasowe ograniczenie wytwarzania i wprowadzania do sieci energii ze źródeł odnawialnych, wprowadzane decyzją Operatora Systemu Przesyłowego (OSP). Wspomniane zjawisko obejmuje w Polsce przede wszystkim wielkoskalową i przemysłową fotowoltaikę, głównie w okresach charakteryzujących się najwyższą produktywnością (tj. wynikających z najkorzystniejszych warunków nasłonecznienia). W 2023 r. ograniczono około 40 GWh energii słonecznej, a skala wyłączeń gwałtownie wzrasta od początku 2024 r., przekraczając 350 GWh do połowy maja.

Narastająca suma curtailmentów w poszczególnych dniach



Krzywa narastająca pojawiających się curtailmentów VRE w Polsce w 2023 oraz 2024 roku (dane PSE S.A.)

Jest to bezpowrotnie stracona energia dla polskiej gospodarki, która mogłaby się przyczynić do zintensyfikowania tempa wzrostu i wydatnie wzmocnić konkurencyjność polskich przedsiębiorców na rynkach międzynarodowych. Szczegółowe dane wykorzystane w raporcie wskazują bowiem, że potencjał wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną w sektorze budynków, transportu i przemysłu sięga ok. 30 TWh w perspektywie roku 2030.

2. Przyczyny

Wśród głównych przyczyn stosowania ograniczeń produkcji energii z OZE eksperci wskazują:

- ➔ Ograniczoną przepustowość sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, które nie nadążają za szybkim rozwojem mocy zainstalowanej w źródłach odnawialnych.
- ➔ Problemy z bilansowaniem systemu elektroenergetycznego, szczególnie w okresach niskiego zapotrzebowania na energię i wysokiej produkcji z OZE (szczególnie weekendy i święta).

- ➔ Kwestie związane z utrzymaniem odpowiednich parametrów jakościowych energii elektrycznej, takich jak częstotliwość i napięcie.

Redukcji generacji, pomimo rozwoju technik magazynowania energii, nie da się całkowicie wyeliminować, ale jest możliwe znaczne ograniczenie skali jej stosowania.

Dotychczasowy projekt PEP 2040 roku uwzględniał konieczność okresowego odłączania systemów fotowoltaicznych, przy braku konkretnej strategii budowy elastyczności systemu, zwłaszcza poprzez wsparcie magazynowania energii. Pomimo negatywnych konsekwencji ekonomicznych sytuacji, gdzie wyłączane systemy fotowoltaiczne nie przyczyniają się do obniżenia cen energii elektrycznej, a nawet kreują potrzebę uwzględnienia w rachunkach konsumenckich opłat kompensacyjnych z tego tytułu, ciągle brakuje jasnej wizji rozwiązania bądź przynajmniej ograniczenia problemu nierynkowego redysponowania.

Wobec tego kluczowym wyzwaniem transformacji energetycznej jest stworzenie przez władze publiczne długofalowej strategii zwiększenia elastyczności systemu elektroenergetycznego, która powinna odnosić się kompleksowo do zagadnień związanych z celami klimatycznymi, bezpieczeństwem dostaw energii i infrastruktury technicznej, interesami wytwórców i odbiorców oraz kosztami inwestycji sektorowych. Należy podkreślić, że przymusowe ograniczanie pracy jednostek wytwórczych OZE stanowi jedynie ułomny substytut aktywnego zarządzania krzywą popytu w odpowiedzi na dynamikę zmian krzywej podaży na energię, będąc przejawem zachowawczej „takyki” zarządzania bilansem mocy na rynku energii elektrycznej.

W praktyce przymusowe wyłączenia, podobnie jak stopnie ograniczenia zasilania, zaczynają być traktowane jako rozwiązanie zasadnicze zapewniania równowagi bilansowej KSE. Są to niestety działania doraźne, które nie usuwają przyczyn zjawiska, a de facto maskują wieloletnie zaniechania w obszarach narzędzi elastyczności i magazynowania energii.

3. Zagrożenie dla transformacji energetycznej

Obecny mechanizm nierynkowych wyłączeń OZE oraz rosnąca skala tego zjawiska może wyhamować zielone inwestycje, przez co stanowi poważne zagrożenie dla dalszego rozwoju transformacji energetycznej polskiej gospodarki.

Po pierwsze, ograniczenie generacji z OZE to strata taniej zielonej energii, która mogłaby napędzać rozwój polskiej gospodarki. Wysokie koszty energii oraz ślad węglowy produktów to czynniki poważnie osłabiające konkurencyjność rodzimych przedsiębiorców, zwłaszcza przemysłu, na zagranicznych rynkach. Potęgujące się wyłączenia OZE wkrótce mogą więc skutkować ograniczeniami produkcji i zatrudnienia w energochłonnych branżach.

Po drugie, rosnąca liczba wyłączeń instalacji fotowoltaicznych oznacza wzrost kosztów dla użytkowników systemu z tytułu wypłacanych rekompensat. Już w perspektywie kilku lat wysokość takich odszkodowań może sięgać nawet kilkuset milionów złotych rocznie. Koszty te znajdą odzwierciedlenie w rachunkach za energię elektryczną u odbiorców końcowych.

Po trzecie, perspektywa masowego ograniczania generacji OZE znacząco pogarsza klimat inwestycyjny wokół polskiego rynku. Nierynkowe redysponowanie zniechęca nowych inwestorów i instytucje finansowe do zaangażowania środków w nowe źródła odnawialne oraz zawierania długoterminowych umów sprzedaży energii cPPA. Potrzebujemy nowej mocy zainstalowanych w źródłach odnawialnych aby podnosić konkurencyjność gospodarki, wypełniać coraz bardziej ambitne cele klimatyczne UE, ale także zwiększać nasze bezpieczeństwo energetyczne.

Po czwarte, opisywane zjawisko nakłada szereg nowych obciążeń na bieżącą aktywność działających projektów OZE, co znacząco wpływa na ich rentowność. Przedsiębiorcy sprzedający i kupujący energię na podstawie umów cPPA muszą uwzględnić i odpowiednio wycenić zwiększone ryzyko wyłączeń w długoterminowych kontraktach. Ponadto, nierynkowe redysponowanie wymaga od przedsiębiorców zaangażowania znaczących zasobów (ludzkich, rzeczowych, finansowych) w utrzymanie bezpieczeństwa i ciągłości pracy instalacji

(dodatkowe koszty o&m) oraz płynności finansowej przedsiębiorstwa (obsługa formalna procedur rozliczania rekompensat itp.)

4. Wątpliwości prawne

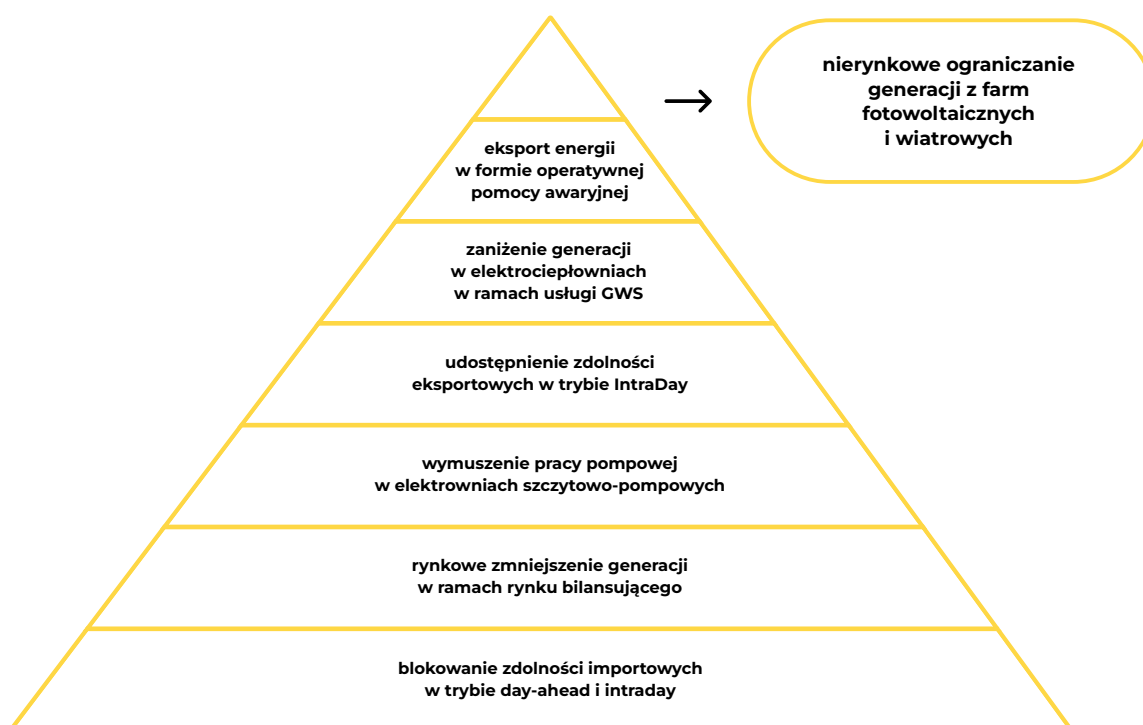
Prawne ramy mechanizmu nierynkowego redysponowania w Polsce budzą liczne wątpliwości, zarówno w zakresie zgodności z regulacjami unijnymi jak i zasadami konstytucyjnymi.

Po pierwsze, art. 13 Rozporządzenia 2019/943 określający zasady związane z redysponowaniem, nie daje podstaw do podjęcia przez państwo członkowskie działań na poziomie krajowym w zakresie uzupełnienia czy modyfikacji regulacji o ograniczaniu wytwarzania, w tym zwłaszcza w zakresie reguł związanych z ubieganiem się o rekompensatę finansową z tego tytułu. Tymczasem, właśnie modyfikujący charakter mają przepisy wprowadzone na podstawie ustawy z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2023 r. poz. 1681, „Nowelizacja”), na które powołują się obecnie operatorzy, wydając polecenia redukcji wytwarzania energii z OZE.

Polskie przepisy – wprowadzając odgórny wymóg uwzględnienia w umowie przyłączeniowej postanowień skutkujących brakiem niezawodności dostaw – wbrew intencji unijnego prawodawcy pozbawiają wytwórców możliwości wyrażenia zgody na takie postanowienie, w rezultacie odgórnie wykluczając ich z możliwości uzyskania rekompensaty, co rażąco narusza art. 13 ust. 7 Rozporządzenia 2019/943.

Następnie, wymóg, zgodnie z którym zawarte już umowy o przyłączenie powinny zostać dostosowane poprzez wprowadzenie do nich postanowień skutkujących brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii, dodatkowo prowadzi do naruszenia takich systemowych zasad jak zasada ochrony praw nabytych oraz ochrony interesów w toku.

Pomimo deklaracji, że nierynkowe redysponowanie powinno znaleźć zastosowanie w ostateczności, widać tendencję do coraz częstszego sięgania po ten instrument. Co przy tym istotne, PSE S.A. nie udostępnia wytwórcom analiz oraz opracowań w zakresie okoliczności stosowania nierynkowego mechanizmu redysponowania, ograniczając się do powołania przesłanek określonych w przepisach PE i unijnego rozporządzenia. Liczne wątpliwości wywołuje kolejność wyłączania poszczególnych jednostek wytwórczych OZE, bez jakiegokolwiek uzasadnienia, z czego wynika taka dysproporcja. Taki brak transparentności i przejrzystości może stawiać pod znakiem zapytania, czy komentowany mechanizm jest stosowany proporcjonalnie. Istnieją możliwości bilansowania systemu, które mogłyby przynajmniej ograniczać skalę omawianego zjawiska.



Należy również wskazać, że na wytwórców nałożono szereg formalności w procedurze aplikowania o rekompensatę – i to przede wszystkim na podstawie wyjaśnień PSE, nie mających charakteru prawa powszechnie obowiązującego – co może utrudniać zainteresowanym korzystanie z prawa ubiegania się o rekompensatę.

Całokształt przytoczonych okoliczności wskazuje, że wprowadzone przepisy dotyczące mechanizmu redysponowania (w tym zwłaszcza regulacje ograniczające dostęp do rekompensat finansowych), ale również sposób stosowania omawianego narzędzia (częstotliwość, zwłaszcza w odniesieniu do branży PV) narusza prawa UE, co może być podstawą do wszczęcia przez Komisję postępowania wobec Polski o uchybienie zobowiązaniom wynikającym z prawa UE (art. 258 TFUE).

5. Rekomendacje

a. Korekta ram prawnych nierynkowego redysponowania

- Uchylenie art. 7 ust. 2e Prawa energetycznego, który wprowadza odgórny wymóg uwzględnienia w umowie przyłączeniowej postanowień skutkujących brakiem niezawodności dostaw;
- Uchylenie art. 31 Nowelizacji, który wymaga dostosowania zawartych umów o świadczenie przesyłania energii elektrycznej albo umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej o brak postanowień gwarantujących niezawodność dostaw energii;
- Zmiana art. 9c ust. 7a Prawa energetycznego w taki sposób, by nie ograniczał możliwości zastosowania mechanizmów redysponowania jedynie do jednostek wykorzystujących energię wiatru lub słońca;
- Zmiana art. 9c ust. 7j - 7m Prawa energetycznego w celu uproszczenia zasad związanych z wyliczaniem wysokości i trybu ubiegania się o rekompensatę, zwłaszcza w kontekście wytwórców korzystających z systemu wsparcia.

b. Wykorzystanie istniejącego potencjału samobilansowania KSE

- Prognozowanie generacji z OZE

Potwierdzenie zdolności do regulacji mocy czynnej oraz generacji mocy biernej odbywa się dla wszystkich Modułów Wytwarzania Energii przyłączonych po 17 maja 2018 r. w procesie uzyskiwania pozwolenia na użytkowanie. Wszystkich właścicieli Modułów Wytwarzania Energii o mocy maksymalnej powyżej 200 kW objęto obowiązkiem przedstawiania prognoz generacji. Na podstawie tych informacji OSP może dokonać proporcjonalnego ograniczenia mocy wszystkich zależnych pogodowo Modułów Wytwarzania Energii względem prognozy, zapewniając w systemie sterowalną rezerwę na potrzeby bilansowania. Dyspozycja zmiany grafiku pracy może być przekazywana przez OSP za pośrednictwem systemu informatycznego bezpośrednio do znaczących użytkowników sieci (SGU) lub za pośrednictwem agregatorów zarządzających rozproszonymi zasobami elastyczności. Wszyscy użytkownicy mający status SGU powinni być równo obciążeni nierynkowym redysponowaniem.

- Zwiększenie stopnia wykorzystania przyznanej mocy przyłączeniowej poprzez:
 - Współdzielenie pasma mocy przez źródła o zróżnicowanym profilu generacji (np. wiatrowe i fotowoltaiczne) oraz magazyny (tzw. power pooling).
 - Współdzielenie infrastruktury przyłączeniowej i pasma mocy przez źródła o zróżnicowanym profilu generacji (np. wiatrowe i fotowoltaiczne) oraz magazyny (tzw. cable pooling).
 - Wprowadzenie zachęt do modernizacji lub modyfikacji już przyłączonych Modułów Wytwarzania Energii mających na celu zwiększenie stopnia mocy przyłączeniowej poprzez ograniczenia generacji szczytowej (tzw. peak shaving) i rozszerzenie lub przesunięcie profilu generacji (tzw. shifting).

c. Zmiany systemowe w kierunku zwiększania elastyczności KSE

- Wprowadzenie obowiązku spełniania kryteriów elastyczności dla nowych instalacji przyłączanych do KSE.
- Kryteria elastyczności powinny być rozumiane jako gotowość przyłączanego podmiotu do akceptacji ograniczeń nierynkowych (redysponowania) w paśmie mocy pomiędzy mocą przyłączeniową a mocą

gwarantowaną, które nie będą skutkowały wypłatą rekompensaty dla wolumenu energii utraconej <5% rocznej energii planowanej do wprowadzenia.

- Wprowadzenie zachęt do modernizacji lub modyfikacji już przyłączonych jednostek wytwórczych mających na celu zwiększenie stopnia mocy przyłączeniowej poprzez ograniczenia generacji szczytowej i rozszerzenie lub przesunięcie profilu generacji;
- Kompleksowe wsparcie dla technologii magazynowania energii:
 - baterie elektryczne typu BESS (magazynowanie krótkoterminowe 2-4 godzinne),
 - elektryfikacja ciepłownictwa i magazynowanie energii z OZE w cieple (P2H).
- Stworzenie specjalnego systemu sterowania magazynami przyłączonymi do KSE, zapewniającego ich skoordynowane i przewidywalne działanie w okresach nadprodukcji i niedoborów energii



3. Analiza zjawiska curtailmentów w Polsce w kontekście porównań międzynarodowych

1. Wprowadzenie

Używanie w tekście pojęcia **VRE (ang: Variable Renewable Energy)** wynika z konieczności wyodrębnienia źródeł pogodozależnych stanowiących przedmiot rozważań z całej klasy źródeł odnawialnych (OZE)

Ograniczenie produkcji energii ze źródeł odnawialnych, znane jako „curtailment” jest specyficzną formą re-dispatchingu, polegającą na czasowej redukcji energii wprowadzanej do sieci głównie przez OZE bezpaliwowe. Ograniczenia te są zwykle decyzją Operatora Systemu Przesyłowego (OSP). W Polsce realizowany jest na mocy art. 9c ust. 7a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 roku Prawo energetyczne (t. j. Dz.U. z 2024 roku, poz. 266 z późn. zm.), z uwzględnieniem art. 30 ust. 5 ustawy z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2023 r. poz. 1681), dedykowaną ściśle do tych źródeł, z opcją czasowego zastąpienia ich przez źródła ciepłe.

Podkreślenia wymaga, że operatorskie odłączenia (odstawienia) dotyczą:

- Dużych instalacji OZE bezemisyjnych (wiatrowych lub PV), oraz
- Okresów charakteryzujących się najwyższą produktywnością (wynikających z najkorzystniejszych warunków wiatrowych lub nasłonecznienia).

Głównymi przyczynami pojawiających się ograniczeń produkcji VRE są przede wszystkim:

- Ograniczona przepustowość sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, które nie nadążają za szybkim rozwojem mocy zainstalowanej VRE,
- Problemy z bilansowaniem systemu elektroenergetycznego, szczególnie w okresach niskiego zapotrzebowania na energię i wysokiej produkcji VRE,
- Kwestie związane z utrzymaniem odpowiednich parametrów jakościowych energii elektrycznej, takich jak częstotliwość i napięcie.

2. Klasyfikacja ograniczeń

Analizując ograniczenia produkcji energii z VRE należy zauważyć, że dotyczą znacznie szerszego spektrum OZE bezpaliwowych niż wskazane powyżej duże instalacje: istnieje pięć obszarów, które z punktu widzenia inwestora w VRE w praktyce kończą się tym samym; tj. odłączeniem pracującej instalacji od sieci w czasie (na okres), kiedy są najlepsze warunki do produkcji energii, co w konsekwencji oznacza utratę przychodów:

- a. **odłączenia operatorskie, dokonywane na poziomie OSP z powodu bieżącego lub w krótkiej perspektywie nadmiaru mocy dyspozycyjnej wobec konieczności utrzymania w pracy źródeł ciepłych, których moc będzie potrzebna w czasie, kiedy ich ponowne przywołanie nie byłoby możliwe z powodów technicznych – decyzja o ich zastosowaniu jest rezultatem statycznej analizy bilansu mocy.**
- b. **odłączenia operatorskie zarządzane przez OSP z powodu oceny zbyt niskiego zapasu regulacyjności źródeł ciepłych względem szybkości spodziewanych zmian poboru energii z sieci OSP, (rozumianego jako wynik np. wzrostu generacji z VRE przy jednoczesnym spadku obciążenia finalną konsumpcją energii lub odwrotnie). W takiej sytuacji dynamikę zmian bilansu mocy na sieci OSP można osłabić, celowo zastępując część źródeł VRE źródłami ciepłymi i w ten sposób umożliwić źródłom ciepłym nadążanie za zmianami obciążenia – decyzja o ich zastosowaniu jest rezultatem dynamicznej analizy bilansu mocy.**

Można powiedzieć, że przypadki opisane w A oraz B jest to „curtailment właściwy”, realizowany decyzjami operatorskimi z wyprzedzeniem, podlegający rekompensowaniu finansowemu.

- c. odłączenia operatorskie zarządzane przez OSP w sposób nagły, podejmowane w trybie awaryjnym, celem obrony bieżącej równowagi bilansowej systemu, nierekompensowane;
- d. odłączenia operatorskie zarządzane przez OSD z powodu lokalnych ograniczeń sieciowych, pojawiających się w warunkach okresowego obniżenia poboru mocy przez odbiorców (np. w weekendy) przy jednoczesnej wysokiej produkcji energii z lokalnych VRE, na co dzień lokalnie konsumowanej, której eksport poza rozpatrywany obszar nie jest możliwy z uwagi na ograniczenia sieciowe;
- e. odłączenia automatyczne (dokonywane bez świadomej decyzji OSP/OSD, realizowane przez EAZ nad napięciową w trybie automatycznym). Problem z nimi jest taki, że są nie tylko nierekompensowane, ale także chyba (?) niearchiwizowane jako zdarzenia, bo operator nimi nie zarządza, więc mogą wymykać się statystyce. Zapewne potrzebne byłoby ankietowanie źródeł wytwórczych, ew. wykorzystanie danych posiadanych przez służby zabezpieczeniowe OSD (problem dotyczy głównie ciągów zasilania na nN i może być „widziany” tylko poprzez obserwację pracy zabezpieczeń sieciowych oraz samych źródeł.

Z punktu widzenia charakteru przyczyn odłączenia opisane powyżej przypadki można podzielić na związane z bilansem mocy (A – C), dotyczące relatywnie dużych instalacji VRE, „widocznych” z punktu widzenia OSP, oraz związane z ograniczeniami sieciowymi (D) lub jakością napięcia (E), dotyczące odpowiednio: mniejszych instalacji przyłączonych do sieci SN oraz instalacji najmniejszych, w tym prosumenckich, przyłączonych do sieci nN.

3. Zjawisko curtailmentu w innych krajach

Ambitne plany na dekarbonizację sektora elektroenergetycznego wymagają zainstalowania znacznych mocy VRE. Przy dużej penetracji energii ze źródeł VRE, nadwyżkę, której nie można wyeksportować lub odpowiednio zarządzić, należy ograniczyć. Curtailmenty są powszechnym zjawiskiem na całym świecie. Szczególnie w tych krajach, które posiadają obecnie dojrzały i rozwinięty miks energetyczny o VRE. W Polsce to niepożądane zjawisko redysponowania generacji źródeł wiatrowych oraz słonecznych nabiera dopiero tempa. W różnych krajach stosuje się odmienne podejścia do klasyfikacji i raportowania curtailmentów.

Dla przykładu operatorzy sieci przesyłowych w Irlandii (EirGrid oraz SONI)¹ klasyfikują redysponowanie jako polecenie operatorskie redukcji mocy VRE na „curtailment ogólnosystemowy” wywołany:

- wysokim wskaźnikiem SNSP (System Non-Synchronous Penetration), czyli sumą niesynchronicznej generacji (wiatr i słońce) oraz importu energii na kablach stałoprądowych,
- wysokim wskaźnikiem zmiany częstotliwości do inercji systemu (RoCoF/Intertia),
- przekroczonym wskaźnikiem wysokiej częstotliwości i niskiej generacji,

oraz „ograniczenie operatorskie” odnoszące się polecenia redukcji mocy VRE z uwagi na problemy sieci. Według informacji na stronie Operatora EIR Grid w Irlandii na rok 2023 ograniczono blisko 50 GWh energii wywołane redysponowaniem operatorskim.¹ Przykładowo, w Portugalii przepisy ograniczają możliwość curtailmentu VRE tylko do przypadków problemów technicznych². Jednakże bezpośrednie porównanie poziomów curtailmentów w różnych krajach lub obszarach nie jest prostym zadaniem. Stopień danych redysponowań jest podytkowany przez kilka specyficznych czynników opisujących dane systemy elektroenergetyczne.

Interesujące z punktu widzenia porównania zjawisk curtailmentów w różnych krajach może być zastosowanie mapy C-E (curtailment-energy share map), na której przedstawiony jest stosunek udziału energii do współczynnika redysponowania w skali roku. Mapa C-E jest narzędziem mogącym obiektywnie i ilościowo porównać zjawiska ograniczeń produkcji energii z VRE w różnych krajach i systemach elektroenergetycznych³.

¹ EirGrid and Soni. Annual renewable dispatch down reports (2011-2020) <https://www.eirgridgroup.com/how-the-grid-works/renewables/>.

² E. O'Shaughnessy, et al. „Too much of a good thing ? Global trends in the curtailment of solar PV”, Solar Energy 208, 2020.

³ Y. Yasuda et al. „C-E (curtailment – Energy share) map: An objective and quantitative measure to evaluate wind and solar curtailment”, Renewable and Sustainable Energy Reviews 160, 2022.

Co więcej, może ukazać również historyczny trend w danym kraju. Aby móc oszacować stan curtailmentów w poszczególnych krajach w odpowiednich latach, niezbędne jest wprowadzenie parametrów udziału energii oraz współczynnika curtailmentu:

$$E_s = \frac{G_s}{T_c} - \text{udział energii słonecznej w danym kraju na rok [\%]}$$

$$C_s = \frac{W_s}{G_s + W_s} - \text{współczynnik curtailmentu energii słonecznej na rok [\%]}$$

$$E_w = \frac{G_w}{T_c} - \text{udział energii wiatrowej w danym kraju na rok [\%]}$$

$$C_w = \frac{W_w}{G_w + W_w} - \text{współczynnik curtailmentu energii wiatrowej na rok [\%]}$$

$$E_v = \frac{G_s + G_w}{T_c} - \text{udział energii VRE w danym kraju na rok [\%]}$$

$$C_v = \frac{W_w + W_s}{G_w + G_s + W_w + W_s} - \text{współczynnik curtailmentu dla VRE na rok [\%]}$$

gdzie:

G_s lub G_w - roczna produkcja PV lub FW [GWh]

W_s lub W_w - ilość straconej energii słonecznej lub wiatrowej w ciągu roku [GWh]

T_c - całkowita konsumpcja energii w kraju [GWh]

Obserwacja zjawiska curtailmentów w innych krajach z wykorzystaniem tego narzędzia prowadzi do wspólnego wniosku. Problem ujawnia się z chwilą, gdy udział mocy zainstalowanej VRE w generacji przekracza poziom, do którego krzywa podaży energii może być w pełni zarządzalna przez operatora sieci. W różnych krajach poziom ten waha się od 10% (np. Australia) do 30% (Hiszpania).

Na podstawie 3 można zauważyć, że poziom ograniczeń produkcji PV w Niemczech w tym okresie był niemal znikomy. W 2009 roku ograniczenia wyniosły 0,4 GWh, co stanowiło jedynie 0,006% całkowitej rocznej produkcji energii PV, która z kolei miała zaledwie 1,1% udział w całkowitej generacji energii. Dziesięć lat później udział energii PV wzrósł do 9,1%, a ilość ograniczonej energii PV osiągnęła poziom 178 GWh przy nadal bardzo niskim współczynniku ograniczeń wynoszącym 0,4%³. Ograniczenia mocy VRE w Niemczech dotyczą przede wszystkim źródeł wiatrowych.

W przeciwieństwie do Niemiec, system elektroenergetyczny w Kalifornii oparty jest w znacznej mierze na mocach fotowoltaicznych i częstość pojawiania się nadpodaży energii z tych źródeł jest dosyć powszechnym zjawiskiem. Dane CAISO wskazują, że w 2019 roku energia słoneczna na skalę przemysłową dostarczała 13% rocznego zapotrzebowania, przy czym ograniczono dostępność 3,1% tej energii³. Wiele z tych ograniczeń jest wynikiem nadpodaży energii w godzinach szczytu słonecznego i stawia wyzwania w zakresie bilansowania produkcji i zapotrzebowania na energię. Oprócz 12,7 GW mocy słonecznej na skalę przemysłową, Kalifornia dysponuje także 8 GW rozproszonej fotowoltaiki, której nie można kontrolować i która przyczynia się do sytuacji nadpodaży w godzinach południowych³.

Fakt ten nie dotyczy tylko samej Kalifornii, ale i innych systemów elektroenergetycznych, gdzie zazwyczaj stosunek farm wielkoskalowych do instalacji prosumenckich jest podobny. Brak możliwości bezpośredniego monitorowania pojedynczych instalacji oraz sterowania nimi sprawia, że nie można nimi efektywnie zarządzać, co dodatkowo komplikuje utrzymanie stabilności systemu elektroenergetycznego. Ograniczanie fotowoltaiki dotyczy zatem głównie wielkoskalowych farm. W większości krajów spodziewany jest przyrost udziału źródeł VRE w krajowej produkcji. To w konsekwencji wpływa również na kształt krzywej udziału curtailmentów. Dynamika zmian jest dla każdego kraju kwestią indywidualną.

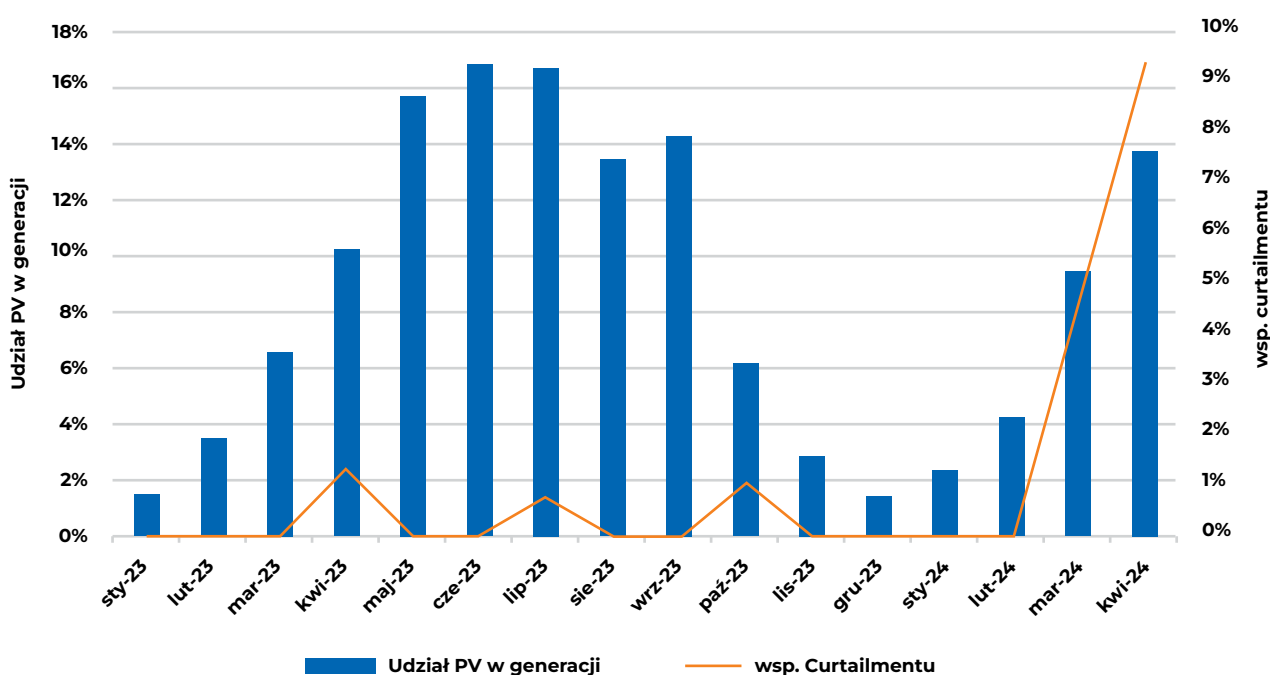
W przypadku Chin, które podejmują rozległe roczne inwestycje w infrastrukturę sieciową, znacznie zmniejszyły się wskaźniki ograniczeń sieciowych dla energii z wiatru oraz słońca. Z drugiej strony doświadczenia Niemiec pokazują raczej tendencję utrzymywania się ograniczeń na przestrzeni kolejnych lat. Scenariusz Chile

podkreśla z kolei trzeci przypadek, w którym rozwój sieci nie nadąża za szybkim wzrostem generacji źródeł odnawialnych. Prowadzi to w konsekwencji do znacznych wzrostów ograniczeń.

W miarę wzrostu integracji VRE, zarządzanie rosnącym problemem ograniczania dostaw staje się niezwykle istotne. Skuteczne środki zaradcze obejmują modernizowanie infrastruktury sieciowej w celu bardziej dopasowanej integracji odnawialnych źródeł energii z zapotrzebowaniem, umożliwiając ograniczanie marnowania nadwyżek generacji. Ponadto kluczową rolę odgrywa wdrażanie zaawansowanych rozwiązań w zakresie zarządzania krzywą popytu wobec rosnących ograniczeń zarządzania krzywą podaży. Jedną z form zarządzania krzywą popytu jest odwracalne magazynowanie energii elektrycznej w magazynach takich jak magazyny litowo-jonowe na potrzeby krótkoterminowe lub nieodwracalne magazyny energii, takie jak magazyny ciepła TES (ang: Thermal Energy Storage) w perspektywie długoterminowej, w tym sezonowej. Technologie te pomagają w równoważeniu wahań podaży i popytu, minimalizując w ten sposób ograniczenia zarówno generacji jak i dostaw. Niezbędne jest przy tym innowacyjne podejście legislacyjne i zmiany polityczne. Ewoluujące rynki energii muszą wspierać większą penetrację VRE poprzez elastyczne regulacje i zachęty promujące zdolność adaptacji systemów i inwestycje w zarządzanie krzywą popytu, w tym w magazynowanie energii.

4. Nierynkowy redispatching PV w Polsce

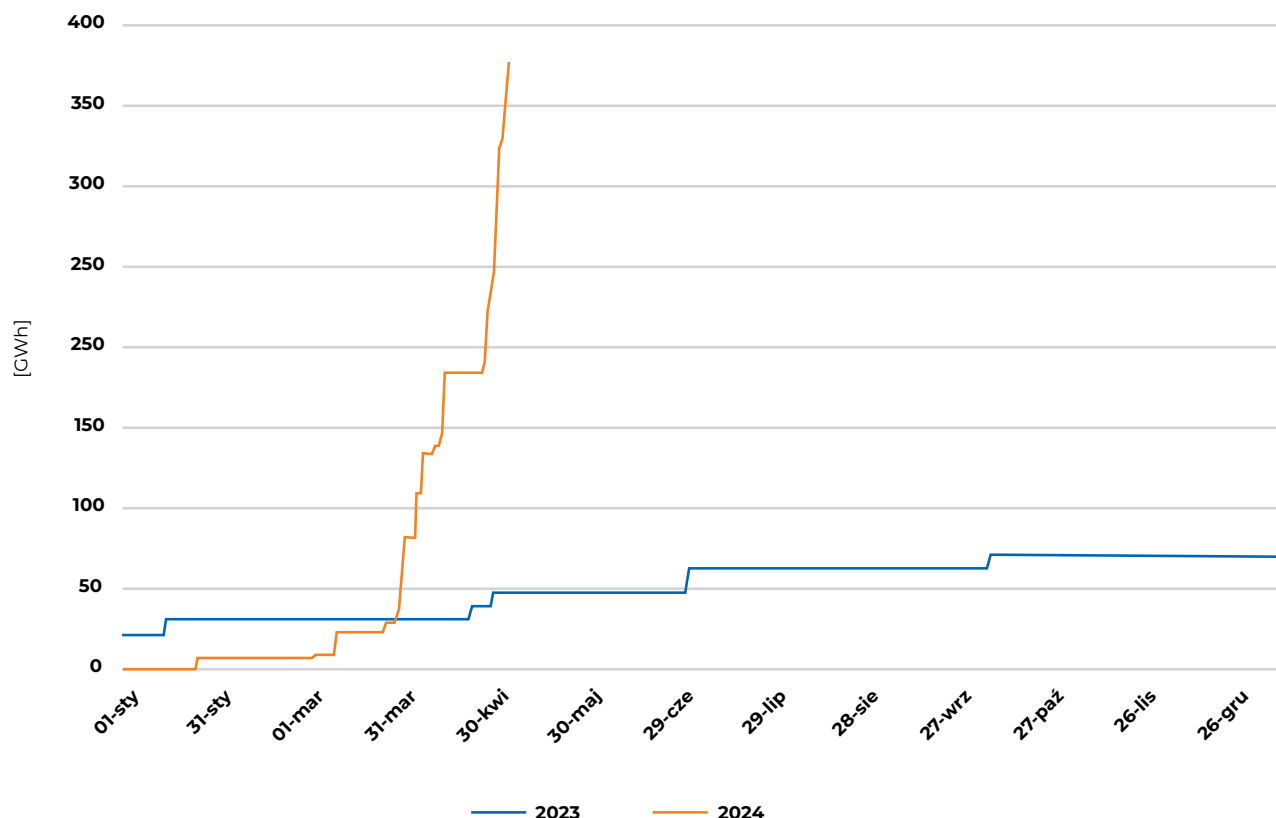
W Polsce ograniczenie generacji energii słonecznej wykazało w ostatnim czasie wyraźny wzrost i odzwierciedla to istotne wyzwania w zarządzaniu integracją energii odnawialnej z siecią krajową. W 2023 r. ograniczono około 40 GWh energii słonecznej, a liczba ta dramatycznie wzrosła na początku 2024 r., przekraczając 350 GWh do połowy maja. Ten gwałtowny wzrost ograniczeń wynika w dużej mierze z nadpodaży w okresach szczytowej produkcji w dolinach zapotrzebowania, szczególnie widocznej w weekendy i w święta, kiedy duże instalacje fotowoltaiczne (PV) były redysponowane nierynkowo. Dla przykładu, w ostatni długi weekend majowy (od 28.04-03.05), podczas gdy produkcja energii z farm fotowoltaicznych sięgnęła prawie 467 GWh, a farmy wiatrowe dostarczyły dodatkowe 448 GWh, całkowite zapotrzebowanie na energię wyniosło 2,3 TWh, co oznacza, że ok 40% energii elektrycznej w Polsce zostało wówczas wyprodukowane ze źródeł odnawialnych. Taka nadpodaż skłoniła Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE), operatora Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, do nakazania ograniczenia produkcji energii z fotowoltaiki i redysponowane zostało blisko 127 GWh, dotycząc przede wszystkim wielkoskalowe farmy fotowoltaiczne. W scenariuszu całkowitej produkcji PV (bez ograniczeń) VRE pokryłoby wspólnie blisko 50% zapotrzebowania na energię. Na poniższym rysunku zaprezentowano udział produkcji energii PV w całkowitej generacji w relacji do wsp. curtailmentu na przestrzeni ostatnich miesięcy (dane PSE). Poniższy rysunek przedstawia wzrost krzywej curtailmentów w systemie polskim w ostatnim czasie. Jest to niewątpliwie efekt przyrostu mocy zainstalowanej przez prosumentów.



Rysunek 4. Ograniczenia PV, a udział w całkowitej produkcji (dane PSE)

Wczesne rozpoczęcie ograniczeń w marcu 2024 r. w porównaniu z kwietniem poprzedniego roku podkreśla rosnący wpływ zwiększenia mocy o dodatkowe 4,6 GW w ciągu roku. Całkowita moc zainstalowana źródeł fotowoltaicznych w Polsce wynosi obecnie 18,4 GW (stan na 31.03.2024) ⁴. Pomimo negatywnych konsekwencji ekonomicznych w sytuacji, gdy podległe ograniczeniu systemy fotowoltaiczne nie przyczyniają się do obniżenia cen energii elektrycznej, a nawet kreują potrzebę uwzględnienia w rachunkach konsumenckich opłat kompensacyjnych z tego tytułu, problem ograniczeń w dalszym ciągu pozostaje bez jasnych rozwiązań. Na poniższym rysunku zaprezentowano wykres przedstawiający krzywą narastającą, ukazującą skalę problemu pojawiania się redysponowań nierynkowych. Krzywa ujmuje całkowitą moc VRE ograniczoną ze względu na zbyt dużą podaż.

Narastająca suma curtailmentów w poszczególnych dniach



Rysunek 5. Krzywa narastająca pojawiających się curtailmentów VRE w Polsce w 2023 oraz 2024 roku (dane PSE)

Biorąc pod uwagę fakt, że maksymalna generacja PV od początku roku wyniosła blisko 11 GW w szczycie, to gdyby nie redysponowanie, to wartość ta mogłaby osiągnąć poziom ponad 13 GW. Sytuacja ta uwydatnia pilną potrzebę strategicznych rozwiązań w zakresie zarządzania krzywą popytu, w szczególności szeroko rozumianego magazynowania energii. Polityka energetyczna poprzedniego rządu do 2040 roku uwzględniła konieczność okresowego odłączania systemów fotowoltaicznych, brakowało w niej konkretnej strategii wdrożenia magazynowania energii, takiej jak podgrzewanie wody czy przyszła produkcja wodoru poprzez elektrolizę. Ponieważ Polska w dalszym ciągu zwiększa swoją moc fotowoltaiczną, sprostanie wyzwaniom związanym z zarządzaniem siecią i magazynowaniem będzie miało kluczowe znaczenie dla wykorzystania pełnego potencjału jej zasobów energii odnawialnej.

Instytut Energetyki Odnawialnej

⁴ Moce według danych przekazanych do PSE



4. Regulacje unijne i krajowe

SŁOWNIK POJĘĆ

Definicja	Skrót
Ustawa z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw	Nowelizacja lub Nowelizacja Prawa energetycznego lub Nowelizacja PE
Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (t.j. Dz. U. z 2024 r. poz. 266)	Prawo energetyczne lub PE
Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t.j. Dz. U. z 2023 r. poz. 1436 ze zm.)	Ustawa o OZE
Projekt ustawy o zmianie ustawy z dnia 15 maja 2023 r. – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw	Projekt Nowelizacji lub UC74
Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE. L 158/54)	Rozporządzenie 2019/943
Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (Dz. Urz. UE C 202/1)	TFUE
Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej	IRIESP
Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej	IRIESD
Instrukcja	IRIESP i IRIESD łącznie
Krajowy System Elektroenergetyczny	KSE
Operator systemu dystrybucyjnego	OSD
Operator systemu przesyłowego	OSP
Trybunał Sprawiedliwości	TS lub Trybunał

1. Wprowadzenie

Mechanizm nierynkowego redysponowania (redispatching), który uprawnia OSP lub OSD do ograniczania pracy jednostek wytwórczych celem usuwania ograniczeń sieciowych i utrzymania bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego, uregulowany został na poziomie UE. Ostatnio zrobiło się o nim szczególnie głośno, z uwagi na przyjęte przez polski Parlament w połowie ubiegłego roku regulacje, które wprowadziły do ustawy Prawo energetyczne szczegółowe warunki związane ze stosowaniem tego mechanizmu. Zgodnie z Nowelizacją Prawa Energetycznego, OSP został uprawniony do wydawania poleceń wyłączenia jednostki wytwórczej wykorzystującej energię wiatru lub słońca lub zmniejszenia mocy wytwarzanej przez tę jednostkę wytwórczą, lub wyłączenia magazynu energii elektrycznej, lub zmiany mocy pobieranej lub wprowadzanej przez ten magazyn, co podlega rekompensacie finansowej.

Z uzasadnienia Projektu Nowelizacji wynika, że przyjęcie tych przepisów było konieczne ze względu na systemowe zmiany otoczenia rynku energii, związane w szczególności z pogłębiającą się decentralizacją w sektorze wytwarzania, przyspieszonym rozwojem niestabilnych odnawialnych źródeł energii (do których polski ustawodawca zalicza farmy wiatrowe i instalacje fotowoltaiczne), w tym perspektywy rozwoju morskiej energetyki wiatrowej, jak również wynikającej z unijnej polityki klimatycznej tendencji odchodzenia od źródeł konwencjonalnych. Jednocześnie w uzasadnieniu do projektu Nowelizacji wskazano, że mechanizm nierynkowego ograniczania generacji z elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych powinien być wykorzystywany przez OSP jako „ostateczny środek zaradczy” dla zbilansowania w KSE zapotrzebowania na energię z jej wytwarzaniem, w tym dla utrzymania niezbędnych poziomów regulacyjności w systemie.

Mimo wyraźnego zaakcentowania, że środek ten powinien być traktowany jako ostateczność, po samym tylko wejściu w życie omawianych regulacji polski OSP – Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE) – już kilkakrotnie podjął decyzję o redukcji produkcji energii elektrycznej ze względu na nadpodaż generacji w KSE. Przykładowo polecenia o redukcji podjęto w dniu 25 grudnia 2023 roku wobec źródeł wiatrowych przyłączonych do KSE¹. Podobny komunikat o nierynkowym redysponowaniu jednostek wytwórczych OZE w KSE został wydany 3 marca 2024 r.² oraz 10 marca 2024 r.³ **Zatem już tylko w marcu tego roku PSE już dwukrotnie skorzystało z tego mechanizmu, informując o wydanych poleceniach zaniżenia wywarzania energii elektrycznej w instalacjach fotowoltaicznych i źródeł wiatrowych przyłączonych do KSE. W kwietniu i w maju 2024 r. OSP jeszcze chętniej sięgał po omawiany mechanizm – tylko w tym czasie był on wykorzystywany łącznie aż przez piętnaście dni⁴, przez częstotliwość stosowania właściwie czyniąc z niego standardowy (a nie ostateczny wedle założeń) mechanizm reagowania na nadmiar generacji w stosunku do zapotrzebowania.**

Biorąc pod uwagę coraz większy udział wolumenu mocy zainstalowanych jednostek wytwórczych OZE, ryzyko wahań wysokości produkcji prowadzić może do coraz częstszych zakłóceń pracy KSE. To zaś powoduje, że PSE może coraz częściej sięgać po omawiany mechanizm, co rodzi uzasadnione pytania o prawidłowość jego stosowania, w tym zwłaszcza w świetle wymagań, które wynikają z prawa UE. Pytanie to nabiera szczególnego znaczenia w kontekście rekompensat finansowych przyznawanych wytwórcom, co stanowi nieodzowną część komentowanego mechanizmu. Uchwalona w ubiegłym roku Nowelizacja wprowadzająca dodatkowe warunki i ograniczenia w tym zakresie, stanowi oczywisty impuls do pochylenia się nad zasadami funkcjonowania tego instrumentu.

Niniejszy raport służy ocenie zgodności z prawem UE przyjętych w Polsce przepisów dotyczących mechanizmu nierynkowego redysponowania na podstawie Nowelizacji. Szczególną uwagę poświęcono przy tym zasadom związanym z ubieganiem się przez wytwórców o rekompensatę finansową z tytułu ograniczania wytwarzania energii elektrycznej z elektrowni fotowoltaicznych oraz wiatrowych.

2. Zasady ogólne

Nierynkowy mechanizm ograniczeń jednostek wytwórczych jest jednym z elementów procesu redysponowania, który został uregulowany w unijnym Rozporządzeniu 2019/943. Jest to kluczowy unijny akt prawny, który zawiera przepisy mające zapewnić funkcjonowanie rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz wymogi dotyczące rozwoju odnawialnych form energii i polityki ochrony środowiska, w tym przepisy dotyczące niektórych rodzajów jednostek wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych, w zakresie m.in. obowiązku bilansowania, dysponowania i redysponowania.

1 Komunikat dotyczący redysponowania nierynkowego instalacji FW w dniu 25 grudnia 2023 roku, zob. <https://www.pse.pl/-/komunikat-dotyczacy-redysponowania-nierynkowego-instalacji-fw-w-dniu-25-grudnia-2023-roku> (dostęp: 17.03.2024r.).

2 Komunikat o nierynkowym redysponowaniu jednostek wytwórczych w KSE w dn. 03.03.2024, zob. Komunikat o nierynkowym redysponowaniu jednostek wytwórczych w KSE w dn. 03.03.2024 - Komunikaty OSP - PSE, (dostęp: 17.03.2024r.).

3 Komunikat o nierynkowym redysponowaniu jednostek wytwórczych w KSE w dn. 10.03.2024, zob. <https://www.pse.pl/-/komunikat-dotyczacy-redysponowania-nierynkowego-instalacji-pv-w-dniu-10-marca-2024-roku?safeargs=696e686572697452656469726563743d747275652672656469726563743d253246686f6d65> (dostęp: 17.03.2024r.).

4 Wedle stanu na 10 maja 2024 r. Por. komunikaty OSP, zob. <https://www.pse.pl/komunikaty-osp> (dostęp: 07.05.2024).

Zgodnie z Rozporządzeniem 2019/943, redysponowanie rozumiane jest jako:

środek, w tym ograniczanie wytwarzania, aktywowany przez jednego lub większą liczbę operatorów systemów przesyłowych lub operatorów systemów dystrybucyjnych, i polegający na zmianie schematu wytwarzania, obciążenia, lub obu, aby zmodyfikować przepływy fizyczne w systemie przesyłowym i zmniejszyć fizyczne ograniczenia przesyłowe lub w inny sposób zapewnić bezpieczeństwo systemu⁵.

Podstawowe zasady związane ze stosowaniem w państwach członkowskich mechanizmu redysponowania określa art. 13 Rozporządzenia 2019/943.

W pierwszej kolejności Rozporządzenie 2019/943 wskazuje, że redysponowanie jednostkami wytwarzania na zasadach nierynkowych opierać się ma na **obiektywnych, przejrzystych i niedyskryminacyjnych kryteriach**. Rozporządzenie przewiduje, że mechanizm ten musi być **stosowany wobec wszystkich technologii wytwarzania i magazynowania energii**, chyba że z jakichś przyczyn byłoby to niemożliwe (niewykonalne) od strony technicznej.

Redysponowanie jednostkami wytwarzania oraz redysponowanie odpowiedzią odbioru musi opierać się **na obiektywnych, przejrzystych i niedyskryminacyjnych kryteriach**. Musi być **otwarte dla wszystkich technologii wytwarzania, magazynowania energii** i odpowiedzi odbioru, w tym tych znajdujących się w innych państwach członkowskich, chyba że jest to technicznie niewykonalne⁶.

W art. 13 ust. 3 Rozporządzenia 2019/943 wymieniono przesłanki, które muszą być spełnione, aby państwa członkowskie mogły skorzystać z instrumentu redysponowania jednostkami wytwórczymi lub magazynowaniem energii, które nie jest oparte na rynkowych zasadach. Taki mechanizm będzie mógł zostać zastosowany wyłącznie gdy:

- a. brak jest alternatywnego rozwiązania opartego na zasadach rynkowych;
- b. wyczerpano wszystkie zasoby dostępne na zasadach rynkowych;
- c. liczba dostępnych jednostek wytwarzania energii jest zbyt niska, aby zapewnić skuteczną konkurencję na obszarze, na którym znajdują się odpowiednie jednostki na potrzeby świadczenia usługi; lub
- d. aktualny stan sieci prowadzi do tak regularnych i przewidywalnych ograniczeń przesyłowych, że redysponowanie oparte na zasadach rynkowych doprowadziłoby do regularnego składania ofert strategicznych, co podniosłoby poziom wewnętrznych ograniczeń przesyłowych, a dane państwo członkowskie przyjęło plan działania w celu rozwiązania kwestii ograniczeń przesyłowych, albo zapewnia minimalną zdolność dostępną w obrocie międzystrefowym⁷.

⁵ Art. 2 pkt 26 Rozporządzenia 2019/943.

⁶ Art.13 ust. 1 Rozporządzenia 2019/943.

⁷ Art. 13 ust. 3 Rozporządzenia 2019/943.

Jak wynika z redakcji ww. przepisu, **przesłanki braku alternatywnego rozwiązania opartego na zasadach rynkowych (lit. a) oraz wyczerpania wszystkich zasobów dostępnych na zasadach rynkowych (lit. b) muszą być spełnione jednocześnie za każdym razem**. Towarzyszyć im musi również jeden z wymogów określony pod lit. c (*liczba dostępnych jednostek wytwarzania energii jest zbyt niska, aby zapewnić skuteczną konkurencję na obszarze, na którym znajdują się odpowiednie jednostki na potrzeby świadczenia usługi*) lub lit. d (*aktualny stan sieci prowadzi do tak regularnych i przewidywalnych ograniczeń przesyłowych, że redysponowanie oparte na zasadach rynkowych doprowadziłoby do regularnego składania ofert strategicznych, co podniosłoby poziom wewnętrznych ograniczeń przesyłowych, a dane państwo członkowskie przyjęło plan działania w celu rozwiązania kwestii ograniczeń przesyłowych, albo zapewnia minimalną zdolność dostępną w obrocie międzystrefowym*).

Dodatkowo Rozporządzenie 2019/943 w ust. 6 precyzuje zasady, które muszą być wzięte pod uwagę przez państwa członkowskie w przypadku stosowania nierynkowego redysponowania prowadzącego do obniżenia mocy. Wśród tych wymagań wskazuje się, że:

- a. jednostki wytwarzania energii wykorzystujące odnawialne źródła energii podlegają redysponowaniu prowadzącemu do obniżenia mocy tylko wówczas, **gdy nie istnieją inne rozwiązania alternatywne** lub jeżeli inne rozwiązania skutkowałyby znacząco niewspółmiernymi kosztami lub powodowały poważne zagrożenia bezpieczeństwa sieci;
- b. energia elektryczna wytwarzana w procesie wysokosprawnej kogeneracji podlega redysponowaniu prowadzącemu do obniżenia mocy tylko wówczas, gdy nie istnieją inne – poza redysponowaniem prowadzącym do obniżenia mocy jednostek wytwarzania energii wykorzystujących odnawialne źródła energii – rozwiązania alternatywne lub jeżeli inne rozwiązania skutkowałyby niewspółmiernymi kosztami lub powodowały poważne zagrożenia bezpieczeństwa sieci;
- c. energia elektryczna wytwarzana we własnym zakresie w instalacjach wytwarzania wykorzystujących odnawialne źródła energii lub wysokosprawną kogenerację, która nie jest wprowadzana do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, nie podlega redysponowaniu prowadzącemu do obniżenia mocy, **chyba że żadne inne rozwiązanie nie pozwoliłoby na rozwiązanie kwestii związanych z bezpieczeństwem sieci**;
- d. redysponowanie prowadzące do obniżenia mocy zgodnie z lit. a), b) i c) uzasadnia się **w należyty i przejrzysty sposób**⁸.

3. Dodatkowe obowiązki krajowych operatorów

Obok określenia generalnych zasad związanych ze stosowaniem redysponowania, które nie opiera się na zasadach rynkowych, art. 13 Rozporządzenia 2019/943 formułuje katalog obowiązków, który dotyczy OSP oraz OSD.

Po pierwsze, na krajowych OSP i OSD spoczywa szereg obowiązków sprawozdawczych:

Operatorzy systemów przesyłowych oraz operatorzy systemów dystrybucyjnych przedkładają przynajmniej raz w roku właściwemu organowi regulacyjnemu sprawozdanie dotyczące:

- a. poziomu rozwoju i skuteczności opartych na zasadach rynkowych mechanizmów redysponowania w odniesieniu do jednostek wytwarzania energii, magazynowania energii oraz odpowiedzi odbioru;

8 Art. 13 ust. 6 Rozporządzenia 2019/943.

- b. ilości energii w MWh i rodzajów źródeł wytwórczych poddanych redysponowaniu wraz z uzasadnieniem;
- c. środków zastosowanych w celu zmniejszenia w przyszłości potrzeby redysponowania prowadzącego do obniżenia mocy w odniesieniu do jednostek wytwarzania wykorzystujących odnawialne źródła energii lub wysokosprawną kogenerację, łącznie z inwestycjami w cyfryzację infrastruktury sieci i w usługi zwiększającymi elastyczność.

Organ regulacyjny przedkłada sprawozdanie ACER oraz publikuje podsumowanie danych, o których mowa w akapicie pierwszym lit. a), b) i c), w razie konieczności wraz z zaleceniami dotyczącymi usprawnień⁹.

Po drugie, przy stosowaniu mechanizmu redysponowania, OSP i OSD mają obowiązek **zapewnić zdolność sieci przy jak najmniejszym redysponowaniu, minimalizować redysponowanie prowadzące do obniżania mocy energii wytwarzanej z OZE czy gwarantować wystarczającą elastyczność sieci**, pozwalającą na jej zarządzanie – tak, aby odbywało się to przy jednoczesnym uwzględnieniu wymogów dotyczących utrzymania niezawodności i bezpieczeństwa sieci, **w oparciu o przejrzyste i niedyskryminacyjne kryteria**

Z zastrzeżeniem wymogów dotyczących utrzymania niezawodności i bezpieczeństwa sieci, w oparciu o przejrzyste i niedyskryminacyjne kryteria ustanowione przez organy regulacyjne, operatorzy systemów przesyłowych oraz operatorzy systemów dystrybucyjnych:

- a. gwarantują zdolność sieci przesyłowych i dystrybucyjnych do przesyłania energii elektrycznej wytworzonej z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii lub wysokosprawnej kogeneracji przy jak najmniejszym redysponowaniu, przy czym nie może uniemożliwiać to uwzględniania przy planowaniu sieci redysponowania na ograniczoną skalę, w przypadku gdy operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego jest w stanie wykazać w przejrzysty sposób, że rozwiązanie to jest efektywniejsze ekonomicznie i dotyczy nie więcej niż 5 % rocznej wielkości energii wytwarzanej w instalacjach wykorzystujących odnawialne źródła energii bezpośrednio podłączonych do ich odpowiedniej sieci, chyba że państwo członkowskie, w którym energia elektryczna pochodząca z jednostek wytwarzania energii wykorzystujących odnawialne źródła energii lub wysokosprawną kogenerację stanowi ponad 50 % ostatecznej rocznej wielkości krajowego zużycia energii elektrycznej brutto, postanowi inaczej;
- b. bpojednávają odpowiednie środki operacyjne z zakresu sieci i rynku w celu minimalizacji redysponowania prowadzącego do obniżenia mocy energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii lub z wysokosprawnej kogeneracji;
- c. zapewniają wystarczającą elastyczność swoich sieci, tak aby byli w stanie nimi zarządzać¹⁰.

4. Rekompensata finansowa

Rekompensata finansowa, która przysługuje wytwórcom w przypadku zastosowania redysponowania nieopartego na rynkowych zasadach, jest nieodłącznym elementem tego mechanizmu.

⁹ Art. 13 ust. 4 Rozporządzenia 2019/943.

¹⁰ Art. 13 ust. 5 Rozporządzenia 2019/943.

Warunki związane z ubieganiem się o otrzymanie rekompensaty finansowej, w tym wymagania dotyczące jej wysokości w sytuacji zastosowania nierynkowego redysponowania, zostały uregulowane w art. 13 ust. 7 Rozporządzenia 2019/943. OSP lub OSD, który wydał polecenie redukcji, jest zobowiązany do wypłaty rekompensaty. **Wyjątkiem w zakresie prawa do rekompensat są objęci jedynie wytwórcy, którzy zaakceptowali umowę przyłączeniową niegwarantującą niezawodnych dostaw energii z przyłączonej instalacji.**

W przypadku zastosowania redysponowania, które nie opiera się na zasadach rynkowych, takie redysponowanie podlega rekompensacie finansowej wypłacanej przez operatora systemu, który wydał polecenie redysponowania, na rzecz operatora objętej redysponowaniem jednostki wytwarzania, magazynowania energii lub odpowiedzi odbioru, z wyjątkiem wytwórców, którzy zaakceptowali umowę przyłączeniową niegwarantującą niezawodnych dostaw energii¹¹

Tak sformułowany przepis Rozporządzenia 2019/943 wyraźnie **akcentuje świadomy wybór i zgodę wytwórcy** na taką treść umowy przyłączeniowej, która nie daje gwarancji w zakresie niezawodnych dostaw energii. Tylko wytwórca, który wyraził taką zgodę, może być w świetle prawa unijnego pozbawiony prawa do rekompensaty w sytuacji zastosowania mechanizmu redysponowania rynkowego.

A contrario, regulacje unijne określają również sposób wyliczenia i wysokość kwoty rekompensaty finansowej dla tych wytwórców, którzy zawarli umowę przyłączeniową gwarantującą niezawodne dostawy energii elektrycznej:

Rekompensata finansowa musi być co najmniej równa wyższej z następujących kwot lub jest ich połączeniem, jeżeli zastosowanie jedynie wyższej kwoty prowadziłoby do nieuzasadnienia niskiej lub nieuzasadnienie wysokiej rekompensaty:

- a. **kwota dodatkowych kosztów operacyjnych poniesionych w wyniku redysponowania, takich jak dodatkowe koszty paliwa w przypadku redysponowania prowadzącego do zwiększenia mocy lub koszty zapewnienia ciepła zapasowego w przypadku redysponowania prowadzącego do obniżenia mocy jednostek wytwarzania energii wykorzystujących wysokosprawną kogenerację;**
- b. **przychody netto ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku dnia następnego, które jednostka wytwarzania energii, magazynowania energii lub odpowiedzi odbioru wygenerowałaby, gdyby nie wydano polecenia redysponowania; w przypadku gdy jednostkom wytwarzania energii, magazynowania energii lub odpowiedzi odbioru przyznano wsparcie finansowe na podstawie ilości wytworzonej lub zużytej energii elektrycznej, wsparcie finansowe, które byłoby otrzymane, gdyby nie wydano polecenia redysponowania, uznaje się za część przychodów netto¹².**

5. Nowelizacja Prawa energetycznego

Przed uchwaleniem Nowelizacji, polskie przepisy nie regulowały wprost kwestii związanych ze stosowaniem mechanizmu nierynkowego redysponowania. Przepisy Prawa energetycznego w okolicznościach związanych z wystąpieniem zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej (mogącego powstać m.in. w następstwie zdarzeń wynikających z wprowadzenia stanu nadzwyczajnego, katastrofy naturalnej, bezpośredniego zagrożenia wystąpienia awarii technicznej, wprowadzenie embarga, blokady, ograniczenia lub braku dostaw paliw lub energii elektrycznej z innego kraju na terytorium Polski lub zakłóceń w funkcjonowaniu systemów

¹¹ Art. 13 ust. 7 rozporządzenia UE 2019/943.

¹² Ibidem.

elektroenergetycznych połączonych z KSE, strajku lub niepokoju społecznego oraz obniżenia dostępnych rezerw zdolności wytwórczych poniżej niezbędnych wielkości, określonych w IRISP lub braku możliwości ich wykorzystania), uprawniały OSP do ingerencji w pracę jednostek wytwórczych. Art. 11c i 11d Prawa energetycznego (który obowiązują nadal, również po wejściu w życie Nowelizacji) wskazują, że w opisanej wyżej sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP może w szczególności wydać wytwórcy lub posiadaczowi magazynu polecenia uruchomienia, odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci.

Brak regulacji przewidującej możliwość interwencji operatorów skierowanej wobec wytwórców OZE w sytuacjach, które nie stanowią podstawy uznania za stan zagrożenia bezpieczeństwa, stał się impulsem dla ustawodawcy do wprowadzenia nierynkowego mechanizmu ograniczeń mocy wytwórczej jednostek OZE. Z uzasadnienia do projektu Nowelizacji wynika, że motywacją polskiego ustawodawcy do przyjęcia regulacji w zakresie nierynkowego redysponowania było dostosowanie przepisów krajowych do regulacji unijnych:

(...) sytuacja prawna na gruncie przepisów ustawy – Prawo energetyczne i przepisów wykonawczych nie jest dostosowana do aktualnego stanu prawnego wynikającego z rozporządzenia 2019/943, tj. krajowe regulacje prawne nie dają możliwości stosowania jednoznacznie norm rangi europejskiej stanowiących, że wytwórca energii OZE (w tym z FW oraz PV) ma obowiązek podporządkować się poleceniu ruchowemu OSP w zakresie ograniczenia generacji w sytuacji, gdy sygnały rynkowe nie dostarczają odpowiednich bodźców¹³.

Nowelizacja weszła w życie 7 września 2023 roku i wprowadziła do **art. 9c Prawa energetycznego ustępy 7a-7p**. Niezależnie i obok zasad określonych w prawie unijnym, określają one warunki związane ze stosowaniem mechanizmu redysponowania.

6. Polecenia wyłączenia lub ograniczenia pracy PV i FW oraz magazynów energii

Zgodnie z art. 9c ust. 7a Prawa energetycznego, w przypadkach i na zasadach określonych w Rozporządzeniu 2019/943, w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię lub zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, OSP może wydać polecenie wyłączenia jednostki wytwórczej wykorzystującej energię wiatru lub słońca lub zmniejszenia mocy wytwarzanej przez tę jednostkę wytwórczą, lub wyłączenia magazynu energii elektrycznej, lub zmiany mocy pobieranej lub wprowadzanej przez ten magazyn, za rekompensatą finansową.

W celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię lub zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego może, w przypadkach, o których mowa w art. 13 ust. 3 rozporządzenia 2019/943, oraz na zasadach wskazanych w art. 13 ust. 6 tego rozporządzenia, wydać:

1. **bezpośrednio wytwórcy przyłączonemu do sieci przesyłowej lub posiadaczowi magazynu energii elektrycznej przyłączonemu do sieci przesyłowej lub**
2. **za pośrednictwem i w koordynacji z operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego bezpośrednio połączonemu z siecią przesyłową - wytwórcy przyłączonemu do tej sieci dystrybucyjnej lub posiadaczowi magazynu energii elektrycznej przyłączonemu do sieci dystrybucyjnej**

- polecenie wyłączenia jednostki wytwórczej wykorzystującej energię wiatru lub słońca lub zmniejszenia mocy wytwarzanej przez tę jednostkę wytwórczą, lub wyłączenia magazynu energii elektrycznej lub zmiany mocy pobieranej lub wprowadzanej przez ten magazyn, podlegające rekompensacie finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943¹⁴.

¹³ Uzasadnienie do projektu Nowelizacji.

¹⁴ Art. 9c ust. 7a Prawa energetycznego.

Ustawa w dalszej części szczegółowo wymienia jednostki wytwórcze, które mogą podlegać wspomnianemu mechanizmowi, **ograniczając się przy tym wyłącznie do katalogu jednostek wykorzystujących energię wiatru lub słońca o niewielkiej mocy zainstalowanej, dążąc do minimalizacji zmniejszenia mocy wytwarzanej przez jednostki:**

Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego wydaje wytwórcy polecenie, o którym mowa w ust. 7a, w celu:

- 1. równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, w odniesieniu do jednostek wytwórczych wykorzystujących energię wiatru lub słońca, których moc zainstalowana mieści się w następujących przedziałach:**
 - a. 400 kW i większej,**
 - b. 200 kW i mniejszej niż 400 kW,**
 - c. większej niż 50 kW i mniejszej niż 200 kW**

- **począwszy od jednostek wytwórczych, których moc zainstalowana mieści się w przedziale, o którym mowa w lit. a, dążąc do minimalizacji prognozowanego kosztu zmniejszenia wytwarzania mocy, wyznaczanego jako suma rekompensat finansowych, o których mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, przy spełnieniu warunków bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz technicznego ograniczenia pracy jednostek wytwórczych, oraz**
- 2. zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, kierując się kryterium wielkości zmniejszenia mocy wytwarzanej przez jednostki wytwórcze wykorzystujące energię wiatru lub słońca, dąży do minimalizacji tego zmniejszenia.**

Analogiczną regulację w odniesieniu do OSD przewiduje art. 9c ust. 7b Prawa energetycznego, wyposażając go w uprawnienie do wydawania w koordynacji z OSP poleceń wyłączenia jednostki wytwórczej wykorzystującej energię wiatru lub słońca, przyłączonej do sieci dystrybucyjnej, lub zmniejszenia mocy wytwarzanej przez tę jednostkę wytwórczą, lub wyłączenia magazynu energii elektrycznej lub zmiany mocy pobieranej lub wprowadzanej przez ten magazyn za rekompensatą. Wydając takie polecenie, OSD ma obowiązek kierować się kryterium wielkości zmniejszenia mocy wytwarzanej przez jednostki wytwórcze wykorzystujące energię wiatru lub słońca, dążąc do minimalizacji tego zmniejszenia.

Z kolei polecenia kierowane przez OSP lub OSD wobec posiadacza magazynu energii elektrycznej, muszą uwzględniać kryteria określone w Instrukcji.

7. Ubieganie się o wypłatę rekompensaty finansowej a system wsparcia

Zasady związane z wyliczaniem wysokości i trybem składania wniosku o rekompensatę, określone zostały w art. 9c ust. 7j-7m. Z przepisów tych (jak i zamieszczonych na stronie PSE wyjaśnień precyzujących te zasady¹⁵) wynika, że wytwórca energii w PV powinien:

- ➔ **złożyć do PSE wniosek o rekompensatę (zgodny ze wzorem opublikowanym na stronie PSE jako załącznik nr 1 do komunikatu z 24 maja 2023 roku dla każdego dnia redysponowania na oddzielnym formularzu);**
- ➔ **upoważnić Zarządcę Rozliczeń S.A. do przekazywania PSE danych w zakresie systemów wsparcia dotyczących poszczególnych instalacji PV zgodnie ze wzorem opublikowanym na stronie PSE jako załącznik nr 2 do komunikatu z 24 maja 2023 roku (w przypadku uczestnictwa w aukcyjnym systemie wsparcia i posiadając nr IPA);**

¹⁵ Ibidem.

- upoważnić OSD odpowiedniego dla miejsca przyłączenia instalacji PV do przekazywania niezbędnych danych w zakresie wydanych poleceń i wytwarzania energii elektrycznej w poszczególnych instalacjach PV (zgodnie ze wzorem opublikowanym na stronie PSE jako załącznik nr 3 do komunikatu z 24 maja 2023 roku).
- przekazać do PSE kopie upoważnień dla Zarządcy Rozliczeń S.A. **(tylko w przypadku uczestnictwa w instalacji PV w aukcyjnym systemie wsparcia i posiadając nr IPA)** oraz OSD;
- przekazać do PSE pełnomocnictwo potwierdzające prawo osób reprezentujących wnioskodawcę do złożenia wniosku o rekompensatę (w przypadku składania Wniosku o Rekompensatę przez pełnomocnika).

Z wprowadzeniem nierynkowego mechanizmu redysponowania, w ustawie o OZE przyjęto jednocześnie zmiany w ramach sprzedaży energii elektrycznej w systemie aukcyjnym. W przypadku wydania polecenia o redukcji, wytwórca informuje operatora, do którego sieci jest przyłączony, czy i jaka część zredukowanej energii powinna zostać rozliczona w danym systemie wsparcia, w terminie 14 dni od daty wydania polecenia. W przypadku nieprzekazania przez wytwórcę tej informacji w terminie 14 dni od daty wydania polecenia, zredukowana energia nie zostanie zaliczona do realizacji zobowiązania wynikającego z systemu wsparcia.

W sytuacji zgłoszenia przez wytwórcę ilości energii elektrycznej niewyprodukowanej w instalacji OZE na skutek polecenia wydanego przez właściwego OSD lub OSP do realizacji zobowiązania wynikającego z systemu aukcyjnego, operator ten informuje operatora rozliczeń energii odnawialnej oraz Prezesa URE o ilości energii zaliczonej do realizacji zobowiązania w terminie do końca miesiąca następującego po miesiącu, w którym nastąpiło wykonanie polecenia.

Podkreślić jednak trzeba, że uregulowania dotyczące wytwórców korzystających z systemu wsparcia mają bardzo ogólnikowy charakter, co może w praktyce utrudniać w dokonywanie rozliczeń przez zainteresowanych.

8. Ograniczenia przy ubieganiu się o wypłatę rekompensaty finansowej

Art. 9c ust. 7g-7m Prawa energetycznego w sposób bardzo szczegółowy nie tylko reguluje zagadnienia związane z ubieganiem się o wypłatę rekompensaty finansowej, ale i wprowadza w tym zakresie szereg dodatkowych warunków i ograniczeń.

W pierwszej kolejności art. 9c ust. 7g **ogranicza możliwość ubiegania się o rekompensatę, jeśli umowa o przyłączenie jednostki wytwórczej lub magazynu energii elektrycznej zawiera postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej:**

Rekompensata finansowa, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, nie przysługuje w przypadku wyłączenia jednostki wytwórczej lub zmniejszenia wytwarzania mocy przez tę jednostkę, lub wyłączenia magazynu energii elektrycznej lub zmniejszenia pobieranej lub wprowadzanej mocy przez ten magazyn, jeżeli umowa o przyłączenie jednostki wytwórczej lub magazynu energii elektrycznej zawiera postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej¹⁶.

Tymczasem, co w tym miejscu już teraz wymaga zasygnalizowania, Nowelizacja jednocześnie wprowadziła wymóg, by każda umowa przyłączeniowa (poza innymi obligatoryjnymi elementami), zawierała również postanowienia uprawniające przedsiębiorstwo przesyłowe lub dystrybucyjne do ograniczania gwarantowanej mocy przyłączeniowej lub wprowadzania ograniczeń operacyjnych, skutkujących brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej, w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię lub zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, zgodnie z warunkami określonymi w Instrukcji. Jednocześnie, zgodnie z przepisami przejściowymi Nowelizacji, operatorzy i użytkownicy systemu

¹⁶ Art. 9c ust. 7g Prawa energetycznego.

mają obowiązek dostosować zawarte umowy przesyłowe i dystrybucyjne do wspomnianego wymogu, nie później niż w terminie 2 miesięcy od dnia uprawnomocnienia się decyzji Prezesa URE zatwierdzającej Instrukcję.

Umowa o przyłączenie jednostki wytwórczej lub magazynu energii elektrycznej, oprócz postanowień wskazanych w ust. 2-2b i 2d, zawiera postanowienia uprawniające przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej do ograniczania gwarantowanej mocy przyłączeniowej lub wprowadzania ograniczeń operacyjnych, skutkujących brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej, w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię lub zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, zgodnie z warunkami określonymi w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1¹⁷.

(...)

Operatorzy systemów elektroenergetycznych i użytkownicy systemu elektroenergetycznego dostosują zawarte umowy o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej albo umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej do przepisów ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą oraz do zmian instrukcji, o których mowa w art. 30, nie później niż w terminie 2 miesięcy od dnia uprawnomocnienia się decyzji Prezesa URE zatwierdzającej instrukcję, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1¹⁸

Takie rozwiązanie powoduje, że w praktyce wytwórcy z mocy ustawy zostają pozbawieni prawa do rekompensaty. W świetle Nowelizacji, umowy przyłączeniowe ogólnie nie będą przewidywać postanowień gwarantujących niezawodnych dostaw energii, co z kolei jest wymogiem ubiegania się o rekompensatę finansową. Potwierdza to zresztą samo PSE, wskazując, że postanowienia umowy przyłączeniowej skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej, uniemożliwiają wytwórcy energii w PV uzyskanie rekompensaty:

Czy jeśli umowa o przyłączenie zawiera postanowienia o niegwarantowaniu niezawodnych dostaw energii elektrycznej z przyczyn dotyczących zapewnienia równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, to właścicielowi instalacji PV będzie przysługiwać rekompensata finansowa?

Nie. W przypadku, gdy umowa o przyłączenie zawiera postanowienia o niegwarantowaniu niezawodnych dostaw energii elektrycznej z przyczyn dotyczących zapewnienia równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, to właścicielowi instalacji PV nie będzie przysługiwać rekompensata finansowa¹⁹.

9. Nieuwzględnienie charakteru prawnego rozporządzeń unijnych

Analiza polskich przepisów wprowadzonych Nowelizacją prowadzi do wniosku, że są one niezgodne z prawem unijnym na kilku płaszczyznach.

W pierwszej kolejności podkreślić trzeba, że wprowadzenie do polskiej ustawy dodatkowych zasad dotyczących redysponowania nierynkowego – które nie mają oparcia w treści Rozporządzenia 2019/943 – **samo w sobie**

¹⁷ Art. 7 ust. 2e Prawa energetycznego.

¹⁸ Art. 31 Nowelizacji.

¹⁹ Rekompensaty finansowe z tytułu Redysponowania Nierynkowego instalacji PV, <https://www.pse.pl/-/komunikat-dotyczacy-redysponowania-nierynkowego-instalacji-pv-zasady-wyliczania-rekompensaty-finansowej> (dostęp: 17.03.2024)

stanowi naruszenie prawa UE. Taki zabieg nie uwzględnia bowiem charakteru prawnego rozporządzeń unijnych, i skutków prawnych, które niosą one ze sobą dla porządków prawnych państw członkowskich.

Z Projektu Nowelizacji wynika, że motywacją polskiego ustawodawcy do wprowadzenia krajowych regulacji było dostosowanie przepisów krajowych do regulacji unijnych i rzekomy brak w polskim porządku prawnym uregulowania przesądzającego, że operator ma obowiązek zapłaty rekompensaty z tytułu ograniczenia generacji²⁰.

Stanowisko polskiego ustawodawcy nie uwzględnia jednak istoty rozporządzenia UE, które jest **instrumentem ujednolicającym prawo, które nie tylko nie wymaga, ale i nie może być przez państwa członkowskie transponowane (implementowane) do prawa krajowego**. Zgodnie z art. 288 TFUE:

Rozporządzenie ma zasięg ogólny. Wiąże w całości i jest bezpośrednio stosowane we wszystkich Państwach Członkowskich²¹.

Immanentną cechą **rozporządzeń unijnych** jest zatem ich **bezpośrednia stosowalność**. Cecha ta oznacza, że z rozporządzenia UE staje się częścią krajowego porządku prawnego bez konieczności implementacji i wywiera natychmiastowe skutki prawne od momentu wejścia w życie na poziomie zarówno Unii, jak i samych państw członkowskich.

Rozporządzenia unijne są instrumentami najgłębiej ingerującymi w porządku wewnętrzne państw członkowskich i mają najdalej idące – spośród wszystkich aktów prawa unijnego – oddziaływanie na krajowe systemy prawne. Rozporządzenie przyjmowane jest na poziomie UE zatem wówczas, gdy celem jest ujednolicenie systemów prawnych państw członkowskich **poprzez całkowite zastąpienie różnorodnych rozwiązań krajowych poprzez jedną bezpośrednio stosowaną normę unijną²²**.

Bezpośrednie stosowanie rozporządzenia oznacza, iż jego wejście w życie i stosowanie nie jest zależne od jakiegokolwiek aktu włączającego go do prawa krajowego. Oznacza to również, że państwa członkowskie nie mogą przyjmować środków legislacyjnych implementujących rozporządzenie, poprzez np. wydanie ustawy. **Takie działanie mogłoby bowiem zakłócić bezpośrednio i jednolite stosowanie rozporządzeń w UE, a tym samym osłabić jego skuteczność²³**. W orzecznictwie Trybunału podkreśla się, że implementacja rozporządzeń jest niedopuszczalna, gdyż naruszałaby to bezpośrednią stosowalność rozporządzeń i osłabiałoby ich charakter unijny (jednostki błędnie sądziłyby, że ich sytuacja jest uregulowana prawem krajowym, a nie prawem UE, co godziłoby w skuteczność jego ostatniego).

Rozporządzenie uchwalane jest zatem wówczas, gdy celowe jest zmniejszenie rozdrobnienia prawnego na poziomie krajowym i tym samym zwiększenie pewności prawa poprzez wprowadzenie ujednoliconego zestawu podstawowych przepisów. To, że rozporządzenie UE wiąże w całości, oznacza ponadto, że państwa członkowskie są obowiązane do pełnego i jednolitego stosowania rozporządzenia. Państwa członkowskie nie mogą zatem w sposób selektywny stosować przepisów rozporządzeń, gdyż rozporządzenie UE ma co do zasady charakter kompletny²⁴. Jest to podstawowa różnica z dyrektywą, która wiąże co do celu i wymaga implementacji, pozostawiając jednocześnie państwom członkowskim swobodę wyboru środków i formy wprowadzenia jej do krajowego systemu prawnego.

20 Por. uzasadnienie do Projektu Nowelizacji.

21 Art. 288 akapit 1 TFUE.

22 A. Zawadzka – Łojek, A. Łazowski (red.) Podręcznik Prawa Unii Europejskiej, Instytucje i Porządek Prawny, Prawo Materialne, Warszawa 2018, s. 117.

23 Por np. TS w sprawie 34/73 Fratelli Variola S.p.A.

24 S.Biernat (red.) Podstawy i źródła prawa Unii Europejskiej. System prawa Unii Europejskiej, legalis/el.

Nie jest zatem przypadkiem, że podstawowe zasady funkcjonowania rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz wymogi w zakresie m.in. obowiązku bilansowania, dysponowania i redysponowania, zostały ujęte w rozporządzeniu unijnym a nie w dyrektywie – **celem unijnego prawodawcy było, aby zasady te były jednakowe i w sposób jednolity stosowane we wszystkich państwach członkowskich, co jest kluczowe z perspektywy zagwarantowania pełnej skuteczności tym rozwiązaniom.**

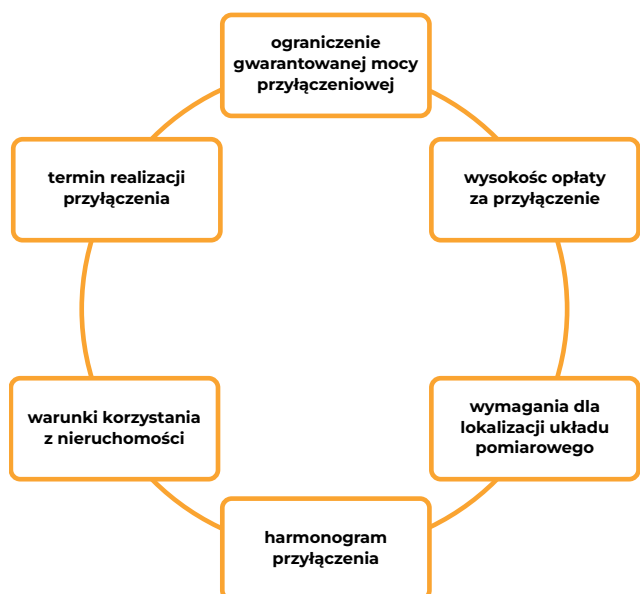
Warto zasygnalizować, że niekiedy rozporządzenie unijne może wymagać wykonania przez wydanie aktu prawa krajowego, zwłaszcza gdy konieczne jest ustanowienie specjalnego mechanizmu krajowego lub gdy rozporządzenie zezwala państwom członkowskim na rozszerzenie albo zawężenie zakresu podmiotowego lub przedmiotowego. **Musi to jednak wyraźnie wynikać z przepisu rozporządzenia²⁵.** Tymczasem Rozporządzenia 2019/943, w tym art. 13 określający zasady związane z redysponowaniem, **nie daje podstaw do podjęcia przez państwo członkowskie działań na poziomie krajowym w zakresie uzupełnienia czy modyfikacji regulacji o ograniczaniu generacji, w tym zwłaszcza w zakresie reguł związanych z ubieganiem się o rekompensatę z tego tytułu.**

To prowadzi do wniosku, że wprowadzenie mocą Nowelizacji dodatkowych zasad odnoszących się do redysponowania nierynkowego – bez umocowania w treści Rozporządzenia 2019/943 – **osłabia skuteczność tego rozporządzenia, a tym samym stanowi naruszenie prawa UE.**

10. Pozbawienie prawa do rekompensat finansowych

Niezależnie od tego, że sam zabieg polegający na uszczegółowieniu w ustawie zasad związanych ze stosowaniem mechanizmu nierynkowego redysponowania jest niedopuszczalny z uwagi na charakter prawny rozporządzenia, to uchybienie polskiego ustawodawcy idzie o krok dalej. Okazuje się bowiem, że **wprowadzone mocą Nowelizacji ustawowe rozwiązania odgórnie pozbawiają dostępu do rekompensat w praktyce i są w sposób rażący sprzeczne z intencją unijnego prawodawcy i treścią Rozporządzenia 2019/943.**

W Prawie energetycznym wskazano, że rekompensata finansowa przewidziana w Rozporządzeniu 2019/943 nie przysługuje w przypadku wyłączenia jednostki wytwórczej lub zmniejszenia wytwarzania mocy przez tę jednostkę, jeżeli umowa przyłączeniowa zawiera postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej (art. 9c ust. 7g Prawa energetycznego). Tym samym **prawo ubiegania się o rekompensatę zostało zawężone tylko do tych wytwórców, których umowa o przyłączenie zawiera postanowienia gwarantujące niezawodne dostawy energii elektrycznej.**



Jednocześnie w świetle znowelizowanych przepisów Prawa energetycznego, każda umowa przyłączeniowa (poza innymi obligatoryjnymi elementami), **musi zawierać również postanowienia uprawniające przedsiębiorstwo przesyłowe lub dystrybucyjne do ograniczania gwarantowanej mocy przyłączeniowej, lub wprowadzania ograniczeń operacyjnych, skutkujących brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej,** w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię lub zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, zgodnie z warunkami określonymi w Instrukcji²⁶. Tym samym postanowienia o braku gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej, staną się nieodłącznym elementem zawieranych umów przyłączeniowych:

Obligatoryjne postanowienia umowy przyłączeniowej²⁷

25 Zob. wyrok TS z 11.01.2001 r. w sprawie C-403/98, Azienda Agricola; tak też J. Barcz i in. Instytucje i prawo Unii Europejskiej, Warszawa 2020, s. 273.

26 Art. 7 ust. 2e Prawa energetycznego.

27 Opracowanie własne.

Przyjęte przepisy wykluczają zatem możliwość zawarcia umowy przyłączeniowej, która gwarantowałaby niezawodne dostawy energii, tym samym pozbawiając wytwórców w odgórny sposób prawa do rekompensaty. Stoi to w oczywistej sprzeczności z Rozporządzeniem 2019/943, które uznaje rekompensatę za kluczową część mechanizmu redysponowania²⁸. Choć art. 13 ust. 7 Rozporządzenia 2019/943 przewiduje, że wyjątkiem w zakresie prawa do rekompensat są objęci jedynie wytwórcy, którzy zaakceptowali umowę przyłączeniową nie dającą gwarancji niezawodnych dostaw energii z przyłączonej instalacji, to przepis ten wyraźnie **akcentuje świadomy wybór i zgodę wytwórcy** na taką treść umowy przyłączeniowej. Tylko wytwórca, który wyraził wyraźną zgodę, może być w świetle prawa unijnego pozbawiony prawa do rekompensaty w sytuacji zastosowania mechanizmu redysponowania rynkowego.

Tymczasem polskie przepisy – wprowadzając odgórny wymóg uwzględnienia w umowie przyłączeniowej postanowień dotyczących braku niezawodności dostaw – wbrew intencji unijnego prawodawcy pozbawiają wytwórców możliwości wyrażenia zgody, w rezultacie wykluczając ich z możliwości uzyskania rekompensaty. Takie podejście rażąco narusza art. 13 ust. 7 Rozporządzenia 2019/943.

Co przy tym istotne, zgodnie z przepisami przejściowymi, operatorzy i użytkownicy systemu mają **obowiązek dostosować już zawarte umowy przesyłowe i dystrybucyjne do wymogu uwzględnienia postanowień o braku gwarancji**²⁹. Modyfikacja uprzednio zawartej umowy o przyłączenie do sieci o wspomniane postanowienie, w sytuacji, gdy przepisy do tego obligują, w żadnej mierze nie może być traktowane jako wyrażenie zgody w rozumieniu Rozporządzenia 2019/943. Wymóg, zgodnie z którym zawarte już umowy o przyłączenie powinny zostać dostosowane poprzez wprowadzenie do nich postanowień skutkujących brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej, dodatkowo prowadzi do **naruszenia takich systemowych zasad jak zasada ochrony praw nabytych oraz ochrony interesów w toku.**

11. Naruszenie zasady skuteczności (efektywności)

W kontekście kwestii związanych z rekompensatą finansową warto zauważyć, że Nowelizacja, a przede wszystkim zamieszczone na stronie PSE wyjaśnienia dotyczące wnioskowania o rekompensaty finansowe z tytułu redysponowania nierynkowego, wprowadziły w tym zakresie restrykcyjne wymagania, domagając się od wytwórców przejścia przez wieloetapową procedurę³⁰. Wątpliwości w zakresie sposobu rozliczeń dotyczą w szczególności wytwórców korzystających z systemu wsparcia. Już wiadomo jednak, że w świetle wyjaśnień PSE, rekompensata finansowa nie będzie przysługiwać wytwórcom w części dotyczącej utraconego przychodu z aukcyjnego systemu wsparcia albo ze sprzedaży zielonych certyfikatów dla redysponowania objętego co najmniej sześciogodzinnym okresem, w którym cena energii była ujemna³¹, co z kolei samo w sobie pozbawia wytwórców prawa do rekompensaty w sposób niezgodny z prawem unijnym.

Tak ukształtowana procedura ubiegania się o rekompensatę może budzić uzasadnione wątpliwości w świetle zgodności z zasadą skuteczności (efektywności), ograniczającej unijną zasadę autonomii proceduralnej. Zgodnie z tą ostatnią, w przypadku braku unijnych zasad dotyczących roszczeń opartych na prawie unijnym (tu: prawo do rekompensaty finansowej), do każdego państwa członkowskiego należy ustanowienie szczegółowych zasad proceduralnych. Swoboda państwa w tym zakresie nie ma jednak charakteru bezwzględnego i podlega pewnym ograniczeniom. Jedną z nich jest zasada skuteczności, zgodnie z którą **norma krajowa nie może prowadzić do uniemożliwienia wykonywania w praktyce praw uzyskanych przez jednostki na mocy prawa Unii lub nadmiernie je utrudniać**³².

Szereg formalności nałożonych na wytwórców – i to przede wszystkim na podstawie wyjaśnień PSE, niemających charakteru prawa powszechnie obowiązującego – oraz rozwiązania budzące wątpliwości

28 Por. art. 13 ust. 2 Rozporządzenia 2019/943.

29 Art. 31 Nowelizacji.

30 Rekompensaty finansowe z tytułu Redysponowania Nierynkowego instalacji PV, <https://www.pse.pl/-/komunikat-dotyczacy-redysponowania-nierynkowego-instalacji-pv-zasady-wyliczania-rekompensaty-finansowej> (dostęp: 17.03.2024).

31 Komunikat dotyczący wyznaczania wartości rekompensat finansowych za redysponowanie nierynkowe instalacjami OZE w związku z wystąpieniem w kwietniu oraz maju 2024 ujemnych cen energii elektrycznej na RDN TGE, <https://www.pse.pl/-/komunikat-dotyczacy-wyznaczania-wartosci-rekompensat-finansowych-za-redysponowanie-nierynkowe-instalacjami-oze-w-zwiazku-z-wystapieniem-w-kwietniu-ora?safeargs=696e686572697452656469726563743d-747275652672656469726563743d253246686f6d65> (dostęp: 10.05.2024).

32 J. Barcz i in. Instytucje i prawo Unii Europejskiej, Warszawa 2020, s. 273.

zwłaszcza po stronie wytwórców korzystających z systemu wsparcia, może utrudniać zainteresowanym korzystanie z prawa ubiegania się o rekompensatę, tym samym naruszając unijną zasadę skuteczności.

12. Naruszenie zasady niedyskryminacji

Zgodnie z Rozporządzeniem 2019/943 redysponowanie jednostkami wytwarzania na zasadach nierynkowych powinno opierać się na **obiektywnych, przejrzystych i niedyskryminacyjnych kryteriach**. Rozporządzenie przewiduje również, że mechanizm ten musi być **stosowany wobec wszystkich technologii wytwarzania i magazynowania energii** (chyba że z jakichś przyczyn byłoby to niemożliwe od strony technicznej).

Tymczasem polski ustawodawca z bliżej nieznanych przyczyn znacząco zawęził zakres podmiotów, wobec których można zastosować mechanizm nierynkowego ograniczenia wytwarzania, jak i ich mocy zainstalowanej. W art. 9c ust. 7a Prawa energetycznego wskazano, że mechanizmowi temu podlegają konkretne jednostki wytwórcze OZE wykorzystujące energię słońca (instalacje PV) i wiatru (farmy wiatrowe) oraz magazyny energii elektrycznej. Również uzasadnienie do projektu Nowelizacji nie wyjaśnia szerzej względów stojących za takim rozwiązaniem. Brak jest też rozważań, dlaczego inne jednostki wytwórcze OZE, nie mogą być objęte wspomnianym mechanizmem.

Tymczasem nierynkowe redysponowanie na gruncie Rozporządzenia 2019/943 odnosi się do wszystkich wytwórców (do których należy zaliczyć nie tylko instalacje OZE, ale i potencjalnie konwencjonalne jednostki wytwórcze). Oprócz tego, w Rozporządzeniu UE 2019/943 wskazano na magazyny energii, które pojęciowo są znacznie szersze niż magazyny energii elektrycznej w rozumieniu nadanym przez PE. Zastosowanie odmiennej regulacji można odczytywać jako próbę uniknięcia odłączania z systemu KSE elektrowni szczytowo-pompowych, które są klasyfikowane według PE jako magazyny energii.

Ograniczając możliwość zastosowania omawianego mechanizmu w praktyce wyłącznie do jednostek wykorzystujących energię wiatru lub słońca, polski ustawodawca naruszył zasady na których zgodnie z art. 13 ust. 1 Rozporządzenia 2019/943 powinno opierać się redysponowanie, w tym unijną zasadę niedyskryminacji.

Dodatkowo, przejawem naruszenia zasady niedyskryminacji oprócz nadużywania mechanizmu redysponowania nierynkowego przez PSE wobec branży OZE (podczas gdy dostępne są mniej dolegliwe instrumenty), jest również aspekt znacznie częstszego wyłączania instalacji PV względem farm wiatrowych. Problem dobrze obrazuje analiza bardzo licznych komunikatów dotyczących redysponowań nierynkowych wydanych przez PSE w samym kwietniu 2024 roku. Aż dziewięć komunikatów³³ (w dniach 1, 7, 11, 13, 14, 27, 28, 29 oraz 30 kwietnia) dotyczyło jednostek wytwórczych PV, spośród których jedynie cztery³⁴ (w dniach 1, 7, 14, 28 kwietnia) dotyczyły również farm wiatrowych. Podobnie w maju, dotychczasowe wyłączenia dotyczyły za każdym razem instalacji fotowoltaicznych³⁵, zaś przypadku farm wiatrowych – tylko trzykrotnie³⁶ (wedle stanu na dzień 10 maja 2024 r.). Zarówno w uzasadnieniu projektu Nowelizacji jak i w innych źródłach, jednocześnie brak jest analiz i wyjaśnień, jakie okoliczności stoją za taką jaskrawą dysproporcją.

Wyłączenia jednostek wytwórczych ponad dwukrotnie częściej dotyczyły branżę PV. Brak uzasadnienia dla takiej różnicy stanowi niepokojący trend, będący niezgodny z prawem UE.

33 Komunikaty dot. redysponowań nierynkowych instalacji PV, zob. <https://www.pse.pl/rekompensaty-pv> (dostęp: 10.05.2024).

34 Komunikaty OSP, zob. <https://www.pse.pl/komunikaty-osp> (dostęp: 10.05.2024).

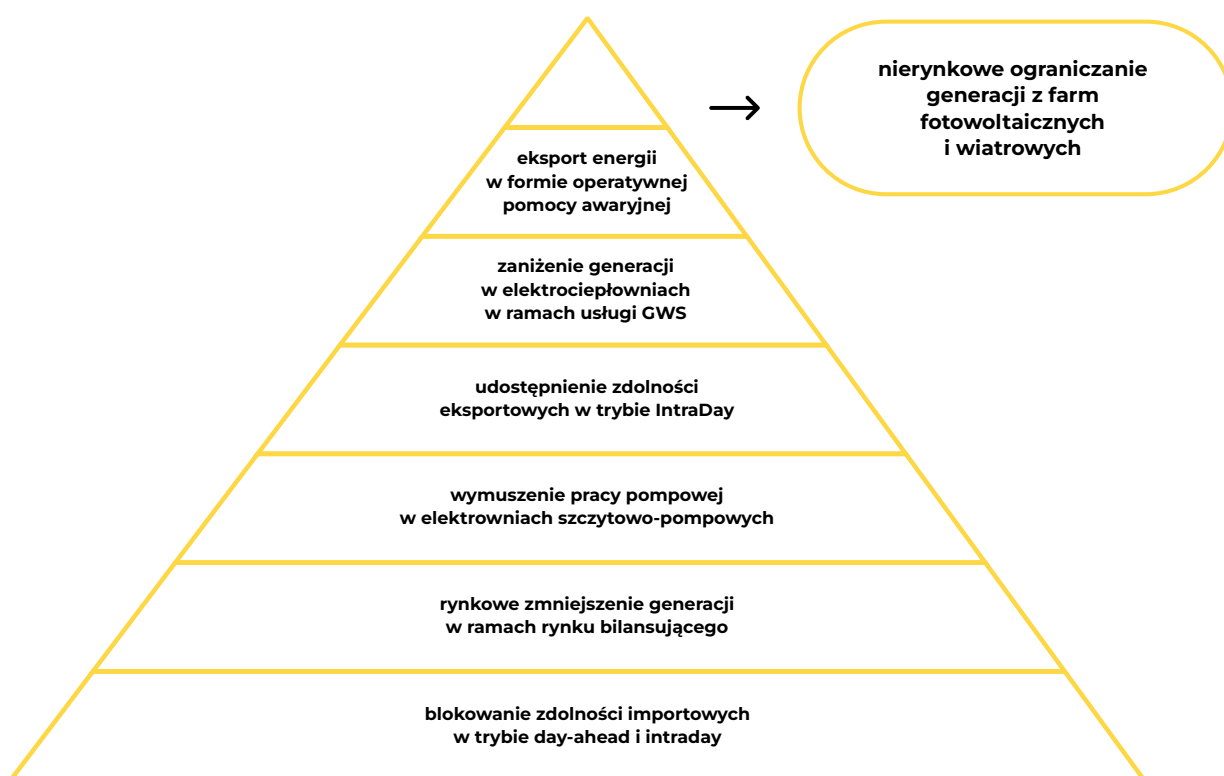
35 Komunikat dotyczący redysponowania nierynkowego instalacji PV w dniach 1-5 oraz 9 maja 2024 roku, zob. https://www.pse.pl/komunikaty-osp/-/asset_publisher/UORxdCP4f0LA/content/komunikat-dotyczacy-redysponowania-nierynkowego-instalacji-pv-w-dniach-1-5-oraz-9-maja-2024-roku?safeargs=696e686572697452656469726563743d66616c73652672656469726563743d6874747073253341253246253246777772e7073652e706c2532466b6f6d756e696b6174792d6f7370253346705f705f69642533443130315f494e5354414e43455f554f52786443503466304c41253236705f705f6c6966656379636c6525334430253236705f705f73746174652533446e6f726d616c253236705f705f6d6f646525334476696577253236705f705f636f6c5f6964253344636f6c756d6e2d32253236705f705f636f6c5f636f756e7425334431 (dostęp: 10.05.2024).

36 Komunikat dotyczący redysponowania nierynkowego instalacji FW w dniu 1, 2 i 5 maja 2024 roku, zob. https://www.pse.pl/komunikaty-osp/-/asset_publisher/UORxdCP4f0LA/content/komunikat-dotyczacy-redysponowania-nierynkowego-instalacji-fw-w-dniu-1-2-i-5-maja-2024-roku?safeargs=696e686572697452656469726563743d66616c73652672656469726563743d6874747073253341253246253246777772e7073652e706c2532466b6f6d756e696b6174792d6f7370253346705f705f69642533443130315f494e5354414e43455f554f52786443503466304c41253236705f705f6c6966656379636c6525334430253236705f705f73746174652533446e6f726d616c253236705f705f6d6f646525334476696577253236705f705f636f6c5f6964253344636f6c756d6e2d32253236705f705f636f6c5f636f756e7425334431 (dostęp: 10.05.2024).

13. Naruszenie zasady proporcjonalności

Na zakończenie należy również dodać, że zarówno z Rozporządzenia 2019/943 jak i Prawa energetycznego wybrzmiewa, że mechanizm redysponowania może znaleźć zastosowanie wyłącznie w ostateczności – **w tym gdy brak jest alternatywnych rozwiązań, które pozwoliłoby na rozwiązanie kwestii związanych z bezpieczeństwem sieci**. Praktyka pokazuje jednak, że w OSP stosuje ten mechanizm z niezwykle dużą częstotliwością, co rodzi uzasadnione wątpliwości o zgodność z tymi założeniami.

Z uzasadnienia projektu Nowelizacji również wynika, że ograniczenie mocy wytwórczych wprowadza się jako rozwiązanie ostateczne, kiedy OSP nie jest w stanie w inny sposób regulować systemu. Potrzeba wykorzystania środków zaradczych powinna być oceniana w ramach planowania pracy KSE na dzień następny. W przypadku bardzo wysokiej generacji jednostek wytwórczych PV przy bardzo niskim zapotrzebowaniu na energię, w pierwszej kolejności stosuje się blokowanie w trybie day-ahead, a następnie w dniu bieżącym w trybie intraday. Decyzje o wykorzystaniu środków kolejno od rynkowego zmniejszenia generacji w ramach rynku bilansującego do zaniżenia generacji w elektrociepłowniach w ramach usługi GWS są podejmowane na bieżąco. Jeżeli wykorzystanie tych środków zaradczych okaże się niewystarczające, operator może dokonać nierynkowego ograniczania wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach OZE.



Środki zaradcze stosowane przez operatorów sieci elektroenergetycznych³⁷.

Pomimo deklaracji, że nierynkowe redysponowanie powinno znaleźć zastosowanie w ostateczności, widać tendencję do coraz częstszego sięgania po ten instrument. Co przy tym istotne, PSE nie udostępnia wytwórcom analiz oraz opracowań w zakresie okoliczności stosowania nierynkowego mechanizmu redysponowania, ograniczając się do powołania przesłanek określonych w przepisach PE i unijnego rozporządzenia. Liczne wątpliwości wywołuje kolejność wyłączania poszczególnych jednostek wytwórczych OZE. Regulacje nie precyzują rodzaju jednostek wytwórczych, które w pierwszej kolejności mają zostać wyłączone z KSE. W świetle art. 9c ust. 7 pkt 1 OSP wydaje polecenie nierynkowego wyłączenia począwszy od jednostek wytwórczych, których moc zainstalowana mieści się w przedziale 400 kW i większej. W dalszej kolejności redukcji podlegają jednostki wytwórcze o mocy 200 kW i mniejszej niż 400 kW, a na samym końcu obowiązkwowi podlegają jednostki większe niż 50 kW i mniejszej niż 200 kW. Jednocześnie, jak już wcześniej wspomniano, analizując

³⁷ Opracowanie własne.

komunikaty PSE od wejścia w życie nierynkowego mechanizmu redukcji jednostek wytwórczych można dostrzec, że formy fotowoltaiczne znacznie częściej podlegają redukcji niż farmy wiatrowe.

Taki brak transparentności i przejrzystości może stawiać pod znakiem zapytania, czy komentowany mechanizm jest stosowany proporcjonalnie. Należy pamiętać, że wszelkie ograniczenia w ramach rynku wewnętrznego (tu: wspólnego rynku energii) stosowane przez państwa członkowskie muszą być zgodne z unijną zasadą proporcjonalności (art. 5 TUE), czyli muszą być adekwatne (odpowiednie) i konieczne (niezbędne).

Ta pierwsza przesłanka jest spełniona, jeśli środek wprowadzający ograniczenie (tu: ograniczenie wytwarzania energii elektrycznej z elektrowni fotowoltaicznych i wiatrowych) pozwala na osiągnięcie zamierzonego celu (utrzymania bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego). O ile spełnienie tej przesłanki w praktyce nie jest problematyczne, państwa członkowskie mają nierzadko trudności z wykazaniem wystąpienia drugiego kryterium. Prawo UE wymaga bowiem równocześnie wystąpienia przesłanki konieczności, która będzie spełniona tylko wtedy, jeśli nie ma dostępnych innych środków, mniej dotkliwych dla jednostek, a które pozwalają na osiągnięcie tego samego rezultatu.

Z uwagi na brak udostępnianych przez PSE analiz oraz opracowań w zakresie okoliczności związanych ze stosowaniem redysponowania w danym przypadku, trudno jest rozstrzygnąć, czy istotnie polski OSP stosuje się do wymagań wynikających z przepisów, w tym z zasady proporcjonalności. Częstotliwość stosowania tego mechanizmu – najdalej przecież idącego z perspektywy wytwórców – może budzić jednak uzasadnione wątpliwości w tym zakresie.

Wnioski:

- ➔ Wprowadzenie do Prawa energetycznego dodatkowych zasad dotyczących redysponowania samo w sobie stanowi naruszenie prawa UE, gdyż pomija charakter prawny rozporządzenia, w tym jego bezpośrednią stosowalność. Art. 13 Rozporządzenia 2019/943, określający zasady związane z redysponowaniem, nie daje podstaw do podjęcia przez państwo członkowskie działań na poziomie krajowym w zakresie uzupełnienia czy modyfikacji regulacji o ograniczaniu wytwarzania, w tym zwłaszcza w zakresie reguł związanych z ubieganiem się o rekompensatę finansową z tego tytułu.
- ➔ Polskie przepisy – wprowadzając odgórny wymóg uwzględnienia w umowie przyłączeniowej postanowień skutkujących brakiem niezawodności dostaw – wbrew intencji unijnego prawodawcy pozbawiają wytwórców możliwości wyrażenia zgody na takie postanowienie, w rezultacie odgórnie wykluczając ich z możliwości uzyskania rekompensaty, co rażąco narusza art. 13 ust. 7 Rozporządzenia 2019/943.
- ➔ Wymóg, zgodnie z którym zawarte już umowy o przyłączenie powinny zostać dostosowane poprzez wprowadzenie do nich postanowień skutkujących brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii, dodatkowo prowadzi do naruszenia takich systemowych zasad jak zasada ochrony praw nabytych oraz ochrony interesów w toku.
- ➔ Szereg formalności nałożonych na wytwórców w procedurze aplikowania o rekompensatę – i to przede wszystkim na podstawie wyjaśnień PSE, niemających charakteru prawa powszechnie obowiązującego – oraz rozwiązania budzące wątpliwości zwłaszcza po stronie wytwórców korzystających z systemu wsparcia, mogą utrudniać zainteresowanym korzystanie z prawa ubiegania się o rekompensatę, tym samym naruszając unijną zasadę skuteczności.

Dla zapewnienia zgodności polskich przepisów z Rozporządzeniem 2019/943 należy dokonać przede wszystkim następujących zmian legislacyjnych:

- ➔ Uchylić art. 7 ust. 2e Prawa energetycznego, który wprowadza odgórny wymóg uwzględnienia w umowie przyłączeniowej postanowień skutkujących brakiem niezawodności dostaw;
- ➔ Uchylić art. 31 Nowelizacji, który wymaga dostosowania zawartych umów o świadczenie przesyłania energii elektrycznej albo umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej o brak postanowień gwarantujących niezawodność dostaw energii;

- Zmienić art. 9c ust. 7a Prawa energetycznego w taki sposób, by nie ograniczał możliwości zastosowania mechanizmów redysponowania jedynie do jednostek wykorzystujących energię wiatru lub słońca;
- Zmienić art. 9c ust. 7j - 7m Prawa energetycznego w celu uproszczenia zasad związanych z wyliczaniem wysokości i trybu ubiegania się o rekompensatę, zwłaszcza w kontekście wytwórców korzystających z systemu wsparcia.

Niezależnie od powyższego:

- Ograniczając możliwość zastosowania mechanizmu redysponowania w praktyce wyłącznie do jednostek wykorzystujących energię wiatru lub słońca, polski ustawodawca naruszył zasady, na których zgodnie z art. 13 ust. 1 Rozporządzenia 2019/943 powinno odbywać się redysponowanie, w tym unijną zasadę niedyskryminacji. Zasady te jaskrawo narusza również okoliczność znacznie częstszego sięgania po omawiany mechanizm w przypadku instalacji PV, bez jakiegokolwiek uzasadnienia, z czego wynika taka dysproporcja.
- Z uwagi na brak udostępnianych przez PSE analiz oraz opracowań w zakresie okoliczności związanych ze stosowaniem redysponowania w danym przypadku, trudno jest rozstrzygnąć, czy istotnie polski OSP traktuje ten mechanizm jako ostateczny środek zaradczy z uwzględnieniem zasady proporcjonalności. Częstotliwość stosowania tego mechanizmu – najdalej przecież idącego z perspektywy wytwórców – może budzić jednak uzasadnione wątpliwości, zwłaszcza w świetle praktyki ostatnich miesięcy.

Całokształt tych okoliczności wskazuje, że wprowadzone Nowelizacją przepisy dotyczące mechanizmu redysponowania (w tym zwłaszcza regulacje ograniczające dostęp do rekompensat finansowych), ale również sposób stosowania omawianego narzędzia (częstotliwość, zwłaszcza w odniesieniu do branży PV) narusza prawa UE, co może być podstawą do wszczęcia przez Komisję postępowania wobec Polski o uchybienie zobowiązaniom wynikającym z prawa UE (art. 258 TFUE).

Dr Magdalena Porzeżyńska, Kancelaria Brysiewicz, Bokina i Wspólnicy; Uniwersytet Warszawski



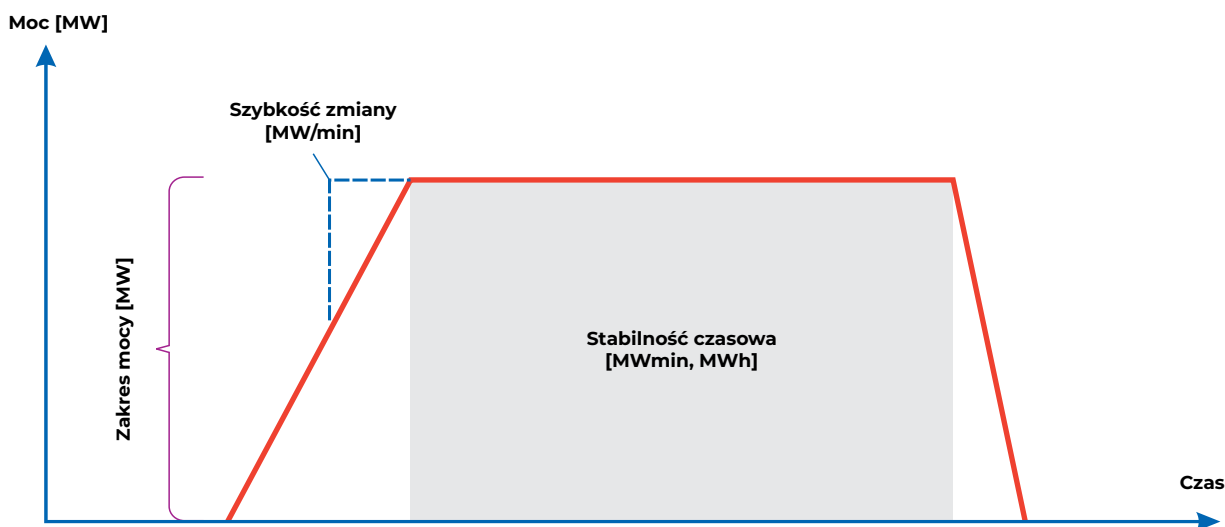
5. Możliwości zwiększenia elastyczności sieci

1. Wprowadzenie do zagadnienia elastyczności

Należy wyróżnić trzy podstawowe składniki elastyczności energetycznej:

- Bezwzględny zakres mocy wyjściowej (MW)
- Szybkość zmiany mocy wyjściowej (MW/min)
- Stabilność czasowa mocy wyjściowej (MWmin, MWh)

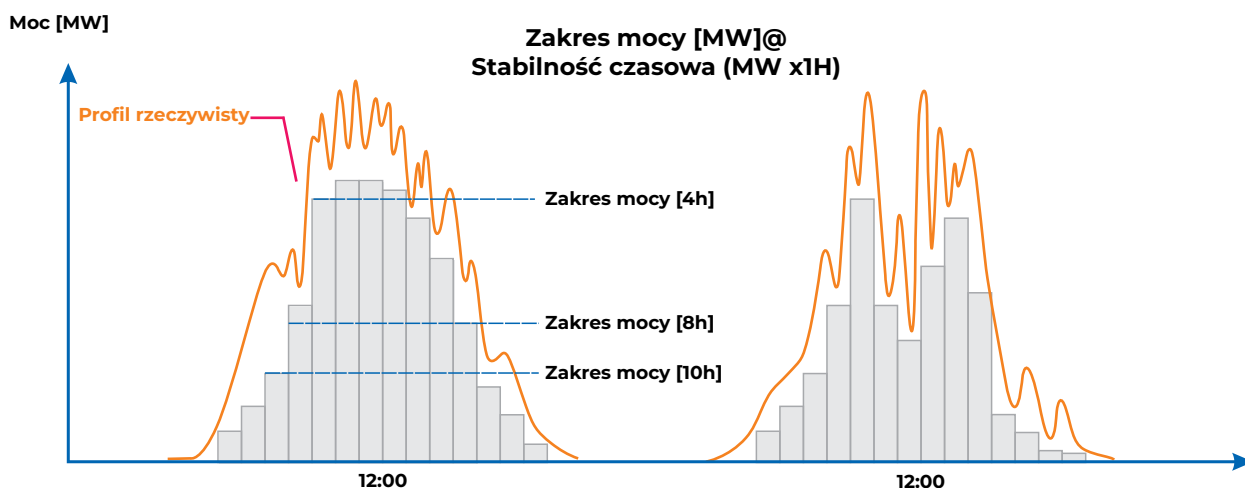
Ich graficzną interpretację przedstawiono poniżej, przy czym należy zauważyć, że kierunek przepływu energii (wytworzenie, pobieranie) z określoną mocą jest dowolny, może zatem opisywać (aktywnego) odbiorcę, wytwórcę energii lub ich połączenie (np. magazyn energii elektrycznej).



Rys. 3.1 Składniki elastyczności

Zakres mocy wyjściowej w ujęciu klasycznym jest deklarowanym długoterminowo zobowiązaniem technicznym danego zasobu (źródła, odbioru, magazynu) i określany jest jako dyspozycyjność. Konwencjonalne jednostki wytwórcze mogą określać swoją dyspozycyjność w oparciu o dane techniczne zespołów prądotwórczych ze względu na wykorzystanie energii pierwotnej zmagazynowanej w paliwach kopalnych. Ryzyko ograniczonej dostępności samego paliwa uznawano jako niewielkie, a ograniczenia zakresu mocy wyjściowej podyktowane planami konserwacji - przewidywalne. Do niedawna, głównym czynnikiem wpływającym na dyspozycyjność źródeł konwencjonalnych były awarie, których wpływ mógłby być uwzględniany w procesie planowania zasobów mocy rezerwowych. Obecna sytuacja geopolityczna naszego regionu związana z agresją Rosyjską na Ukrainę, wprowadziła także dużą dozę niepewności w zakresie bezpieczeństwa dostaw paliw do konwencjonalnych jednostek wytwórczych. Na całościową dyspozycyjność systemu elektroenergetycznego niebagatelny wpływ będą miały również planowane wkrótce wygaszenia aktywów węglowych, związane z realizacją zobowiązań unijnych w zakresie emisyjności.

W przypadku źródeł zależnych pogodowo, zakres mocy wyjściowej musi być określany z uwzględnieniem ryzyka zmiennej dostępności energii pierwotnej (np. słonecznej lub wiatrowej), a tym samym ich dyspozycyjność w ujęciu długoterminowym jest zaniżana. Należy zwrócić uwagę, że dyspozycyjność długoterminowa takich zasobów byłaby niska nawet przy idealnym prognozowaniu warunków atmosferycznych, tj. przy założeniu 100% przewidywalności ich pracy. Rozpatrując wpływ na elastyczność systemu źródeł zależnych pogodowo należy zatem uwzględnić ich krótkoterminową dyspozycyjność w zdefiniowanych statystycznie okresach (np. sezonowo i dobowo dla fotowoltaiki i wiatru).

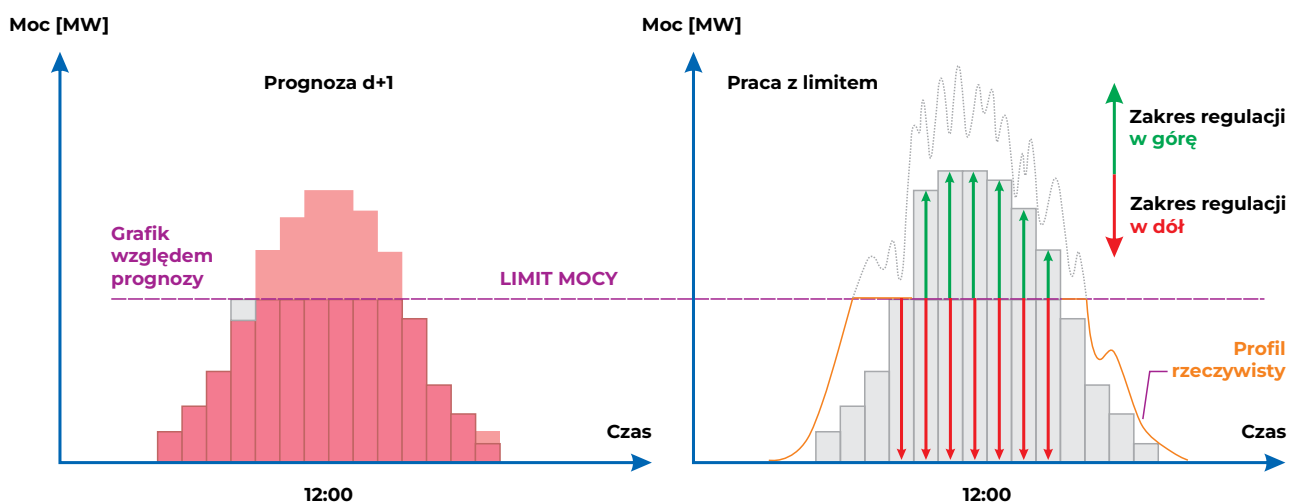


Rys. 3.2 Zakres mocy wyjściowej JWPV dla różnych okresów stabilności czasowej

3.2. Aktywny udział zasobów wytwórczych zależnych pogodowo w zwiększaniu elastyczności systemu elektroenergetycznego.

Krok 1. Wykorzystanie zdolności istniejących zasobów

Potencjał zależnych pogodowo jednostek wytwórczych do elastycznej pracy w zakresie mocy wyjściowej może być wykorzystany na potrzeby bilansowania systemu elektroenergetycznego zarówno w sytuacji nadpodaży jak i niedoboru energii elektrycznej, a także świadczenia usług automatycznej stabilizacji napięcia i częstotliwości. Potwierdzenie zdolności do regulacji mocy czynnej oraz generacji mocy biernej odbywa się dla wszystkich Modułów Wytwarzania Energii przyłączonych po 17.05.2018 r. w ramach procesu uzyskiwania Pozwolenia na Użytkowanie (zgodnie z Rozporządzeniem Komisji (UE) 2016/631). Ponadto, na podstawie Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/1485 właścicieli wszystkich Modułów Wytwarzania Energii o mocy maksymalnej >200 kW objęto obowiązkiem przedstawiania prognoz generacji. Na podstawie tych informacji Operator Systemu Przesyłowego (OSP) może dokonać proporcjonalnego ograniczenia mocy wszystkich zależnych pogodowo Modułów Wytwarzania Energii względem prognozy, zapewniając w systemie sterowalną rezerwę na potrzeby bilansowania. Dyspozycja zmiany grafiku pracy może być przekazywana przez OSP za pośrednictwem systemu informatycznego bezpośrednio do znaczących użytkowników sieci (SGU) lub za pośrednictwem agregatorów zarządzających rozproszonymi zasobami elastyczności. Faktyczne sterowanie może odbywać się z pośrednictwem interfejsu telesterowania Właściwego Operatora Systemu (OSD lub OSP) lub jako dyspozycja dla służb ruchowych Właściciela Zakładu Wytwarzania Energii. Działanie takie powinno być rozpoznane jako redysponowanie i podlegać rekompensacie.

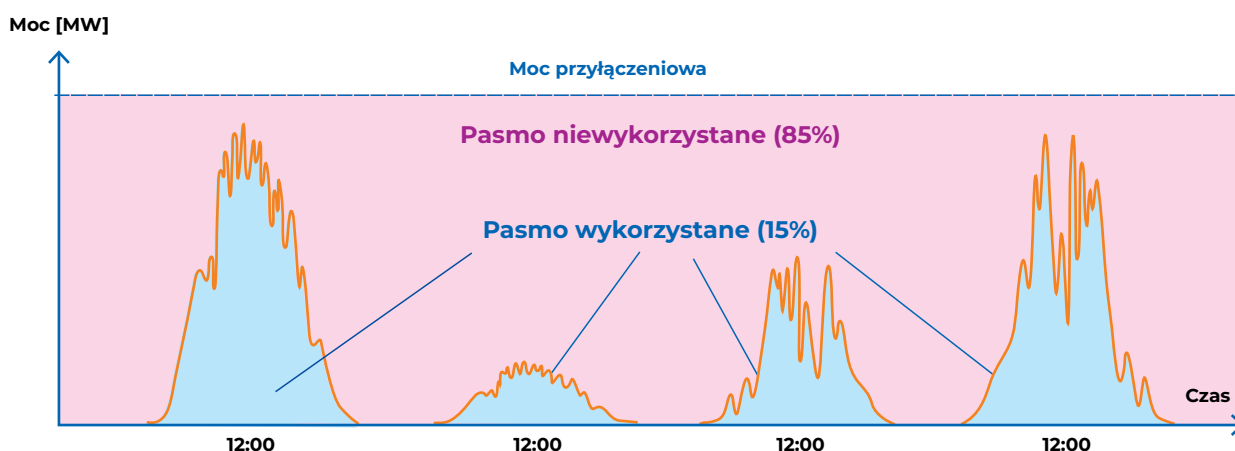


Rys. 3.3. Planowanie pracy zależnych pogodowo jednostek wytwórczych na przykładzie pracy dobowej JW_{PV}

Krok 2. Zwiększenie dyspozycyjności krótkookresowej zasobów zależnych pogodowo poprzez zwiększenie stopnia wykorzystania mocy przyłączeniowej.

Przyznanie mocy przyłączeniowej poprzez określenie technicznych warunków przyłączenia, stanowi obustronne zobowiązanie wytwórcy i Operatora Systemu, do którego sieci przyłączona będzie Jednostka lub Jednostki Wytwórcze. Operator Systemu zobowiązuje się udostępnić infrastrukturę sieciową w stopniu umożliwiającym świadczenie usług dystrybucji lub przesyłu w paśmie ograniczonym mocą przyłączeniową. Z kolei wytwórca zobowiązuje się do nieprzekraczania mocy przyłączeniowej. W przypadku źródeł zależnych pogodowo udostępnione pasmo mocy może być potencjalnie wykorzystane w sposób ciągły (tj. 8760 h x moc przyłączeniowa w ciągu roku). Tym niemniej, faktyczny stopień wykorzystania mocy przyłączeniowej wynosi w praktyce około 1200 heq/rok dla instalacji fotowoltaicznych i około 2500 heq/rok dla instalacji wiatrowych na lądzie.

$$\text{heq/rok} = \frac{\text{Energia wprowadzona do sieci w ciągu roku [MWh]}}{\text{Moc przyłączeniowa [MW]}}$$

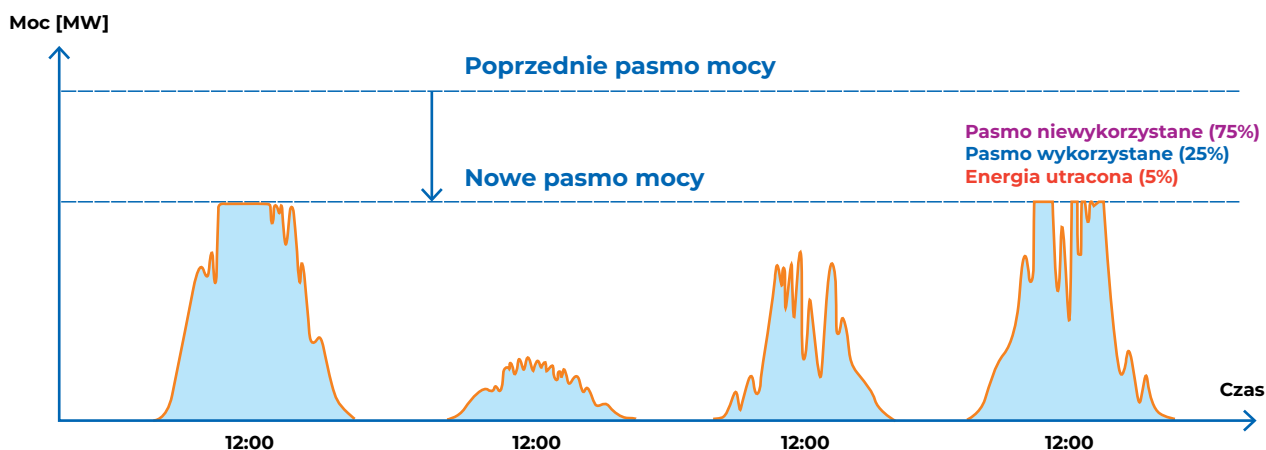


Rys. 3.4. Stopień wykorzystania mocy przyłączeniowej JWPV dla przykładowego okresu

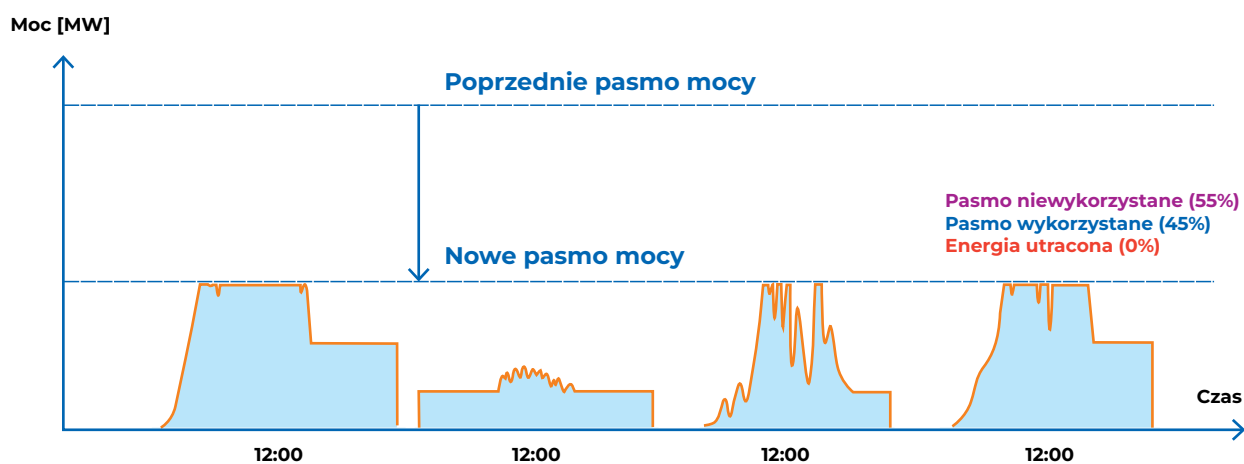
Stopień wykorzystania mocy przyłączeniowej może zostać zwiększony m.in. poprzez zastosowanie następujących mechanizmów:

1. Współdzielenia pasma mocy przez źródła o zróżnicowanym profilu generacji (np. wiatrowe i fotowoltaiczne) oraz magazyny (tzw. power pooling).
2. Współdzielenie infrastruktury przyłączeniowej i pasma mocy przez źródła o zróżnicowanym profilu generacji (np. wiatrowe i fotowoltaiczne) oraz magazyny (tzw. cable pooling).
3. Wprowadzenie zachęt do modernizacji i/lub modyfikacji już przyłączonych Modułów Wytwarzania Energii mających na celu zwiększenie stopnia mocy przyłączeniowej poprzez ograniczenia generacji szczytowej (tzw. peak shaving) i rozszerzenie lub przesunięcie profilu generacji (tzw. shifting)
4. Wprowadzenie minimalnych celów wykorzystania mocy przyłączeniowej dla nowo przyłączanych wytwórców.
5. Wprowadzenie minimalnych celów wykorzystania mocy przyłączeniowych dla przyłączonych wytwórców poprzez wykorzystanie rozwiązań przedstawionych w pkt 1) - 3). W przypadku niewywiązania się wytwórców z realizacji celów, następowałoby aneksowanie umów przyłączeniowych wraz z obowiązkiem zastosowania tzw. strażników mocy (obligatoryjny peak shaving). Rezultatem byłoby odblokowanie mocy przyłączeniowych.

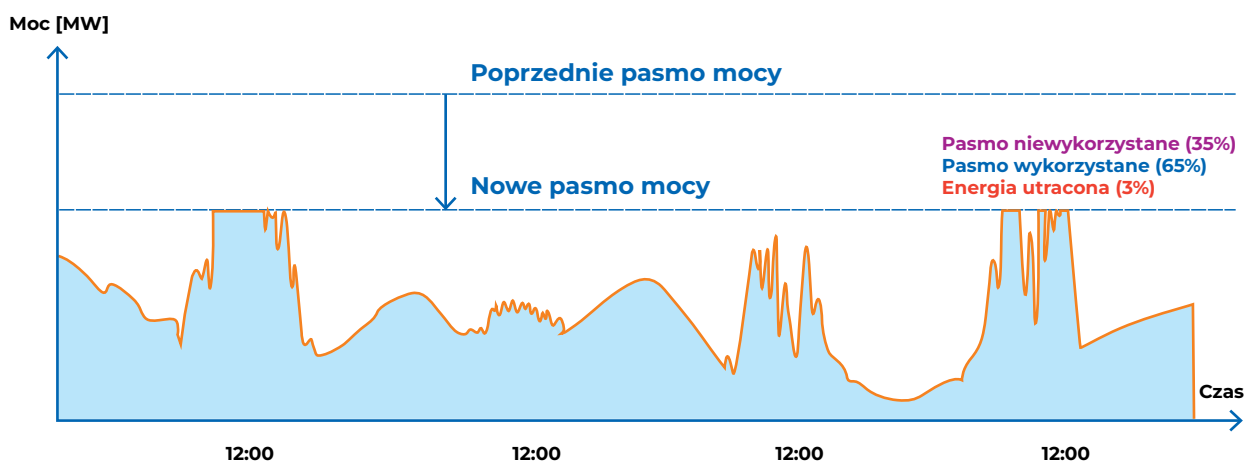
Wdrożenie proponowanych rozwiązań nie może skutkować utratą już przyznanego wsparcia dla odnawialnych źródeł energii. Ponadto, przypadki modernizacji instalacji OZE (nie należy mylić z modernizacją Modułu Wytwarzania Energii) skutkujące znacznym zwiększeniem stopnia wykorzystania mocy przyłączeniowej powinny powodować przyznanie alternatywnego wsparcia na poziomie nie niższym niż już przyznane dla całej wytworzonej energii.



Rys. 3.5. Przykład poprawy stopnia wykorzystania mocy przyłączeniowej JW_{pv} peak shaving bez magazynu energii elektrycznej.



Rys. 3.6. Przykład poprawy stopnia wykorzystania mocy przyłączeniowej JW_{pv} peak shaving z wykorzystaniem magazynu energii elektrycznej



Rys. 3.7. Przykład poprawy stopnia wykorzystania mocy przyłączeniowej $JW_{pv} + JW_{fw}$ cable pooling / power pooling + peak shaving.

Krok 3. Nowe kryteria dla wnioskujących o wydanie Warunków Przyłączenia ujawniane na etapie publikowania Informacji o Dostępnych Mocach Przyłączeniowych.

Obecnie obowiązujące kryteria przyłączania nowych Jednostek Wytwórczych nie uwzględniają ich elastyczności. Obowiązek publikowania Dostępnych Mocach Przyłączeniowych (DMP) przez Operatorów Systemu powinien zostać uzupełniony o informację jednoznacznie wskazującą na oczekiwany:

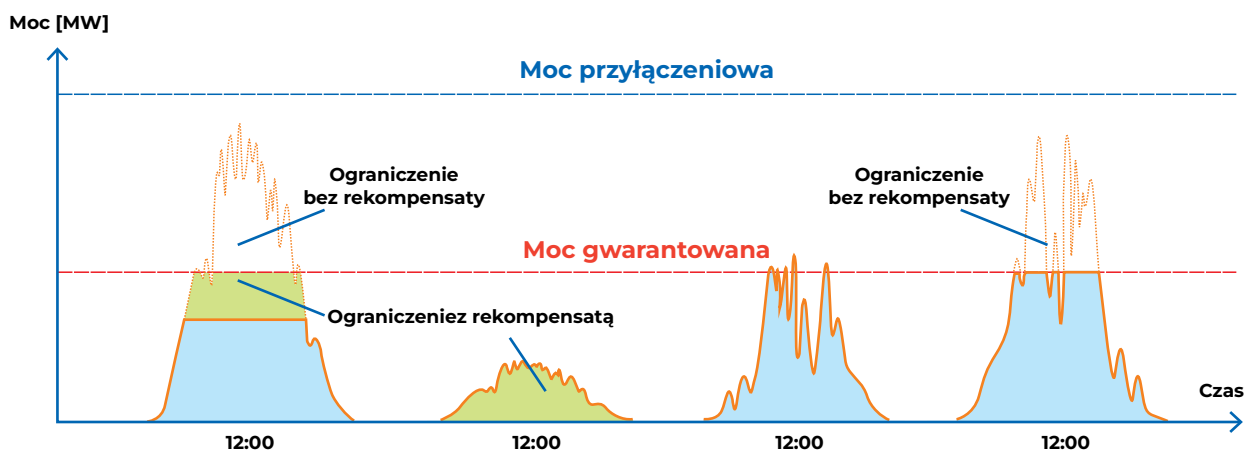
1. stopień wykorzystania mocy przyłączeniowej, zgodnie z definicją:

$$W_{pcc} [\text{heq/rok}] = \frac{\text{Energia wprowadzona do sieci w ciągu roku [MWh]}}{\text{Moc przyłączeniowa [MW]}}$$

2. Współczynnik elastyczności, zgodnie z definicją:

$$W_{el} [\%] = \frac{\text{Moc gwarantowana [MW]}}{\text{Moc przyłączeniowa [MW]}}$$

Współczynnik elastyczności określa gotowość przyłączanego podmiotu do akceptacji ograniczeń nierynkowych (redysponowania) w paśmie mocy pomiędzy mocą przyłączeniową a mocą gwarantowaną, które nie będą skutkowały wypłatą rekompensaty dla wolumenu energii utraconej <5% rocznej energii planowanej do wprowadzenia.



Rys. 3.8. Współczynnik elastyczności w przypadku zastosowania redysponowania.

DMP powinny być publikowane ze wskazaniem właściwej stacji WN/SN, przykład rekordu Zestawienia dostępnych mocy przyłączeniowych dla źródeł dla kolejnych 5 lat poniżej:

Nazwa stacji WN/SN	Dostępna moc przyłączeniowa oraz wymagane współczynniki dla roku				
	2024	2025	2026	2027	2028
Antoninek	$P_{PCC}=100 \text{ MW}$	$P_{PCC}=50 \text{ MW}$	$P_{PCC}=50 \text{ MW}$	$P_{PCC}=150 \text{ MW}$	$P_{PCC}=50 \text{ MW}$
	$W_{pcc}=2200 \text{ heq}$	$W_{pcc}=2200 \text{ heq}$	$W_{pcc}=2500 \text{ heq}$	$W_{pcc}=2500 \text{ heq}$	$W_{pcc}=2500 \text{ heq}$
	$W_{el}=80\%$	$W_{el}=50\%$	$W_{el}=50\%$	$W_{el}=50\%$	$W_{el}=50\%$

Spełnianie kryteriów gospodarności (W_{PCC}) i elastyczności (W_{el}) przez nowe Jednostki Wytwórcze należy umieścić wśród obligacyjnych warunków przyznawania warunków przyłączenia. Operatorzy Systemu posiadają możliwości techniczne okresowej oceny współczynnika gospodarności oraz weryfikacji zdolności do ograniczenia mocy w związku ze zobowiązaniem deklarowanej elastyczności. Oba współczynniki powinny

zostać przeniesione z warunków do właściwych umów, a ich niedotrzymanie skutkować jednolitymi konsekwencjami zatwierdzonymi przez Prezesa URE.

Szymon Witoszek, Wiceprezes Zarządu, Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki



6. Ryzyka ograniczeń generacji w polskim systemie elektroenergetycznym – stan obecny i perspektywy

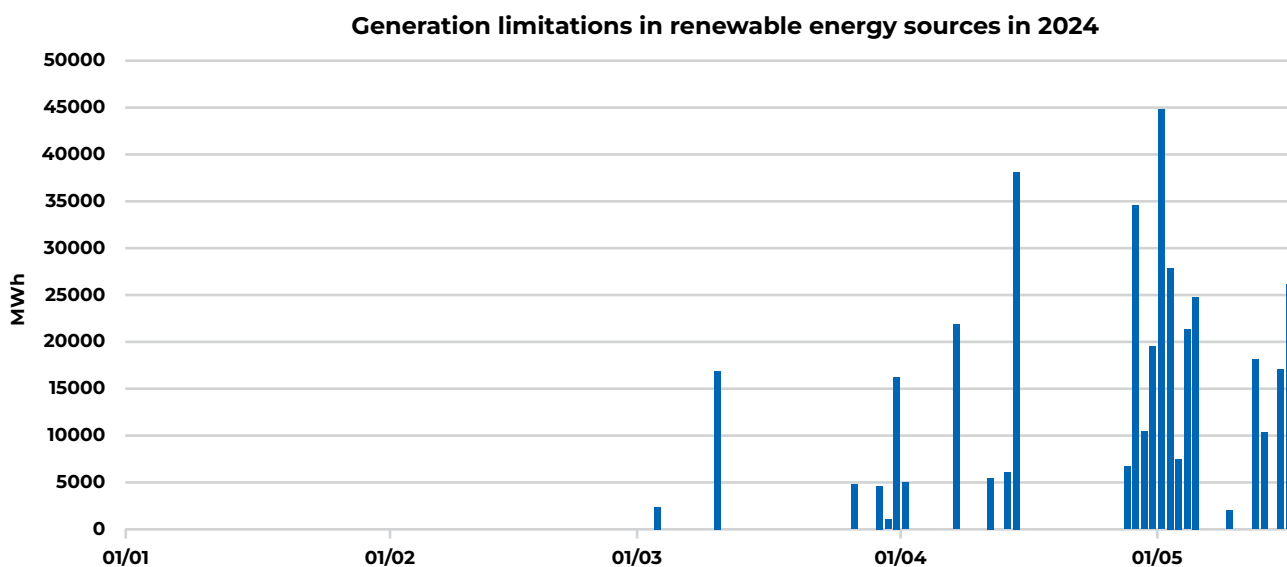
1. Redysponowanie nierynkowe – nowa rzeczywistość w skali masowej

Już obecnie w dniach o dużym nasłonecznieniu (szczególnie podczas weekendów, ale nie tylko) operator systemu przesyłowego wydaje komunikaty o koniecznej redukcji generacji w celu zachowania wytwarzania w elektrowniach konwencjonalnych na poziomie zapewniającym odpowiedni poziom rezerwy i regulacyjności systemu. Pierwszym celem przeprowadzonej analizy było oszacowanie poziomu redukcji generacji w OZE obecnie oraz w perspektywie kolejnych lat, przy czym jako miarę tego zjawiska przyjmuje się (co jest oczywiste) całkowitą, roczną wartość energii utraconej w wyniku ograniczeń. Wartość ta może być odniesiona do całkowitej energii z OZE potencjalnie dostępnej. Otrzymuje się w ten sposób procentowy wskaźnik redukcji generacji, wyznaczany w skali rocznej.

Wielkość tegorocznych poleceń redukcji generacji wydawanych wytwórcom lub realizowanych automatycznie (zwanym redysponowaniem nierynkowym) to 25 komunikatów określających sumarycznie wielkość energii, która potencjalnie mogła być wyprodukowana na 400 GWh¹. W całym roku 2024 może ona wzrosnąć co najmniej dwukrotnie (do 800 GWh lub nawet 1 TWh). Odnosząc tę wartość do rocznych możliwości generacyjnych źródeł fotowoltaicznych i farm wiatrowych pracujących w KSE (odpowiednio 16 GW i 10 GW), które można oszacować na 45 TWh, jest to wartość mała, aczkolwiek zauważalna (na poziomie przekraczającym 2%). Mając jednak na uwadze fakt, że większość ograniczeń dotyczy „dużej” generacji fotowoltaicznej (do 16.05.2024 było to 350 GWh), której moc zainstalowana nie przekracza 5 GW wielkość ta staje się istotna, bowiem może docelowo sięgnąć nawet 15% rocznej generacji tej grupy źródeł OZE. Prosumenci, których moc zainstalowana przekroczyła 11 GW nie podlegają planowym ograniczeniom, aczkolwiek znaczącą część z nich dotyka „redukcja naturalna” związana z wyłączeniami inwerterów z uwagi na zbyt dużą wartość napięcia w miejscu przyłączenia.

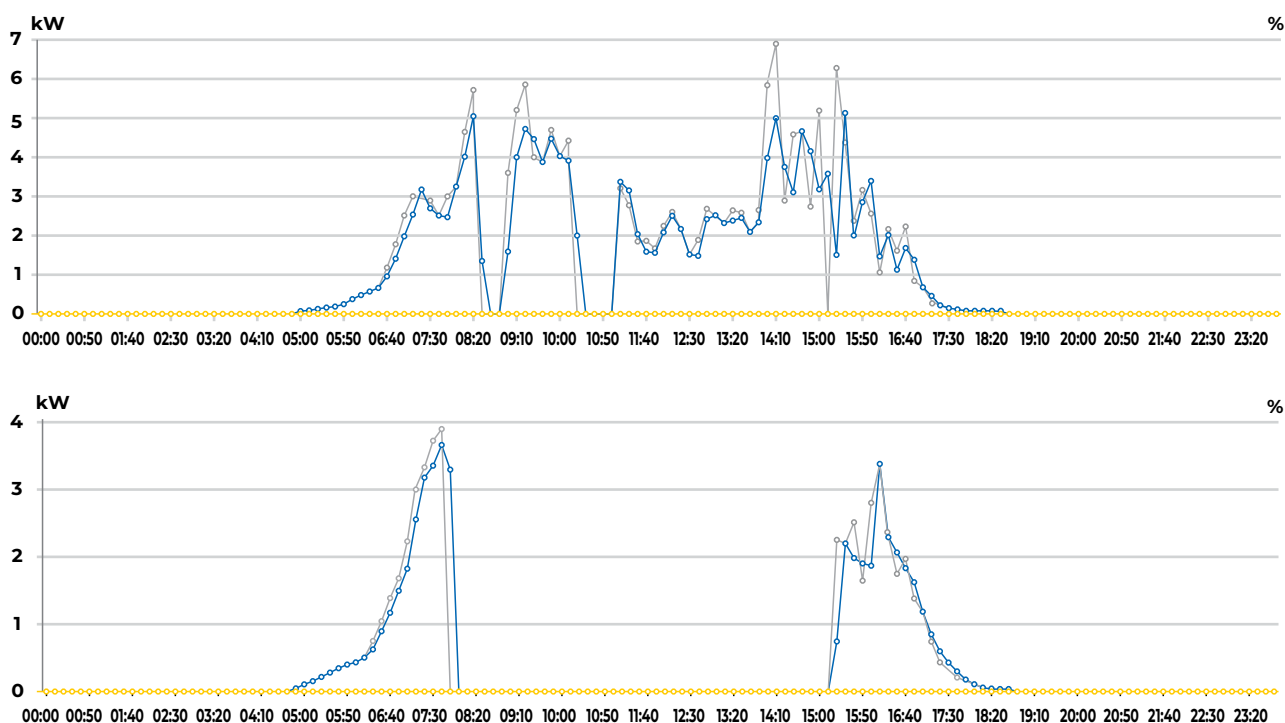
W odczuciu autorów dotychczasowe zaniepokojenie inwestorów oczekiwanymi wyłączeniami źródeł OZE z przyczyn sieciowych (przebieżenia w stanach normalnych i awaryjnych), przesunęło się w kierunku redukcji generacji z przyczyn bilansowych, pomimo uzyskiwania finansowych rekompensat.

Na Rys.1 przedstawiono graficzny zapis poleceń związanych z redysponowaniem nierynkowym w KSE od początku bieżącego roku, a na Rys.2 typowe ograniczenia generacji w instalacji prosumenta, będące wynikiem „naturalnej” redukcji napięciowej.



Rys.1 Graficzna ilustracja energii utraconej w wyniku redukcji generacji OZE w roku 2024

¹ Niniejszy rozdział Raportu był redagowany 16.05.2024 r.



Rys.2 Ograniczenia mocy generowanej w ciągu dwóch dni kwietnia 2024 r. w instalacji wybranego prosumenta (wyłączenia falownika w efekcie wzrostu napięcia powyżej wartości 1,1Un oraz zablokowanie falownika z uwagi na trwałe zawyżenie napięcia w sieci przez innych prosumentów)

Przy tworzeniu opracowania brano pod uwagę prognozy wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce oraz przewidywany wzrost mocy zainstalowanej w OZE z podziałem na fotowoltaikę (PV), elektrownie wiatrowe na lądzie (ONW) oraz elektrownie wiatrowe na morzu (OFW). Zmienność tych prognoz na lata 2030-2040 jest bardzo znacząca. Można wskazać następujące przykłady prognoz zapotrzebowania na energię w KSE:

- ➔ McKinsey (2020); 2030 – 280 TWh, 2040 - 340 TWh
- ➔ Instrat (2020); 2030 – 220 TWh, 2040 – 320 TWh
- ➔ PEP2040² (2021); 2030 – 201 TWh, 2040 – 225 TWh
- ➔ PEP2040³ (2023); 2030 – 215 TWh, 2040 – 243 TWh
- ➔ PSE WB⁴ (2022); 2030 – 187 TWh, 2040 – 215 TWh
- ➔ PSE SST⁵ (2024); 2030 – 175 TWh, 2040 – 210 TWh
- ➔ PEP SDT⁶ (2024); 2030 – 185 TWh, 2040 – 225 TWh

Dwie pierwsze prognozy to raczej optymistyczne prognozy, w których Autorzy uwzględniają wysokie zapotrzebowanie na generację z OZE, szczególnie z uwagi na produkcję wodoru oraz innych „zielonych gazów”. Jako bazowe należy przyjmować prognozy Operatora PSE S.A., gdzie jako przyczynę wzrostu zapotrzebowania przyjmuje się rozwój sektorów, w których energia elektryczna nie była dotychczas szerzej stosowana – transport, ciepłownictwo, masowe i scentralizowane przetwarzanie danych, produkcja wodoru w elektrolizerach. Nakłada się ono na zapotrzebowanie bazowe na poziomie 155 TWh, które nie ulegnie istotnej zmianie. Wynika to z faktu postępującego zwiększenia efektywności wykorzystania energii elektrycznej w obszarach

2 Polityka energetyczna Polski do 2040 r.

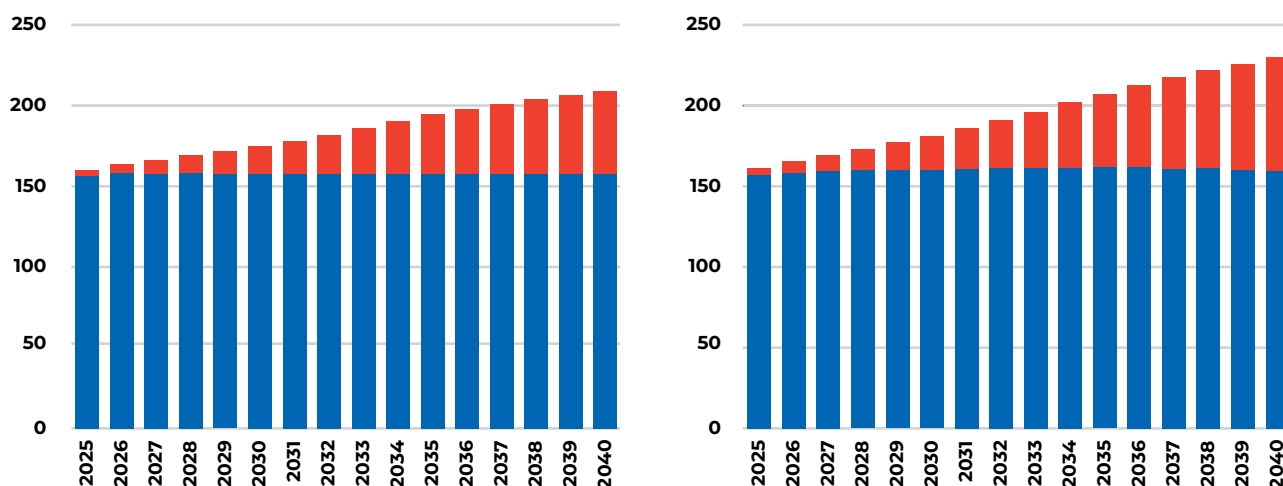
3 Wstępna korekta dokumentu PEP2040 z dnia 02.04.2023 (Ministerstwo Klimatu i Środowiska)

4 PSE2022 r.

5 PSE S.A. Dokument PRSP 2025-2034, 2024 r. (Scenariusz Stabilnej Transformacji)

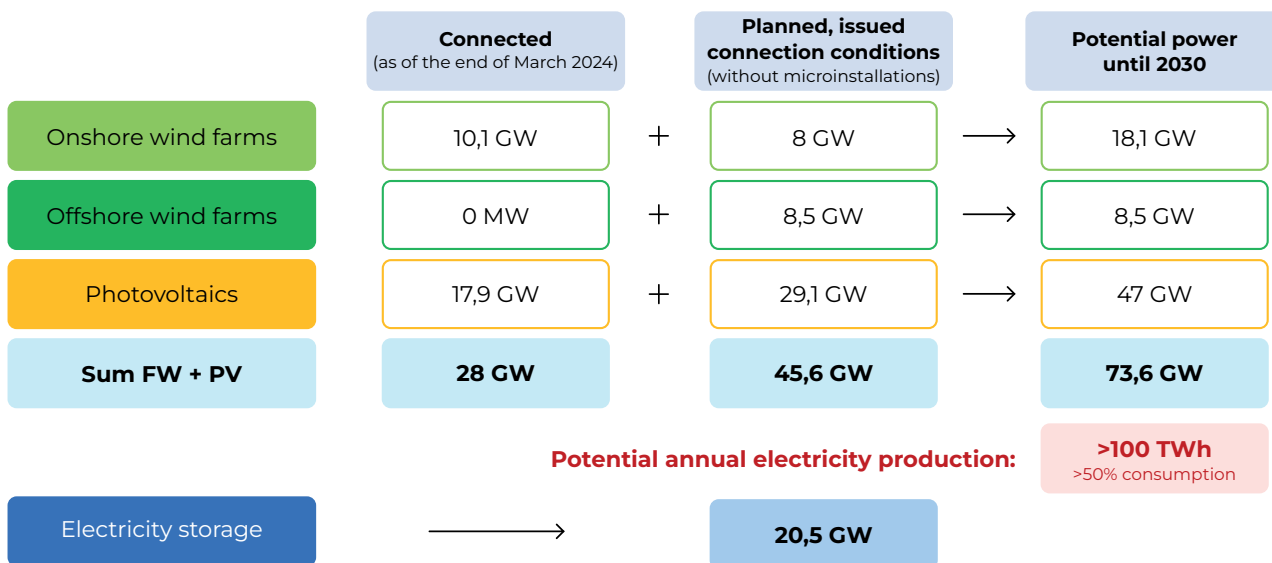
6 PSE S.A. Dokument PRSP 2025-2034, 2024 r. (Scenariusz Dynamicznej Transformacji)

tradycyjnych – oświetlenie, napędy, odwrót od „ciężkiej” produkcji przemysłowej oraz postępujące, negatywne zmiany demograficzne. Zależności te na podstawie dokumentu PSE S.A. pokazano na Rys. 3.



Rys.3. Roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną netto w latach 2025-2040 - średnia z lat klimatycznych 1982- 2019 [TWh], według dokumentu PRSP 2025-2034 (PSE S.A.) – scenariusz stabilny (po lewej stronie), scenariusz dynamiczny (po prawej stronie)

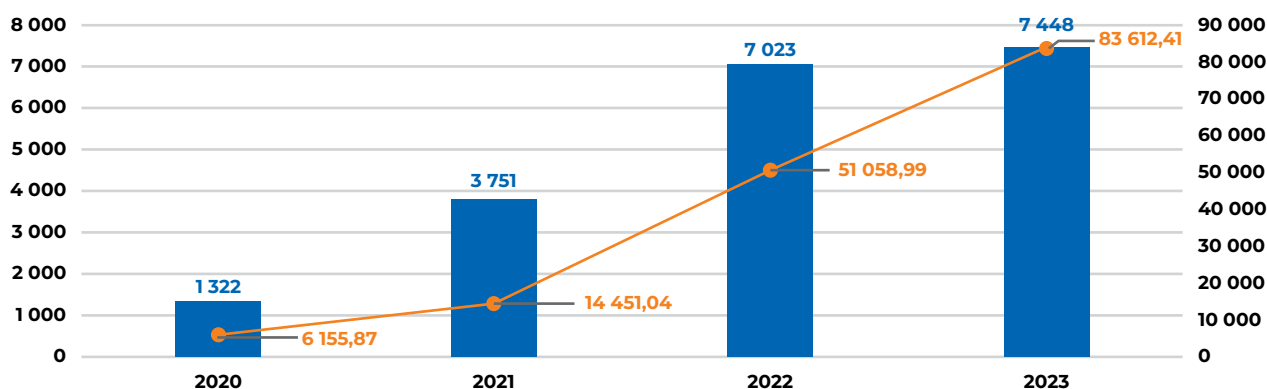
Nie jest też łatwe prognozowanie rozwoju OZE w Polsce. Twarde fakty podaje w tym zakresie cytowany już wyżej dokument PRSP 2025-2034. Wynika z niego, że poziom mocy źródeł OZE, którym wydano warunki przyłączenia (lub zawarto umowy o przyłączenie) łącznie z mocą źródeł już zainstalowanych, osiągnął wartość przewidywaną w modyfikacji dokumentu PEP 2040 z kwietnia 2023 r. W postaci graficznej dane te przedstawiono Rys.4.



Rys.4 Dane PSE S.A. dotyczące istniejących i planowanych (według wydanych warunków przyłączenia) źródeł OZE, bez mikroinstalacji

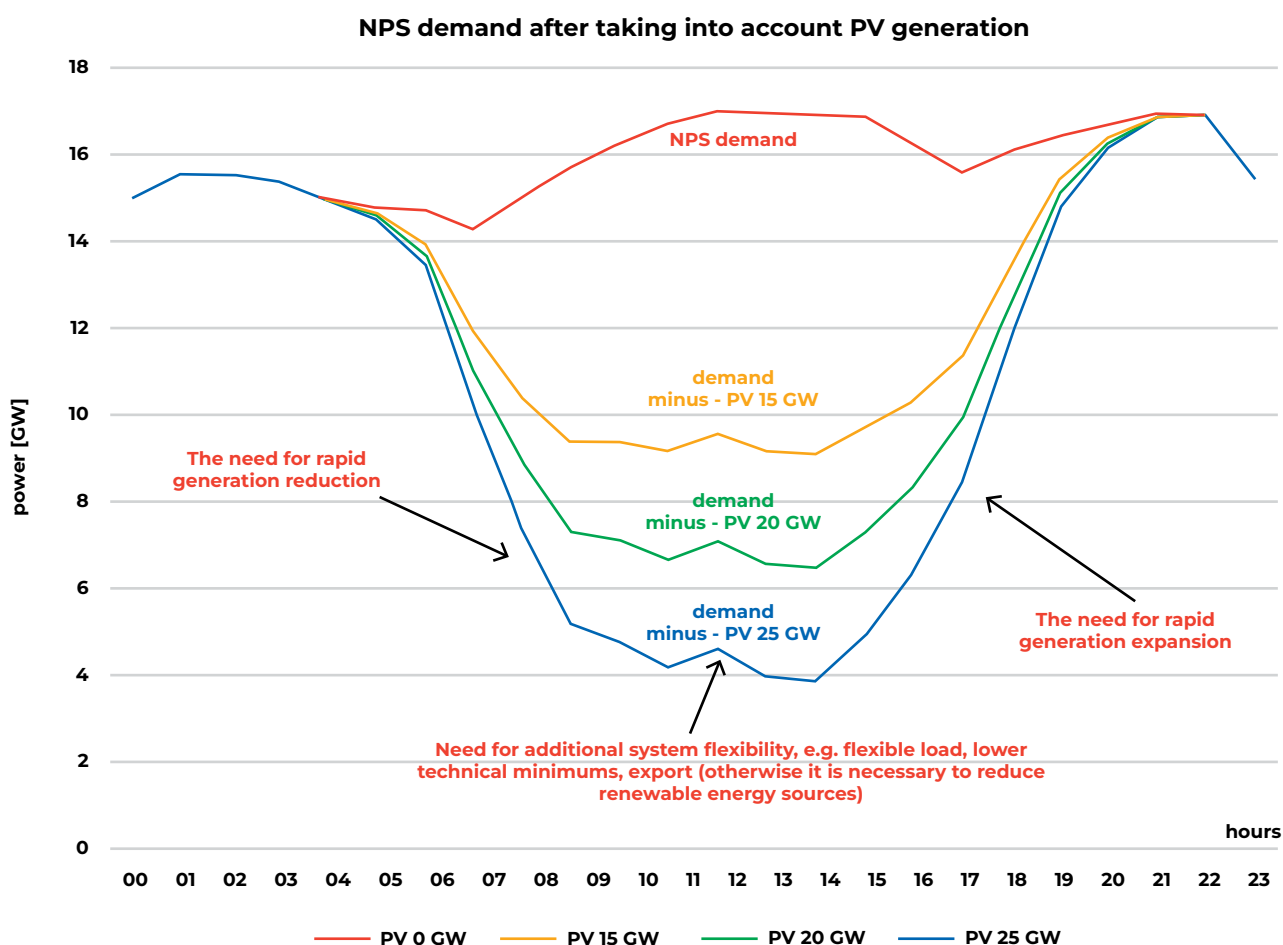
Oczywiste jest występowanie w populacji planowanych instalacji, obiektów które z różnych przyczyn (biznesowych, środowiskowych, administracyjnych) nie zostaną zrealizowane. W ich miejsce próbują wejść inne źródła, dla których wnioskodawcy podejmują starania o wydanie warunków przyłączenia do sieci – do tej pory bez powodzenia. Ilustrację tego zjawiska pokazano na Rys.5.

7 Według prezentacji PSE S.A. na konferencji Rynek Energii Elektrycznej 22-23.04.2024 r.



Rys.5 Zestawienie danych o odmowach wydania warunków przyłączenia do sieci⁸

Zakładając teoretycznie, że rozwój i modernizacja sieci elektroenergetycznych pozwolą na przyłączenie 50% aplikujących o to obiektów, a wszystkie planowane instalacje zostaną zrealizowane, należałoby mieć na uwadze 110 GW mocy zainstalowanej w OZE (z uwzględnieniem prosumentów ponad 130 GW). Taka moc, rozpatrywana nawet teoretycznie, musiałaby znaleźć odzwierciedlenie w znaczącym wzroście zapotrzebowania, co najmniej według prognoz pokazanych na Rys.3. Oczywisty jest bowiem dodatni związek korelacyjny pomiędzy zapotrzebowaniem na energię elektryczną, a mocą zainstalowaną w OZE. Stagnacja zapotrzebowania, prędzej czy później doprowadzi do zmniejszenia dynamiki rozwoju OZE z przyczyn ekonomicznych. Wy tłumaczeniem tego faktu jest okresowy, wynikających z przyczyn naturalnych (zmiany nasłonecznienia i prędkości wiatru) wzrost podaży energii, przewyższający okresowo zapotrzebowanie. Ilustruje to Rys.6

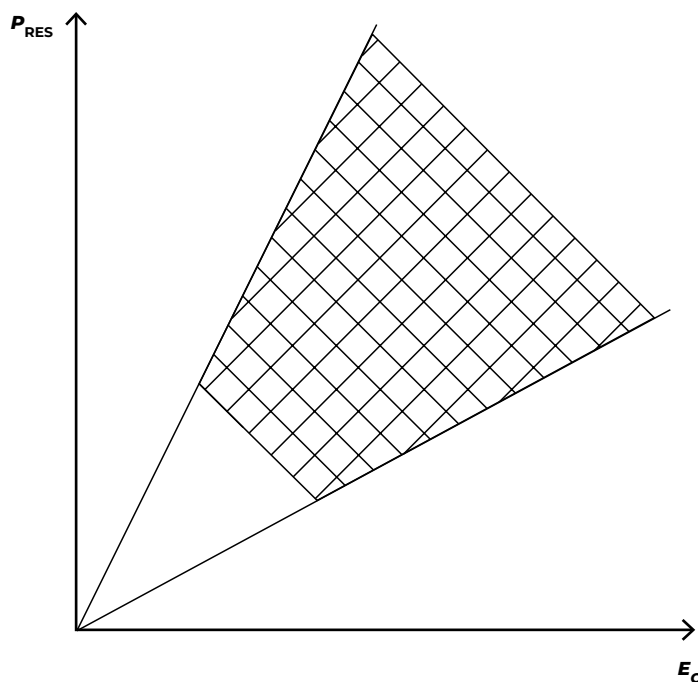


Rys.6 Wpływ wysokiej generacji PV na zmniejszenie wypadkowego obciążenia systemu elektroenergetycznego poniżej wartości dopuszczalnych z punktu widzenia możliwości regulacyjnych⁹

⁸ Według materiałów portalu Wysokie Napięcie opracowanych na podstawie danych URE

⁹ Według prezentacji PSE S.A. na konferencji Rynek Energii Elektrycznej 22-23.04.2024 r.

Jak wynika z Rys.6 dla szczytu dziennego na poziomie ok 17 GW (wartość typowa obecnie dla dni weekendowych) generacja PV wynikająca z mocy zainstalowanej 25 GW doprowadzi do konieczności zmniejszenia zapotrzebowania na moc z elektrowni konwencjonalnych z 15 GW do 4 GW, a następnie do koniecznego wzrostu generacji do 17 GW. Realizacja takiej operacji nie jest technicznie możliwa przy redukcji generacji konwencjonalnej do 4 GW, stąd konieczność ograniczenia generacji w instalacjach PV, do takiego poziomu, aby zapotrzebowanie w systemie nie spadło poniżej 9 GW (linia żółta na rys.6).



Tym samym, wynikający z dotychczasowej dynamiki wzrostu mocy zainstalowanej OZE, wydanych warunków przyłączenia oraz starań o ich uzyskanie - poziom 130 GW mocy zainstalowanej nie zostanie osiągnięty do roku 2040. Całkowicie realne wydają się natomiast następujące wartości: generacja fotowoltaiczna 45 GW, farmy wiatrowe na lądzie 20 GW, farmy wiatrowe na morzu 10 GW. Pozostaje pytanie, kiedy te wartości zostaną osiągnięte i jaka będzie koordynacja ich rozwoju z dynamiką wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną – Rys.7?

Rys. 7 Symboliczna prezentacja trudnej do zidentyfikowania zależności korelacyjnej pomiędzy wartością zapotrzebowania na energię elektryczną a mocą zainstalowaną w OZE

Ponieważ względnie wiarygodna odpowiedź na to pytanie jest niemożliwa do określenia, dlatego też dalsze rozważania prowadzono dla różnych wartości liczbowych, bez precyzowania jakim dokładnie latom one odpowiadają.

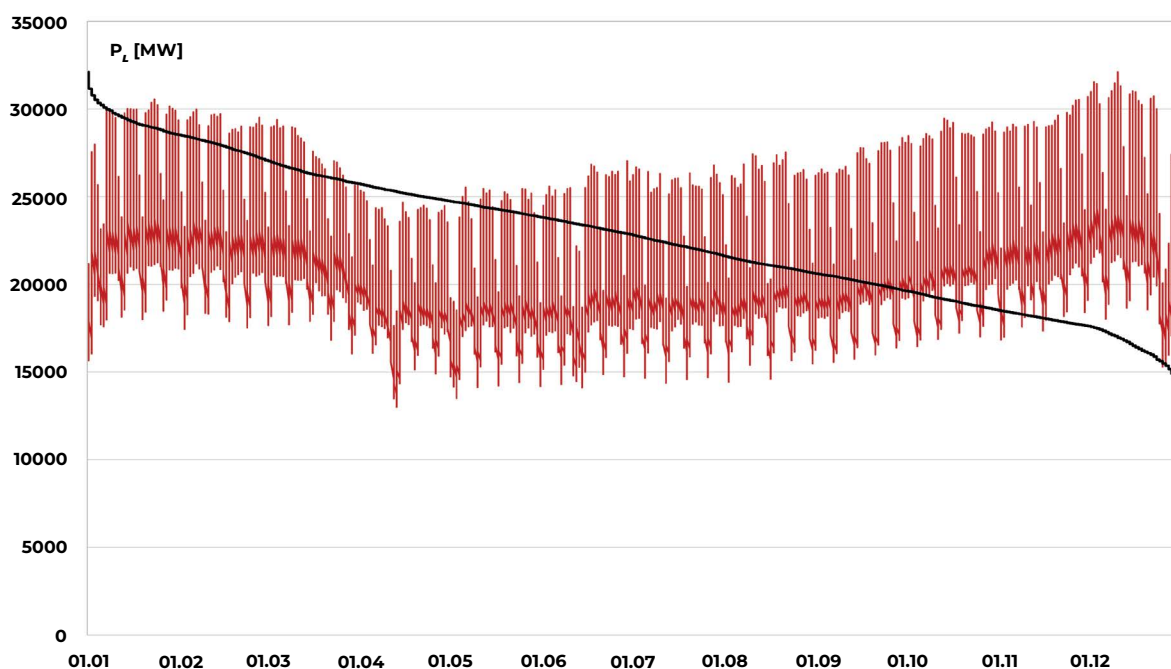
2. Perspektywiczna ocena liczbowa ryzyka ograniczania generacji z OZE – metodyka

Krótką, ale dynamiczną historią zjawiska redukcji generacji w źródłach OZE, tworzącą się „on line” w ostatnich tygodniach i dniach, zmusza do zastanowienia się jaka jest jego przyszłość. Mówiąc wprost, inwestorzy muszą do swoich kalkulacji przyjąć ryzyko redysponowania nierynkowego i wiedzieć, czy będzie ono na poziomie 5% czy 50% potencjalnie dostępnej generacji. W szczególności jest to istotne w kontekście perspektywicznego wycofania się OSP z wypłacania rekompensat za utraconą generację. Poniżej przedstawiono wyniki takiej analizy wykonanej w sposób uproszczony, przy znacznie mniejszym nakładzie sił i środków, w porównaniu z badaniami prowadzonymi przez Operatora Sieci Przesyłowej, przy wsparciu systemu komputerowego PLEXOS.

Roczne zapotrzebowanie na moc – kraju, regionu czy obszaru wydzielnego opisuje krzywa zapotrzebowania. Odnosi się ona do kolejnych godzin (8760) lub kwadransów roku (35040). Pokrycie zapotrzebowania zapewniają źródła konwencjonalne oraz odnawialne wraz z magazynami energii. Praca źródeł konwencjonalnych może odbywać się według odpowiedniego harmonogramu, a praca źródeł odnawialnych (wiatrowych, fotowoltaicznych) podlega dobowym i sezonowym zmianom, wraz ze zmiennością prędkości wiatru i promieniowania słonecznego. Różnicę pomiędzy łączną generacją a zapotrzebowaniem wyznaczoną dla każdej godziny (lub kwadransa) określa się jako roczny przebieg mocy niezbilansowania. W prezentowanym raporcie autorzy posłużyli się rzeczywistymi wielkościami zapotrzebowania oraz generacji zmierzonymi i zarejestrowanymi w polskim systemie elektroenergetycznym.

Dysponując oryginalnym zapisem przebiegu zapotrzebowania za rok 2022 i porównując globalny wzrost zużycia energii do wartości 200 TWh można uzyskać prawdopodobną zależność PL(t) pokazaną na Rys. 8. Z pewnością elektromobilność oraz pobór mocy przez pompy ciepła i inne odbiory wynikające z transformacji sektorów, zmieni charakter tego przebiegu w stosunku do roku 2022, ale ta kwestia została w prezentowanych

rozważaniach pominięta. Na rysunku pokazano także przebieg uporządkowany, przy czym $PL_{max}=32\ 100$ MW (moc szczytowa)



Rys. 8 Zmienność zapotrzebowania na moc dla prognozowanego rocznego zużycia energii wynoszącego 200 TWh

Możliwości zbilansowania tego zapotrzebowania badano uwzględniając źródła odnawialne i konwencjonalne. Źródła odnawialne uwzględniane są zgodnie z ich oczekiwaną mocą zainstalowaną i zmiennością zależną od warunków pogodowych i pór roku. Ze źródeł konwencjonalnych modelowane są tylko te, które zapewniają niezbędny poziom stabilności systemu (generacja wymuszona – must run). Nie uwzględniano bloków jądrowych, które z dużym prawdopodobieństwem byłyby zaliczone do grupy jednostek pracujących także na zasadach must run. Na kolejnych rysunkach przedstawiono wymienione wyżej roczne przebiegi mocy generowanej. Całkując i analizując przebiegi funkcji zmienności mocy źródeł odnawialnych $PPV(t)$, $PONW(t)$, $POFW(t)$ oraz generacji wymuszonej jednostek konwencjonalnych oraz funkcji zapotrzebowania na moc $PL(t)$ wykonano zestawienie bilansowe pokazane w tabeli poniżej

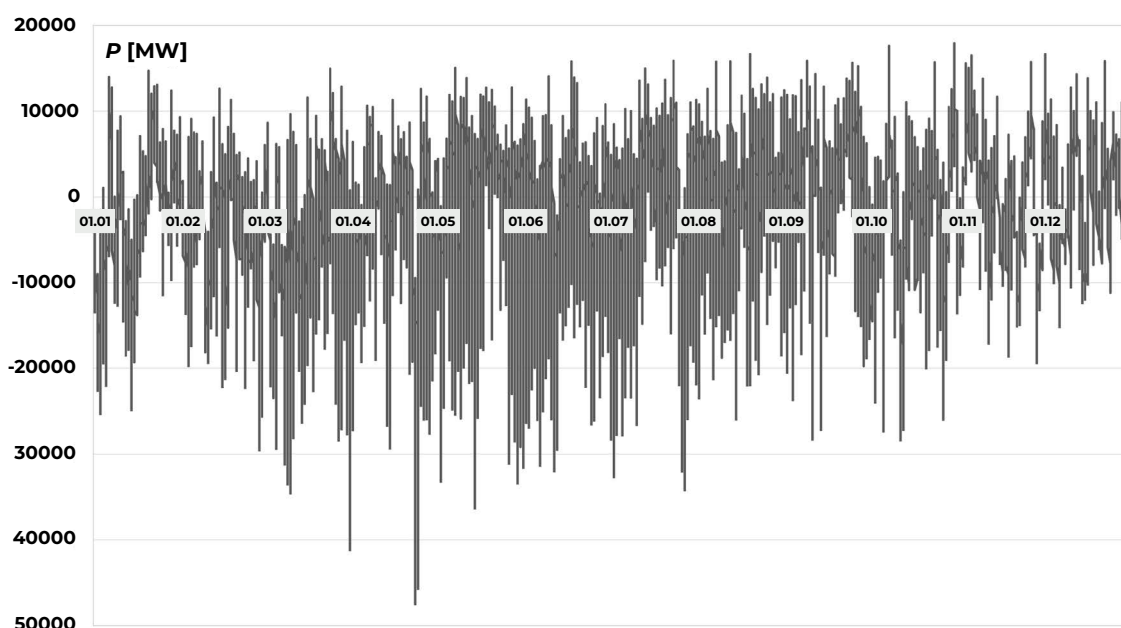
Tabela 1 Zestawienie zapotrzebowania i możliwości generacyjnych źródeł zainstalowanych w rozważanym systemie elektroenergetycznym

Rodzaj generacji/zapotrzebowanie	Moc znamionowa/maksymalne zapotrzebowanie [MW]	Roczna wartość energii (hipotetyczna)/zapotrzebowanie [TWh]
Moc szczytowa/całkowite zapotrzebowanie	32 100	200
Generacja fotowoltaiczna	45 000	49
Farmy wiatrowe na lądzie	20 000	56
Farmy wiatrowe na morzu	10 000	46
Generacja wymuszona	9 000	67
Elektrownie jądrowe	0	0
Hipotetyczna generacja razem (bez źródeł szczytowych i magazynów)	84 000	218
Hipotetyczna nadwyżka rocznej generacji energii	-	18

Bardzo często osoby, środowiska i organizacje interesujące się energetyką i ochroną środowiska, ale nie posiadające w tym zakresie wystarczającej wiedzy uznają, że tak zestawiony bilans zapotrzebowania i możliwości generacyjnych jest pozytywny. Wynika to z faktu, że roczna generacja energii przekracza roczne zapotrzebowanie.

Tymczasem roczny, zmienny rozkład możliwości generacyjnych źródeł odnawialnych powoduje, występowanie okresów nadwyżki generacyjnej oraz okresów deficytu mocy. Czas trwania tych okresów oraz wartości występujących w nich mocy identyfikuje zapotrzebowanie systemu na moc bilansującą (szczytową), usługi DSM oraz przede wszystkim zapotrzebowanie w zakresie magazynowania energii.

Na rys. 9 przedstawiono estymowany roczny przebieg mocy niebilansowania PNB(t). Wartości dodatnie wskazują na deficyt możliwości generacyjnych, ujemne na ich nadmiar. Liczbowa ocena tych wielkości dla różnych relacji mocy zainstalowanej, rocznego zapotrzebowania na energię i wartości generacji wymuszonej jest przedmiotem dalszej części raportu.



Rys. 9 Roczny przebieg mocy niebilansowania PNB(t) w rozpatrywanym systemie elektroenergetycznym (nad osią czasu deficyt mocy, pod osią nadmiar, prowadzący do konieczności ograniczania generacji)

Moc niebilansowania dla i-tej godziny wyznaczana jest z następującej zależności (wartości mocy magazynowanej i generowanej w elektrowni jądrowej są wyzerowane):

$$P_{NB}(t_i) = P_L(t_i) - P_{PV}(t_i) - P_{ONW}(t_i) - P_{OFW}(t_i) - P_{NU}(t_i) - P_{MR}(t_i)$$

Dokonując podziału tych wielkości w zależności od znaku mocy wynikowej i sumując uzyskane w ten sposób wartości otrzymuje się roczną wartość energii koniecznej do zbilansowania zapotrzebowania oraz roczną wartość energii, która nie może zostać wyprodukowana w źródłach odnawialnych z powodu koniecznych ograniczeń. Dla scenariusza przedstawionego w Tabeli 1 uzyskano:

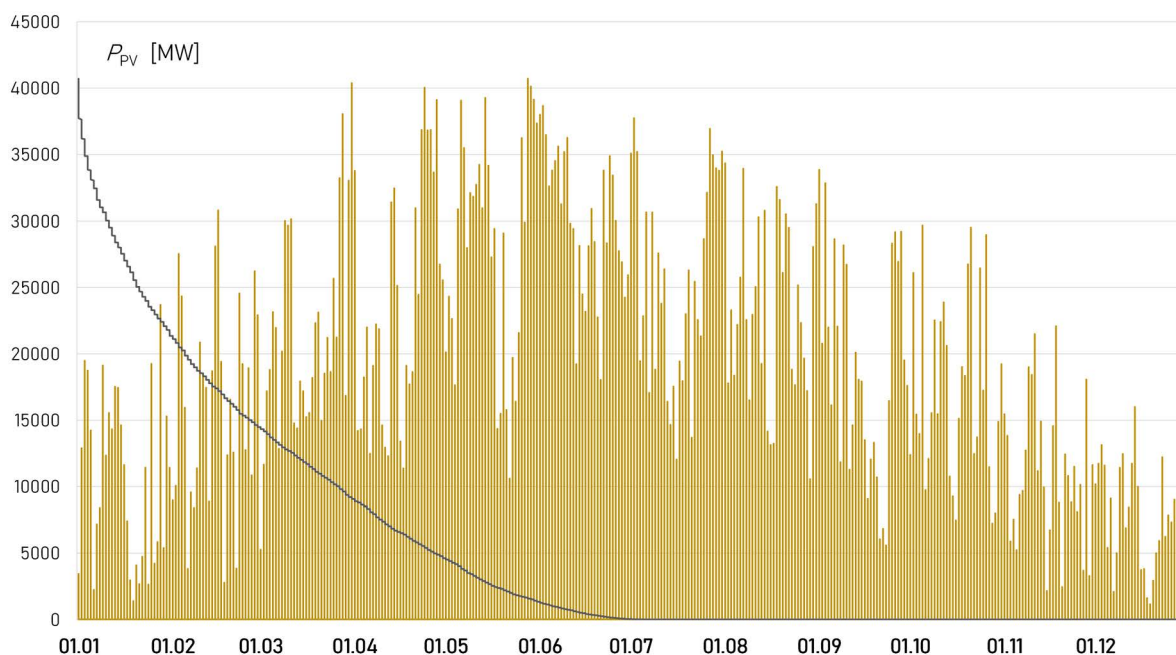
$$E_{NB+} = \sum_{i=1}^{nb+} P_{NB}(t_i) \cdot \Delta t = 22,1 \text{ TWh dla } P_{NB}(t_i) \geq 0 \text{ (deficyt)}$$

$$E_{NB-} = \sum_{i=1}^{nb-} P_{NB}(t_i) \cdot \Delta t = -40 \text{ TWh dla } P_{NB}(t_i) < 0 \text{ (nadmiar)}$$

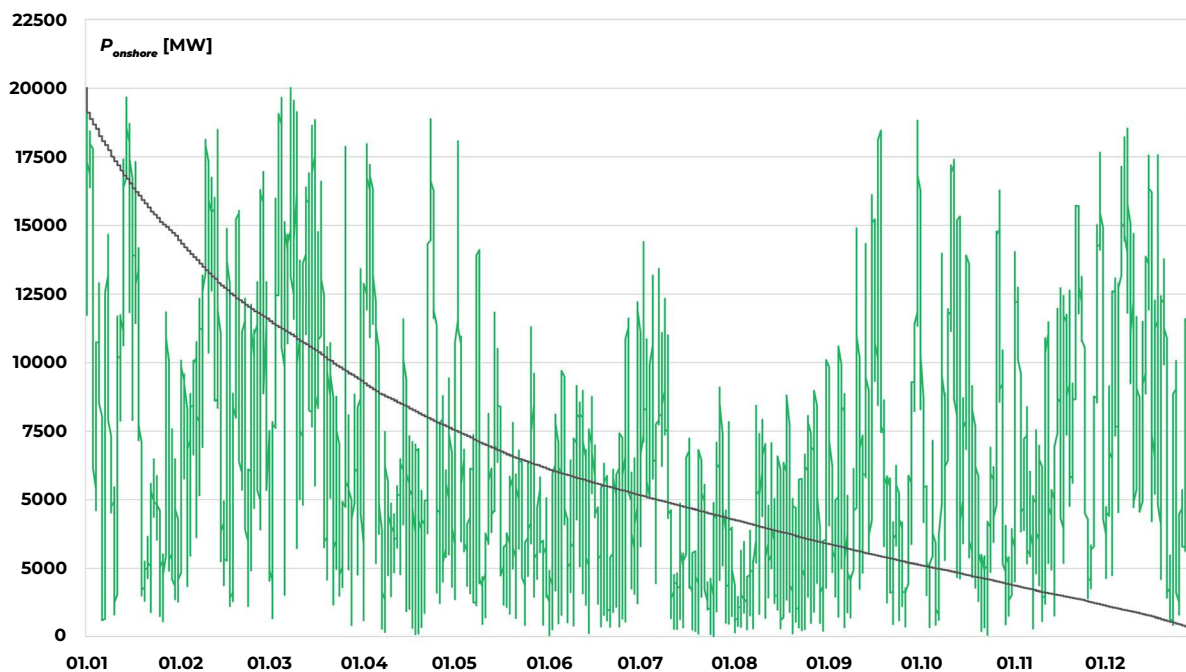
$$(nb+) + (nb-) = 8760 \text{ (liczba godzin w roku)}$$

Tym samym okazuje się, że powierzchowne przeświadczenie o wystarczalności miksu energetycznego pokazanego w Tabeli 1 i fałszywie postrzeganej rezerwie generowanej energii wynikającej z wysokiej wartości mocy zainstalowanej, jest całkowicie błędne.

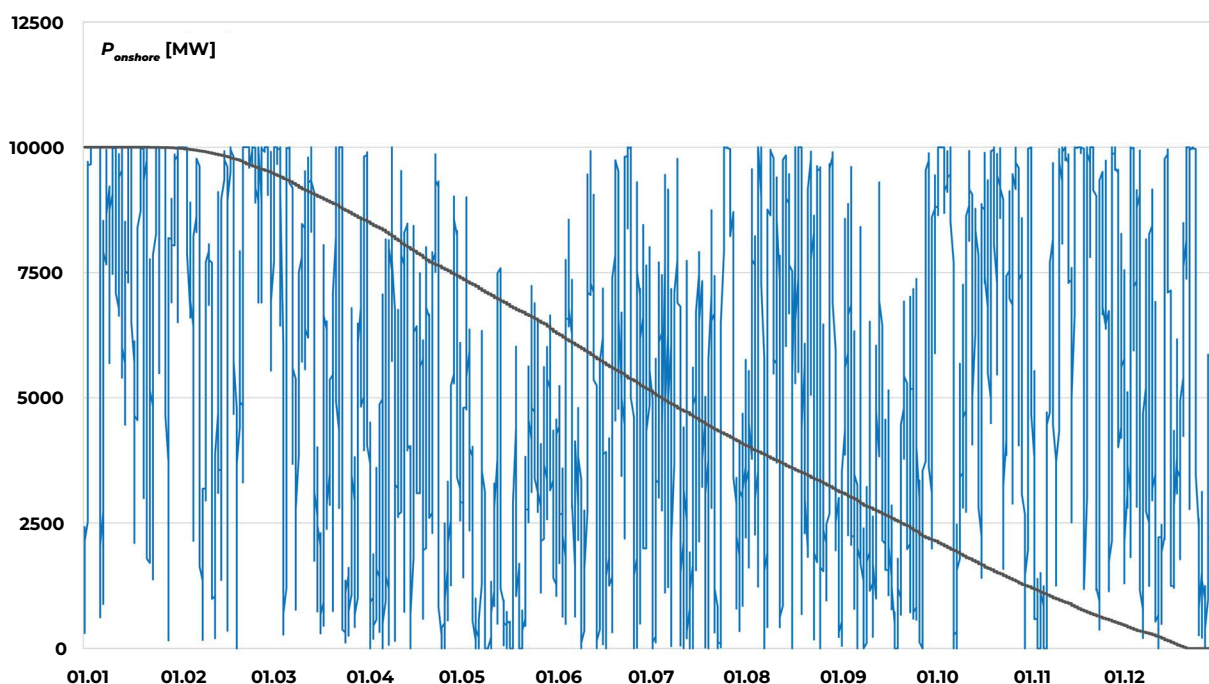
Na Rys.10 przedstawiono roczną zmienność potencjalnej generacji PV, elektrowni wiatrowej na lądzie (ONW) oraz elektrowni wiatrowych na morzu (OFW) dla jednej z często przytaczanych prognoz (PV – 45 GW, ONW – 20 GW, OFW – 10 GW). Na Rys. 11 przedstawiono uproszczony przebieg niezbędnej wartości generacji wymuszonej (MR).



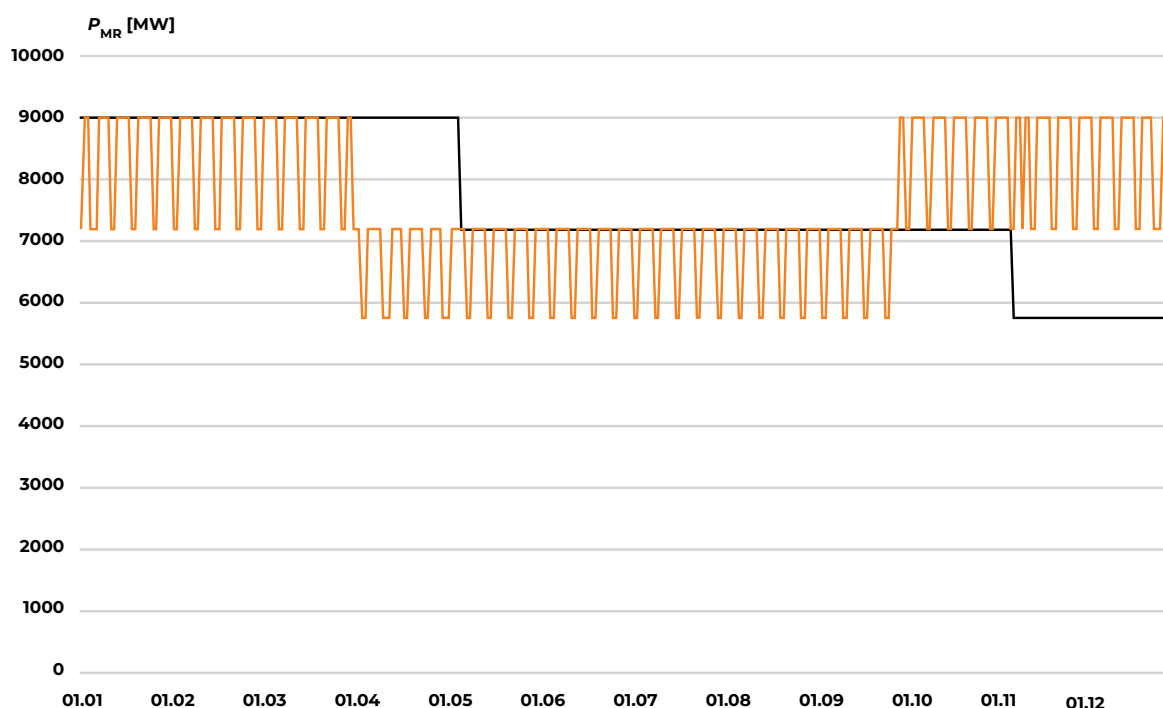
Rys. 10a Zmienność generacji farm fotowoltaicznych, prognozowana moc zainstalowana 45 000 MW (wg warunków w roku 2022, $CF_{PV}^{10}=0,121$)



Rys.10b Zmienność generacji farm wiatrowych na lądzie, prognozowana moc zainstalowana 20 000 MW (wg warunków w roku 2022, $CF_{ONW}=0,319$)



Rys.10c Zmienność generacji farm wiatrowych na morzu, prognozowana moc zainstalowana 10 000 MW (wg warunków w roku 2022, $CF_{OFW}=0,514$)



Rys.11 Szacowana zmienność generacji wymuszonej (MR - must run) jednostek konwencjonalnych maksymalnie 9 000 MW (mniejsze wartości podczas okresu letniego i podczas weekendów)

Dysponując odpowiednim narzędziem obliczeniowym wyznaczono wartości nadwyżki mocy generowanej w OZE, zgodnie z zależnością:

$$\Delta E = |E_{NB}| = \left| \sum_{i=1}^{nb-} P_{NB}(t_i) \cdot \Delta t \right| \text{ dla } P_{NB}(t_i) < 0$$

Wartości nadwyżki, czyli wymaganej redukcji generacji wyznaczono dla różnych założeń odnośnie zapotrzebowania na moc oraz różnych relacji pomiędzy mocą zainstalowaną fotowoltaiki, generacji wiatrowej na lądzie i generacji wiatrowej na morzu.

3. Perspektywiczna ocena liczbowa ryzyka ograniczania generacji z OZE - wyniki

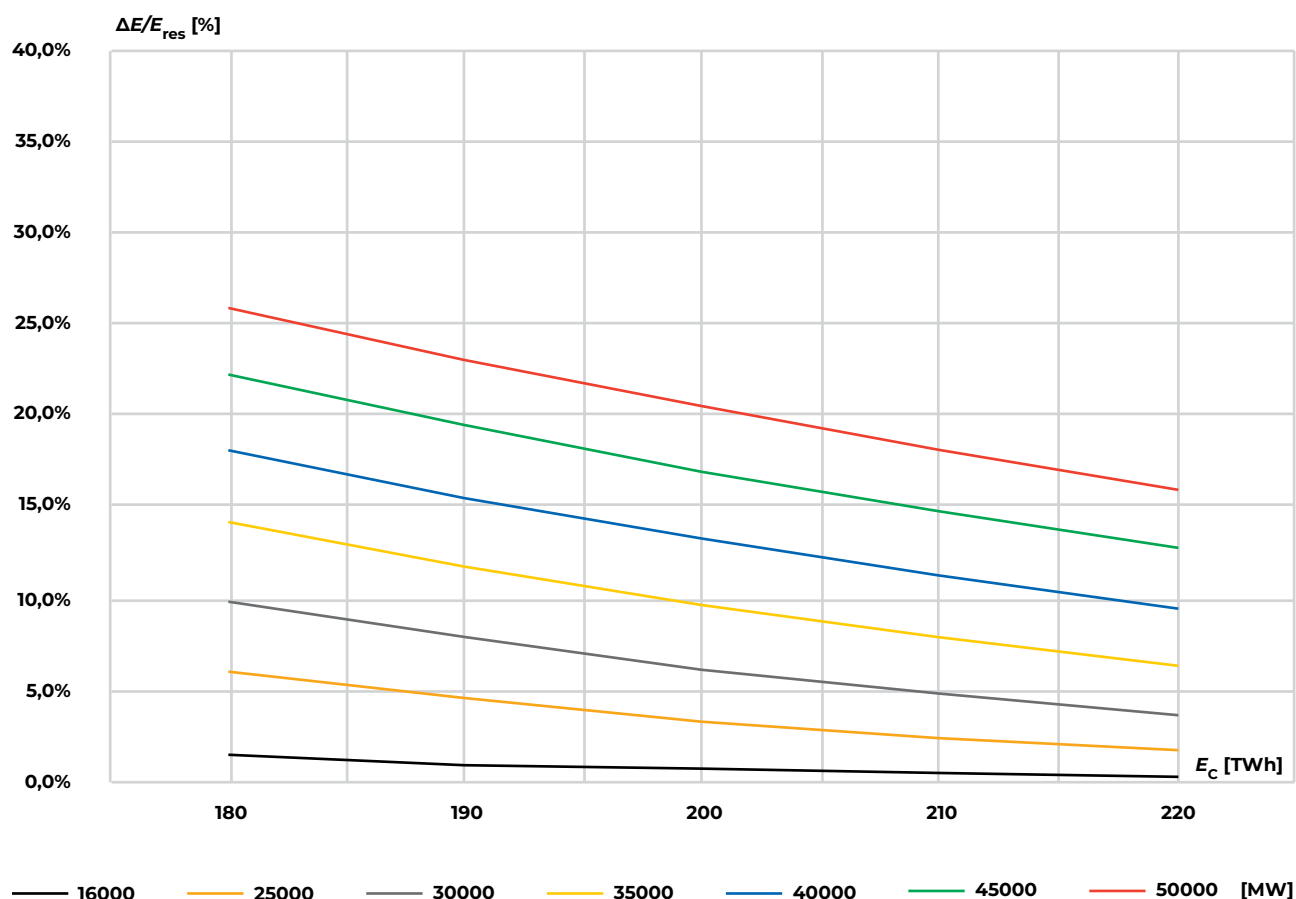
Obliczenia przeprowadzono przyjmując, że zmienną niezależną jest wartość rocznego zapotrzebowania w systemie zmieniająca się od 180 TWh do 220 TWh. Podstawowym wynikiem obliczeń jest procentowa energia z OZE wymagająca redukcji, wyrażona w procentach, w odniesieniu do całkowitej energii, która wynika z przyjętej struktury mocy zainstalowanej w OZE. Parametrem zmienianym w kolejnych cyklach obliczeniowych jest moc zainstalowana farm fotowoltaicznych zmieniająca się od wartości występującej obecnie (16 000 MW) aż do wartości 50 000 MW. Generacja wymuszona została przyjęta na poziomie 9000 MW (przy zmienności pokazanej na Rys.11, wariantowo przyjęto 5000 MW). W zakresie generacji wiatrowej przyjęto trzy warianty obliczeniowe:

D. Generacja na lądzie 10 000 MW, brak generacji na morzu;

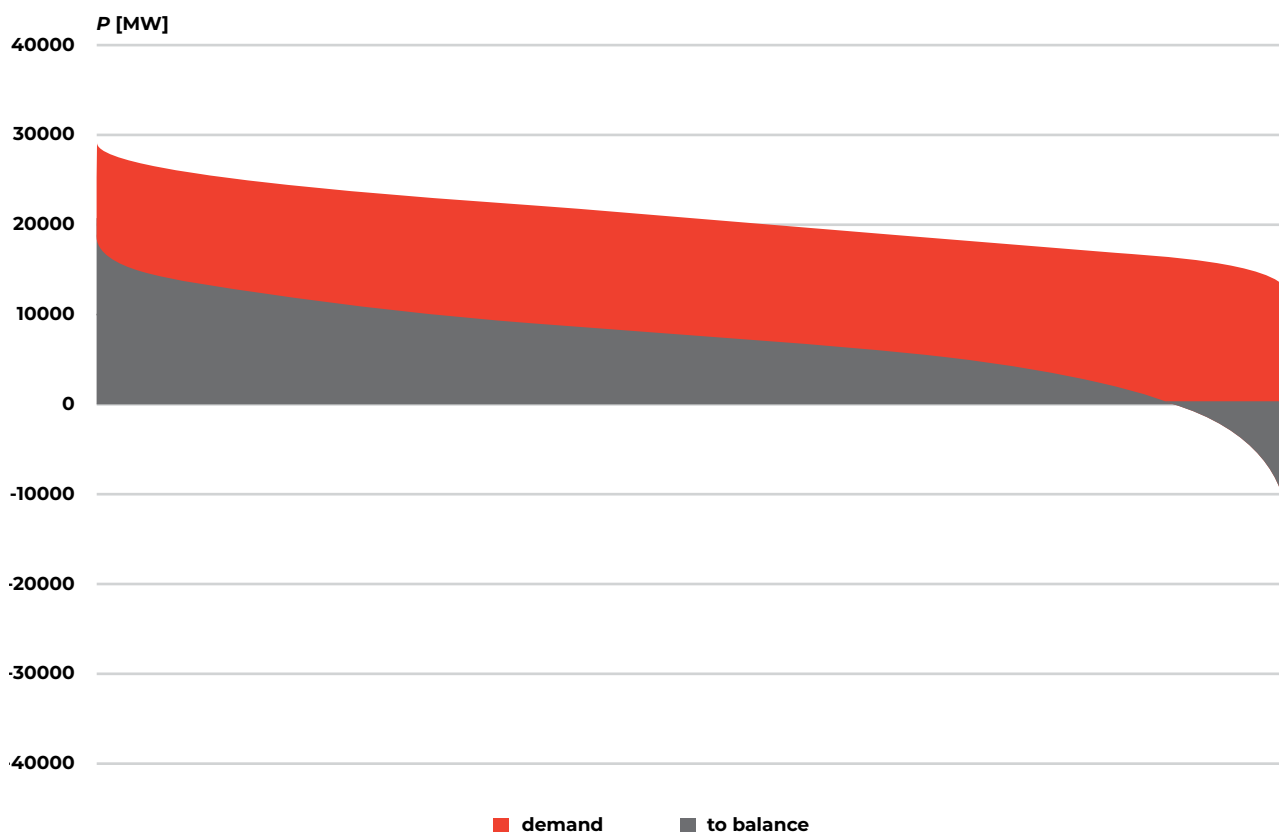
E. Generacja na lądzie 15 000 MW, generacja na morzu 5000 MW;

F. Generacja na lądzie 20 000 MW, generacja na morzu 10 000 MW;

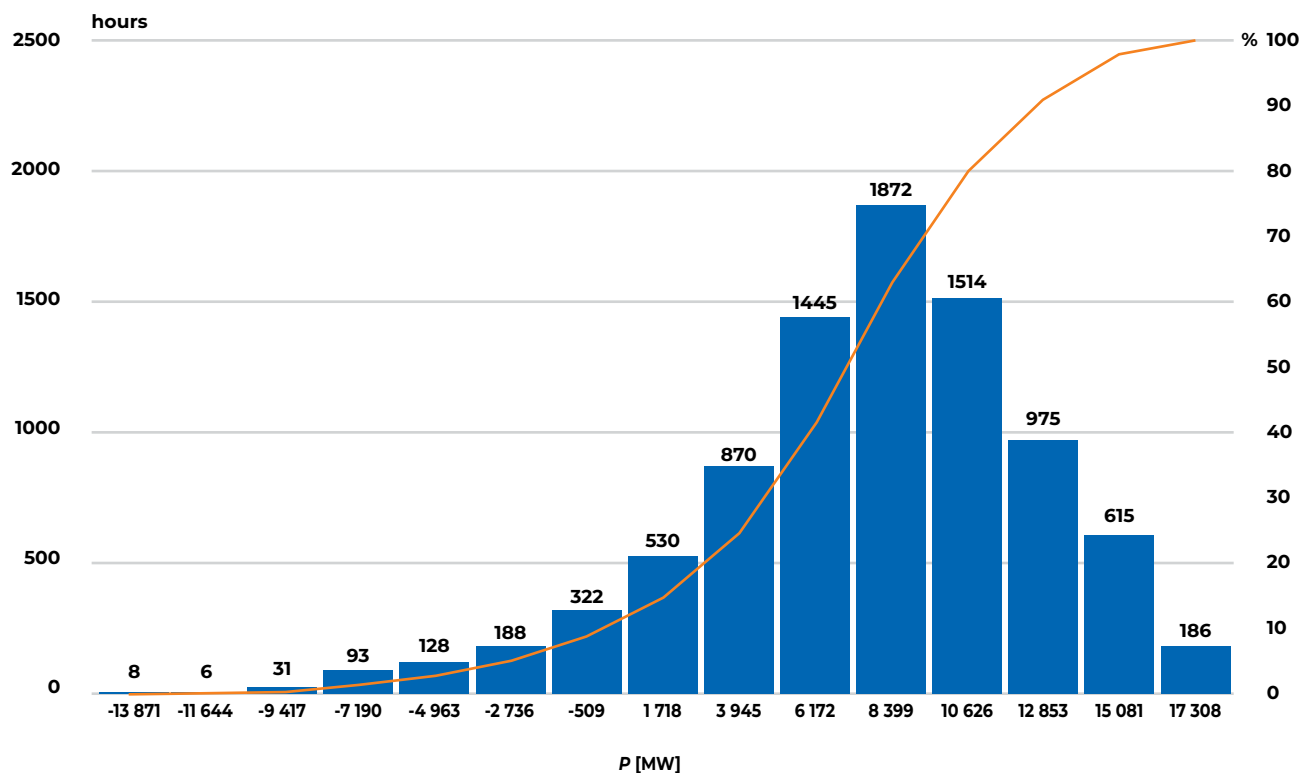
Wyniki tak określonych obliczeń pokazano na Rys.12 – Rys.23. Podstawowy wariant (energia ograniczeń w funkcji całkowitego zapotrzebowania) pokazano na Rys.12, Rys.15, Rys.18, Rys. 21. Na Rys.13, Rys.16, Rys.19, Rys.22 przedstawiono roczne uporządkowane wykresy zapotrzebowania na moc oraz uporządkowane wykresy mocy niedoborów oraz mocy nadmiarowej (wymagającej redukcji) dla wybranych przypadków uznanych za prawdopodobne. Na Rys. 14, Rys.17, Rys.20, Rys.23 przedstawiono histogramy mocy wymagającej zbilansowania (moc nadmiarowa ma wartość ujemną).



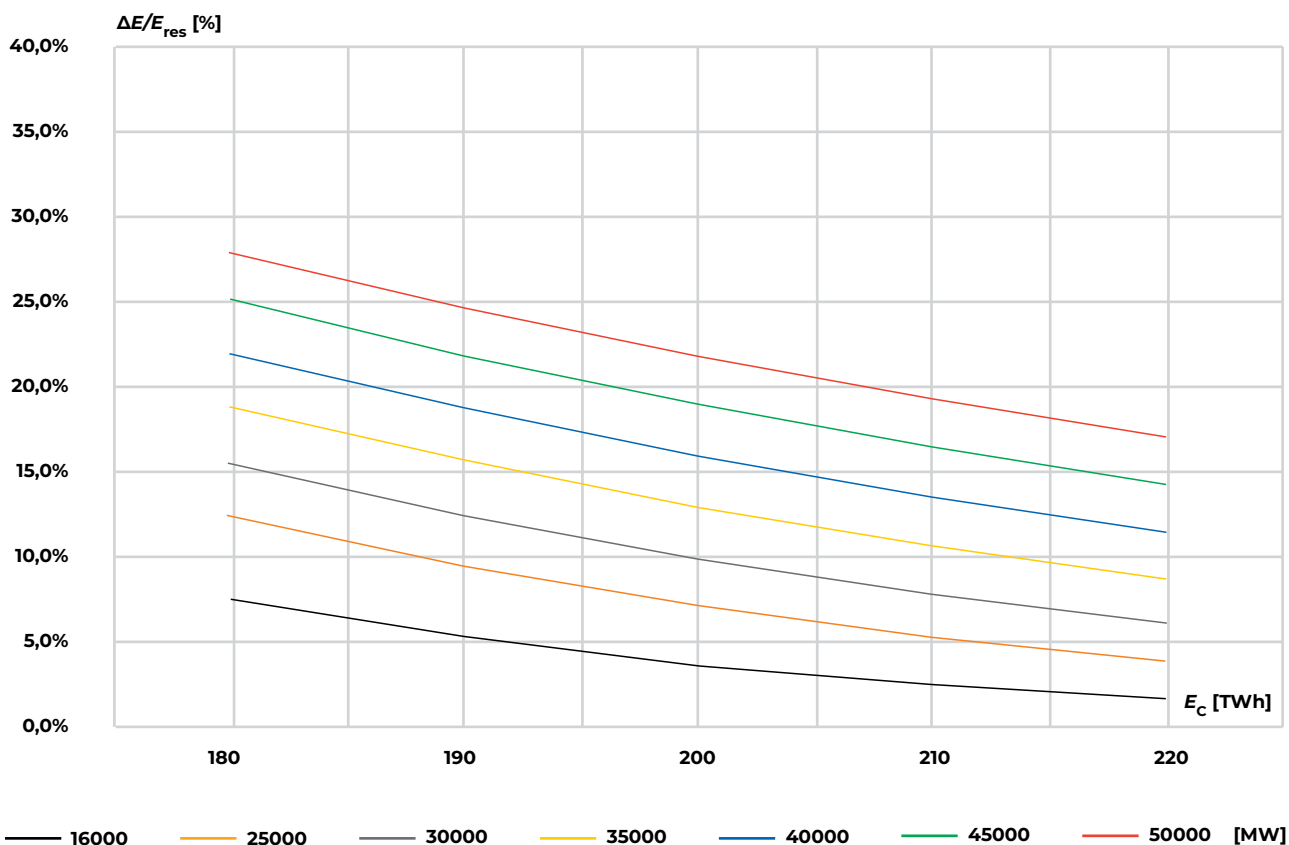
Rys.12 Zależności procentowe nadmiarowej energii z OZE podlegającej redukcji w funkcji całkowitego rocznego zapotrzebowania systemu; generacja wiatrowa na lądzie zatrzymana na poziomie 10 000 MW, brak generacji na morzu, wymuszona generacja konwencjonalna 9000 MW



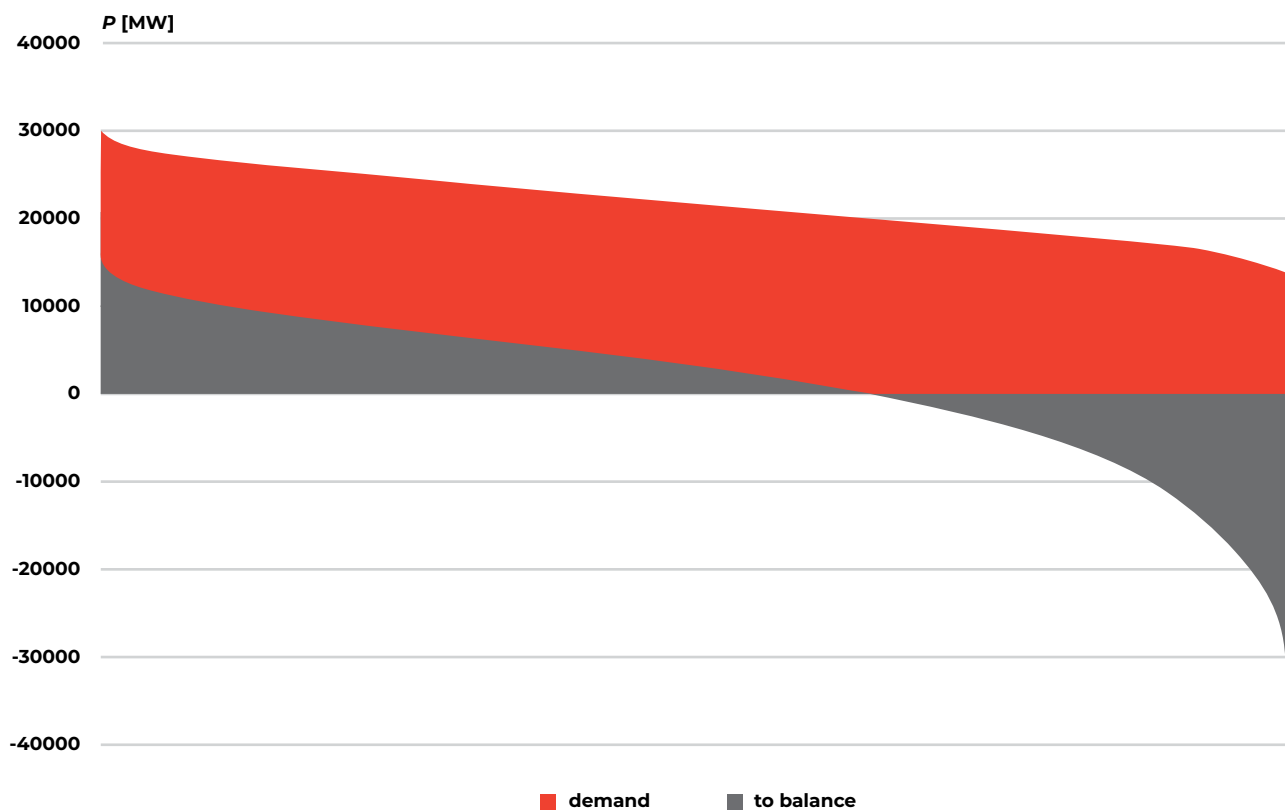
Rys.13 Uporządkowany wykres zapotrzebowania systemu (kolor czerwony) wraz z obszarami niedoboru mocy (powyżej osi poziomej) oraz generacją namiarową (poniżej osi poziomej) – kolor czarny; generacja fotowoltaiczna 25 000 MW, zapotrzebowanie roczne 180 TWh; generacja wiatrowa na lądzie zatrzymana na poziomie 10 000 MW, brak generacji na morzu, wymuszona generacja konwencjonalna 9000 MW



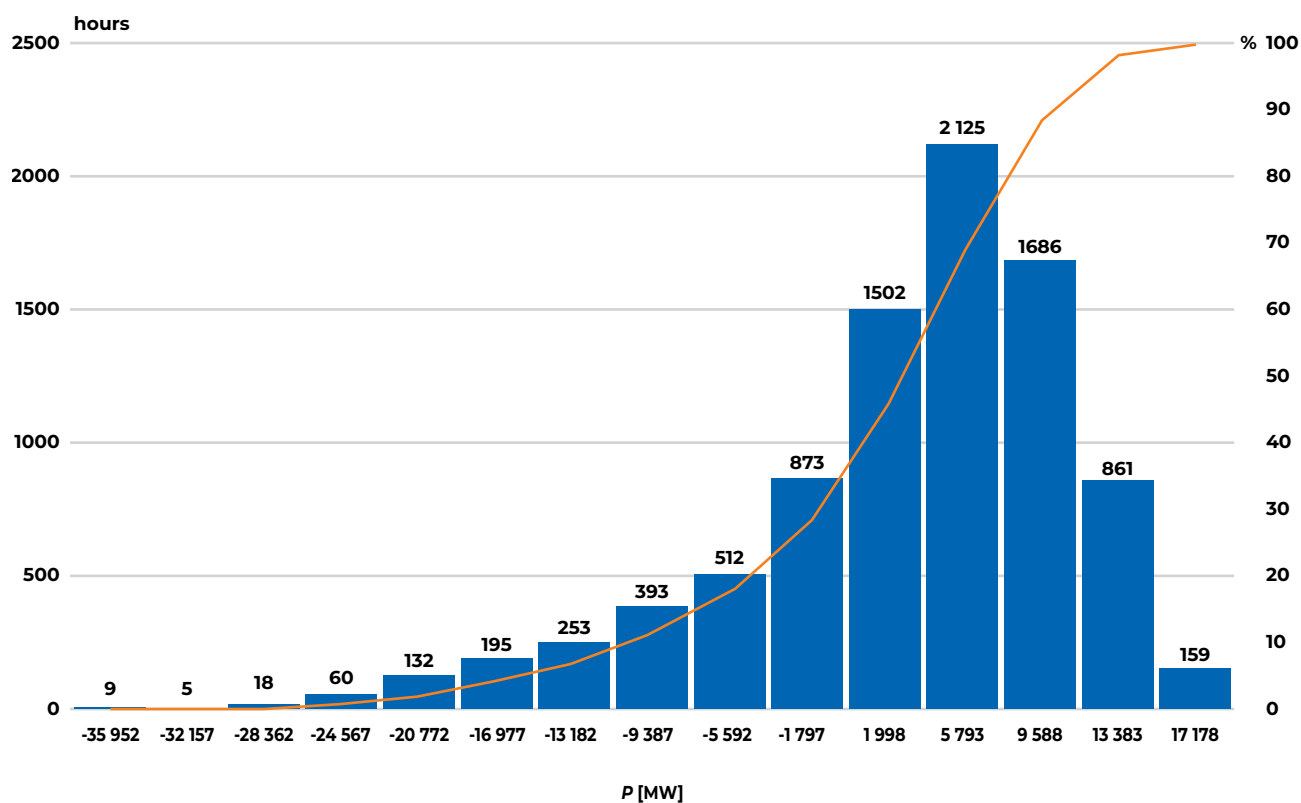
Rys.14 Histogram niedoborów (wartości dodatnie) i nadmiarów (wartości ujemne); generacja fotowoltaiczna 25 000 MW, zapotrzebowanie roczne 180 TWh; generacja wiatrowa na lądzie zatrzymana na poziomie 10 000 MW, brak generacji na morzu, wymuszona generacja konwencjonalna 9000 MW



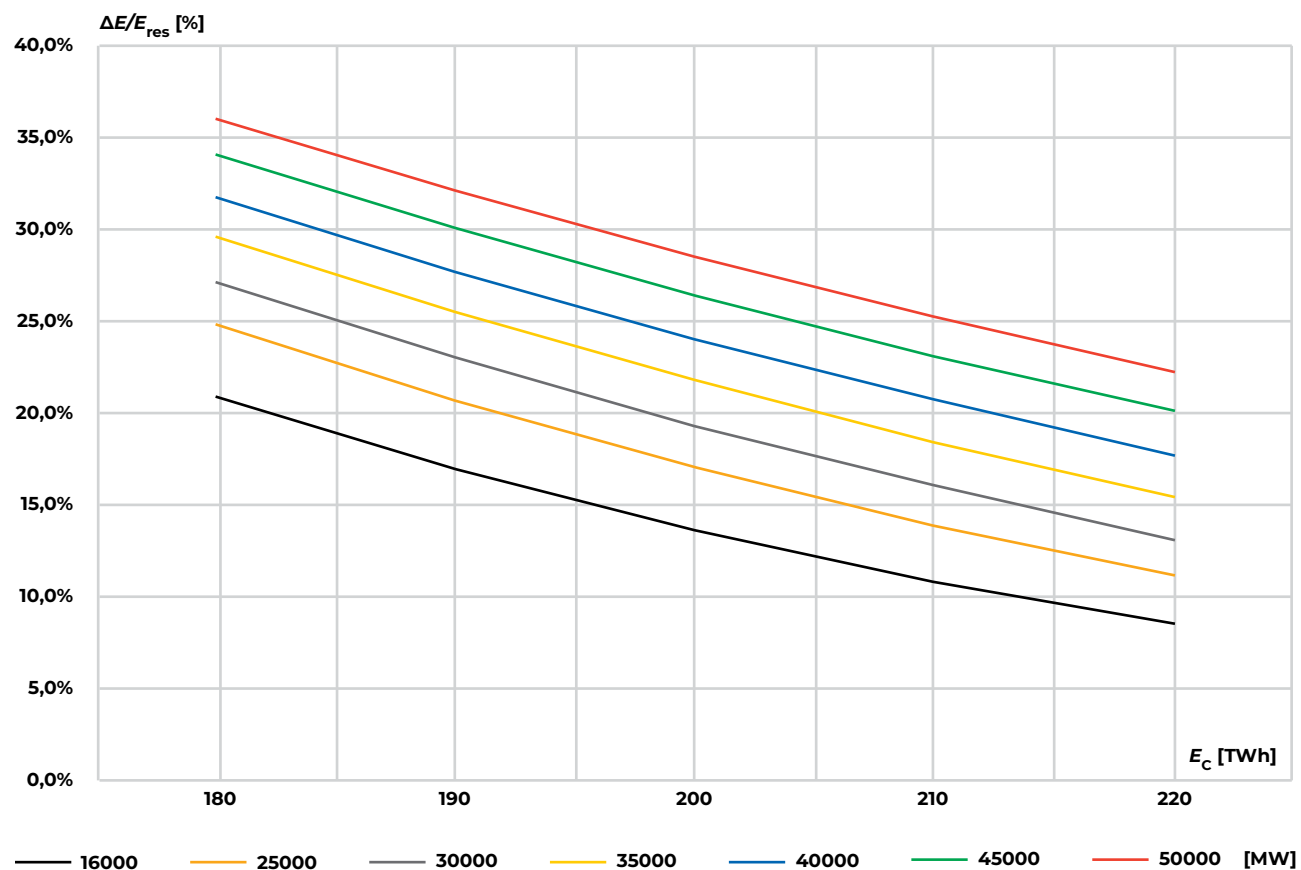
Rys.15 Zależności procentowe nadmiarowej energii z OZE podlegającej redukcji w funkcji całkowitego rocznego zapotrzebowania w systemie; generacja wiatrowa na lądzie na poziomie 15 000 MW, generacja wiatrowa na morzu 5000 MW, wymuszona generacja konwencjonalna 9000 MW



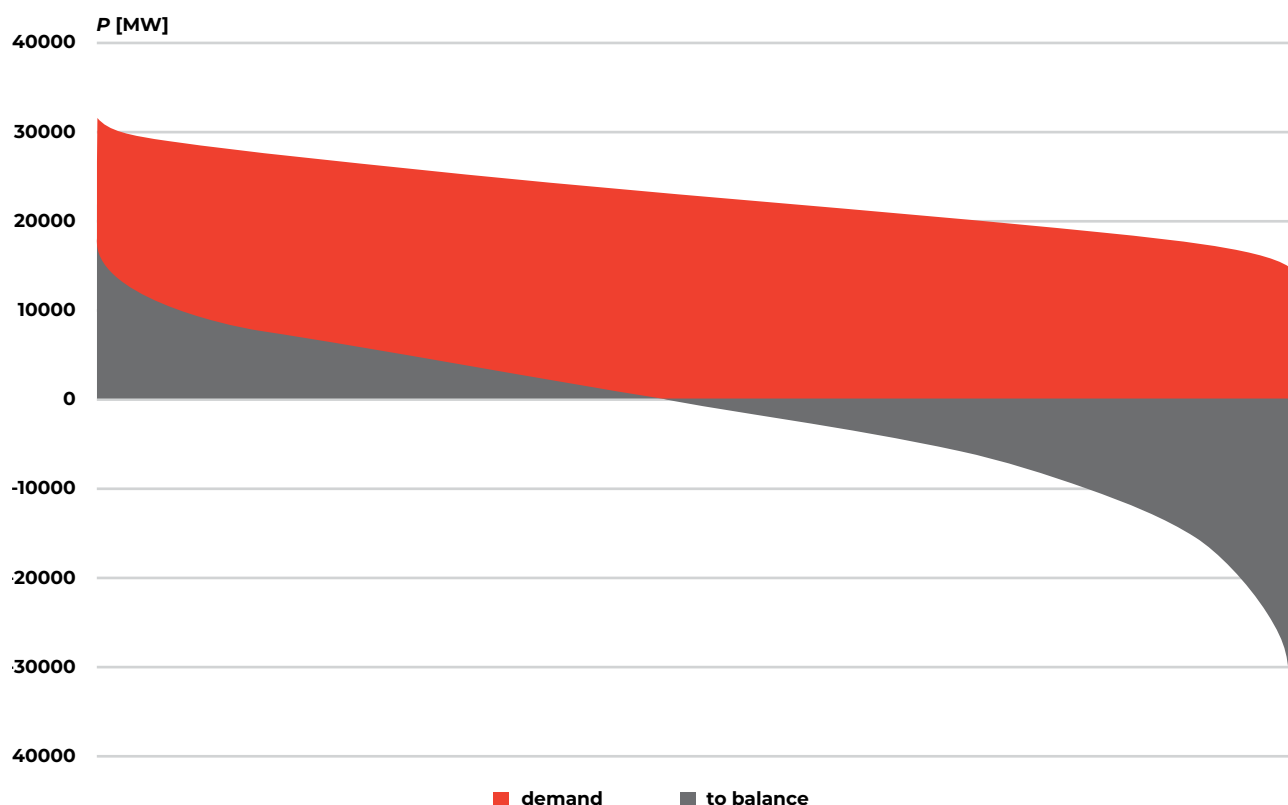
Rys.16 Uporządkowany wykres zapotrzebowania systemu elektroenergetycznego (kolor czerwony) wraz z obszarami niedoboru mocy (powyżej osi poziomej) oraz generacją namiarową (poniżej osi poziomej) – kolor czarny; generacja fotowoltaiczna 45 000 MW, zapotrzebowanie roczne 200 TWh; generacja wiatrowa na lądzie na poziomie 15 000 MW, generacja wiatrowa na morzu 5000 MW, wymuszona generacja konwencjonalna 9000 MW



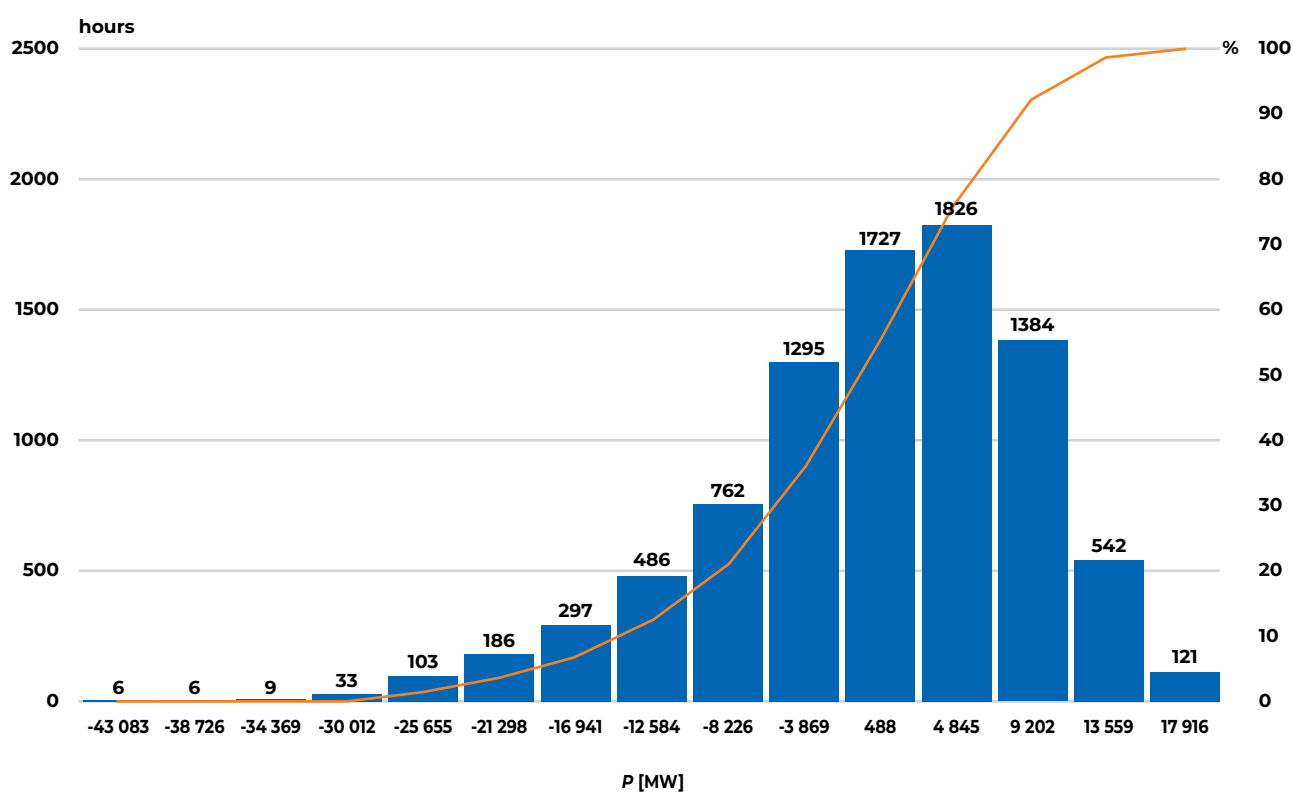
Rys.17 Histogram niedoborów (wartości dodatnie) i nadmiarów (wartości ujemne); generacja fotowoltaiczna 45 000 MW, zapotrzebowanie roczne 200 TWh; generacja wiatrowa na lądzie na poziomie 15 000 MW, generacja wiatrowa na morzu 5000 MW, wymuszona generacja konwencjonalna 9000 MW



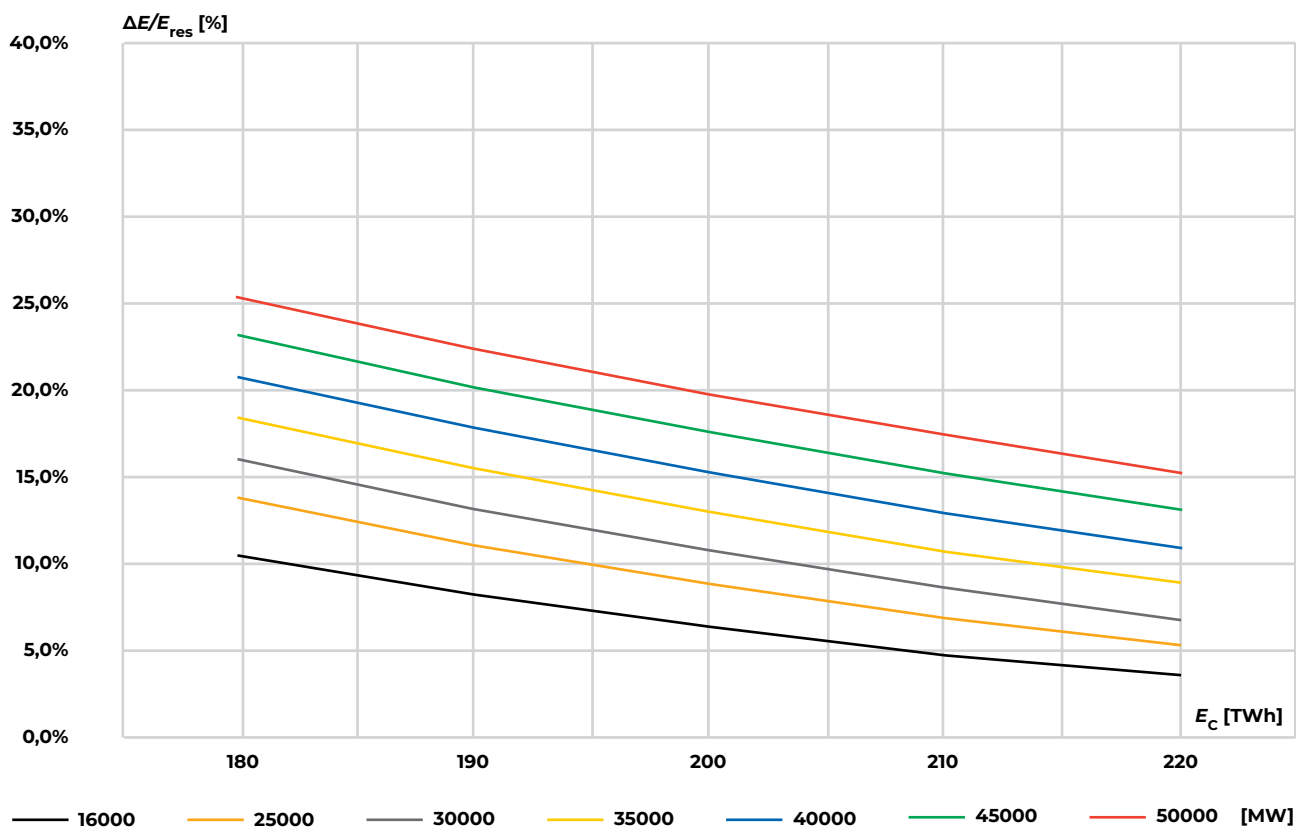
Rys.18 Zależności procentowe nadmiarowej energii z OZE podlegającej redukcji w funkcji całkowitego rocznego zapotrzebowania w systemie elektroenergetycznym; generacja wiatrowa na lądzie – wartość docelowa 20 00 MW, generacja wiatrowa na morzu 10 000 MW, wymuszona generacja konwencjonalna 9000 MW



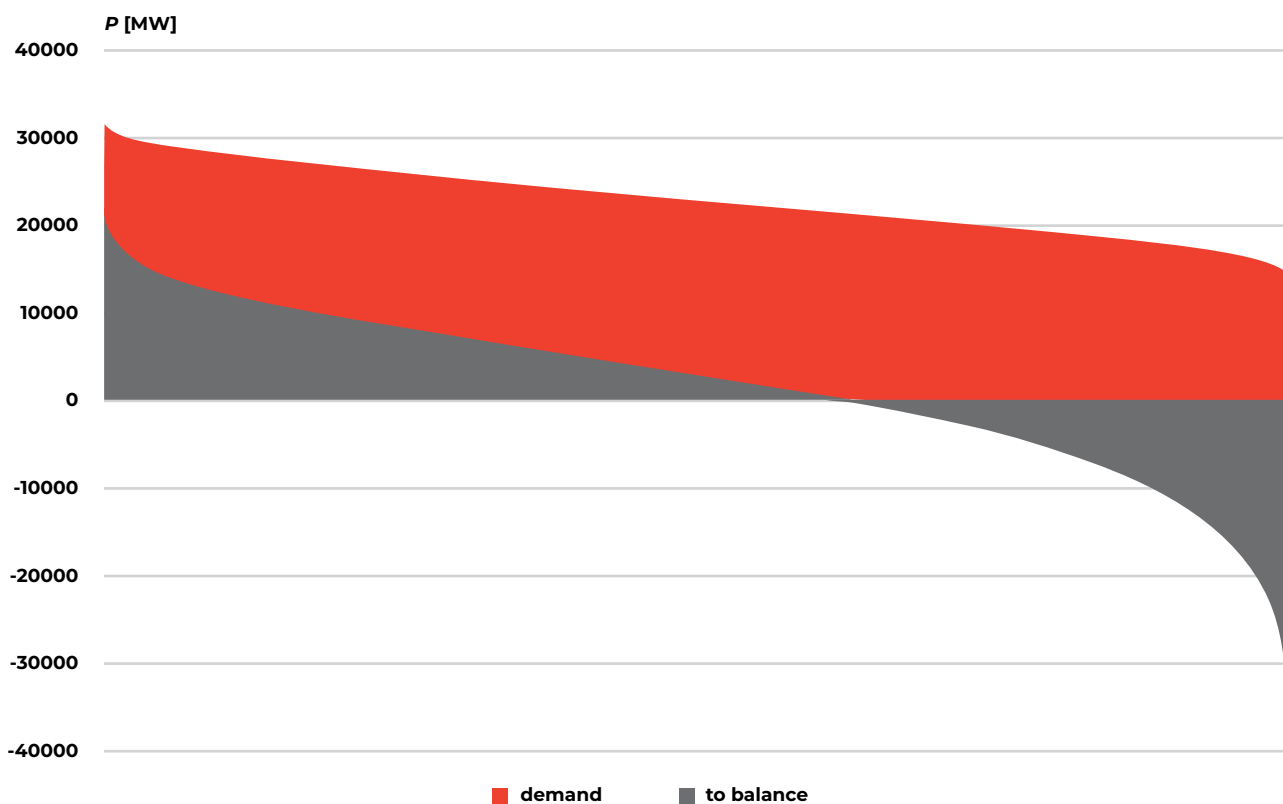
Rys.19 Uporządkowany wykres zapotrzebowania systemu (kolor czerwony) wraz z obszarami niedoboru mocy (powyżej osi poziomej) oraz generacją namiarową (poniżej osi poziomej) – kolor czarny; generacja fotowoltaiczna 45 000 MW, zapotrzebowanie roczne 200 TWh; generacja wiatrowa na lądzie na poziomie 20 000 MW, generacja wiatrowa na morzu 10 000 MW, wymuszona generacja konwencjonalna 9000 MW



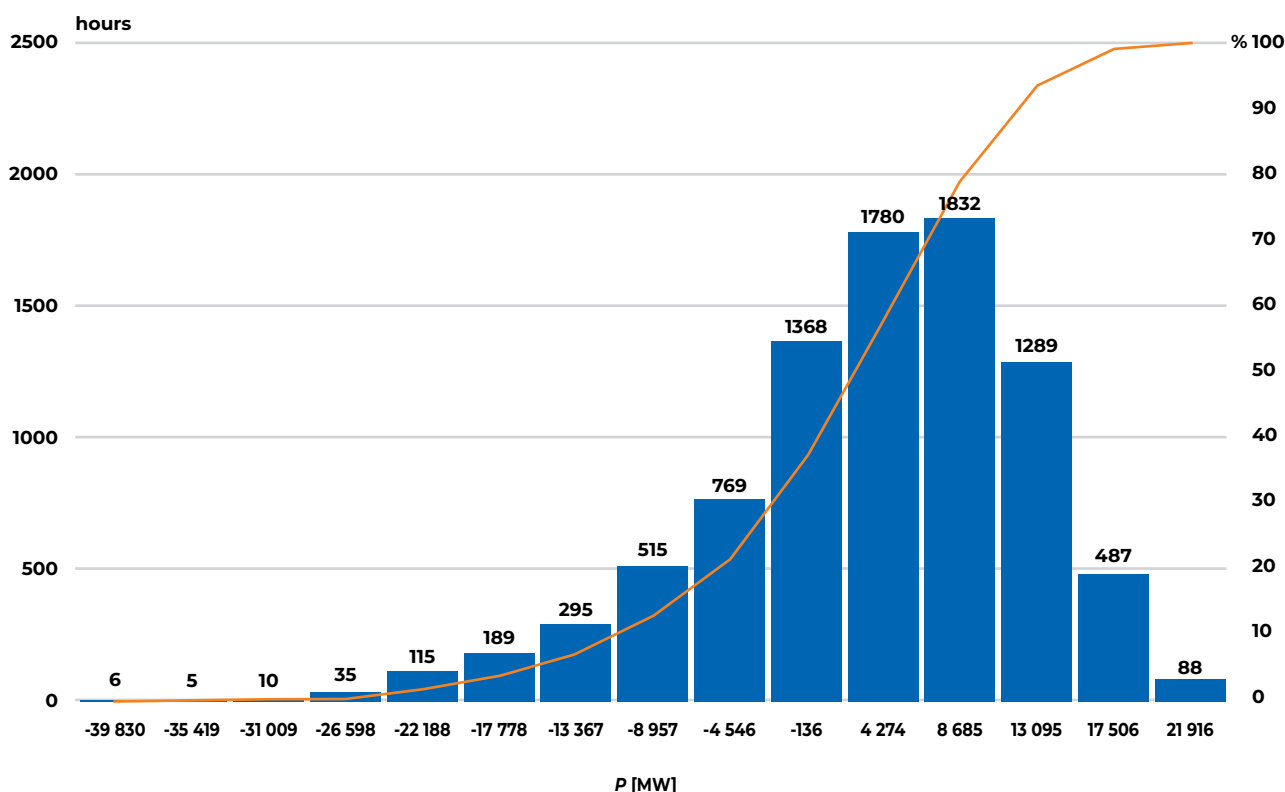
Rys.20 Histogram niedoborów (wartości dodatnie) i nadmiarów (wartości ujemne); generacja fotowoltaiczna 45 000 MW, zapotrzebowanie roczne 200 TWh; generacja wiatrowa na lądzie 20 000 MW, generacja wiatrowa na morzu 10 000 MW, wymuszona generacja konwencjonalna 9000 MW



Rys.21 Zależności procentowe nadmiarowej energii z OZE podlegającej redukcji w funkcji całkowitego rocznego zapotrzebowania w systemie; generacja wiatrowa na lądzie – wartość docelowa 20 00 MW, generacja wiatrowa na morzu 10 000 MW, wymuszona generacja konwencjonalna zmniejszona do 5000 MW



Rys.22 Uporządkowany wykres zapotrzebowania systemu (kolor czerwony) wraz z obszarami niedoboru mocy (powyżej osi poziomej) oraz generacją namiarową (poniżej osi poziomej) – kolor czarny; generacja fotowoltaiczna 45 000 MW, zapotrzebowanie roczne 200 TWh; generacja wiatrowa na lądzie na poziomie 20 000 MW, generacja wiatrowa na morzu 10 000 MW, wymuszona generacja konwencjonalna 5000 MW



Rys. 23 Histogram niedoborów (wartości dodatnie) i nadmiarów (wartości ujemne); generacja fotowoltaiczna 45 000 MW, zapotrzebowanie roczne 200 TWh; generacja wiatrowa na lądzie 20 000 MW, generacja wiatrowa na morzu 10 000 MW, wymuszona generacja konwencjonalna 5000 MW

Z uzyskanych wyników obliczeń można wywieść raczej pesymistyczne wnioski. Gdyby boom inwestycyjny doprowadził fotowoltaikę do wartości 30-50 GW (w stosunku do obecnej mocy zainstalowanej wynoszącej 16 GW), przy planowanym i raczej konsekwentnie realizowanym poziomie inwestycji w źródła wiatrowe (docelowo 20 GW na lądzie i 10 GW na morzu), to ryzyko ograniczeń generacji OZE można oszacować jako bardzo wysokie (odpowiedni 30% i 20%). Czynnikiem różnicującym byłaby tu wielkość zapotrzebowania na energię przez system elektroenergetyczny. Wyższa wartość ograniczeń powstałaby przy umiarkowanym wzroście zapotrzebowania (do 200 TWh rocznie), mniejsza przy wzroście bardziej dynamicznym (powyżej 220 TWh). Zastosowanie rozwiązań technicznych pozwalających na zmniejszenie generacji wymuszonej z 9 GW do 5 GW (między innymi poprzez zastosowanie falowników typu Grid Forming) wpływa oczywiście na zmniejszenie konieczności redukcji generacji, ale jest to spadek kilkuprocentowy (np. z 20% do 15 %), na co wskazuje porównanie wykresów z Rys.18 i Rys.21.

W rezultacie konieczność rozważenia skuteczności procesu magazynowania energii staje się kluczowa, gdyż jej brak obniża efektywność inwestycji w OZE i prędzej czy później doprowadzi do zahamowania dynamiki jej rozwoju.

Zwrócić należy także uwagę, na nieomawiany szerzej fakt niedoborów generacji, który co do wartości przekracza jej nadmiary (lub jest im równy). Tym samym rysuje się problem niezbędnych jednostek do pokrywania podszczytowego i szczytowego zapotrzebowania, wyboru ich technologii, parametrów oraz ekonomicznych podstaw funkcjonowania. Problem ten nie jest jednak przedmiotem prezentowanych rozważań, pomimo swojej istotności.

4. Próba oszacowania wpływu magazynów energii na zmniejszenie ryzyka ograniczania generacji OZE.

Powstało bardzo dużo publikacji poświęconych magazynowaniu energii – jednak większość z nich^{11, 12, 13, 14, 15} poświęcona jest omówieniu dostępnych technologii magazynowania i ich przydatności, sprawności i kwestiom

11 Available and Future Methods of Energy Storage, commissioned by WWF Poland, Warsaw 2020.

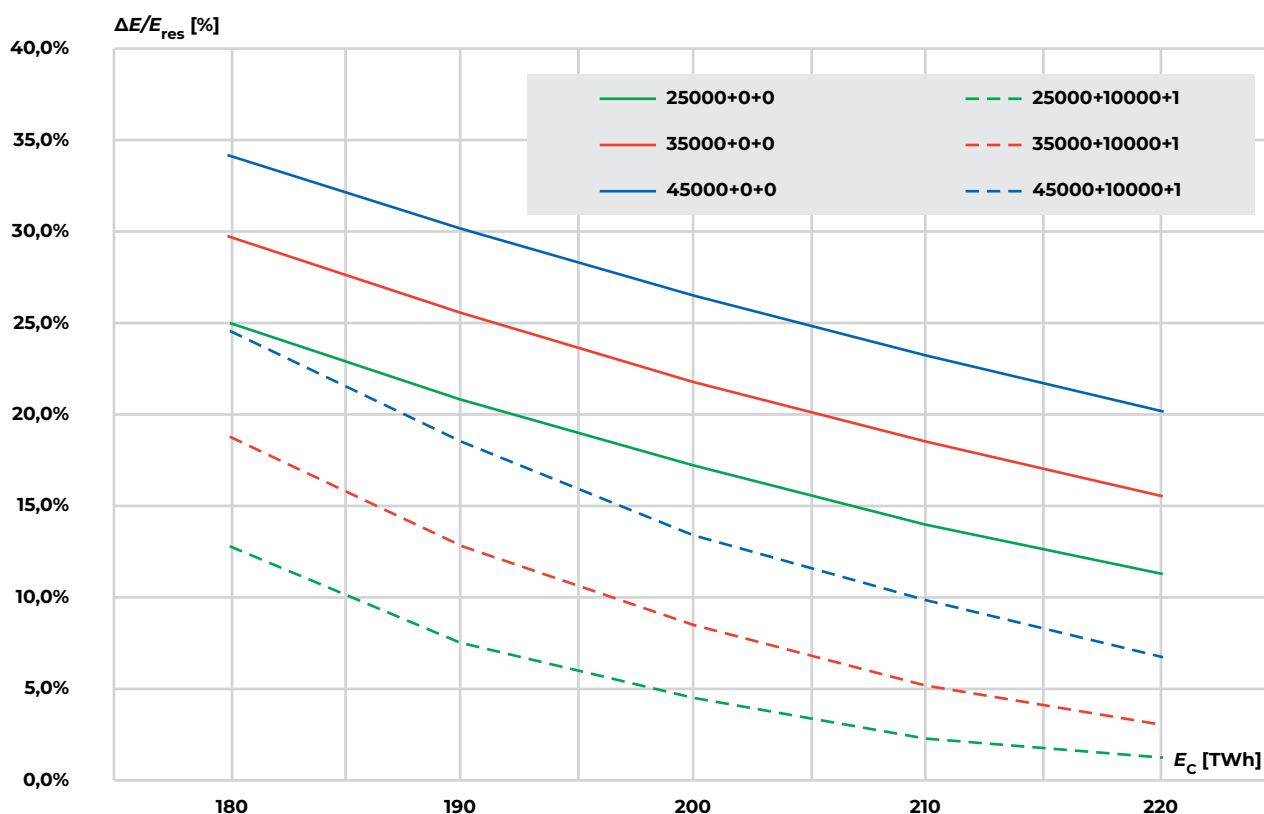
12 Robeiro P., Johnson P., Crow W., Arsoy A., Steurer M., Liu Y.: Energy Storage Systems, Electrical Engineering – Vol III, Encyclopaedia of Life Support Systems, 2021.

13 Koohi-Foyegh S., Rosen M.A.: A review of energy storage types, application and recent developments., J. Energy Storage 2020, 27.

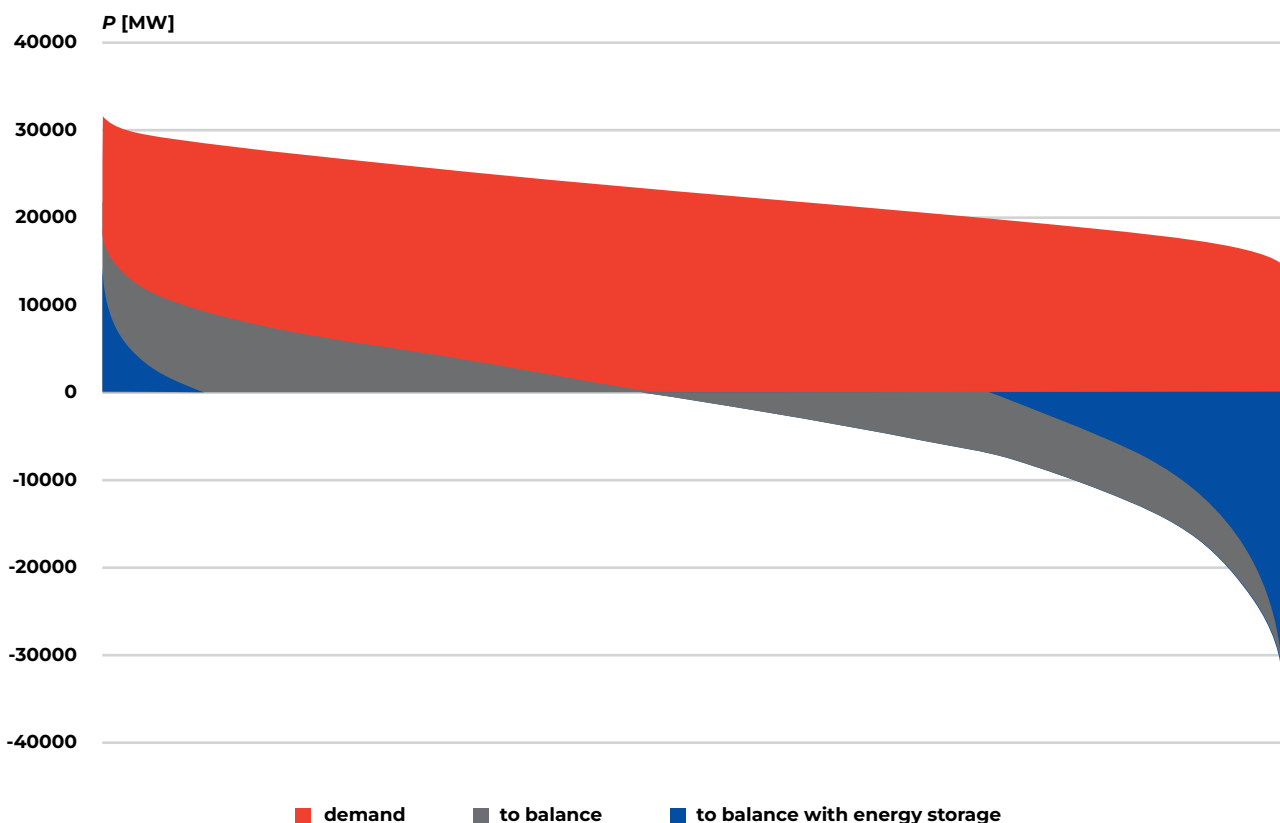
14 Behabtu H.A., Coosemans T.: A Review of Energy Storage Technologies Application Potentials in Renewable Energy Sources Grid Integration, Sustainability, December 2020.

15 Price A., Wojszczyk B., Styczynski Z., Hatzigiorgiou N., Seethapathy R (2012) The practical application of advanced energy storage technologies within existing and planned market structures. CIGRE Session, Paris.

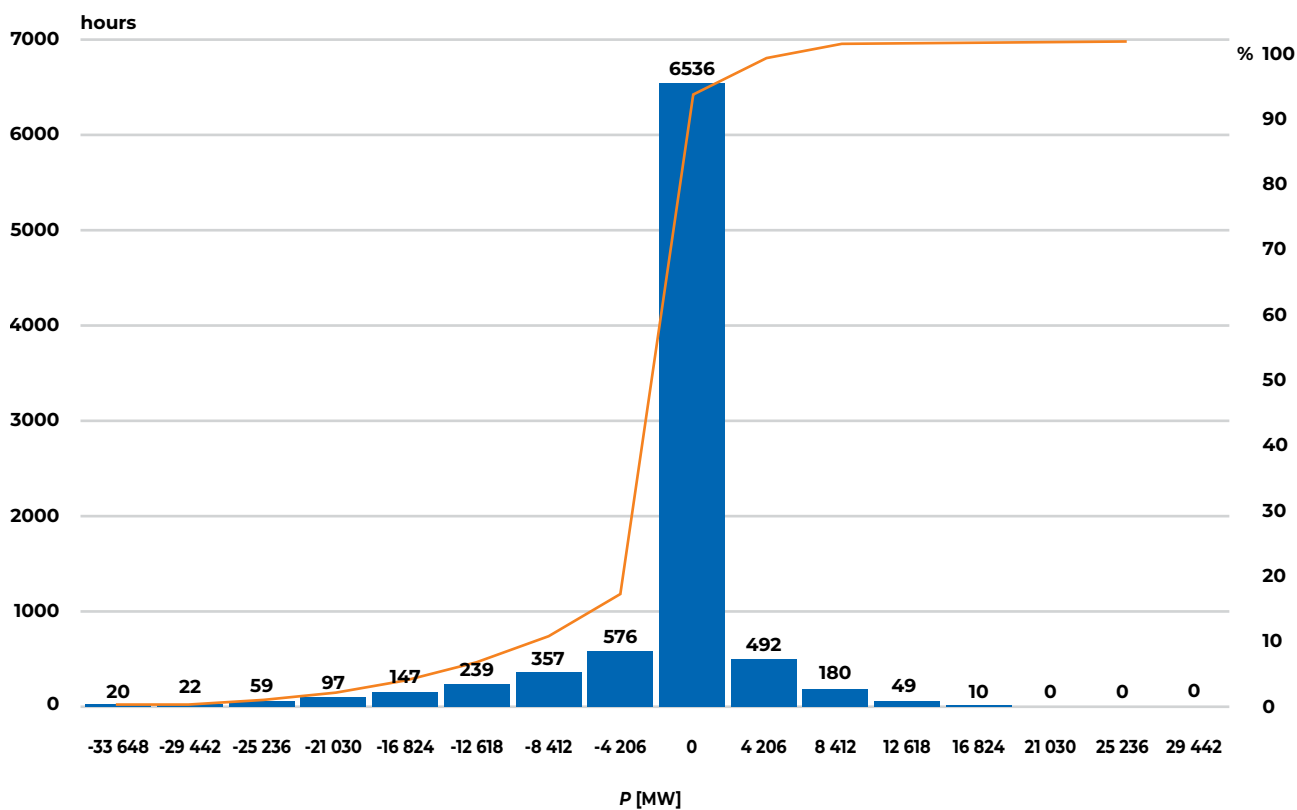
ekonomicznym. W prezentowanych poniżej rozważaniach pominięto aspekty technologiczne – skupiono się na identyfikacji parametrów urządzeń magazynujących energię, mając na uwadze ich udział w bilansowaniu zapotrzebowania i generacji (czyli pokryciu niezbilansowania) w systemie elektroenergetycznym, gdzie udział odnawialnych źródeł energii jest znaczący. Moc znamionowa magazynów energii, dla których operatorzy wydali warunki przyłączenia przekroczyła, jak już stwierdzono wcześniej, 20 GW. Niestety operatorzy nie podają ich pojemności, która dla określenia efektu gromadzenia energii jest kluczowa. Można mieć pewność, że są to magazyny elektrochemiczne (bateryjne). Prawdopodobnie jednostki o pojemności 1h-2h (wyrażanie pojemności w godzinach może być w praktyce stosowane) instalowane w polskim systemie jako pierwsze (np. magazyn w bieszczadzkiej Rzepedzi o mocy 2 MW i pojemności 4 MWh) będą stopniowo zwiększały swoją pojemność do 3h-4h. W rezultacie dla wspomnianej wyżej wartości 20 GW, można spodziewać się pojemności 60-80 GWh czyli 0,06-0,08 TWh. Wydaje się, że także i w tym przypadku pozostaje jeszcze wiele do zrobienia, aby rozwiązać nie tylko problemy nadprodukcji energii, ale także jej niedoborów, w okresach braku generacji w OZE, wynikającego z warunków pogodowych. Szacuje się, że rozwiązanie przyniesie dopiero zastosowanie magazynów długoterminowych o pojemnościach rzędu 100 godzin. Dla ich mocy znamionowej wynoszącej 10 GW oznacza to pojemność 1 TWh. Tu oczywiście wchodzi w grę technologie wodorowe, mające zarówno entuzjastów jak i głębokich sceptyków. Postępy w ich rozwoju są jednak niezaprzeczalne. Nie wypowiadając się szerzej co do kwestii technicznych poniżej przedstawiono efekt zastosowania idealnego magazynu globalnego o powyższych parametrach, zastosowanego dla rozkładu generacji w OZE zgodnie z Tabelą 1 (PV- od 25 do 45 GW, ONW – 20 GW, OFW – 10 GW), zapotrzebowaniem 200 TWh i generacją wymuszoną wynoszącą 9 GW.



Rys.24 Zależności procentowe nadmierowej energii z OZE podlegającej redukcji w funkcji całkowitego rocznego zapotrzebowania w systemie elektroenergetycznym; generacja wiatrowa na lądzie – wartość docelowa 20 000 MW, generacja wiatrowa na morzu 10 000 MW, wymuszona generacja konwencjonalna 9000 MW; magazyn energii 10 GW o pojemności 1 TWh



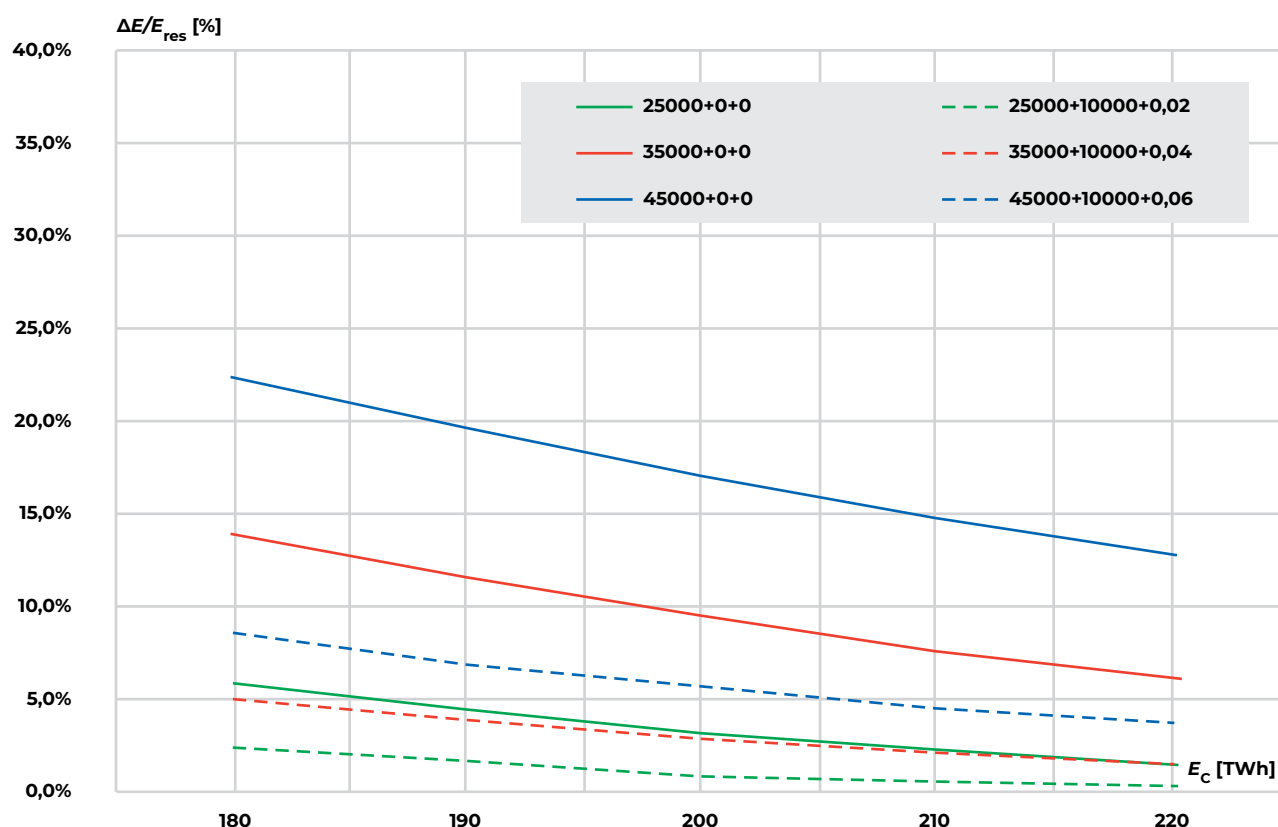
Rys.25 Uporządkowany wykres zapotrzebowania systemu elektroenergetycznego (kolor czerwony) wraz z obszarami niedoboru mocy (powyżej osi poziomej) oraz generacją namiarową (poniżej osi poziomej) – kolor czarny; generacja fotowoltaiczna 45 000 MW, zapotrzebowanie roczne 200 TWh; generacja wiatrowa na lądzie na poziomie 20 000 MW, generacja wiatrowa na morzu 10 000 MW, wymuszona generacja konwencjonalna 9000 MW; magazyn energii 10 GW o pojemności 1 TWh – kolor niebieski



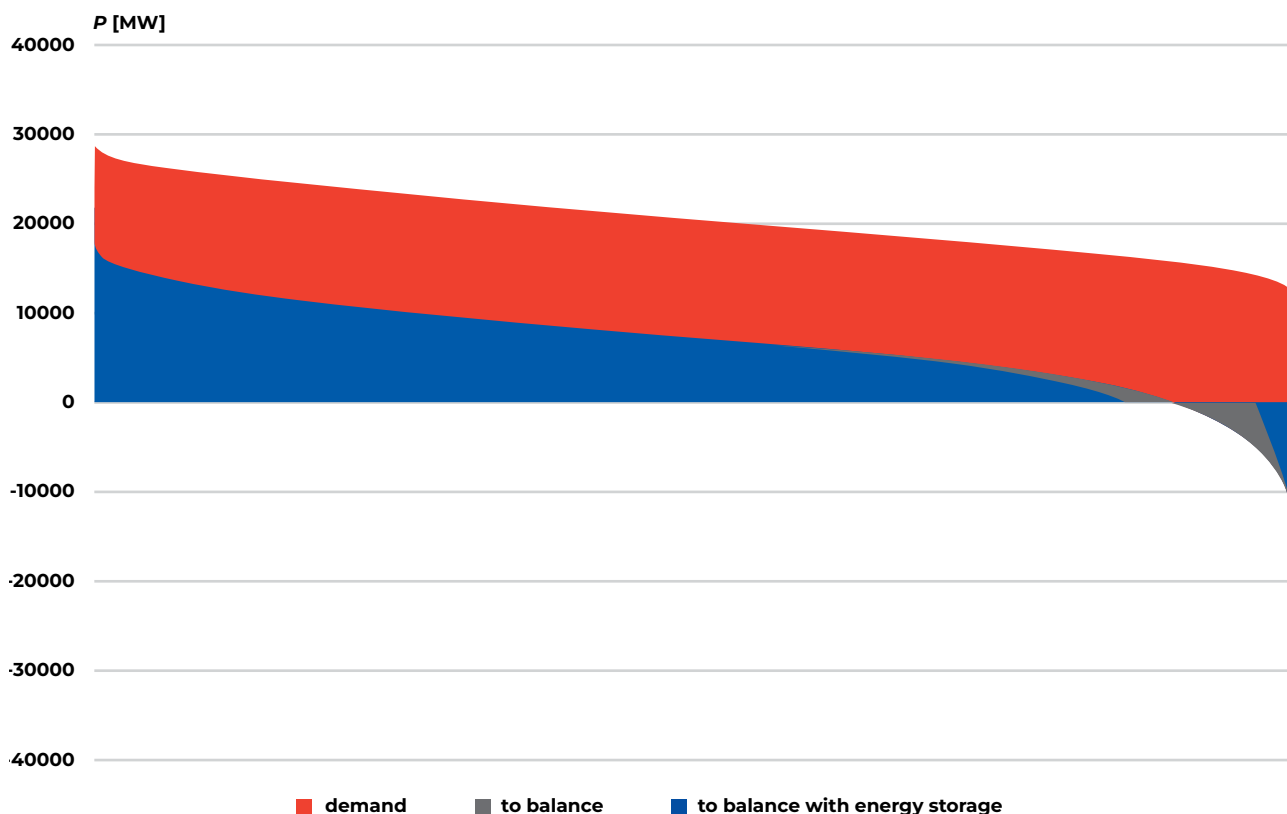
Rys.26 Histogram niedoborów (wartości dodatnie) i nadmiarów (wartości ujemne); generacja fotowoltaiczna 45 000 MW, zapotrzebowanie roczne 200 TWh; generacja wiatrowa na lądzie 20 000 MW, generacja wiatrowa na morzu 10 000 MW, wymuszona generacja konwencjonalna 9000 MW; wymuszona generacja konwencjonalna 9000 MW; magazyn energii 10 GW o pojemności 1 TWh

Jak można zauważyć, „mega-magazyn globalny” nie zapewnia radykalnego zmniejszenia ograniczeń generacji, przyczynia się jednak do bardzo znacznego zmniejszania niedoborów, w okresach braku generacji z OZE. Konsekwencją bardzo dużej pojemności są ograniczenia w likwidacji generacji nadmiarowej, bo magazyn ładuje się do pełna w styczniu (z wiatraków) i w okresie wiosennym nie jest jeszcze w pełni rozładowany.

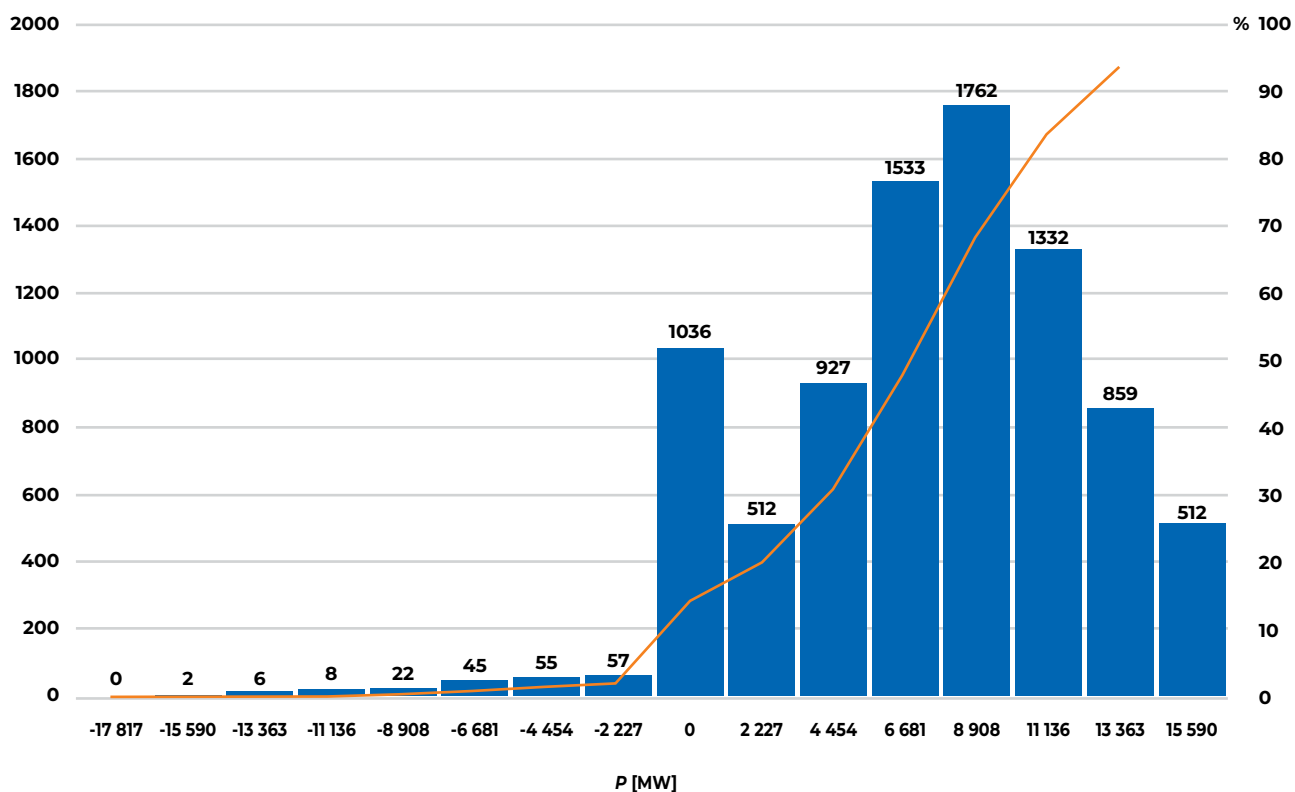
W kolejnym kroku przeprowadzono badania dla magazynów bateryjnych o mocy 10 GW i pojemnościach zwiększających się stopniowo – od 0,02 TWh (dla mocy zainstalowanej w PV wynoszącej 25 GW), poprzez 0,04 GW (dla mocy zainstalowanej w PV wynoszącej 35 GW) aż do 0,06 TWh (dla mocy PV wynoszącej 45 GW). Tak jak w poprzednich przypadkach rozpatrywano zmienność zapotrzebowania – od 180 TWh do 220 TWh oraz różny stopień rozwoju generacji wiatrowej. Otrzymane wyniki przedstawiono na kolejnych rysunkach.



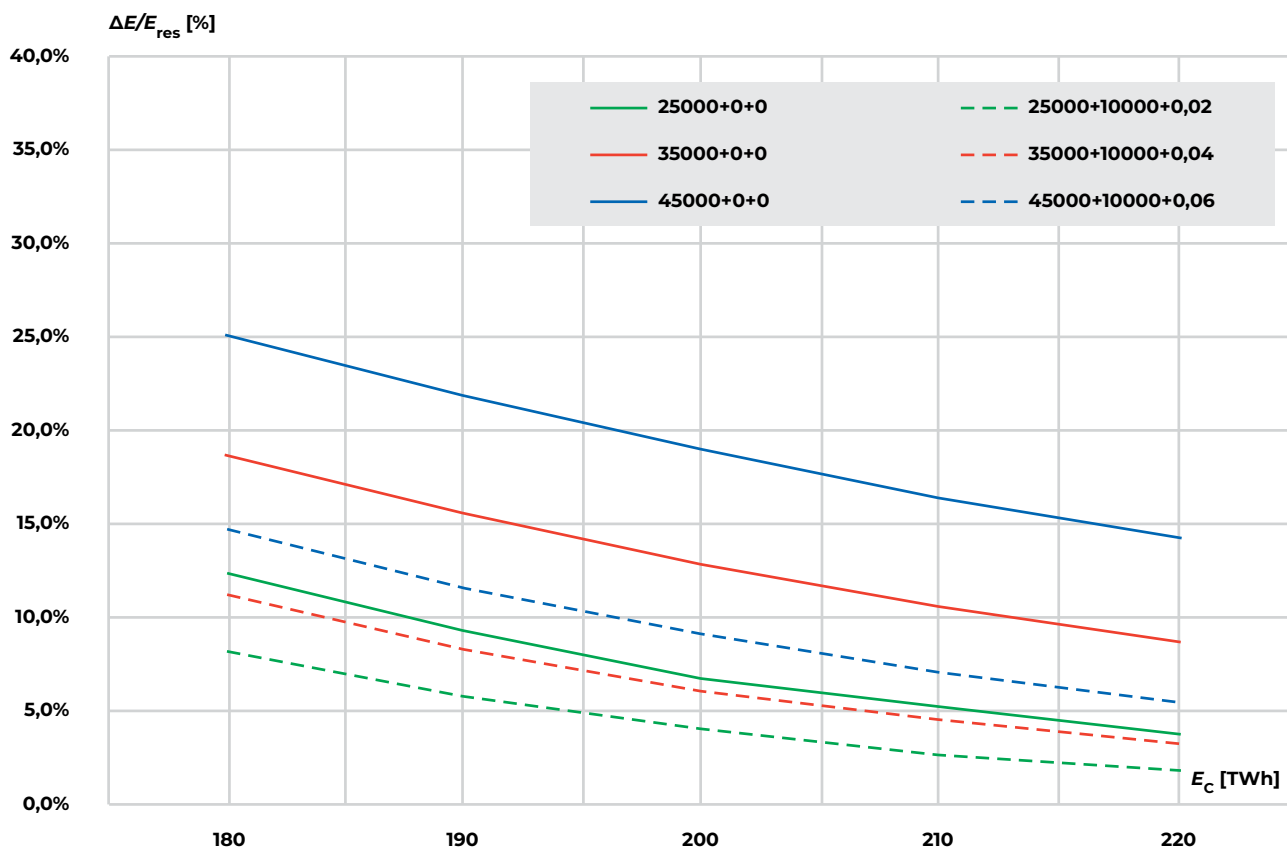
Rys. 27 Zależności procentowe nadmiarowej energii z OZE podlegającej redukcji w funkcji całkowitego rocznego zapotrzebowania w systemie elektroenergetycznym; generacja wiatrowa na lądzie 10 000 MW, generacja wiatrowa na morzu 0 MW, wymuszona generacja konwencjonalna 9000 MW; pojemność magazynów od 0,02 TWh do 0,06 TWh.



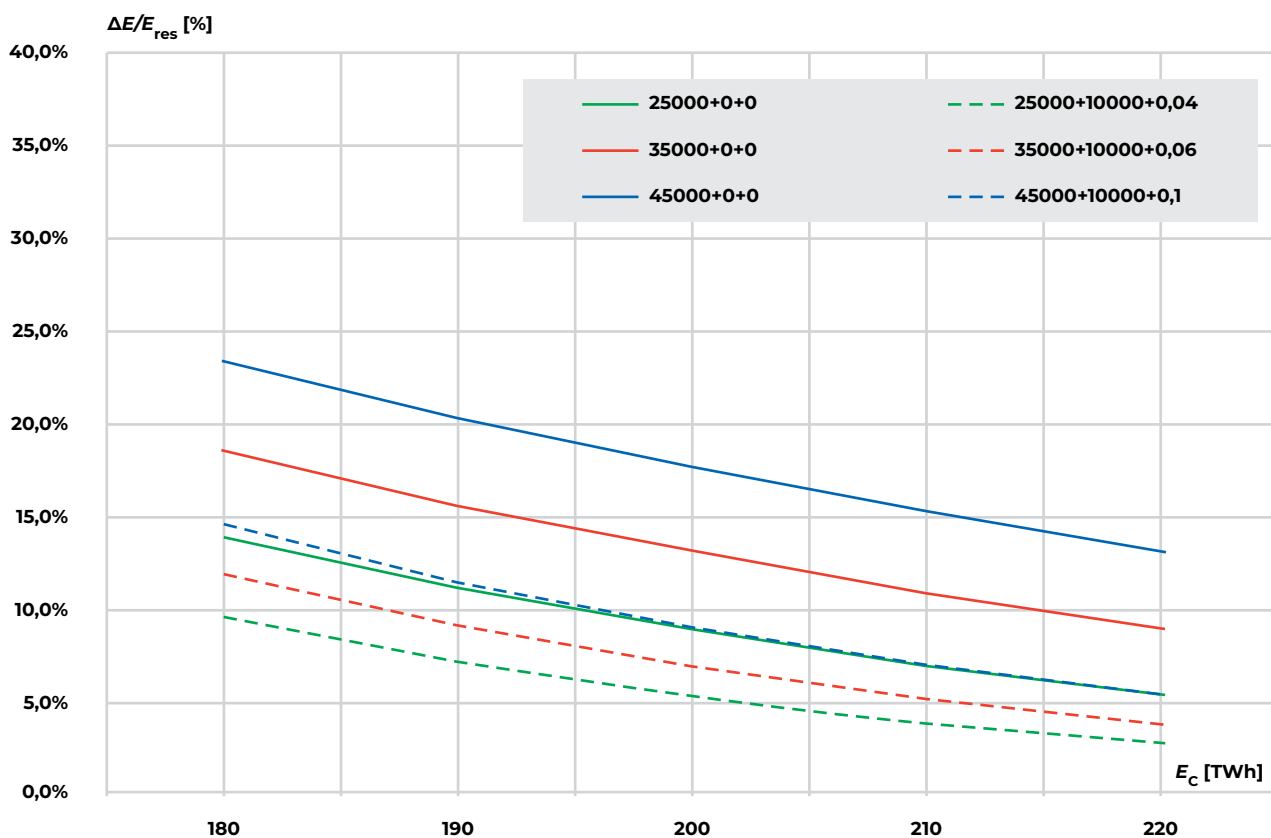
Rys.28 Uporządkowany wykres zapotrzebowania systemu elektroenergetycznego (kolor czerwony) wraz z obszarami niedoboru mocy (powyżej osi poziomej) oraz generacją namiarową (poniżej osi poziomej) – kolor czarny; generacja fotowoltaiczna 25 000 MW, zapotrzebowanie roczne 180 TWh; generacja wiatrowa na lądzie 10 000 MW, brak generacji wiatrowej na morzu, wymuszona generacja konwencjonalna 9000 MW, pojemność magazynu 0,02 TWh – kolor niebieski



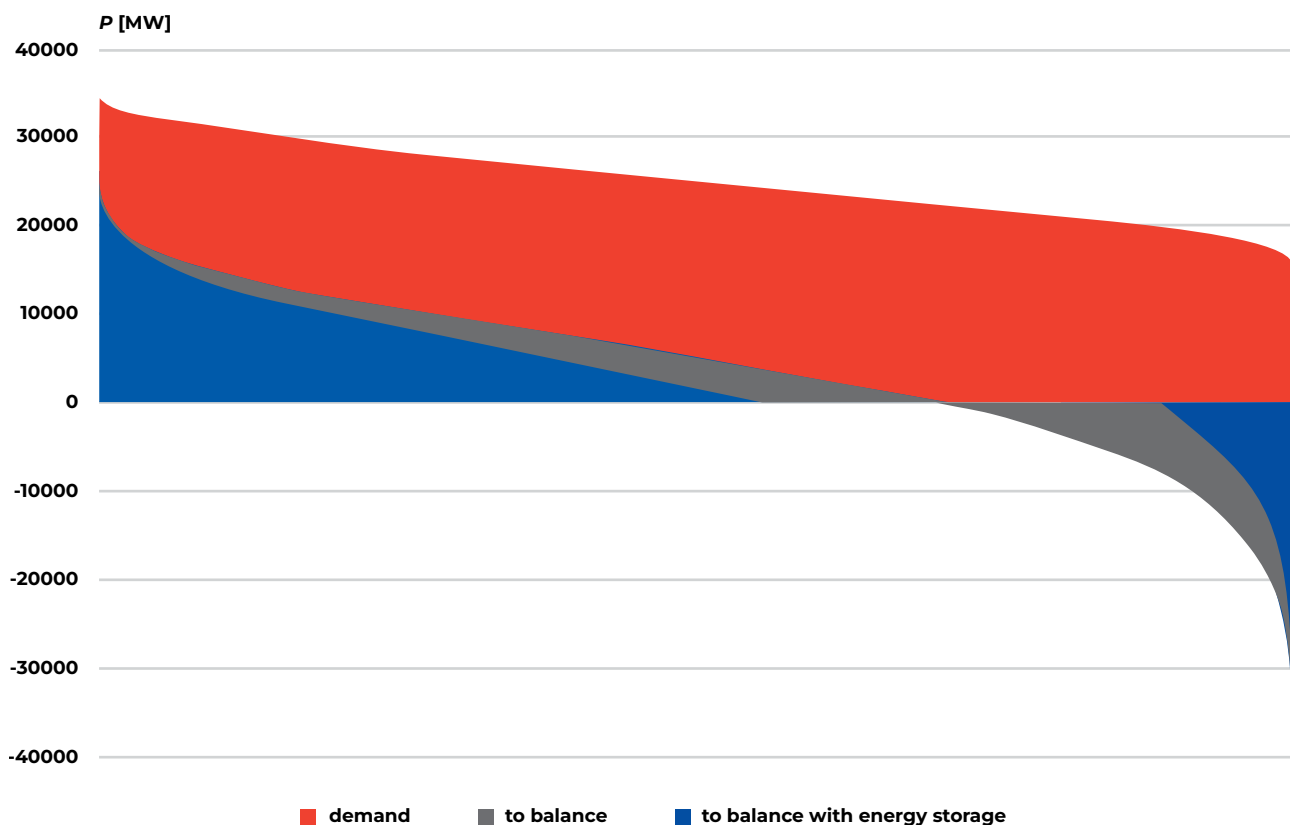
Rys.29 Histogram niedoborów (wartości dodatnie) i nadmiarów (wartości ujemne); generacja fotowoltaiczna 25 000 MW, zapotrzebowanie roczne 180 TWh; generacja wiatrowa na lądzie 10 000 MW, brak generacji wiatrowej na morzu, wymuszona generacja konwencjonalna 9000 MW, pojemność magazynu 0,02 TWh



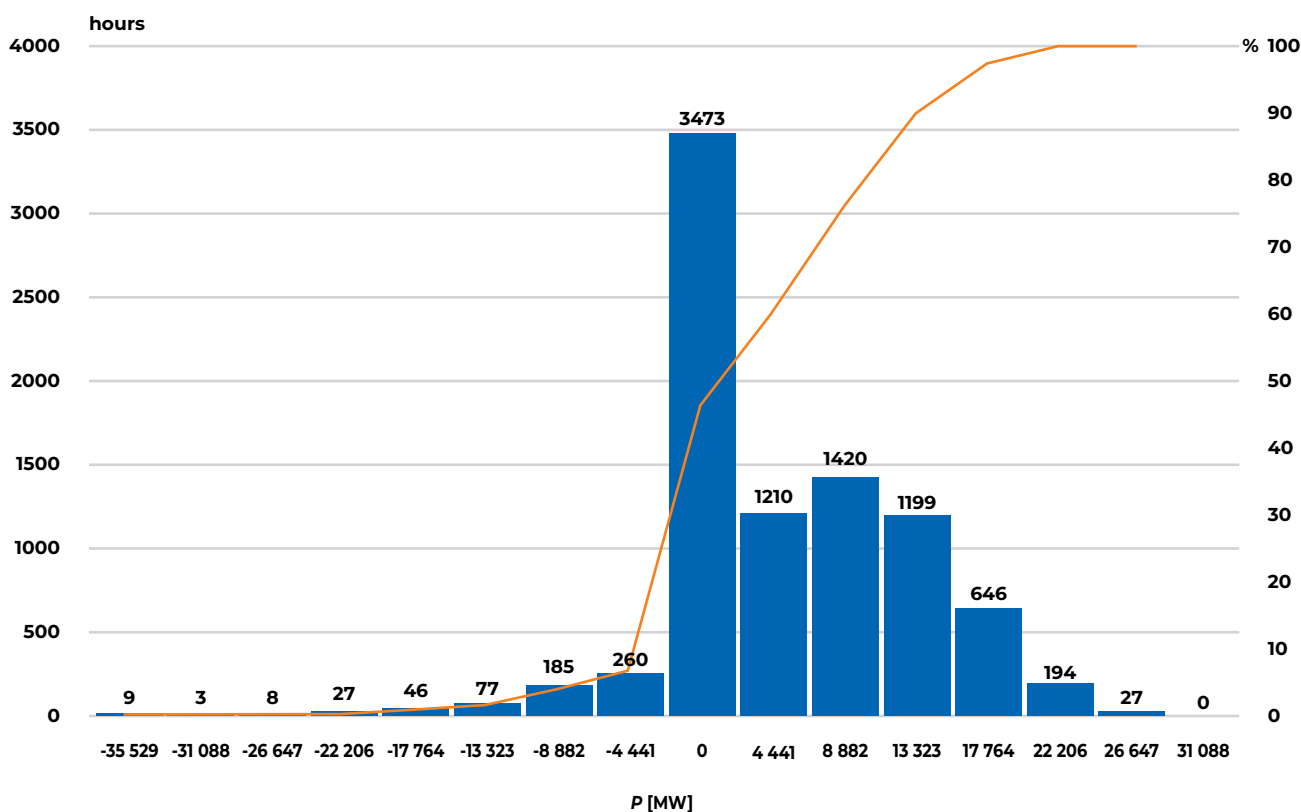
Rys. 30 Zależności procentowe nadmiarowej energii z OZE podlegającej redukcji w funkcji całkowitego rocznego zapotrzebowania w systemie elektroenergetycznym; generacja wiatrowa na lądzie na poziomie 15 000 MW, generacja wiatrowa na morzu 5000 MW, wymuszona generacja konwencjonalna 9000 MW; pojemność magazynów energii od 0,02 TWh do 0,06 TWh.



Rys. 31 Zależności procentowe nadmiarowej energii z OZE podlegającej redukcji w funkcji całkowitego rocznego zapotrzebowania w systemie elektroenergetycznym; generacja wiatrowa na lądzie na poziomie 20 000 MW, generacja wiatrowa na morzu 10 000 MW, wymuszona generacja konwencjonalna zmniejszona do 5000 MW; pojemność magazynów energii od 0,04 TWh do 0,1 TWh.



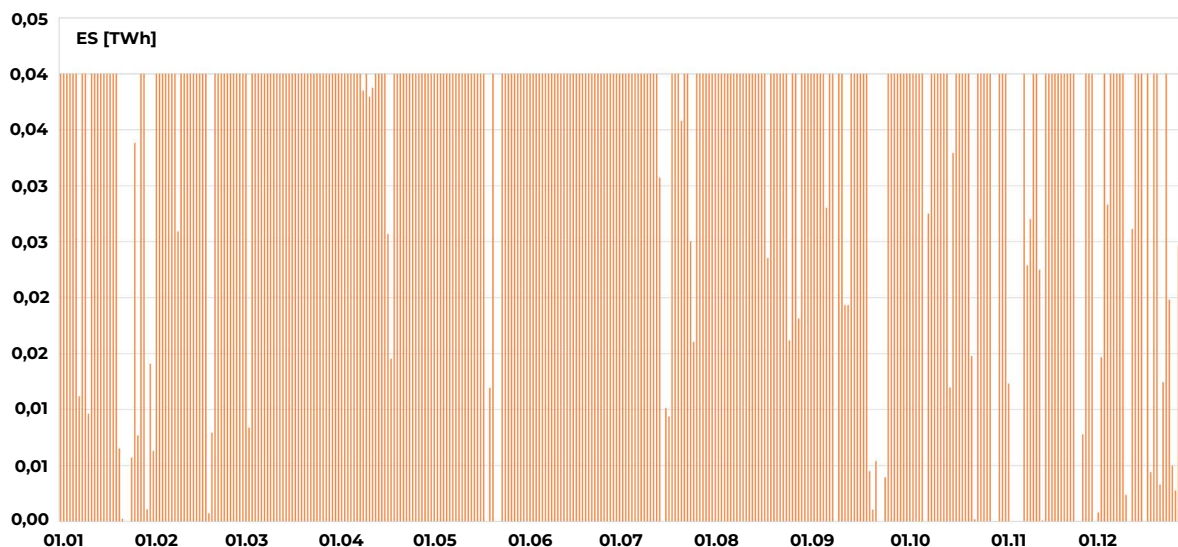
Rys.31 Uporządkowany wykres zapotrzebowania systemu elektroenergetycznego (kolor czerwony) wraz z obszarami niedoboru mocy (powyżej osi poziomej) oraz generacją namiarową (poniżej osi poziomej) – kolor czarny; generacja fotowoltaiczna 45 000 MW, zapotrzebowanie roczne 200 TWh; generacja wiatrowa na lądzie 20 000 MW, generacja wiatrowej na morzu 10 000 MW, wymuszona generacja konwencjonalna zmniejszona do 5000 MW, pojemność magazynu 0,1 TWh – kolor niebieski



Rys.32 Histogram niedoborów (wartości dodatnie) i nadmiarów (wartości ujemne); generacja fotowoltaiczna 45 000 MW, zapotrzebowanie roczne 200 TWh; generacja wiatrowa na lądzie 20 000 MW, generacja wiatrowa na morzu 10 000 MW, wymuszona generacja konwencjonalna zmniejszona do 5000 MW, pojemność magazynu 0,1 TWh

Ciekawe jest porównanie pracy magazynu energii o pojemności odpowiadającej 0,04 TWh (odpowiada krajowemu poziomowi magazynów bateryjnych, która może być osiągnięta w ciągu kilku lat) z super magazynem o technologii gazowej o pojemności 1 TWh, który być może powstanie w bardziej odległej przyszłości.

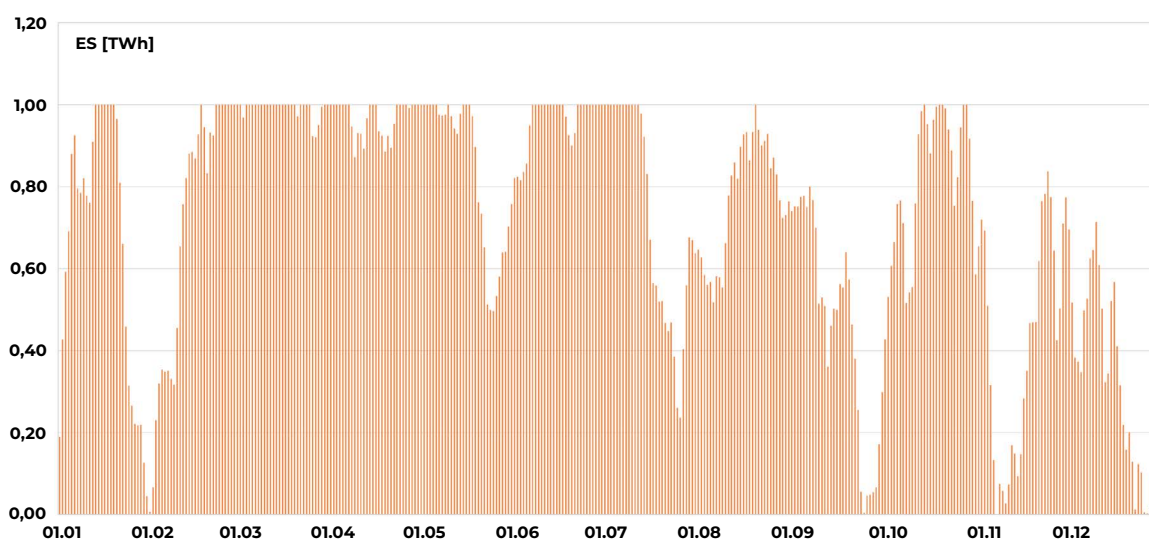
Na Rys.33 pokazano roczny przebieg zmian energii magazynu o pojemności 0,04 TWh pracującego w systemie o rozważanych do tej pory parametrach podstawowych, zgodnych z Tabelą 1



Rys.33 praca magazynu energii o mocy 10 GW i pojemności 0,04 TWh. generacja fotowoltaiczna 45 000 MW, zapotrzebowanie roczne 200 TWh; generacja wiatrowa na lądzie 20 000 MW, generacja wiatrowej na morzu 10 000 MW, wymuszona generacja konwencjonalna 9000 MW

Widoczne jest wielokrotne ładowanie i rozładowanie magazynu do pełnej pojemności, tylko w nielicznych przypadkach ładowanie jest ograniczone do poziomu mniejszego niż 0,04 TWh.

Przebieg roczny pracy super magazynu o mocy 1 TWh (Rys.34) jest wyraźnie inny, mimo że jest on sterowany za pomocą tego samego algorytmu. W pierwszych dniach roku zostaje on (za pomocą generacji wiatrakowej) naładowany do pełnej pojemności. W dalszych okresach roku zgromadzona energia jest wydatkowana na pokrycie niedoborów energii. Dlatego też okresowo zapełnienie magazynu oznacza utrudnienie generacji nadmiarowej.



Rys.34 praca magazynu energii o mocy 10 GW i pojemności 1 TWh. generacja fotowoltaiczna 45 000 MW, zapotrzebowanie roczne 200 TWh; generacja wiatrowa na lądzie 20 000 MW, generacja wiatrowej na morzu 10 000 MW, wymuszona generacja konwencjonalna 9000 MW

5. Wrażliwość poszczególnych technologii OZE na wymagania w zakresie ograniczania generacji

W przedstawionych rozważaniach niezbędną redukcję generacji wyznaczoną dla okresu roku odnoszono do całkowitej wartości energii, która mogłaby być wyprodukowana w OZE. Daje to wynik bardziej optymistyczny niż gdyby dokonano rozdziału na poszczególne technologie. Przykładowo dla Tabeli 1:

- Moc PV 45 GW – potencjalna generacja roczna 49 TWh
- Moc ONW 20 GW – potencjalna generacja roczna 56 TWh
- Moc OFW 10 GW – potencjalna generacja roczna 46 TWh.

Gdyby (np. z przyczyn politycznych) uniemożliwić pracę w systemie elektrowni wiatrowych na lądzie to ubytek ich generacji wyniósłby oczywiście 100%. Gdyby jednak odnieść 56 TWh do całkowitej, potencjalnej generacji z OZE (czyli do 151 TWh) to ubytek ten miałby wartość 37%.

Tym samym bardziej realne (choć niestety bardziej pesymistyczne) byłoby wyznaczenie wartości redukowanych dla poszczególnych technologii (PV, ONW i OFW). Można przyjąć, że dla i – tej godziny roku zachodzi zależność:

$$P_{RES}(t_i) = P_{PV}(t_i) + P_{ONW}(t_i) + P_{OFW}(t_i)$$

Jednocześnie dla rozpatrywanej chwili występuje moc niezbilansowania. Można wyznaczyć chwilowy współczynnik redukcji generacji wyznaczony zgodnie z zależnością:

$$k_{RES}(t_i) = \frac{P_{NB}(t_i)}{P_{PV}(t_i) + P_{ONW}(t_i) + P_{OFW}(t_i)}$$

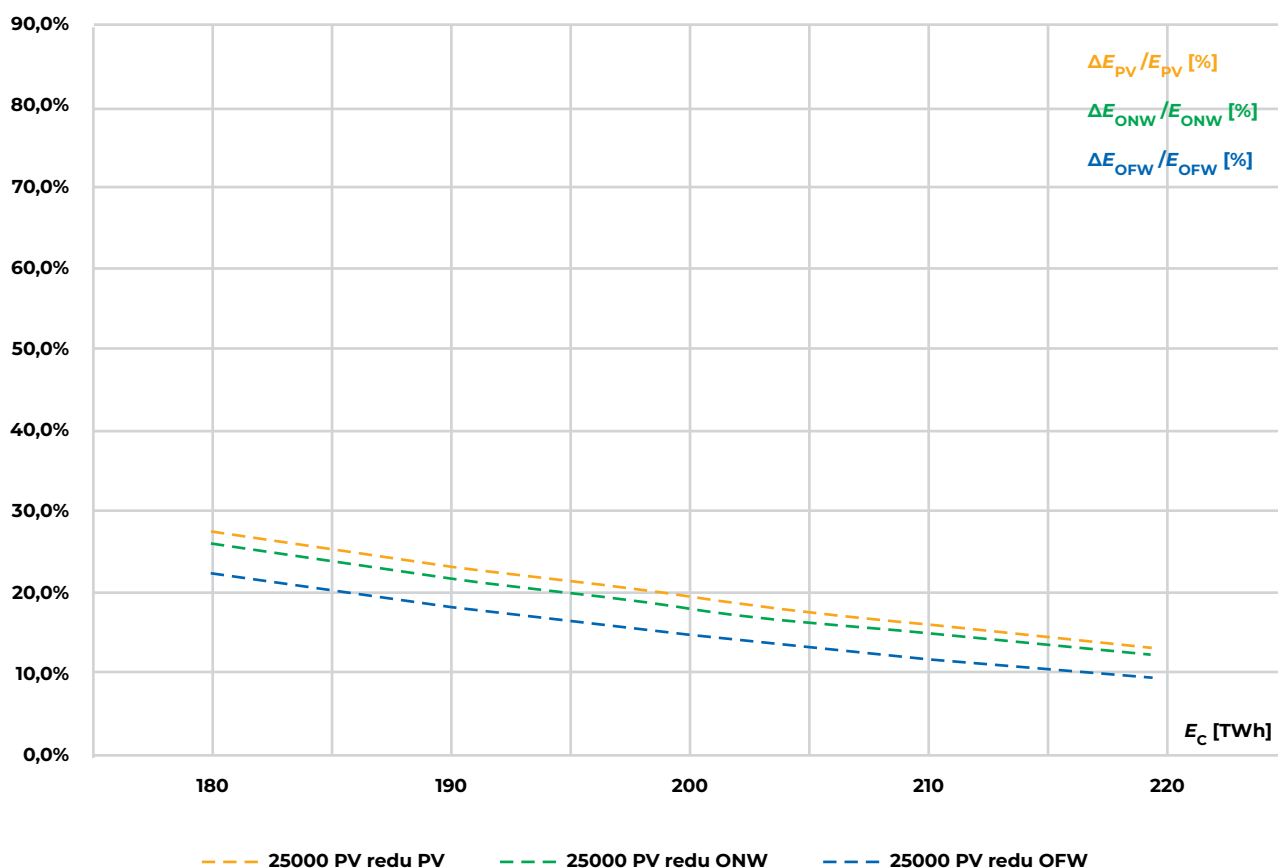
Sprawiedliwy i niedyskryminujący sposób ograniczania generacji powinien być realizowany zgodnie z tym współczynnikiem. Wtedy moc zredukowana dla technologii o chwilowym dużym udziale w generacji także jest duża, a zatem redukcja w poszczególnych technologiach wyniesie.

$$P_{PV_NB}(t_i) = k_{NB}(t_i) \cdot P_{PV}(t_i)$$

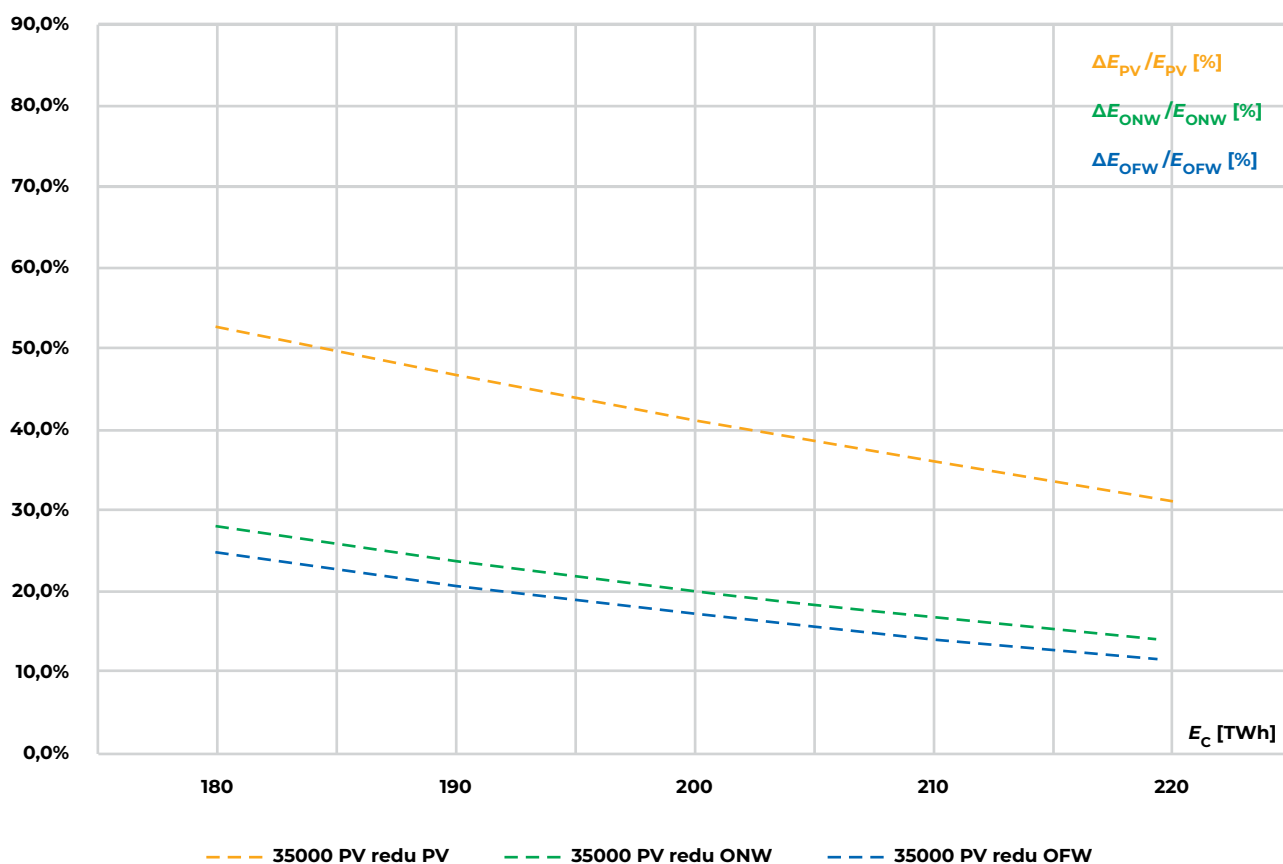
$$P_{ONW_NB}(t_i) = k_{NB}(t_i) \cdot P_{ONW}(t_i)$$

$$P_{OFW_NB}(t_i) = k_{NB}(t_i) \cdot P_{OFW}(t_i)$$

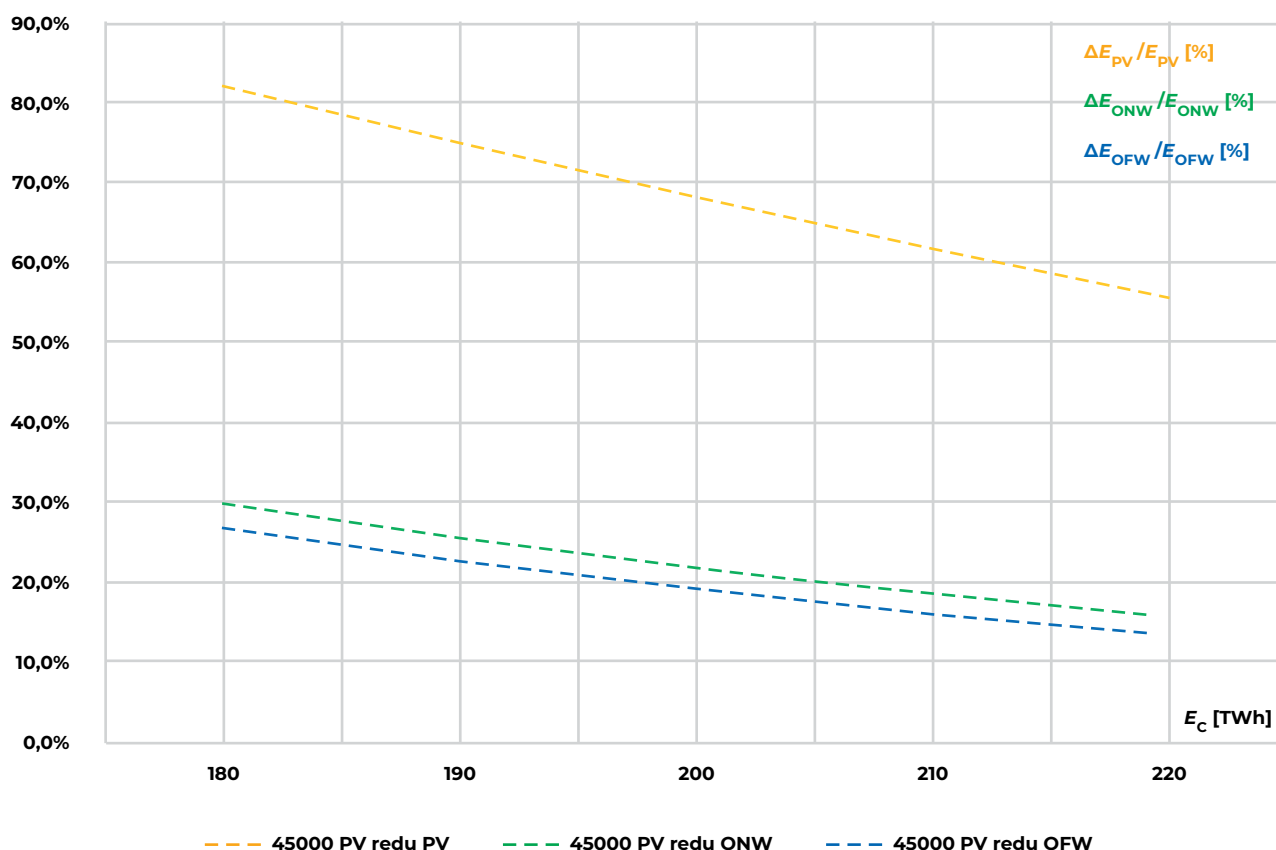
Zsumowanie poszczególnych mocy dla tych godzin w roku, w których wymagana jest redukcja generacji pozwala na uzyskanie energii utraconej, w podziale na poszczególne technologie. Wyniki tak zrealizowanych obliczeń pokazano na Rys. 35, Rys.36 i Rys. 37. Przyjęto trzy wartości mocy zainstalowanej w PV: 25 GW, 35 GW i 45 GW oraz przyjmowane już wielokrotnie wartości dla energetyki wiatrowej: ONW – 20 GW i OFW - 10 GW oraz generację wymuszoną MR – 9 GW.



Rys. 35 Zależności procentowe nadmiarowej energii w poszczególnych technologiach OZE podlegających redukcji, w funkcji całkowitego rocznego zapotrzebowania w systemie; generacja PV 25 000 MW, generacja wiatrowa na lądzie na poziomie 20 000 MW, generacja wiatrowa na morzu 10 000 MW, wymuszona generacja konwencjonalna 9000 MW;



Rys. 36 Zależności procentowe nadmiarowej energii w poszczególnych technologiach OZE podlegających redukcji, w funkcji całkowitego rocznego zapotrzebowania w systemie; generacja PV 35 000 MW, generacja wiatrowa na lądzie na poziomie 20 000 MW, generacja wiatrowa na morzu 10 000 MW, wymuszona generacja konwencjonalna 9000 MW;



Rys. 37 Zależności procentowe nadmiarowej energii w poszczególnych technologiach OZE podlegających redukcji, w funkcji całkowitego rocznego zapotrzebowania w systemie; generacja PV 25 000 MW, generacja wiatrowa na lądzie na poziomie 20 000 MW, generacja wiatrowa na morzu 10 000 MW, wymuszona generacja konwencjonalna 9000 MW;

Jak można zauważyć, dynamiczny wzrost mocy zainstalowanej farm fotowoltaicznych może być bardziej narażony na ograniczenia generacji niż sektor energetyki wiatrowej, nawet przy wzroście zapotrzebowania w systemie do 220 TWh. Poziom redukcji między 30% a 50% z pewnością zahamuje moc zainstalowaną w PV na poziomie 35 GW. Wobec takich wyników analiz należy powtórzyć konieczność przyłączenia do sieci jednostek magazynowych o pojemności rzędu 0,06 TWh – 0,1 TWh, które poziom ograniczeń zmniejszą nawet trzykrotnie, nie eliminując go jednak całkowicie.

6. Podsumowanie

Przeprowadzone analizy wskazują na poważne ryzyko zjawiska polegającego na wzroście ilości energii możliwej do wyprodukowania w OZE w latach 2030 – 2040, ale równocześnie konieczności jej redukcji z uwagi na brak możliwości jej zbilansowania z zapotrzebowaniem w poszczególnych godzinach roku. W szczególności wykazano, że:

1. Gdyby boom inwestycyjny doprowadził fotowoltaikę do wartości 30-50 GW (w stosunku do obecnej mocy zainstalowanej wynoszącej 16 GW), przy planowanym i konsekwentnie realizowanym poziomie inwestycji w źródła wiatrowe (docelowo 20 GW na lądzie i 10 GW na morzu), to całkowite ryzyko ograniczeń generacji OZE można oszacować jako bardzo wysokie (odpowiednio ponad 20% i 30%).
2. Czynnikiem różnicującym wielkość ograniczeń jest wartość zapotrzebowania na energię przez system elektroenergetyczny. Wyższa wartość ograniczeń powstałaby przy umiarkowanym wzroście zapotrzebowania (do 200 TWh rocznie), mniejsza przy wzroście bardziej dynamicznym (powyżej 220 TWh).
3. Zastosowanie rozwiązań technicznych pozwalających na zmniejszenie generacji wymuszonej z 9 GW do 5 GW (między innymi poprzez zastosowanie falowników typu Grid Forming) wpływa oczywiście na zmniejszenie konieczności redukcji generacji, jest to spadek kilkuprocentowy (np. z 25% do 15 %).

4. Zwrócić należy także uwagę, na fakt występowania okresowych niedoborów generacji, który co do wartości przekracza jej nadmiary (lub jest im równy). Tym samym rysuje się problem niezbędnych jednostek do pokrywania podszczytowego i szczytowego zapotrzebowania, wyboru ich technologii, parametrów oraz ekonomicznych podstaw funkcjonowania.
5. W rezultacie konieczność rozważenia skuteczności procesu magazynowania energii staje się kluczowa, gdyż jej brak obniża efektywność inwestycji w OZE i prędzej czy później doprowadzi do zahamowania dynamiki jej rozwoju.
6. Wykazano, że „mega-magazyn globalny” o pojemności 1 TWh nie zapewnia radykalnego zmniejszenia ograniczeń generacji, przyczynia się jednak do bardzo znacznego zmniejszania niedoborów, w okresach braku generacji z OZE.
7. Rozpatrywane magazyny o łącznych pojemnościach w przedziale 0,02 TWh – 0,1 TWh powiększanych wraz ze wzrostem mocy zainstalowanej w OZE, są w stanie zapewnić zmniejszenie redukcji generacji nawet trzykrotnie, nie eliminując jej jednak całkowicie.
8. Skuteczność zastosowania magazynów wymaga stworzenia specjalnego systemu sterowania zapewniającego ich skoordynowane i przewidywalne działanie w okresach nadprodukcji i niedoborów energii.
9. Wysokie wartości generacji PV (przy jej rozwoju do wartości 35 GW – 45 GW) występują w warunkach zmniejszonego zapotrzebowania, co w konsekwencji prowadzi do szczególnie wysokiego ryzyka ograniczeń, bez równoczesnego rozwoju systemu magazynowania na poziomie 0,1 TWh.
10. Jako kwestię do dyskusji należy podnieść solidarność poszczególnych technologii OZE i grup źródeł wobec konieczności redukcji generacji, której pomimo rozwoju technik magazynowania energii nie da się całkowicie wyeliminować.

Prof. dr hab. inż. Piotr Kacejko, Dr inż. Marek Wancerz, Katedra Elektroenergetyki, Politechnika Lubelska



7. Popyt na zieloną energię w kontekście nierynkowego redysponowania OZE

1. Zielona elektryfikacja jako odpowiedź na międzynarodowe zobowiązania klimatyczno-energetyczne Polski

Europejskie Prawo Klimatyczne przyjęte w 2021 r. wprowadza do europejskiego porządku prawnego wiążący cel osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 roku i cel pośredni 55% redukcji emisji do roku 2030 (względem poziomów z 1990 r.). Cel pośredni na rok 2040 podlega obecnie ustaleniu. W ślad za przyjęciem EPK w ostatnich latach nastąpiło uchwalenie lub aktualizacja szeregu szczegółowych rozporządzeń i dyrektyw (w ramach tzw. pakietu Fit for 55), wprowadzających konkretne cele sektorowe oraz obowiązki dla państw, firm i obywateli UE, w tym m.in. konkretne obowiązki dla państw członkowskich, firm i obywateli w zakresie redukcji emisji czy udziału energii odnawialnej oraz czystych paliw w rynku. Kluczowe zmiany regulacyjne, które będą stymulowały elektryfikację gospodarki w oparciu o zeroemisyjne źródła energii – w szczególności OZE – są omówione poniżej.

ETS i ETS 2

Istniejący system handlu emisjami podlegać będzie w kolejnych latach rozszerzeniu o kolejne sektory, a cele redukcji emisji i tempo wycofywania darmowych uprawnień do emisji zostaną zwiększone. Europejskie przedsiębiorstwa w sektorach objętych EU ETS i ETS 2 będą musiały przygotować się do:

- redukcji emisji w sektorach objętych EU ETS o 62% do 2030 r. względem 2005 r.,
- redukcji poziomu emisji z budynków, transportu drogowego oraz instalacji przemysłowych nieobjętych dotąd EU ETS w ramach nowego systemu ETS 2 o 42% do 2030 r. względem 2005 r.

Systemy EU ETS i ETS 2 nie nakładają bezpośrednich celów redukcyjnych na poszczególne państwa oraz przedsiębiorstwa. Stopniowy wzrost cen uprawnień następujący wraz ze zmniejszeniem puli uprawnień dostępnych na rynku wpływa jednak bezpośrednio na pogorszenie atrakcyjności wykorzystania paliw kopalnych do pozyskania energii. O ile jak dotąd oddziaływanie EU ETS ograniczało się do elektroenergetyki, ciepłownictwa oraz przemysłu ciężkiego, wprowadzenie ETS 2 oznacza też pojawienie się systemowych bodźców do porzucania paliw kopalnych w całej gospodarce już w 2027 r. W praktyce oznacza to skokowy wzrost opłacalności elektryfikacją transportu, ogrzewania budynków oraz zakładów przemysłowych – ale jedynie pod warunkiem, że energia elektryczna zasilająca te sektory będzie pochodziła z zeroemisyjnych źródeł.

Dyrektywa OZE

Zaktualizowana w październiku 2023 r. dyrektywa OZE wprowadza szereg celów w zakresie udziału OZE w zużyciu końcowym energii, a także cele sektorowe dla przemysłu, budynków i transportu, w tym:

- zapewnienie realizacji polskiego wkładu w ogólnounijnny wzrost udziału OZE w zużyciu energii brutto do celu obowiązkowego (42,5%) i zalecanego (45%),
 - Komisja Europejska wskazuje, że proporcjonalny wkład Polski do unijnego celu wynosi co najmniej 32% udziału OZE w końcowym zużyciu energii w 2030 r.¹
 - w projekcie aktualizacji KPEiK z lutego 2024 r., w scenariuszu realizacji obecnych polityk Polska osiąga 29,8% udziału OZE w końcowym zużyciu energii w 2030 r. Wartość ta będzie wyższa w scenariuszu wdrożenia wszystkich zapisów pakietu Fit for 55.
- zapewnienie 29% udziału OZE w transporcie do 2030 r. lub redukcji intensywności emisyjnej min. o 14,5% (obowiązkowe cele z opcją wyboru jednego z nich), udziału biopaliw, biogazu i RFNBO min. 5,5%, a 1,2% w transporcie morskim
- Zapewnienie (obowiązkowo) 1,6 p.% rocznego wzrostu udziału OZE w zużyciu energii w przemyśle, a także, zapewnienie udziału RFNBO (zielony wodór i pochodne) w wysokości 42% (również obowiązkowo, z warunkowymi opcjami zmniejszenia celu) dla do 2030 i 60% do 2035,
- zapewnienie co najmniej 49% (cel zalecany) udziału OZE w zużyciu końcowym z budynków do 2030 r.

¹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX:52023DC0796>

Rozporządzenie ws. infrastruktury paliw alternatywnych AFIR

Zaplanowanie rozbudowy infrastruktury stacji ładowania zgodnie z założeniami TEN-T dla EV i wodoru: stacje ładowania co 60 km dla pojazdów elektrycznych i co 200 km dla pojazdów wodorowych, stacje ze skroplonym metanem przy głównych drogach.

Dyrektywa ws. efektywności energetycznej (EED)

Indykatywne krajowe cele dla Polski wynoszą 12,6% redukcji zużycia końcowego energii i 12,9% zużycia pierwotnego. Dyrektywa zakłada też obowiązek zapewnienia przez państwa członkowskie 1,9% redukcji zużycia końcowego rocznie w sektorze publicznym i wymóg renowacji 3% budynków publicznych.

Normy emisyjności dla pojazdów

Rozporządzenie 2023/851 aktualizuje standardy średnich emisji CO₂ generowanych przez floty producentów pojazdów pasażerskich i lekkich pojazdów komercyjnych (tzw. vanów) na następujących poziomach w 3 kolejnych okresach:

- W latach 2020-24: 95 g CO₂/km dla pojazdów pasażerskich i 147 g CO₂/km dla komercyjnych,
- w latach 2025-29, odpowiednio: 93,6 g CO₂/km oraz 153,9 g CO₂/km,
- w latach 2030-34: 49,5 g CO₂/km i 90,6 g CO₂/km

Od roku 2035 rozporządzenie wprowadza wymóg zeroemisyjności dla obu kategorii pojazdów. Rozporządzenie przewiduje również opcje złagodzenia wymogów dla tych producentów, którzy są w stanie wykazać się odpowiednim wskaźnikiem rejestracji pojazdów nisko- i zeroemisyjnych ZLEV (25% dla samochodów i 17% dla vanów) w latach 2025-29 oraz wyłączenia i ulgi dla mniejszych producentów. Przekroczenie limitów emisji będzie zaś oznaczało konieczność opłacenia przez producenta każdego nadmiarowego g/km powyżej wymaganej średniej (95 EUR)

Propozycja aktualizacji rozporządzenia 2019/1242 ws. norm emisji dla pojazdów ciężkich zakłada redukcję emisji tej kategorii pojazdów o 90% do 2040 i zaostrza istniejący cel redukcyjny na 2030 r. z 30 do 45%. Dla producentów pojazdów ciężkich również dostępne będą ulgi oparte o wskaźnik pojazdów ZLEV.

Dodatkowo, normy emisji zanieczyszczeń dla pojazdów, tzw. Euro 7 mają zostać wprowadzone w 2030 (dla pojazdów lekkich) i 2031 roku (dla pojazdów ciężkich i autobusów). Pierwotnie bardzo restrykcyjne propozycje finalnie zostały złagodzone przez Parlament i będą zbliżone do obecnej iteracji norm Euro 6, jednak wprowadza też m.in. obowiązek pomiarów emisji pyłów z układów hamulcowych czy stopnia degradacji akumulatorów trakcyjnych

EPBD

Uzgodniony przez instytucje UE tekst dokumentu wprowadza, m.in.:

- obowiązek wprowadzenia narodowych trajektorii redukcji zużycia energii pierwotnej z budynków o 16% do 2030 i o 20-22% do 2035 roku
- Wymóg stopniowej poprawy charakterystyki energetycznej istniejących budynków, w tym poprzez zapewnienie renowacji 16% budynków o najgorszych osiągnięciach do 2030 i 26% do 2033 r.
- standard zeroemisyjności dla nowych budynków publicznych od 2028 roku i wszystkich nowych budynków od 2030 roku
- obowiązki w zakresie zapewnienia dostępu do infrastruktury ładowania pojazdów elektrycznych oraz przestrzeni parkingowych dla rowerów w nowych i odnawianych budynkach

2. Scenariusze transformacji energetycznej

2.1 Transformacja energetyczna według rządowych dokumentów strategicznych

Głównymi dokumentami strategicznymi przedstawiającym scenariusz transformacji energetycznej Polski jest Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku (w skrócie nazywana PEP2040 bądź po prostu PEP) oraz Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030 (KPEiK). W przypadku sektora elektroenergetyki również istotny jest Plan rozwoju sieci przesyłowej (PRSP) tworzony przez PSE.

W Polityce Energetycznej Polski przyjętej w 2021 roku zakładano, że w 2030 roku moc odnawialnych źródeł energii będzie stanowić 40% mocy osiągalnej w systemie i odpowiadać będzie za 32% sumarycznej produkcji energii elektrycznej w Polsce. Prognozowano, że w roku 2040 wartości te osiągną kolejno 50% oraz 40%.

Założenia te szybko uległy dezaktualizacji, przede wszystkim z uwagi na bardzo dynamiczny rozwój fotowoltaiki. W PEP2040 z 2021 roku przewidywano, że moc źródeł fotowoltaicznych osiągnie 7,3 GW w roku 2030 oraz 16,1 GW w roku 2040. Jednakże taki poziom mocy źródeł PV już został osiągnięty – według danych PSE w roku 2023 moc farm fotowoltaicznych przyłączonych do krajowego systemu elektroenergetycznego wyniosła 14,6 GW, zaś według szacunków Agencji Rynku Energii sumaryczna moc źródeł PV w Polsce może wynosić nawet 16,2 GW. Ponadto, wspomniana wyżej wersja PEP nie zakładała w praktyce rozwoju lądowych elektrowni wiatrowych. Dokument wskazywał, że ich moc w 2040 roku wyniesie około 9,8 GW – według informacji PSE taka moc źródeł wiatrowych na lądzie pracowała w krajowym systemie elektroenergetycznym już w roku 2023.

Stąd też pojawiła się konieczność aktualizacji założeń strategicznych dotyczących energetyki. Według planów Ministerstwa Klimatu i Środowiska do połowy 2024 r. Komisji Europejskiej ma zostać przedstawiona aktualizacja Krajowego Planu na rzecz energii i klimatu, zaś do końca roku ma zostać wypracowana nowa Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku. Równolegle Polskie Sieci Przesyłowe do konsultacji przedstawiły projekt nowego Planu rozwoju sieci przesyłowej na lata 2025-2034 (PRSP), który skupia się na scenariuszach rozwoju krajowego systemu elektroenergetycznego.

Poniżej zestawiono porównanie prognoz dotyczących najważniejszych elementów struktury mocowej w systemie elektroenergetycznym według projektu aktualizacji KPEiK, którego założenia posłużą następnie do wypracowania nowej strategii Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku oraz według projektu Planu rozwoju sieci przesyłowej.

Tabela 1 Porównanie projektu nowego PRSP oraz projektu aktualizacji KPEiK

Moc zainstalowana [GW]	Stan obecny	Projekt PRSP Scenariusz SDT ² [15 marca 2024 roku]	Projekt aktualizacji KPEiK Scenariusz WEM ³ [29 lutego 2024 rok]
		rok 2034	rok 2030
PV	>14,6	45	29,3
wiatr na lądzie	9,8	19,4	15,8
wiatr na morzu	0,0	11,9	5,9
ESP	1,4	2,5	2,5
magazyny energii	~0,02	15,2	2,4
el. jądrowych, SMR	0,0	3,1	0,0

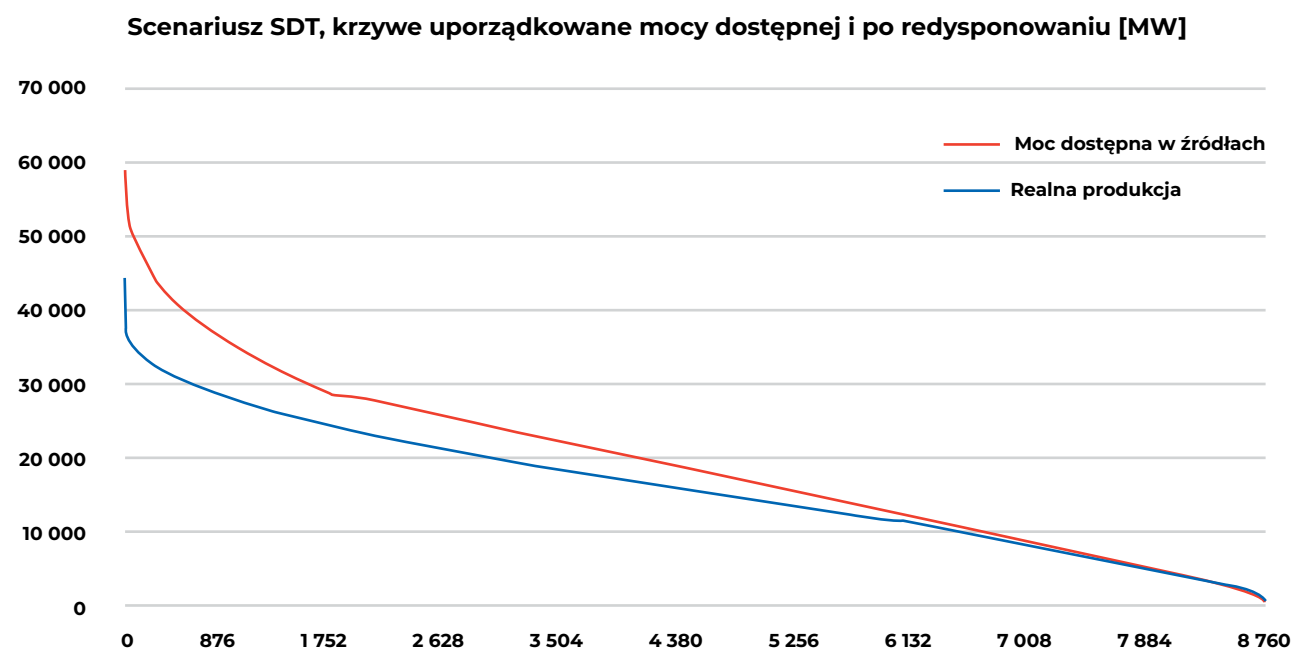
2 Scenariusz dynamicznej transformacji

3 Scenariusz transformacji w warunkach rynkowo-technicznych

Według aktualizacji KPEiK w perspektywie 2030 roku wiatr na lądzie osiągnie 15,8 GW, wiatr na morzu 5,9 GW, zaś elektrownie słoneczne będą miały moc rzędu 29,3 GW. Prognozy KPEiK wskazują, że Polska może osiągnąć ok. 50,1% udziału OZE w finalnym zużyciu energii w elektroenergetyce w 2030 r., a w 2040 r. – 59,1%. Nowy projekt zakłada, że OZE będzie odpowiadać za 32,1% udziału energii w ciepłownictwie i chłodnictwie oraz za 17,7% udział energii w transporcie.

Według scenariusza dynamicznej transformacji projektu Planu rozwoju sieci przesyłowej do roku 2034 moc źródeł PV może osiągnąć 45 GW, moc onshore 19,4 GW, zaś moc offshore 11,9 GW. Do tego PSE przewiduje dynamiczny rozwój magazynowania energii elektrycznej – w perspektywie dziesięcioletniej moc elektrowni szczytowo-pompowych może osiągnąć 2,5 GW, zaś sumaryczna wielkość wielkoskalowych i przydomowych magazynów energii ma szansę przekroczyć 15,2 GW. W tym miejscu należy przytoczyć, iż do końca 2023 roku Operator Sieci Przesyłowej wydał prawie 80 warunków o przyłączenie do sieci przesyłowej dla magazynów energii dla sumarycznej mocy przyłączeniowej przekraczającej 11,3 GW, z czego prawie 8,7 GW wydanych warunków przyłączenia pochodziło z samego roku 2023. O dużym zainteresowaniu projektami magazynów energii świadczą także aukcje rynku mocy. W aukcji rynku mocy z 2022 roku na rok dostaw 2027 zakontraktowano cztery nowe magazyny energii elektrycznej na sumaryczną moc 160 MW. W kolejnym roku na aukcji rynku mocy na rok dostaw 2028 zakontraktowano z kolei ponad 30 magazynów energii elektrycznej na łączną moc 1,7 GW.

Według projektu PRSP W 2034 roku źródła OZE mogłyby dostarczyć w scenariuszu dynamicznej transformacji 212 TWh energii, przy czym biorąc pod uwagę godzinowy profil zapotrzebowania na moc oraz techniczne warunki pracy systemu (głównie innych źródeł), realna produkcja OZE kształtowałaby się na poziomie 163 TWh, co przełożyłoby się na 58% udziału w krajowej produkcji energii elektrycznej netto. PSE prognozują zatem, że konieczność redysponowania może objąć wolumen 50 TWh energii elektrycznej z OZE.

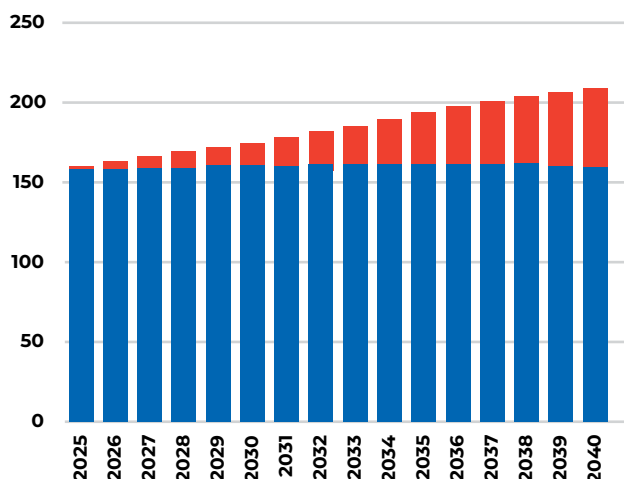


Rysunek 1 Rzeczywista moc generacji ze źródeł fotowoltaicznych, lądowych i morskich elektrowni wiatrowych oraz moc dostępna wynikająca z energii pierwotnej, w scenariuszu SDT, w roku 2034 [Źródło: Projekt nowego Planu rozwoju sieci przesyłowej]

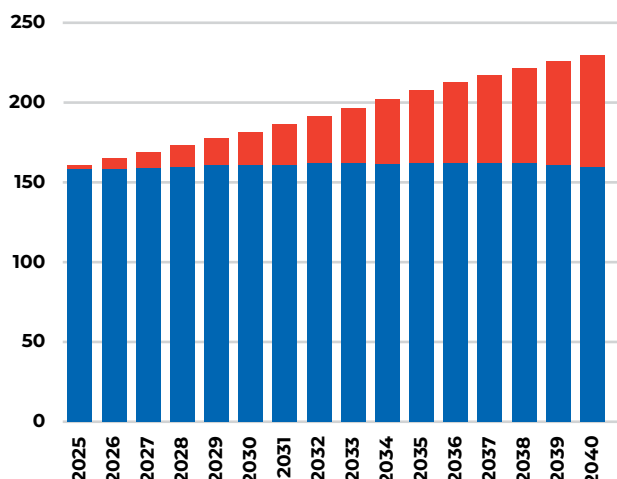
Polskie Sieci Elektroenergetyczne prognozują, że zapotrzebowanie na energię elektryczną w krajowym systemie elektroenergetycznym:

- ➔ wzrośnie do poziomu 185-190 TWh rocznie do roku 2030;
- ➔ osiągnie rząd wielkości 215-230 TWh rocznie w 2040 roku.

Scenariusz SST



Scenariusz SDT



■ Nowe pojazdy elektryczne, pompy ciepła, centra danych, kotły elektrodowe, H2 ■ Podstawa zapotrzebowania

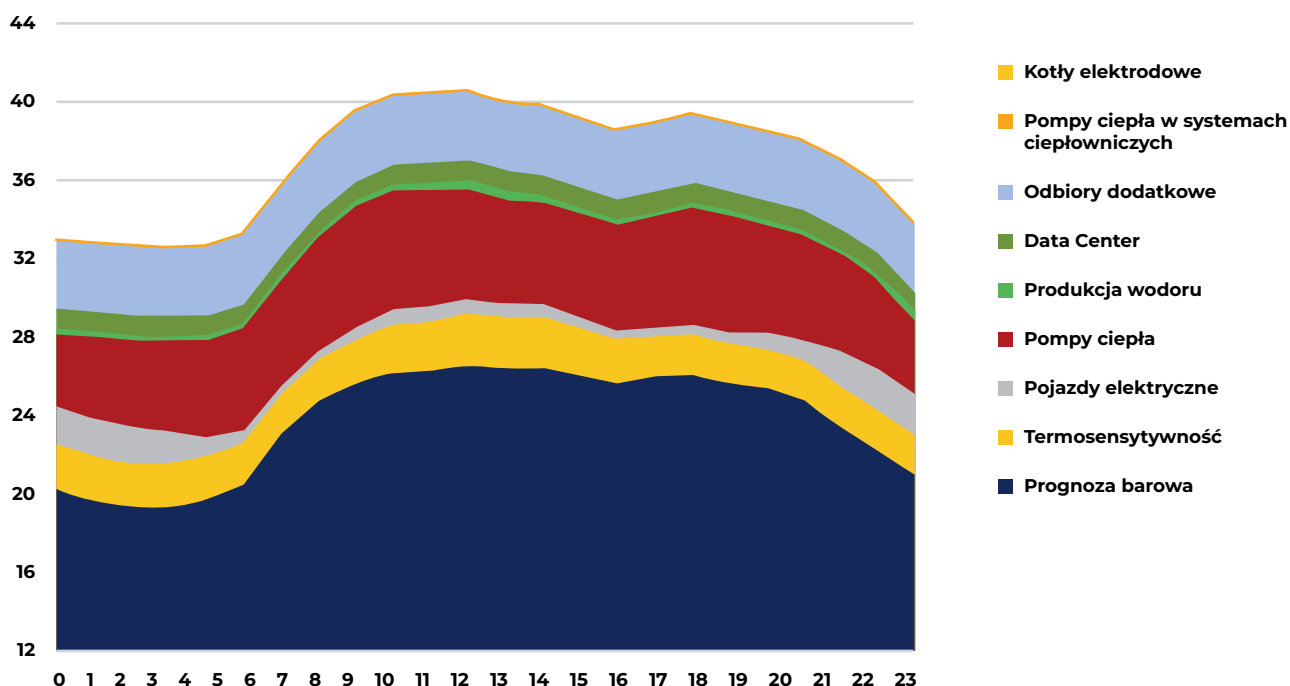
*H2 - zapotrzebowanie na energię elektryczną wynikające z produkcji wodoru

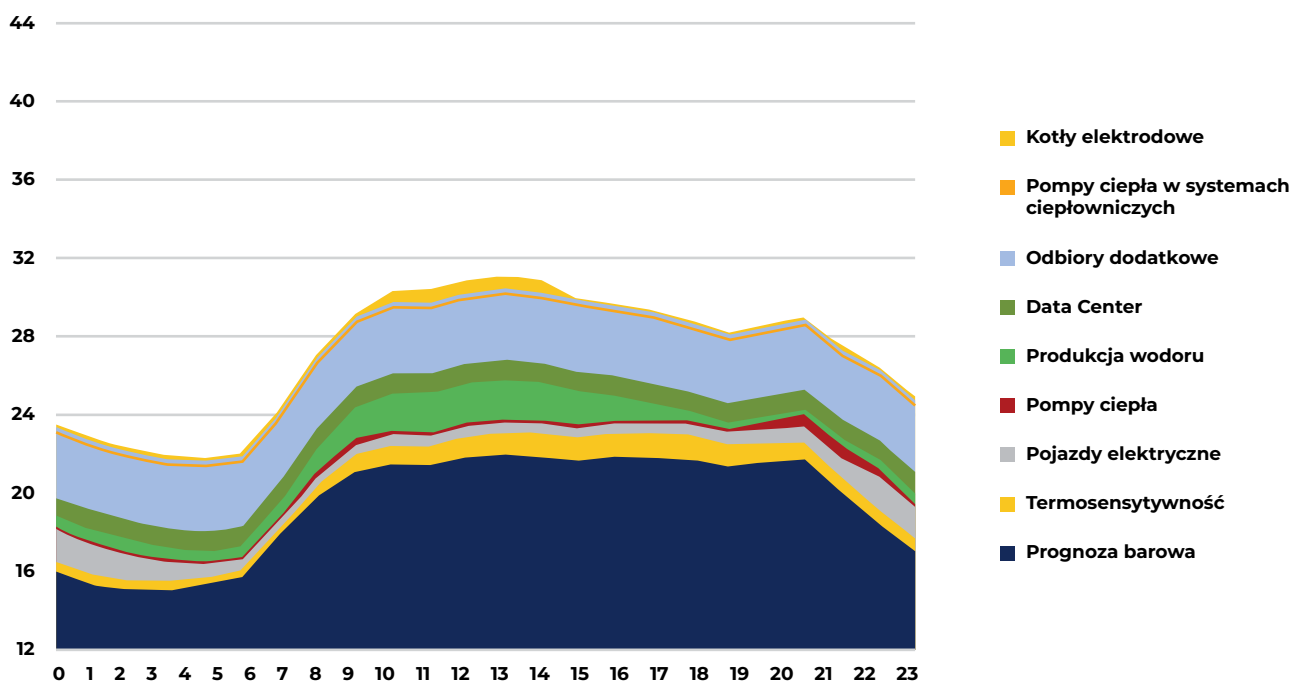
Rysunek 2 Prognoza rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną netto w TWh [Źródło: Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-2032, PSE]

Według prognoz za znaczną część wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną odpowiadają pompy ciepła, pojazdy elektryczne oraz produkcja wodoru. Prognozy PSE nie obejmują zapotrzebowania na energię elektryczną wynikającego z realizacji wielkich inwestycji przemysłowych na obszarach specjalnych stref ekonomicznych, których koncepcja znajdują się obecnie w początkowym stadium rozwoju.

Poniżej przedstawiono, jak PSE szacuje rozkład profilu zapotrzebowania na energię elektryczną w podziale na odbiory takie jak pompy ciepła, elektrolizery czy samochody elektryczne. Obserwując te rozkłady można zauważyć, iż PSE zakładają niewielką elastyczność odbiorów, zaś elastyczność odbiorców będzie jednym z najważniejszych filarów ograniczania konieczności redysponowania OZE.

Scenariusz SDT, przykładowy dzień zimowy - 2034 r. [GW]

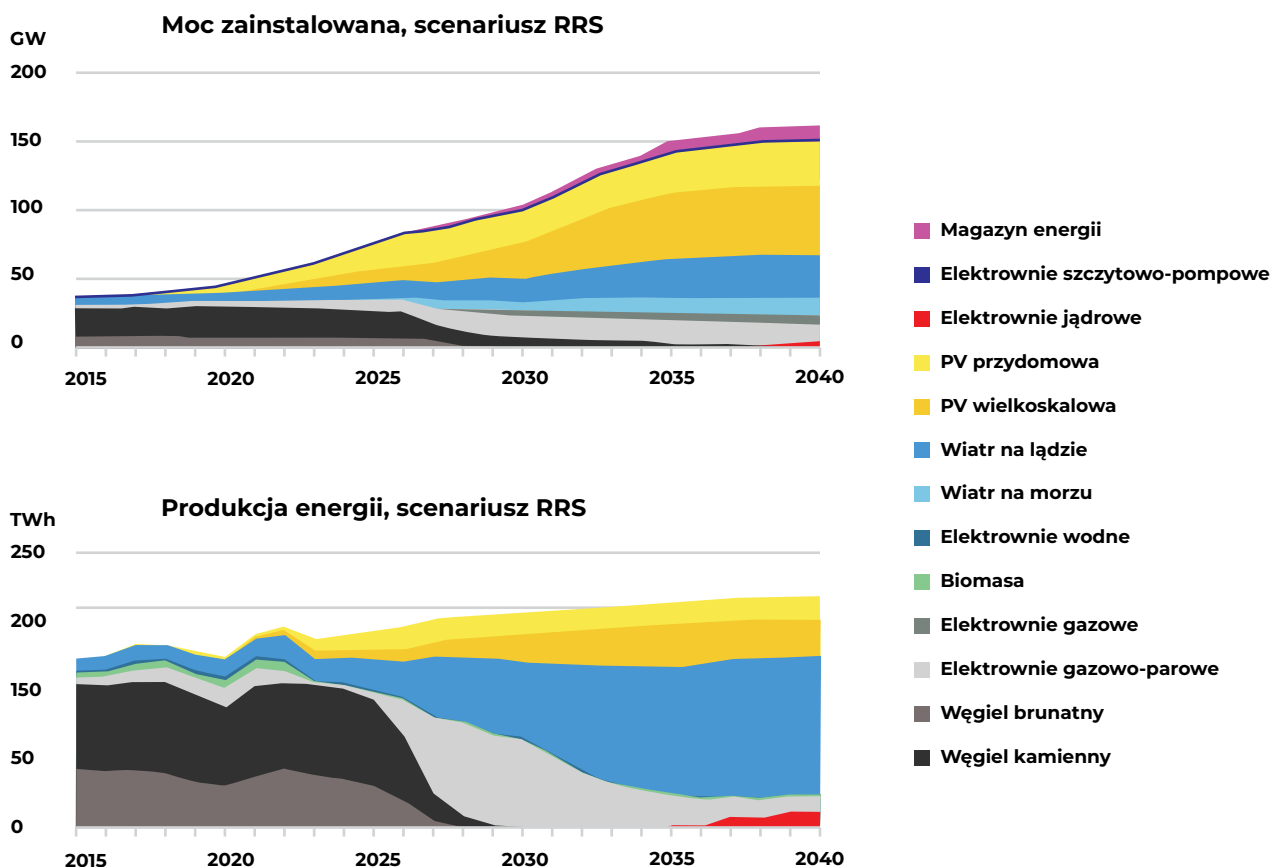




Rysunek 3 Profil zapotrzebowania na moc [Źródło: projekt nowego PRSP, PSE]

2.2 Alternatywne scenariusze transformacji energetycznej Polski

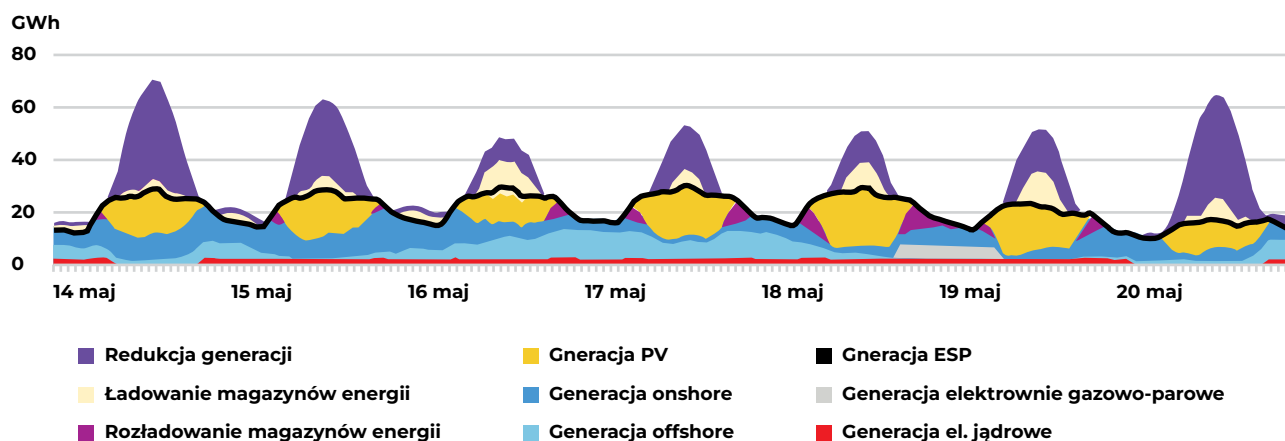
W lutym 2023 BloombergNEF zaprezentował scenariusz RRS (Restricted Renewables Scenario) transformacji energetycznej Polski: Według scenariusz RRS w 2040 roku łączna moc PV osiąga 83 GW, moc wiatru na lądzie wynosi 32 GW, moc wiatru na morzu dobiega do poziomu 11 GW, zaś moc elektrowni jądrowych kształtuje się na poziomie 3 GW. Moc magazynów energii elektrycznej w tym scenariuszu wynosi 10 GW.



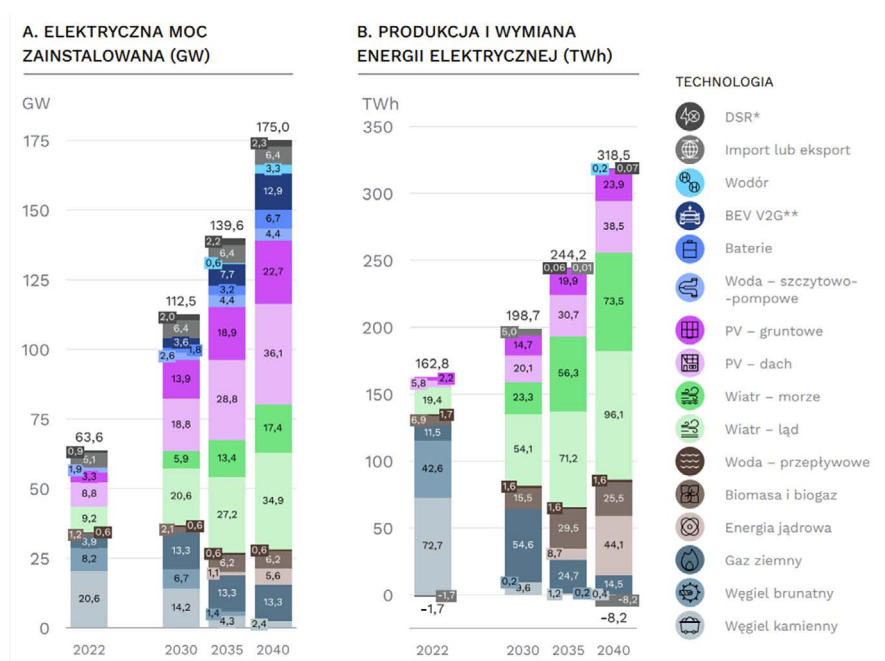
Rysunek 4 Scenariusz transformacji energetycznej Polski przy ograniczonym rozwoju OZE (RRS) według BloombergNEF [Źródło: Poland Power Transition Outlook 2023, BloombergNEF]

BloombergNEF wskazuje, że produkcja energii elektrycznej zdominowana jest przez jednostki PV oraz źródła wiatrowe onshore i offshore. BloombergNEF zakłada, że z uwagi na „przewymiarowaną” moc OZE w systemie redukcje generacji będą występowały w istotnej ilości, jednakże z uwagi na niskie koszty krańcowe tych źródeł, koszt energii elektrycznej z wiatru i słońca pozostanie niższy niż koszt energii z paliw kopalnych nawet po uwzględnieniu kosztów redysponowania.

Prognoza generacji energii elektrycznej w tygodniu 14-21 maj 2040 roku według scenariusza RRS



Rysunek 5 Prognoza generacji energii elektrycznej dla wybranego tygodnia 2040 roku według scenariusza ograniczonego rozwoju OZE (RRS) według BloombergNEF [Źródło: Poland Power Transition Outlook 2023, BloombergNEF]



Rysunek 6 Elektroenergetyka w scenariuszu ambitnego rozwoju OZE i energetyki jądrowej [Źródło: Polska prawie bezemisyjna, Instrat]

Z kolei w raporcie „Polska prawie bezemisyjna” fundacji Instrat dla scenariusza ambitnego rozwoju OZE i energetyki jądrowej wskazuje się, że w perspektywie 2040 roku moc wiatru na morzu może osiągnąć 17,4 GW, moc wiatru na lądzie 34,9 GW, zaś moc instalacji PV mogłaby przekroczyć 58,8 GW.

Instrat prognozuje, że dla tego scenariusza zapotrzebowanie na energię elektryczną w roku 2040 przekroczyłoby 309 TWh, przy czym za wzrost zapotrzebowania w głównej mierze odpowiadałyby:

➔ rozwój elektromobilności (12 TWh),

- produkcja wodoru (64 TWh),
- elektryfikacja ciepłownictwa (5 TWh),
- elektryfikacja indywidualnych źródeł ciepła (27 TWh).

Należy zaznaczyć, że powyższe prognozy nie biorą w pełni pod uwagę dodatkowego popytu wynikającego z transformacji przemysłu. W przypadku dużej generacji z OZE energia elektryczna wykorzystywana byłaby w dużej mierze do produkcji wodoru, ładowania aut elektrycznych, magazynów energii oraz elektrowni szczytowo-pompowych, a także do pracy dużych pomp ciepła i kotłów elektrodowych do zgromadzenia ciepła w miejskich systemach ciepłowniczych.

W przypadku niekorzystnych warunków pogodowych, które występować będą zwłaszcza w okresie zimowych, zapotrzebowanie na energię elektryczną musiałoby zostać zapewniane przez elektrownie jądrowe, jednostki kogeneracyjne, elektrownie gazowe, jednostki biomasowe i biogazowe, a także przez rezerwę w postaci elektrowni węglowych.

3. Elektryfikacja polskiej gospodarki a rozwój fotowoltaiki

3.1 Sektor budynków

Wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w budynkach wynikać będzie przede wszystkim z termomodernizacji budynków istniejących, która obejmować będzie wymianę istniejącego źródła ciepła na pompę ciepła, a także z oddawania do użytkowania nowych budynków, z których coraz większa część będzie od razu wyposażona w pompę ciepła jako źródło ciepła w budynku.

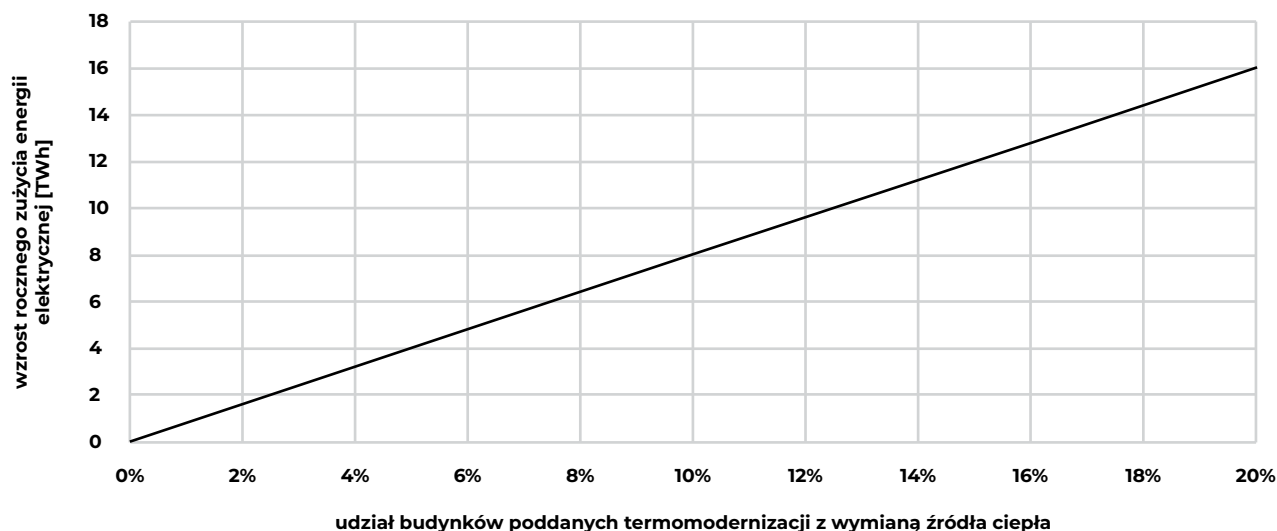
W projekcie aktualizacji dyrektywy EPBD poddanej pod głosowanie w marcu 2024 znajdowały się zapisy, iż podział na klasy energetyczne budynku ma zostać stworzony tak, żeby klasa G obejmowała co najmniej 15% budynków. Wszystkie budynki mieszkalne miały znaleźć się co najmniej w klasie E do roku 2030 oraz w klasie D do roku 2033. W przypadku pozostałych budynków (tj. niemieszkalnych oraz użyteczności publicznej) proponowano, aby klasa E była osiągnięta do roku 2027, zaś klasa D do roku 2030. W ostatecznym rachunku przepisy te nie zostały przyjęte w takim kształcie, jednakże można zastanawiać się, jak spełnienie tak ambitnego celu polityki klimatycznej, mogłoby wpłynąć na zapotrzebowanie na energię elektryczną w systemie. Zakładając, że do 2033 roku 15% wszystkich zasobów budowlanych, zarówno mieszkalnych jak i niemieszkalnych, zostałyby poddanych termomodernizacji w taki sposób, iż znalazłoby się w klasie efektywności energetycznej budynku D, a ich potrzeby grzewcze byłyby zapewniane przez pompę ciepła, to roczny wzrost zużycia energii elektrycznej przez te budynki przekroczyłoby 10 TWh. Moc przyłączeniowa nowych punktów odbioru energii w postaci pomp ciepła wyniosłaby w takiej sytuacji około 5-7 GW mocy elektrycznej.

Tabela 2 Oszacowanie potencjalnego wzrostu zużycia energii elektrycznej według typów budynków [Źródło: Opracowanie własne Instytutu Reform]

Typ budynku	Sumaryczna powierzchnia budynków w Polsce*, mln m ²	Graniczne wartości ED dla klasy E, kWh/(m ² ·rok)	Wzrost rocznego zużycia energii elektrycznej**, TWh/rok
Jednorodzinne	697	97-113	3,9
Wielorodzinne	439	91-106	2,3
Mieszkania zbiorowego	3	150-176	0,028
Użyteczności publicznej	369	134-166	2,9
Gospodarczy, magazynowy, produkcyjny	451	139-162	3,6

*opracowanie na podstawie danych GUS
 **W przypadku objęcia 16% zasobów termomodernizacją do parametrów klasy E oraz wymianą źródła ciepła na pompę ciepła

Poniżej przedstawiono, jak kształtowałby się potencjalny wzrost zużycia energii elektrycznej w budynkach w zależności od udziału procentowego budynków poddawanych termomodernizacji z instalacją pompy ciepła (w stosunku do całego zasobu budynków) w perspektywie lat 2030-2033.



Rysunek 7 Potencjalny wzrost zużycia energii elektrycznej w budynkach w perspektywie lat 2030-2033 [Źródło: Opracowanie własne Instytutu Reform]

Przypomnijmy, iż nowelizacja przyjęta przez Parlament Europejski ostatecznie zakłada, iż do 2030 roku 16% najbardziej energochłonnych budynków mieszkalnych i niemieszkalnych zostanie poddana termomodernizacji, jednakże nie wskazuje ona, jaki poziom efektywności energetycznej musiałyby one osiągnąć. Zakładając, iż 16% wszystkich budynków osiągnęłoby klasę energetyczną E dzięki termomodernizacji wraz z wymianą źródła ciepła na pompy ciepła, to wzrost zużycia energii elektrycznej w tych obiektach wyniósłby **12,8 TWh** w skali roku.

Na wzrost zużycia energii elektrycznej w budynkach mają zatem wpływ przede wszystkim dwie składowe – liczba budynków poddawanych termomodernizacji, która obejmuje elektryfikację źródła ciepła, oraz końcowa energochłonność budynku po przeprowadzonej inwestycji. Brak konkretnych wymogów co do energochłonności budynków po modernizacji przy jednoczesnej sytuacji, w której dostępna jest tania energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii, może powodować iż właściciele budynków będą większą uwagę przykładali do wymiany źródła ciepła niż do redukcji zużycia energii końcowej w budynku na skutek ocieplenia.

Podsumowując, elektryfikacja zasilania budynki w ciepło ma znaczący potencjał wpłynięcia na zwiększenie zużycia energii elektrycznej w krajowym systemie energii elektrycznej – tj. na poziomie od kilku do kilkunastu TWh energii elektrycznej rocznie w perspektywie roku 2030. Elektryfikacja sektora budynków jest istotna w kontekście minimalizacji redysponowania OZE w systemie także ze względu na możliwość wprowadzenia pewnego stopnia elastyczności poboru energii – na przykład poprzez inwestycję w odpowiednio duży bufor ciepła i jego przegrzewanie w okresach zwiększonej generacji energii z jednostek OZE.

Należy jednakże pamiętać, iż tempo rozwoju wykorzystania pomp ciepła w budownictwie uzależnione będzie od dostępności mocy przyłączeniowej po stronie odbioru. Dlatego też w kontekście elektryfikacji ogrzewnictwa bardzo istotny jest równoległy rozwój infrastruktury sieci elektroenergetycznych.

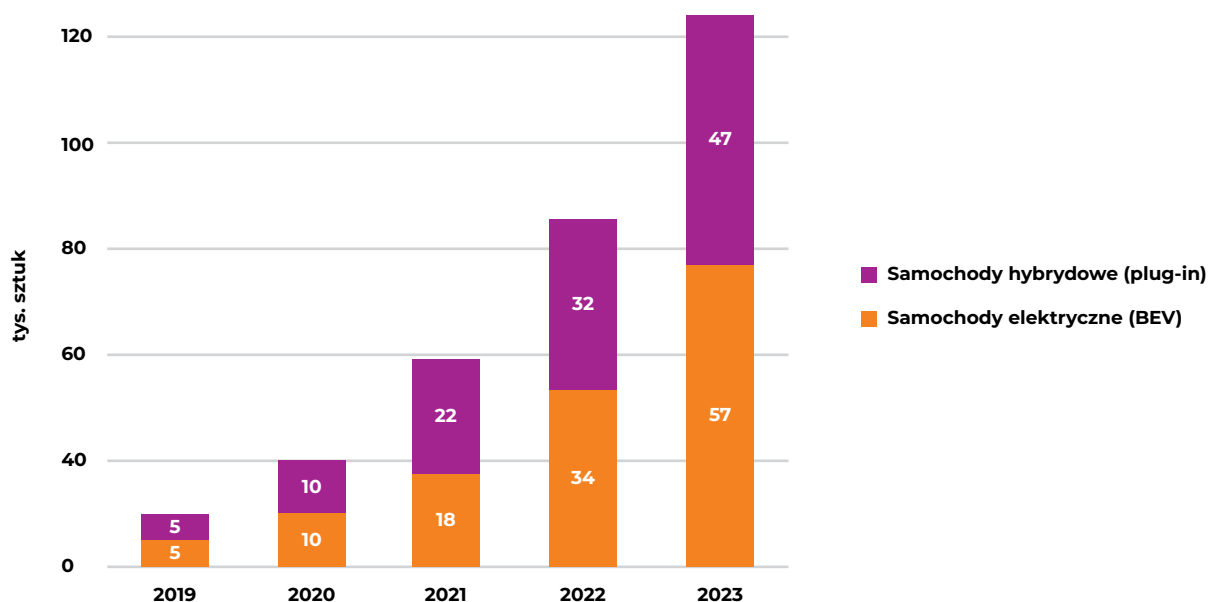
3.2 Sektor transportu

Polska realizuje cel redukcji emisji transportowych poprzez wiele równoległych działań. Działaniem mającym największy wpływ na zwiększenie zapotrzebowania na energię elektryczną jest zastępowanie pojazdów z silnikiem spalinowym pojazdami elektrycznymi. Zgodnie z szacunkami Polskiego Stowarzyszenia Paliw Alternatywnych (PSPA) oraz Ministerstwa Klimatu i Środowiska w 2030 roku w Polsce ma być zarejestrowanych 870 tys. Samochodów osobowych bateryjnych i 3,4 tys. autobusów bateryjnych.

Tabela: Szacunki dotyczące liczby zarejestrowanych samochodów elektrycznych w Polsce, tys.

Rok	2025	2030
Samochody osobowe elektryczne	~243	~870
Samochody osobowe wodorowe	~3,9	~14,6
Autobusy komunikacji miejskiej	~1,9	~3,4
Autobusy wodorowe komunikacji miejskiej	~0,1	~0,5

Źródło: Zał. 1 do proj aKPEiK_scen. WEM, Szacunki MKiŚ i ARE S.A.; szacunki dla samochodów osobowych na podstawie: Polish EV Outlook 2020, Polskie Stowarzyszenie Paliw Alternatywnych (PSPA).



Rysunek 8 Liczba zarejestrowanych samochodów elektrycznych i hybrydowych w Polsce w latach 2019-2023 [Źródło: instytut Reform na podstawie danych PSPA]

Zwiększenie ilości rejestracji pojazdów elektrycznych może być jednak szybsze niż konserwatywne prognozy rządu. Według danych za styczeń 2024 w Polsce zarejestrowanych było około 52 tys. osobowych samochodów bateryjnych i około 48 tys. osobowych samochodów hybrydowych typu plug-in (samochody wykorzystujące do poruszania się zarówno energię elektryczną zakumulowaną w baterii, jak i spalających benzynę lub diesla). Liczba samochodów dostawczych i ciężarowych z napędem elektrycznym na koniec roku 2023 wyniosła prawie 6 tys., zaś liczba autobusów elektrycznych wzrosła do poziomu 1,2 tys.

Wzrost ilości stacji ładowania samochodów elektrycznych

Większość operacji ładowania samochodów elektrycznych odbywa się nocą. W przypadku samochodów osobowych i lekkich dostawczych operacja ładowania realizowana jest zazwyczaj z mocą wahającą się pomiędzy 2 kW i 11 kW.

W styczniu 2024 roku w Polsce było 6086 punktów ładowania samochodów elektrycznych, w tym 4456 punktów ładowania prądem zmiennym (AC) o niższej mocy ładowania (zazwyczaj 11kW) i 1630 punktów ładowania prądem stałym (DC) o wyższej mocy, wahającej się między 50 a 350 kW. W latach 2019 – 2023 liczba punktów ładowania wzrosła o 197%. Tempo tego segmentu przyspieszy w następnych latach ze względu na zapisy rozporządzenia o rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych (AFIR). Rozporządzenie nakłada obowiązek

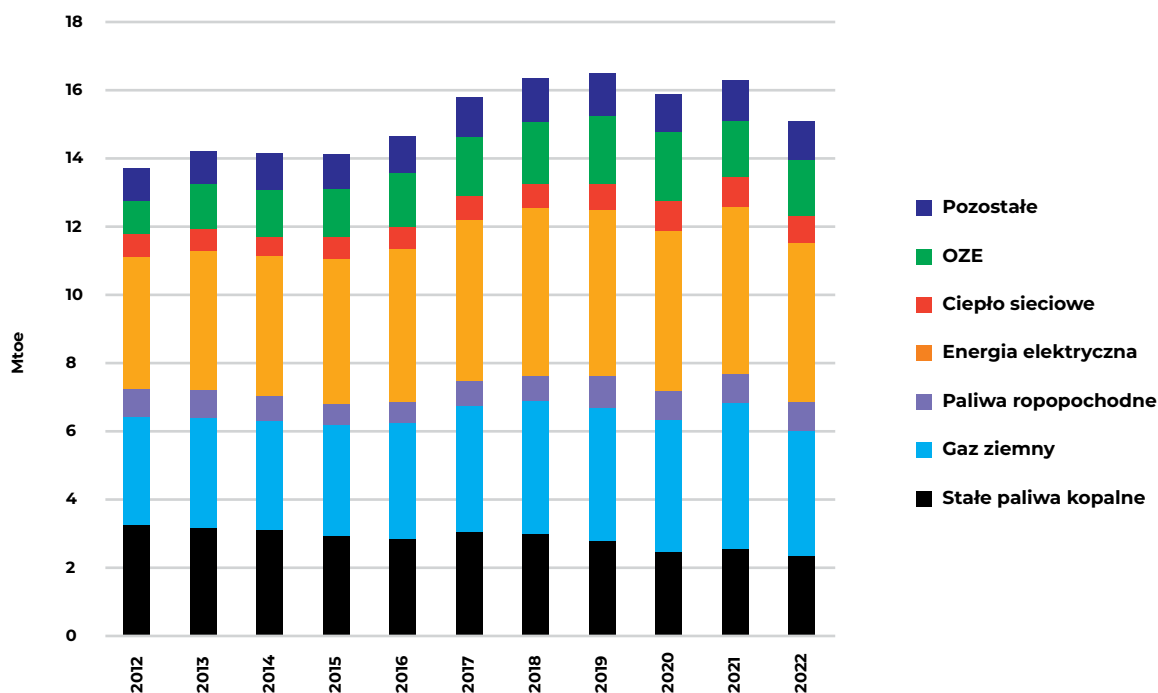
na państwo członkowskie, żeby moc ogólnodostępnych stacji ładowania była skorelowana ze wzrostem parku pojazdów elektrycznych. Na każdy zarejestrowany samochód z napędem elektrycznym ma przypadać minimalna moc publicznie dostępnych stacji ładowania. (1,3 kW w przypadku samochodów bateryjnych i 0,8 kW w przypadku hybryd typu PHEV). Dodatkowo od 2025 roku państwa członkowskie muszą zapewnić huby ładowania wzdłuż sieci bazowej głównych tras krajowych z sieci bazowej TEN-T rozmieszczone co 60 km, każda o łącznej mocy co najmniej 400 kW, a do 2027 r. co najmniej 600 kW.

Według prognozy Cambridge Econometrics zapotrzebowanie na energię elektryczną dla transportu drogowego w Polsce do 2050 roku wzrośnie do 18 TWh, przy prognozowanym wzroście dla całej gospodarki do 260 TWh. W takim scenariuszu energia elektryczna zużywana w transporcie drogowym będzie więc stanowiła 7,8% zapotrzebowania na energię elektryczną w roku 2050⁴.

Przy założeniu, że do 2030 roku liczba samochodów elektrycznych osiągnęłaby poziom 870 tysięcy, zużycie energii elektrycznej dla transportu drogowego wzrosłoby o około **1,8 TWh**⁵ w skali roku.

3.3 Sektor przemysłu

Finalne zużycie energii w sektorze przemysłu oscyluje na poziomie ok. 17 Mtoe, czyli 200 TWh, przy czym ponad połowa zużywanych nośników to paliwa kopalne wykorzystywane bezpośrednio w sektorze. Popyt na energię elektryczną wyniósł 53 TWh w 2022 r. i jest ona zużywana głównie na potrzeby pracy urządzeń, takich jak np. sprężarki, pompy, przenośniki.



Rysunek 9 Finalne zużycie energii w przemyśle według nośników [Instytut Reform na podstawie danych Eurostatu]

Dekarbonizacja przemysłu stanowi jedno z głównych wyzwań transformacji gospodarki do neutralności klimatycznej. Wynika to z jednej strony z dużego zapotrzebowanie sektora na ciepło procesowe, które obecnie zapewniane jest przede wszystkim przy wykorzystaniu paliw kopalnych. Z drugiej strony, największe wyzwanie stanowi wykorzystanie paliw kopalnych jako substratu (np. do produkcji amoniaku i nawozów azotowych w przemyśle chemicznym czy do produkcji stali w przemyśle hutniczym) oraz emisji CO₂ jako produktu ubocznego procesów przemysłowych (np. przy produkcji cementu). W tych przypadkach konieczne będzie zastosowanie energochłonnych rozwiązań bazujących na zielonym wodorze, paliwach syntetycznych (e-fuels) oraz układach wychwytywania i magazynowania/utylizacji dwutlenku węgla (CCS/CCU). Technologie te charakteryzują się

⁴ Raport Napędzamy Polską Przyszłość, Warszawa 2021, <https://fppe.pl/wp-content/uploads/2021/06/Raport-NPP-NET-R002.pdf>

⁵ Przy założeniu średniego przebiegu 10 tys. km i średniego zużycia energii na poziomie 20 kWh/100km.

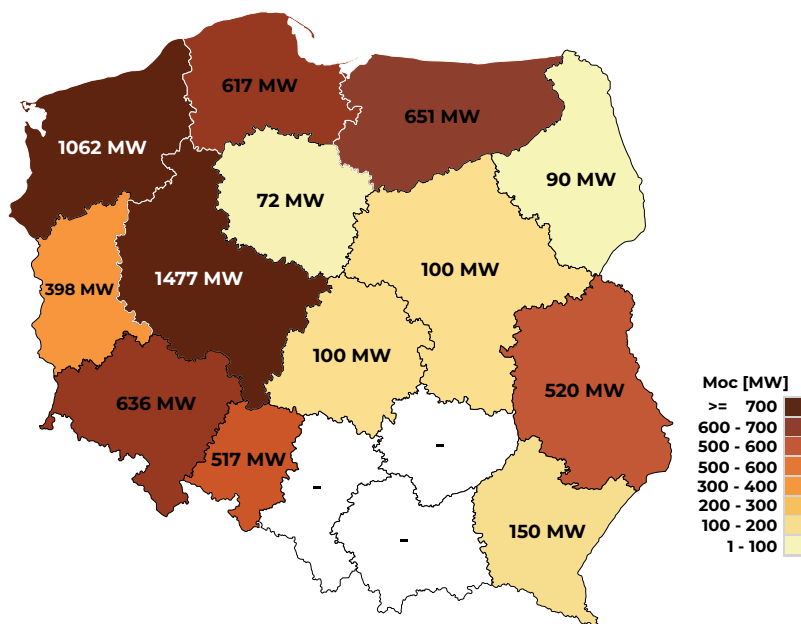
wysokimi kosztami wdrożenia, stąd też ich zastosowanie będzie ograniczało się do wybranych gałęzi przemysłu. W pozostałych przypadkach przewidywaną ścieżką dekarbonizacji przemysłu jest bezpośrednia elektryfikacja. Ciepło niskotemperaturowe (<100°C) i średniotemperaturowe (100°C -400°C) może być produkowane przy użyciu przemysłowych pomp ciepła, zaś ciepło wysokotemperaturowe i para procesowa dostarczane może być za pomocą kotłów elektrycznych i kotłów elektrodowych. Energia elektryczna jest nośnikiem uniwersalnym, którego emisyjność spada dynamicznie wraz ze wzrostem OZE w systemie elektroenergetycznym. Ponadto, w przeciwieństwie do rozwiązań wodorowych technologie bezpośredniej elektryfikacji są dojrzałe rynkowo i charakteryzują się mniejszymi kosztami produkcji ciepła. Wyniki pilotażowej aukcji przeprowadzonej w ramach Europejskiego Banku Wodorowego⁶ wskazują, że koszt produkcji zielonego wodoru w Europie wynosi ok. 5,5-6 EUR/kg w najbardziej korzystnych lokalizacjach oraz ponad dwukrotnie więcej w Polsce (13,5 EUR/kg). , Oznacza to, że koszt ciepła z kotła wodorowego spalającego zielony wodór wyniósłby dzisiaj ponad 500 zł/GJ. Dla porównania, dla średniej ceny energii elektrycznej sięgającej 760 zł/MWh koszt ciepła produkowanego przez pompę ciepła wyniesie 70 zł/GJ, zaś przez kocioł elektryczny/elektrodowy – 222 zł/GJ. Z tych względów można oczekiwać, iż pierwszy etap transformacji energetycznej przemysłu będzie się opierał właśnie na elektryfikacji bezpośredniej. W dłuższej perspektywie, niezależnie od miksu zastosowanych technologii, dekarbonizacja przemysłu będzie wymagała dalszego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną – czy to wykorzystywanej wprost jako nośnik energii elektrycznej, czy też do redukcji śladu węglowego innych nośników oraz procesów przemysłowych (wodór, CCS i CCU).

Szacujemy, że wyeliminowanie połowy zużycia węgla z miksu energetycznego przemysłu (czyli około 23 TWh energii finalnej) przy wykorzystaniu pomp ciepła oraz kotłów elektrycznych i elektrodowych zwiększyłoby zużycie energii elektrycznej w przemyśle o **14- 20 TWh** rocznie⁷.

3.4 Potencjalne ścieżki rozwoju fotowoltaiki

Projekty fotowoltaiczne z wydanymi warunkami przyłączenia

Według danych OSP na koniec roku 2023 roku moc instalacji PV z wydanymi warunkami przyłączenia do sieci przesyłowej wynosiła sumarycznie 6,4 GW, z czego dla 1,8 GW zostały już zawarte umowy o przyłączenie W przypadku sieci dystrybucyjnej do sieci planuje się przyłączenie 19,4 GW źródeł fotowoltaicznych, z podkreśleniem, że szacunki te nie uwzględniają nowych instalacji prosumenckich.



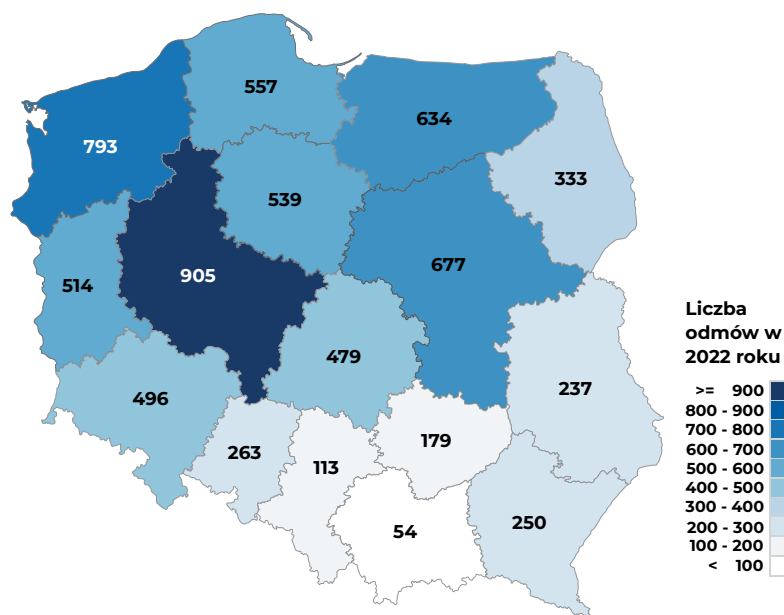
Rysunek 10 Sumaryczna moc przyłączeniowa dla wydanych warunków przyłączenia do sieci przesyłowej w podziale na województwa [Źródło: Opracowanie własne Instytutu Reform na podstawie danych PSE ws. warunków przyłączenia na koniec grudnia 2023 r.]

⁶ https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/innovation-fund/competitive-bidding_en

⁷ 14 TWh przy elektryfikacji 60% energii finalnej przy wykorzystaniu pomp ciepła o SCOP na poziomie 3 oraz 40% przy wykorzystaniu kotłów elektrycznych i elektrodowych o średniej sprawności 95%; 20TWh przy elektryfikacji 25% energii finalnej za pomocą pomp ciepła oraz 75% energii finalnej przy wykorzystaniu kotłów elektrycznych i elektrodowych

Jednakże kolejne instalacje fotowoltaiczne mają obecnie bardzo duże trudności, aby uzyskać warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Urząd Regulacji Energetyki podaje, iż w 2021 roku Operatorzy Sieci Dystrybucyjnych zgłosili 3,7 tysięcy odmów wydania warunków przyłączenia dla projektów o łącznej mocy 14,4 GW, zaś w kolejnym roku liczba odmów przekroczyła poziom 7 tysięcy odmów i objęła wolumen mocy rzędu 51 GW. Większość odmów dotyczyła źródeł PV i spowodowana była „brakiem warunków technicznych” (49%) bądź jednoczesnym występowaniem braków odpowiednich warunków technicznych i ekonomicznych (50%).

W swoim dokumencie nt. informacji o dostępności mocy przyłączeniowej do sieci przesyłowej PSE wskazuje, że przyłączanie nowych mocy OZE (farm wiatrowych i fotowoltaicznych) pomiędzy rokiem 2023 a 2028 możliwe będzie tylko w przypadku realizacji planowanej rozbudowy sieci przesyłowej ujętej w dokumentach planistycznych. Oznacza to, że potencjał rozwoju dalszych mocy PV jest zależny w dużej mierze od rozbudowy infrastruktury sieci elektroenergetycznych.

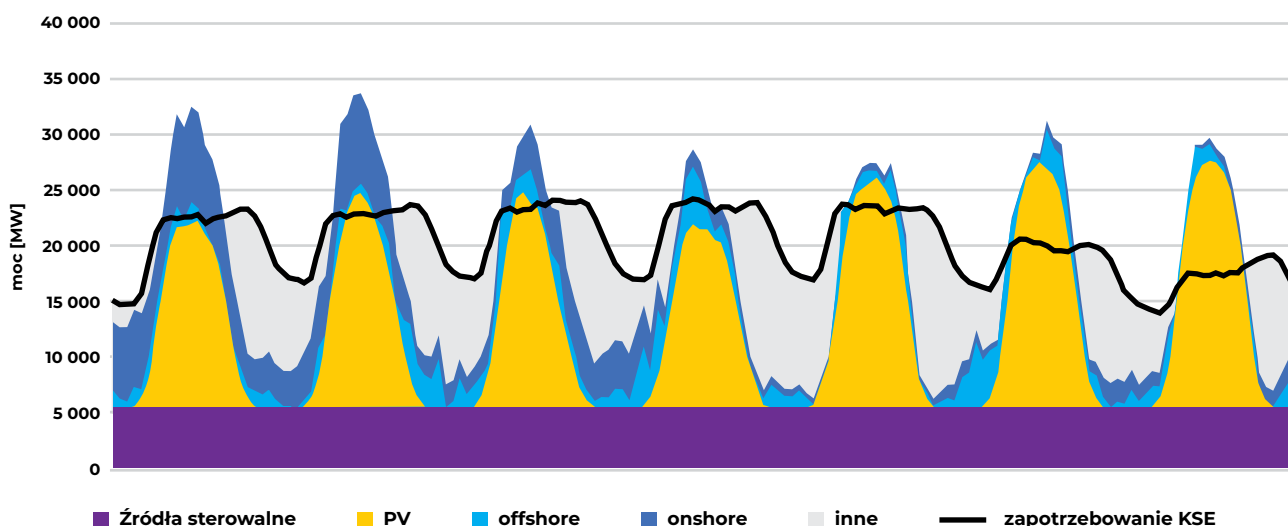


Rysunek 11 Liczba odmów wydania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej w 2022 roku według województw [Źródło: Opracowanie własne Instytutu Reform na podstawie danych URE]

Biorąc zatem pod uwagę tylko projekty instalacji PV z wydanymi warunkami przyłączenia do sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnych można szacować, iż potencjał rozwoju PV w Polsce bez dodatkowych działań na rzecz rozwoju sieci w perspektywie 2030-2040 roku wynosi 40-42 GW mocy.

Rozwój fotowoltaiki według prognoz KPEiK

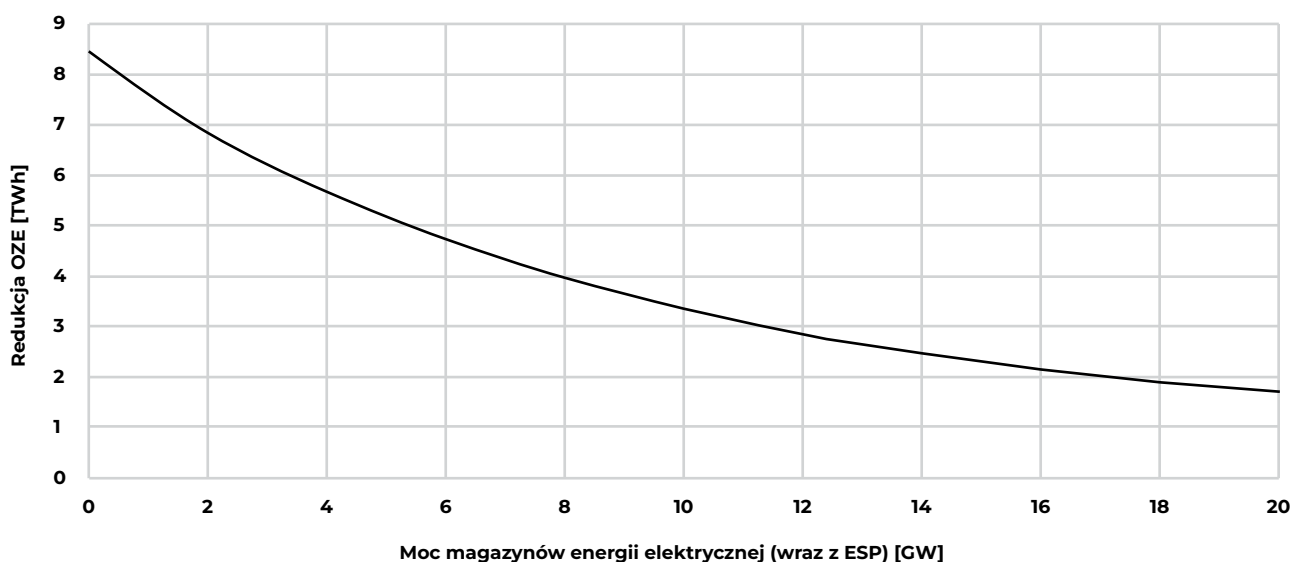
W tym miejscu przypomnijmy, że projekt aktualizacji KPEiK zakłada, że do roku 2030 moc jednostek PV osiągnie 29,3 GW, podczas gdy moc onshore wyniesie 15,8 GW, a moc offshore – 5,9 GW. Dla roku 2030 prognozy PSE przewidują, że roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną wyniesie prawie 190 TWh. Dla takich parametrów, wraz z założeniem, że minimalna moc źródeł sterowalnych w systemie nie może zejść poniżej 5,5 GW, przedstawiono poniżej prognozę generacji z OZE na tle przewidywanej krzywej zapotrzebowania na energię elektryczną w systemie dla jednego tygodnia lipca w roku 2030.

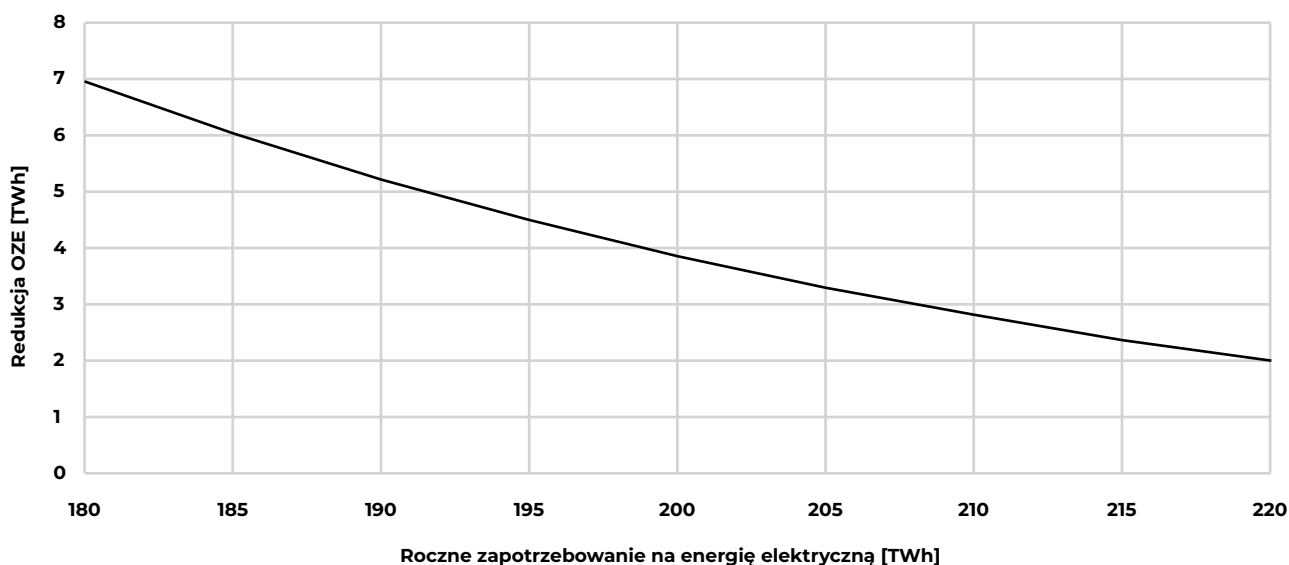


Rysunek 12 Prognoza generacji z OZE i krzywej zapotrzebowania na energię w KSE w lipcu 2030 roku [Źródło: Opracowanie własne Instytutu Reform]

Dla podanych założeń można zauważyć, iż moc pogodozależnych OZE przy uwzględnienie minimalnej mocy źródeł sterowalnych w systemie będzie okresowo przekraczać zapotrzebowanie na energię elektryczną w systemie. Oznacza to, że „nadmiarowy” wolumen generacji będzie musiał być zagospodarowany przez magazyny energii (w tym elektrownie szczytowo-pompowe) bądź zredukowany.

Potencjał rocznej generacji ze źródeł PV i wiatrowych dla założeń mocy z projektu aktualizacji KPEiK to 98 TWh. W przypadku braku magazynów energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym wielkość redukcji OZE wyniosłaby około 8,5 TWh w skali roku, co byłoby równoważne z 8,7% całkowitego wolumenu produkcji OZE. Zapewnienie 6-7 GW mocy magazynów energii (i pojemności na poziomie 24-28 GWh) pozwoliłoby na zmniejszenie skali tej redukcji o połowę.





Rysunek 13 Zależność rocznej redukcji OZE w systemie w zależności od zapotrzebowania na energię elektryczną w systemie elektroenergetycznym roku w 2030 roku [Źródło: Opracowanie własne Instytutu Reform]

Podobną analizę można przeprowadzić dla zależności wielkości potencjalnej redukcji OZE od zapotrzebowania na energię elektryczną w systemie. Przy przyjęciu założenia mocy magazynów energii na poziomie 4,9 GW i pojemności 19,6 GWh szacunkowy roczny wolumen redukcji OZE wahałby się od około 7 TWh dla zapotrzebowania na poziomie 180 TWh do około 2 TWh dla zapotrzebowania rzędu 220 TWh.

W kontekście ograniczania występowania nierynkowego redysponowania OZE istotny będzie zarówno dynamiczny rozwój magazynowania energii elektrycznej, jak i wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w systemie (zwłaszcza odbiorców charakteryzujących się większą elastycznością odbioru).

3.5 Podsumowanie

Potencjał wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną w sektorze budynków, transportu i przemysłu sięga ok. **30 TWh** w perspektywie roku 2030.

Największy przyrost zużycia energii elektrycznej można osiągnąć dzięki elektryfikacji przemysłu. Z uwagi na wysokie współczynniki wydajności grzewczej pomp ciepła (COP 3-5) w porównaniu do sprawności kotłów elektrycznych i elektrodowych (95%-99%) można oczekiwać, że elektryfikacja ciepła nisko- i średniotemperaturowego w warunkach rynkowych będzie procesem bardziej dynamicznym niż elektryfikacja ciepła wysokotemperaturowego. Jednakże wzrost kosztów uprawnień do emisji CO₂, stabilizacja cen energii elektrycznej związana ze zwiększaniem się udziału OZE w KSE oraz możliwość świadczenia usług DSR przez przemysł sprawia, że w dłuższej perspektywie zwiększy się opłacalność również elektryfikacji ciepła wysokotemperaturowego.

Elektryfikacja ogrzewnictwa również niesie za sobą istotny potencjał zwiększenia zużycia energii. Koszty produkcji ciepła z lokalnych pomp ciepła zaczynają być niższe niż koszt zakupu ciepła systemowego czy koszty związane z pracą lokalnej kotłowni. Największą barierą dla elektryfikacji ogrzewnictwa będą zatem koszty inwestycyjne, stąd też potrzebne będą odpowiednie finansowe instrumenty wsparcia dla spółdzielni i wspólnot mieszkaniowych oraz uboższych właścicieli domów jednorodzinnych.

Elektryfikacja sektora transportu, choć niesie za sobą relatywnie najmniej potencjał wolumenowy wzrostu zużycia energii elektrycznej, jest również istotnym elementem strategii dekarbonizacyjnej. Wprowadzanie infrastruktury ładowania pojazdów elektrycznych pozwalającej na elastyczne dostosowanie czasu i mocy ładowania samochodów do bieżącej sytuacji w krajowym systemie elektroenergetycznym oraz wykorzystanie samochodów bateryjnych jako mobilnych magazynów energii pozwoli na maksymalizację wykorzystania generacji z OZE i tym samym ograniczenie konieczności redysponowania.

Podsumowując, potencjał zwiększenia wykorzystania energii elektrycznej dzięki elektryfikacji umożliwi zmniejszenie częstotliwości występowania konieczności redukcji generacji OZE oraz pozwoli na budowę kolejnych mocy wytwórczych w instalacjach fotowoltaicznych i wiatrowych. Jednocześnie należy wprowadzać narzędzia regulacyjne oraz infrastrukturę zachęcającą do większej elastyczności odbiorców oraz inwestycji w magazyny energii elektrycznej.

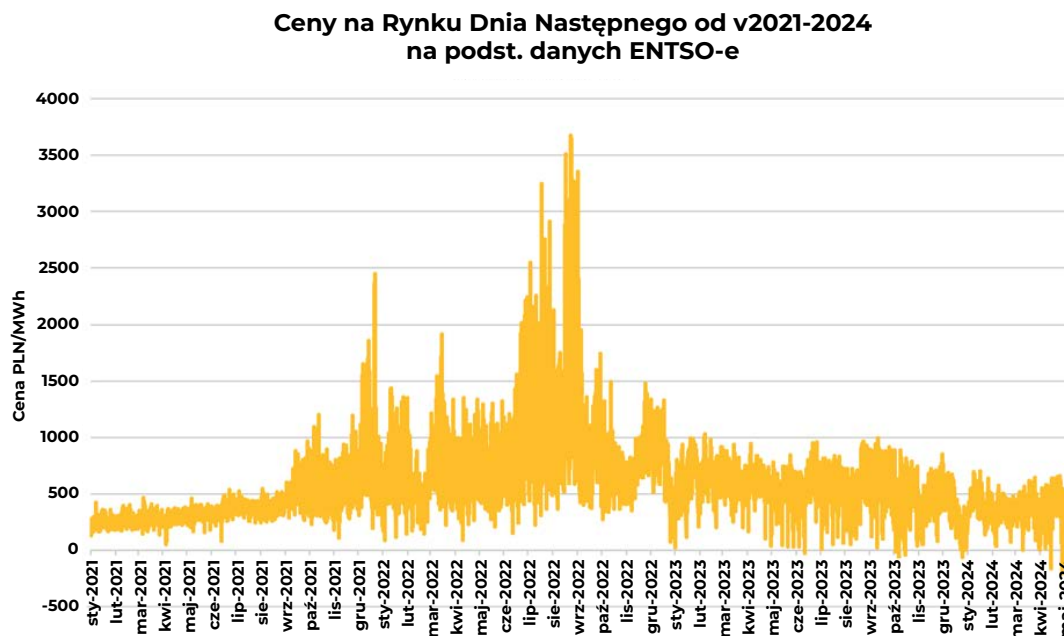
Klaudia Janik, Maciej Lipiński, Aleksander Śniegocki, Instytut Reform



8. Sytuacja na rynku energii a curtailment

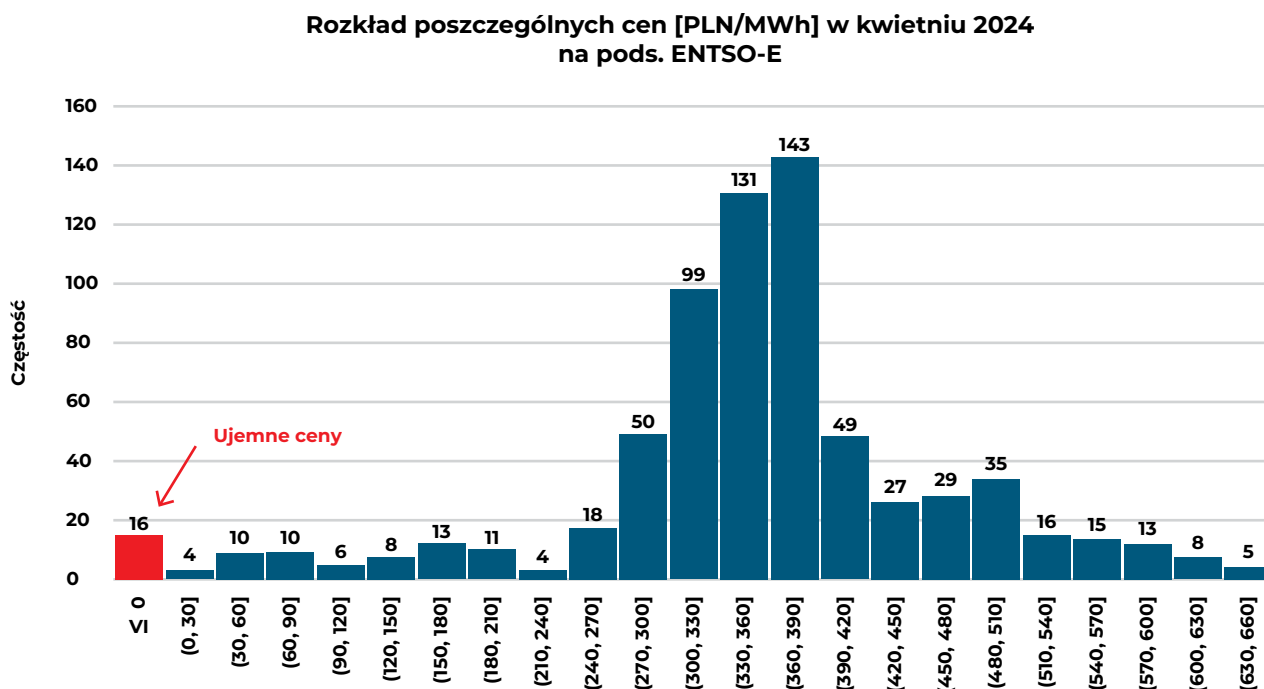
1. Charakterystyka rynku energii elektrycznej

W ostatnich latach na polskim rynku energii obserwowano znaczne wahania cen energii elektrycznej, na które duży wpływ miała niewątpliwie integracja wytwarzania energii ze źródeł fotowoltaicznych. Poniższy rysunek przedstawia rozkład cenowy od 2021 do chwili obecnej. Wahania cen na rynku dnia następnego w praktycznie całym 2022 były podyktowane sytuacją geopolityczną w Europie i początkiem wojny na Ukrainie, ponadto istotnym czynnikiem warunkującym tą zmienność był szantaż gazowy.



Rysunek 1. Profil cen energii elektrycznej rynku spot od 2021-2024 (obecnie)

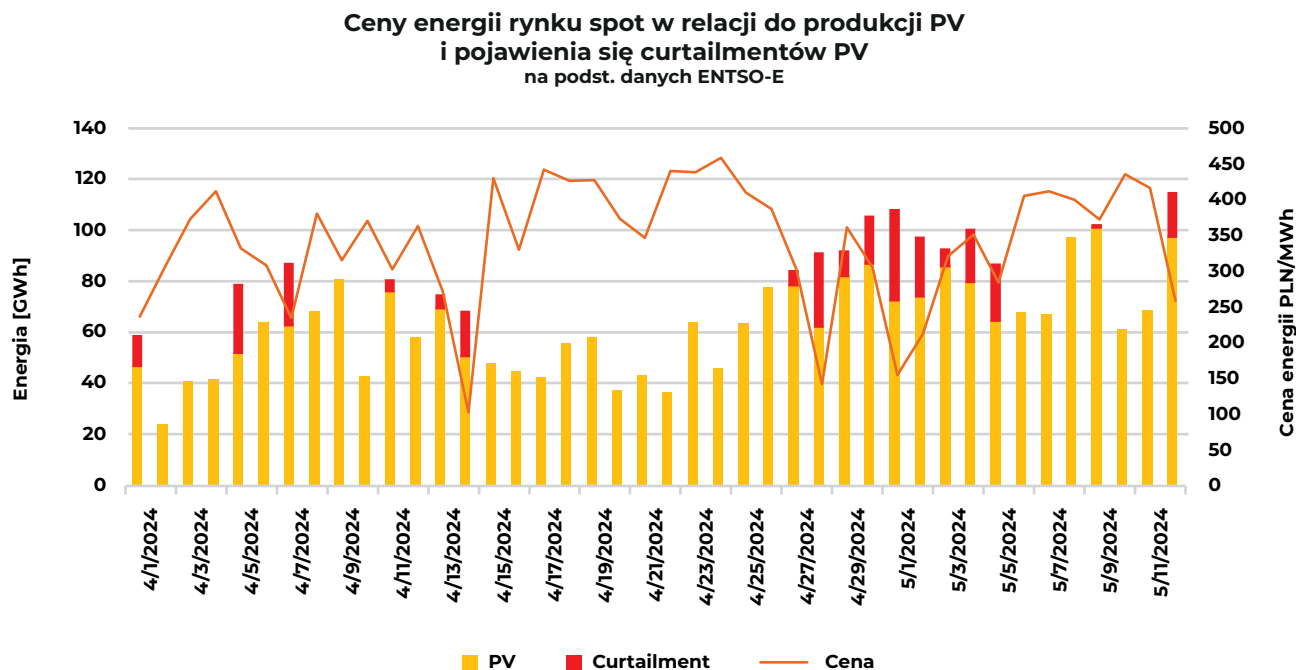
Ceny na rynku spot potrafiły osiągnąć wartość ponad 3500 zł/MWh. Obecnie sytuacja ulega znacznej stabilizacji, do tego stopnia, że w miesiącu ubiegłym (kwietniu) zarejestrowano wystąpienie ujemnych godzinowych cen energii w ilości 16 godzin. Poniższy histogram pokazuje rozkład cen rynku dnia następnego w poprzednim miesiącu. Jednocześnie w kwietniu ograniczone zostało blisko 160 GWh energii PV¹.



Rysunek 2. Rozkład poszczególnych cen energii rynku spot w kwietniu 2024

¹ Komunikaty prasowe PSE dotyczące redysponowań nierynkowych

Poniższy rysunek ukazuje relację pomiędzy produkcją PV, a cenami energii na rynku spot. Istnieje powszechne przekonanie, zgodnie z którym zwiększona produkcja fotowoltaiczna koreluje z niższymi cenami energii. Poniższy wykres potwierdza, że w dniach o mniejszej produkcji energii słonecznej, np. od 15 do 25 kwietnia, występowały wyższe ceny energii. W odwrotnych okresach o zmniejszonej produkcji energii słonecznej, ceny rynkowe zwykle były niższe.



Rysunek 3. Ujęcie dobowych cen energii spot w produkcji PV i curtailmentów w ostatnich dniach.

W poniższej tabeli zaprezentowano współczynniki korelacji Pearsona, ukazujące relację matematyczną pomiędzy dobową produkcją PV, średnią dobową ceną energii na rynku dnia następnego oraz sumą dobową energii objętej curtailmentem w okresie od 01.04.2024 – do 12.05.2024

Tabela 1 Tablica korelacji pomiędzy dobową generacją PV, średnią ceną dobową na rynku spot, oraz sumą dobową energii objętej curtailmentem

	Produkcja PV	Ceny energii	Curtailmenty PV
Produkcja PV	1	-0,17	0,26
Ceny energii	-0,17	1	-0,77
Curtailmenty pV	0,26	-0,77	1

Należy zauważyć, że współczynnik korelacji pomiędzy dobową produkcją PV a średnią ceną spot wyniósł -0,17, co wskazuje na słabą odwrotną zależność pomiędzy produkcją PV a cenami energii. Wynika to z faktu, że na ceny energii elektrycznej wpływa wiele innych czynników, nie tylko produkcja energii słonecznej. Są to między innymi wahania zapotrzebowania czy produkcja ze źródeł konwencjonalnych węglowych i ich ewentualne ograniczenia. Pewne jest jednak, że występuje silna negatywna korelacja między zarządzeniem curtailmentów PV a ceną energii, wynosząca -0,77. Sugerować to może następujący łańcuch przyczynowo-skutkowy. Wysoka nadpodaż energii słonecznej skutkuje z jednej strony chwilowym obniżeniem ceny energii, a z drugiej pojawieniem się naprężeń w systemie elektroenergetycznym, odpowiedzią na które jest zarządzenie curtailmentu.

Zaobserwowany trend jest zgodny z oczekiwaną zasadą ekonomiczną, zgodnie z którą zwiększona podaż – w tym przypadku pochodząca z fotowoltaiki – może prowadzić do niższych cen.

2. Charakterystyka curtailmentu z punktu widzenia uwarunkowań rynkowych

Wysoki poziom generacji z OZE o zerowym koszcie zmiennym generuje zjawisko kanibalizmu cenowego, tj. okresowego obniżania rynkowej ceny energii w okresach jej nadpodaży z OZE, prowadząc nawet do pojawiania się cen ujemnych.

Z punktu widzenia rynku i perspektyw jego rozwoju jest to zjawisko pozytywne, gdyż:

- a. **Prowadzi do zwiększania rozpiętości godzinowych cen energii w cyklu dobowym**
- b. **W konsekwencji zachęca odbiorców do wykorzystywania w większym stopniu energii w interwałach jej nadmiaru,**
- c. **Stwarza warunki ekonomiczne dla rozwoju magazynów energii we wszystkich odmianach (od BESS krótkoterminowych do magazynów ciepła sezonowych)**
- d. **Obniża średnią cenę energii dla odbiorców końcowych z uwagi na wysoki udział taniej energii z OZE bezemisyjnych w miksie**

Z drugiej strony, okresowe nadwyżki energii z OZE stanowią zagrożenie dla interesu źródeł:

- ciepłych, gdyż prowadzą do obniżania ich przychodów w obydwu wymiarach:
 - wolumenowym (energia OZE wypiera energię z węgla) oraz
 - cenowym (nadwyżka energii z OZE obniża cenę sprzedaży energii z węgla), a także
- OZE, gdyż poprzez obniżanie ceny energii (częściowo kompensowane wzrostem wolumenu) wydłużają okres zwrotu z inwestycji.

Curtailment stosowany jako rutynowe narzędzie pozostające w gestii OSP można interpretować jako środek zaradczy na opisany powyżej problem, zorientowany na obronę interesu źródeł ciepłych, ponieważ:

- oddala od źródeł ciepłych ryzyko pojawienia się cen ujemnych, kumulując je w całości (w formie zero-wego przychodu) na odłączanych OZE;
- osłabia dynamikę rozpiętości godzinowych ceny energii, „stabilizując” rynek przychodów źródeł ciepłych (scenariuszem najwygodniejszym dla nich byłaby cena stała niezależnie od godziny produkcji);
- osłabia warunki ekonomiczne dla rozwoju magazynów, których rozwój stanowi z kolei istotny warunek dla dalszego, nieskrępowanego rozwoju OZE, czyli bezpośredniej konkurencji dla źródeł ciepłych; rozwój magazynów osłabia argumentację o nieodzowności źródeł ciepłych w systemie z uwagi na występowanie okresów z brakiem wiatru i nasłonecznienia.

Podkreślenia wymaga, że curtailment jest nierynkową formą zarządzania krzywą podaży będącą ułomnym substytutem aktywnego zarządzania krzywą popytu w odpowiedzi na dynamikę zmian krzywej podaży i jako taki stanowi przejaw zachowawczej strategii zarządzania bilansem mocy na rynku energii elektrycznej.

Pojawienie się i rozwój ilościowy OZE bezpaliwowych, krótkookresowo prognozowalnych ale nie zarządzalnych, obliguje do wdrożenia całkowicie nowej filozofii zarządzania bilansem mocy; w miejsce podążania zarządzalną krzywą podaży (poprzez kreowanie przez operatora punktów pracy poszczególnych źródeł sterowalnych, z uwzględnieniem jedynie ograniczeń elektrownianych i sieciowych) za zmianami krzywej popytu traktowanej jako suwerenna, konieczne jest wdrożenie mechanizmu odwrotnego: skoro krzywa podaży jest w rosnącym stopniu „suwerenna” to równowagę bilansową należy zapewniać poprzez odpowiednie dostosowywanie krzywej popytu na energię.

Co do zasady, zarządzaniu temu służyć mogą (i powinny) trzy narzędzia rynkowe:

- magazynowanie nieodwracalne – definitywnie „zdejmuje” z rynku okresowe nadwyżki podaży energii,
- magazynowanie odwracalne – zapewniające równowagę bilansową w krótkich interwałach (godzin i pojedynczych dób), przesuwające wzajemnie okresy zmienności popytu względem podaży oraz

→ mechanizmy DSM – poprzez rynkowe oddziaływanie na krzywą popytu finalnego w skali i obszarach.

Kolejność przedstawionych powyżej narzędzi jest nieprzypadkowa, właśnie w takiej kolejności powinny być wdrażane środki techniczne, niezbędne do ich zastosowania.

Curtailment, jako mechanizm nierynkowy w odniesieniu do podaży, jest mechanizmem analogicznym do ograniczeń znanych jako stopnie zasilania. Obydwa ww mechanizmy zaburzają relacje rynkowe i powinny być stosowane w ostateczności, w przypadku pojawienia się wyzwań niemożliwych do rozwiązania ww. narzędziami rynkowymi. Natomiast w obecnej praktyce polskiego KSE curtailment, podobnie jak ograniczenia zasilania zaczyna być traktowany jako rozwiązanie zasadnicze zapewniania równowagi bilansowej w okresach jej naprężeń. Podejście takie zastępuje działania na rzecz rozwoju narzędzi DSM i zmniejszania deficytu zdolności magazynowania energii oraz maskuje zaniechania w tych obszarach.

3. Metody mitygacji curtailmentów

Dalsze zwiększenie udziału energii odnawialnej w krajowym miksie energetycznym jest pożądane i korzystne dla gospodarki. Niemniej nieelastyczna struktura systemu elektroenergetycznego, stan rozwoju sieci elektroenergetycznej, rynku energii oraz poziom cyfryzacji, konieczność doskonalenia prognozowania i innych praktyk operatorskich, stanowią istotną przeszkodę w rozwoju nowych mocy OZE i zwiększaniu ilości wprowadzanej do KSE energii odnawialnej, zwłaszcza ze źródeł pogodozależnych. Poprawa sytuacji w zakresie zmiany struktury systemu elektroenergetycznego i rozwoju sieci energetycznej nie będzie następowała szybko (natura infrastrukturalnych procesów inwestycyjnych). Rozwiązań należy szukać w zakresie rynku energii i magazynowaniu energii, w szczególności w systemie rozproszonym.

Nadmiarowa w stosunku do potrzeb produkcja ze źródeł pogodozależnych może być wykorzystana poprzez zmagazynowanie jej (w okresach niskich, a nawet ujemnych cen energii) w różnych formach. Dotychczas analizowane były możliwości magazynowania energii w magazynach tzw. dwustronnych „power-to-power” (P2P), w szczególności bateriach elektrycznych typu BESS (magazynowanie krótkoterminowe 2-4 godzinne), w magazynach wodorowych dwustronnych lub jednostronne (P2H2) potencjalnie o dłuższym okresie magazynowania (lub zagospodarowania nadwyżek energii w produkcji), ale koszty tych rozwiązań są zbyt wysokie aby technologie wodorowe mogły odegrać istotną rolę w asymilacji energii z OZE oraz ograniczania skali redysponowania nierynkowego źródeł słonecznych i wiatrowych.

Z uwagi na koszty oraz możliwości długoterminowego, a nawet sezonowego zagospodarowania nadwyżek energii z OZE (dominacja źródeł słonecznych) należy poszukiwać rozwiązań w zakresie elektryfikacji ciepłownictwa i magazynowania energii z OZE w cieple (P2H). Magazyny bateryjne mogą tylko w umiarkowanym zakresie ograniczyć skalę redysponowania nierynkowego źródeł słonecznych i wiatrowych (wygładzić profil nadpodaży energii i przesunąć problem w czasie 2-4 godziny). Dlatego działania na rzecz zwiększenia asymilacji OZE w KSE powinny być uzupełnione o możliwości elektryfikacji ciepłownictwa z wykorzystaniem długoterminowych magazynów ciepła.

Z punktu widzenia kosztów rozwoju sieci energetycznej i bilansowania jest to rozwiązanie naturalne, tanie i rekomendowane od dawna, ale niższe udziały energii z OZE i niedoskonałości rynku energii (cenotwórstwo) nie mobilizowały do łączenia sektorów energii elektrycznej i ciepłownictwa.

Zasadniczą rolę magazynów ciepła w systemach elektroenergetycznych podkreślał opublikowany w 2013 r., dokument Dyrektoriatu Generalnego ds. Energii (DG ENER) „The future role and challenges of Energy Storage”², który wskazuje na znaczenie, jakie magazyny energii mają m.in. dla wsparcia dla wytwórców OZE oraz - na skalę lokalną - dla poprawy zdolności prowadzenia ruchu systemów elektroenergetycznych. Komisja Europejska już od ponad dekady uwzględniała zarówno magazynowanie energii elektrycznej jak i ciepła oraz kładła szczególny nacisk na magazynowanie energii i jej bilansowanie na jak najniższym szczeblu, lokalnie w mikrosieciach, sieciach domowych z wykorzystaniem mikroinstalacji OZE, technologii smart grid oraz inteligentnych urządzeń gospodarstwa domowego

2 DG ENER “The future role and challenges of Energy Storage

4. Skutki rynkowe rekompensowania ograniczeń operatorskich

Zgodnie z Art. 45 ust. 1o uPe (Dz.U. 2024 poz. 266):

„1o. W kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, o których mowa w ust. 1 pkt 1, uwzględnia się rekompensaty finansowe, o których mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, wypłacane w związku z wydaniem poleceń, o których mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b.”

Przepis ten umożliwia uwzględnienie kosztów poniesionych przez OSP w postaci wypłaconych rekompensat finansowych dla wytwórców w kalkulacji taryf za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej. W związku z tym, że rekompensaty finansowe zostały ww. przepisem zaliczone do kategorii kosztów uzasadnionych (w wysokości podlegającej ocenie Prezesa URE), operatorom należy zapewnić w kalkulowanych taryfach odpowiedni poziom przychodów na pokrycie tych kosztów.

Niekoniecznie będzie to kolejna “stawka doklejona”, na wzór stawki opłaty OZE, czy kogeneracyjnej, bo to wymagałoby zmiany przepisów wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne i jako działanie jawne byłoby narażone na uzasadnioną krytykę. Jest najbardziej prawdopodobne że nowy koszt zostanie ukryty w podwyższonej stawce opłaty jakościowej.

Podkreślenia wymaga, że ta konstrukcja prawna niesie następujące efekty:

- instytucjonalizuje praktykę curtailmentu z punktu widzenia OSP czyniąc ją neutralną finansowo dla tego podmiotu;
- osłabia ew. protest oddolny inwestorów dotkniętych tą praktyką, z uwagi na jej charakter neutralny finansowo także z ich punktu widzenia;
- ogranicza zmienność cen energii, osłabiając impuls ekonomiczny rozwoju magazynów energii;
- podnosi koszty zaopatrzenia w energię elektryczną odbiorców końcowych w kontekście wpływu OZE na rynek energii; odbiorcy zostają postawieni wobec następujących faktów dokonanych:
 - wyższa cena energii na rynku hurtowym z uwagi na niższy niż byłby bez dokonywanych odłączeń udział bezemisyjnej energii w miksie;
 - wyższa stawka opłaty sieciowej z uwagi na konieczność sfinansowania rekompensat dla odstawianych OZE.

pozornie umacniając mit o „wyższej cenie energii z OZE niż z węgla”.

Należy wyraźnie rozróżnić dwa zjawiska pojawiające się na rynku energii w okresach nadpodaży energii, jakimi są curtailment oraz kanibalizm cenowy. Jedyną cechą wspólną wydaje się koincydencja czasowa, mająca swoje źródło w chwilowej nadwyżce energii. Kanibalizm jest odpowiedzią rynkową, a curtailment systemową (operatorską), jedna wynika z błędu w funkcjonowaniu rynku (braku przeniesienia sygnałów rynku hurtowego na poziom rynku detalicznego), a drugi z błędu w postaci ograniczeń sieciowych – braku możliwości eksportu energii z obszaru dotkniętego jej nadwyżką. Tak więc nie ma uzasadnienia dla oczekiwania, że jedno z tych zjawisk może być rozwiązaniem dla drugiego.

Powyższe obserwacje potwierdzają zasadność wniosków na zakończenie rozdziału 1 odnośnie do konieczności głębokiej reformy funkcjonowania rynku i regulującej go legislacji.

Instytut Energetyki Odnawialnej



Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki

Ul. Złota 59/632
00-120 Warszawa

NIP: 9291994664; KRS: 0000781325; Regon: 383070564