

WIĘCEJ OZE w sieci

Metody zwiększenia możliwości
przyłączeniowych polskiego
systemu elektroenergetycznego.



POLSKIE STOWARZYSZENIE
ENERGETYKI WIATROWEJ



POLITECHNIKA
LUBELSKA
WYDZIAŁ ELEKTROTECHNIKI
I INFORMATYKI

SKRÓCONA WERSJA RAPORTU

STYCZEŃ, 2023

Więcej OZE. w sieci Metody zwiększenia możliwości przyłączeniowych polskiego systemu elektroenergetycznego.
© Copyright by Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej Warszawa, styczeń 2023

Autorzy raportu:

Zespół pod kierunkiem prof. dr hab. inż. Piotra Kacejki
dr hab. inż. Paweł Pijarski
dr inż. Sylwester Adamek
dr inż. Marek Wancerz

Opracowanie graficzne:
Emilia Matuszczak

Korekta tekstu:
Weronika Kupczyk



European
Climate
Foundation

Niniejszy raport powstał przy wsparciu European Climate Foundation. Odpowiedzialność za informacje i poglądy w nim przedstawione spoczywa na autorach. European Climate Foundation nie ponosi odpowiedzialności za wykorzystanie jakichkolwiek zawartych lub wyrażonych w nim treści.

Spis treści

Słowo wstępne	6
Definicje i skróty	8
1. Kluczowe wnioski i rekomendacje	9
2. Konieczność rozwoju źródeł OZE	16
2.1 Dlaczego potrzebujemy nowych inwestycji w OZE – odpowiedź na kryzys energetyczny	16
2.2 Punkt wyjścia – sytuacja w Polsce w obszarze rozwoju OZE	17
2.3 Potencjał rozwoju źródeł OZE w kolejnych latach	23
3. Rekomendacje działań na poziomie krajowym	26
3.1 Pilna weryfikacja strategicznych dokumentów rządowych, w tym PEP2040 (zwiększenie tempa transformacji energetycznej)	26
3.2 Ujednolicenie metodyki wyznaczania możliwości przyłączania źródeł do sieci i opublikowanie jej w dokumencie rangi rozporządzenia	27
3.3 Ujednolicenie systemu informowania zainteresowanych podmiotów o aktualnie dostępnych zdolnościach przyłączeniowych w sieci przesyłowej i 110 kV	28
3.4 Interpretacja wyników analiz rozptylowych i wynikającego z nich stanu obciążeń linii zgodna z realiami metrologicznymi i podstawami fizycznymi procesu nagrzewania się przewodów	29
3.5 Eliminacja barier inwestycyjnych w zakresie możliwości zwiększenia obciążalności linii do 80°C	30
3.6 Implementacja koncepcji współdzielenia infrastruktury sieciowej pomiędzy różne technologie OZE – „cable pooling”	31
3.7 Implementacja regulacji umożliwiających wykorzystanie linii bezpośrednich na dużą skalę	32
3.8 Wprowadzenie zachęt finansowych dla OSD do redukcji liczby wydawanych odmów przyłączenia źródeł OZE do sieci	33
3.9 Wprowadzenie mechanizmu redukcji mocy generowanej w OZE	35
3.10 Modyfikacja i uelastycznienie kryteriów przyłączeń do sieci średniego napięcia, wykorzystanie możliwości regulacyjnych instalacji OZE	36
3.11 Działania na rzecz poprawy warunków pracy sieci niskiego napięcia, ograniczenie liczby automatycznych wyłączeń instalacji prosumenckich	37
3.12 Długoterminowe planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej	38
Podsumowanie	40



Wzrost zdolności infrastruktury sieciowej powinien być elementem fundamentalnym i wyjściowym do szeroko zakrojonej transformacji energetycznej. Raport wskazuje działania, jakie należy podjąć w kontekście dążenia do dynamicznego rozwoju odnawialnych źródeł energii w Polsce.

Zoptymalizujemy warunki przyłączeń dla OZE

Szanowni Państwo,

Raport „Więcej OZE w sieci” to publikacja o problematyce, która w kontekście transformacji energetycznej zaczyna wysuwać się na pierwsze miejsce. Kompleksowe opracowanie, którego do tej pory brakowało na rynku energetycznym, analizuje bieżące wyzwania, przed jakimi stoją Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. oraz Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych w obliczu postępującej transformacji energetycznej. Eksperti Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej oraz Wydziału Elektrotechniki i Informatyki Politechniki Lubelskiej przygotowali rekomendacje dla efektywnego wykorzystania istniejącej infrastruktury sieciowej w sposób nie wymagający wysokich nakładów finansowych, co przekłada się na możliwość szybkiego wdrożenia analizowanych rozwiązań, szeroko otwierając drzwi dla nowych inwestycji w źródła wytwórcze.

W dobie agresji Rosji na Ukrainę i kryzysu energetycznego nią wywołanego, a w konsekwencji drastycznie wysokich cen energii elektrycznej, kluczowe stały się rozwiązania budujące niezależność i bezpieczeństwo energetyczne Polski. Wojna w Ukrainie spowodowała nie tylko szok w Europie, ale wywarła duży wpływ na sytuację gospodarczą kontynentu, poczynając od węglowodorów, poprzez rynek energii, a na żywności kończąc. Unia Europejska zdała sobie sprawę, że bezpieczeństwo energetyczne trzeba budować na nowo w oparciu o lokalne surowce, co powoduje przyspieszenie inwestycji w źródła odnawialne i poprawę efektywności energetycznej.

Odkąd odnawialne źródła energii stały się pożądanym i koniecznym elementem miksu energetycznego, firmy z sektora intensywnie pracują nad zmia-

nami strategii, przyspieszając zieloną transformację. Jednak na drodze nowych inwestycji zeroemisyjnych, pojawia się problem niewystarczającej przepustowości sieci elektroenergetycznej, który już teraz jest jednym z głównych powodów spowalniających transformację energetyczną w Polsce.

„Więcej OZE w sieci” to wielowymiarowe spojrzenie na obecny stan sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, a także regulacji prawnych, które wpływają na ograniczone możliwości przyłączeniowe. Raport prezentuje szereg rozwiązań możliwych do wdrożenia bez zbędnych opóźnień, które zastąpią lub odsuną w czasie przynajmniej część kosztownych inwestycji sieciowych, przynosząc w krótkim czasie pożądane rezultaty. W ubiegłym roku Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. opublikowały „Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023–2032”, w którym wskazują na znaczący, realny potencjał możliwych do wybudowania źródeł OZE.

Tylko na podstawie sumy mocy źródeł istniejących, zawartych umów o przyłączenie lub wydanych warunków przyłączenia oraz mocy morskich elektrowni wiatrowych określonej w ustawie o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, w perspektywie dziesięciu najbliższych lat w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym może powstać 25 GW lądowych i morskich elektrowni wiatrowych o potencjale produkcyjnym rzędu 77 TWh rocznie oraz ponad 20 GW źródeł słonecznych (bez uwzględniania prosumenckich powstałych po 31.12.2021 r.) o potencjale produkcyjnym rzędu 21 TWh. Dokument PSE S.A. wskazuje na możliwość produkcji ponad 100 TWh rocznie energii odnawialnej w perspektywie roku 2030, co istotnie przekroczy 50% zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce, **biorąc pod uwagę obecne prognozy, i stanowi znacznie więcej niż poziomy zakładane w krajowych dokumentach strategicznych.**

Wyliczenia PSE S.A. potwierdzają, jak ważny jest potencjał rozwoju odnawialnych źródeł w Polsce, jednak pomimo ambitnych założeń, spójnych z unijnym

pakiem działań „REPowerEU”, istnieją poważne bariery, które mogą zaprzepaścić szansę na dynamiczny rozwój zielonej energii w naszym kraju.

Oczywista zdaje się potrzeba zaangażowania dużych środków finansowych na modernizację sieci elektroenergetycznych oraz na budowę zupełnie nowych połączeń (co jest inwestycją także czasochłonną). Zły stan techniczny istniejących linii, występujące przeciążenia oraz potrzeba rezerwacji zdolności przyłączeniowych dla farm wiatrowych na morzu to argumenty, które skutecznie uniemożliwiają przyłączanie nowych odnawialnych źródeł energii. Niepokojąca jest jednak liczba odmownych decyzji przyłączenia źródeł OZE do sieci.

Tylko w latach 2020 oraz 2021 najwięksi Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych wydali łącznie 5037 odmów wydania warunków przyłączenia o łącznej mocy ponad 20 GW.

Raport został przygotowany z myślą o działaniach, jakie mogą i powinny, w naszej ocenie, podjąć PSE S.A., Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych oraz polski rząd, by jak najszybciej zwiększyć możliwości przyłączeniowe polskiego systemu elektroenergetycznego w kontekście dążenia do dynamicznego rozwoju odnawialnych źródeł energii w Polsce. Wzrost zdolności infrastruktury sieciowej winien być elementem fundamentalnym i wyjściowym do szeroko zakrojonej transformacji energetycznej.

Liczymy, że publikacja stanie się impulsem do dyskusji o potrzebnych zmianach w zakresie sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, a nasze analizy przyczynią się do zoptymalizowania warunków przyłączeń w nadchodzących latach.

Zachęcam do interesującej lektury

Janusz Gajowiecki

Prezes Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej



”

Przed sieciami elektroenergetycznymi stoją ogromne wyzwania i konieczność zmian, które wymagają wieloletniego i wielokierunkowego procesu inwestycji o niespotykanej dotychczas skali.

”

Dostosujemy sieci dystrybucyjne do nowej architektury rynku energii

Szanowni Państwo,

Energetyka, za sprawą między innymi ambitnej polityki klimatycznej, ale też odbiorców, którzy coraz lepiej rozumieją i realizują potrzebę ekologicznej i taniej energii, rozwija się w kierunku zielonym,

niskoemisyjnym i bardziej efektywnym.

W konsekwencji, już w perspektywie do 2030 roku polski system elektroenergetyczny czekają ogromne zmiany. Trzeba będzie do niego przyłączyć:

- co najmniej 20 GW źródeł słonecznych o potencjale produkcyjnym 21 TWh rocznie,
- ponad 14 GW lądowych elektrowni wiatrowych o potencjale produkcyjnym 37 TWh rocznie,
- prawie 11 GW morskich elektrowni wiatrowych, które mogą produkować 40 TWh rocznie.

To, że potrzebujemy i chcemy mieć w krajowym systemie elektroenergetycznym coraz więcej źródeł OZE, jest kwestią bezdyskusyjną. Jednak taki kierunek rozwoju sektora generuje wiele wyzwań dla wszystkich uczestników rynku. Wyzwania stawiane są także przed regulacjami, które powinny nie tylko umożliwiać, ale także wspierać działania wspierające transformację klimatyczno-energetyczną.

Jak dotąd działania te były skupione głównie na sektorze wytwórczym, dla którego przeznaczane były różnorodne programy wsparcia. Jednak dziś wąskim gardłem rozwoju zielonych źródeł jest infrastruktura sieciowa systemu elektroenergetycznego, której dotychczas nie poświęcano w mojej ocenie wystarczającej uwagi. A przed sieciami elektroenergetycznymi stoją ogromne wyzwania i konieczność zmian, które wymagają wieloletniego i wielokierunkowego procesu inwestycji o niespotykanej dotychczas skali.

Najnowszy raport Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej oraz Politechniki Lubelskiej to bardzo cenny głos w dyskusji nad niezbędnymi kierunkami zmian oraz działaniami, jakie należy podejmować. Dla regulatora sektorowego takie działania są nie do przecenienia. Tym bardziej, że najważniejsze wnioski i rekomendacje sformułowane przez Autorów raportu są w większości spójne z tym, co Urząd Regulacji Energetyki zaprezentował opinii publicznej w listopadzie 2022 roku, kiedy to zakończyliśmy pierwszy etap prac nad dokumentem „Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki”.

Dostrzegając potrzebę pilnego zdiagnozowania oraz wprowadzenia niezbędnych zmian, Urząd Regulacji Energetyki od lat aktywnie współpracuje z sektorem infrastrukturalnym, na którego barkach leży w dużej mierze sprostanie konieczności przyłączenia zielonej generacji do sieci. Odpowiedzią na potrzeby i wyzwania sieci elektroenergetycznych jest w mojej ocenie realizowany od blisko dwóch lat z inicjatywy URE, wspomniany wyżej projekt „Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki” (KET). Dokument został przyjęty i podpisany przez pięciu największych OSD i Prezesa URE jesienią

ubiegłego roku. Porozumienie to, otwarte na nowych sygnatariuszy, wpisuje się w proces dostosowania sieci dystrybucyjnych do nowej architektury rynku energii opartej w coraz większym stopniu o źródła rozproszone o znaczącym udziale odnawialnych źródeł energii.

Podpisanie porozumienia sektorowego to zwińczenie pierwszego etapu prac. Aby jednak wypełnić postanowienia Karty, w kolejnych krokach konieczne będzie opracowanie propozycji niezbędnych zmian modelu regulacyjnego dystrybutorów oraz konsekwentna realizacja programów inwestycyjnych. Członkowie Komitetu Sterującego zobowiązali się także do zainicjowania zmian legislacyjnych uwzględniających nowe wymagania regulacyjne oraz zapewniających m.in. środki pomocowe dla OSD. Konieczny przy tym będzie stały monitoring postępów transformacji oraz analiza jej rezultatów tak, aby móc reagować i racjonalnie kształtować odpowiedni przebieg i kierunek procesów inwestycyjnych.

Myszę, że nie trzeba zachęcać Czytelników do lektury raportu. Każdy bowiem, kto śledzi kierunki i tempo zmian w polskiej energetyce, będzie wiedział że *Więcej OZE w sieci. Metody zwiększania możliwości przyłączeniowych polskiego systemu elektroenergetycznego*, to pozycja obowiązkowa.

Gratuluję Autorom tak wyczerpującej analizy i życzę wytrwałości we wdrażaniu najważniejszych postulatów z niej płynących. Ze swojej strony deklaruję wsparcie oraz otwartość na współpracę.

Rafał Gawin
Prezes URE

Definicje i skróty

DISE	Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych
GPZ	Główny Punkt Zasilający
IRiESD	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej
IRiESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
KPEiK	Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
LFW	Lądowe farmy wiatrowe
MFW	Morskie farmy wiatrowe
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSP	Operator Systemu Przesyłowego
PEP 2040	Polityka energetyczna Polski do 2040 r.
PLANS	Program komputerowy wykorzystywany najczęściej do analizy rozplływowej sieci
PSzW	Pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń dla morskich farm wiatrowych
PTPiREE	Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej
PV	Fotowoltaika
UE	Unia Europejska
URE	Urząd Regulacji Energetyki
Ustawa PE	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne
Ustawa offshore	Ustawa z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych
Ustawa OZE	ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii
ZiWWE	dokument określający założenia i warunki wykonania ekspertyzy przekazywany wykonawcy przez operatora

1. Kluczowe wnioski i rekomendacje

Bezpieczeństwo energetyczne w czasach wojny

Agresja Rosji na Ukrainę bezpowrotnie prze-wartościowała pojęcie bezpieczeństwa ener-getycznego w prowadzonych na poziomie państw członkowskich UE polityk.

Nowe podejście do niezależności i bezpieczeń-stwa energetycznego zakłada w długofalowej perspektywie całkowitą eliminację importu energii (spoza UE) oraz jej nośników i całkowite przejście na krajowe zasoby (docelowo, wyłączenie na zasoby odnawialne).

Aby było to możliwe musi nastąpić istotny wzrost inwestycji w odnawialne źródła energii, które do wytwarzania energii elektrycznej nie potrzebują

surowców energetycznych, bazując jedynie na zasobach naturalnych i powszechnie dostęp-nych, takich jak wiatr czy słońce.

W perspektywie krótkoterminowej niezbędne będą działania pozwalające na dywersyfikację kierunków dostaw surowców energetycznych do państw Unii Europejskiej, niemniej jednak działania te nie powinny przysłonić docelowego rozwiązania polegającego na całkowitym oparciu się na źródłach odnawialnych.

Dlaczego potrzebujemy nowych inwestycji w OZE

Uniezależnienie Polski od importowanych surowców

i w długofalowej perspektywie całkowite przejście na krajowe zasoby

Wielowymiarowe bezpieczeństwo energetyczne

, w tym bezpieczeństwo gospodarcze poszczególnych państw członkowskich oraz UE, jako całości

Budowanie silnego, nowoczesnego sektora przemysłowego, który wspiera funkcjonowanie całej europejskiej gospodarki, w tym łańcuchy dostaw

Przyspieszenie transformacji energetycznej

wspieranej przez UE, która zakłada przejście na gospodarkę zeroemisyjną

Wypełnienie ambitnych celów klimatycznych UE

uwzględnionych w pakiecie działań pod nazwą REPowerEU, który zakłada m.in. zwiększenie udziału OZE na poziomie unijnym z 40% do 45% w 2030 r.

Gotowość na nadchodzący kryzys gospodarczy spowodowany kryzysem energetycznym - najlepszą odpowiedzią na spowolnienie gospodarcze jest zwiększenie inwestycji, które długoterminowo uchronią nas przed analogicznym kryzysem związanym z niedoborami energii elektrycznej

Cel raportu:

Celem niniejszego Raportu było zidentyfikowanie głównych barier w obszarze przyłączania źródeł OZE do sieci oraz zaproponowanie bezinwestycyjnych oraz niskoinwestycyjnych metod zwiększenia możliwości przyłączeniowych polskiego systemu elektroenergetycznego, które będą możliwe do szybkiego wdrożenia i które w stosunkowo krótkim czasie przyniosą możliwie duże efekty, zastępując lub odsuwając na okres późniejszy przynajmniej część inwestycji sieciowych.

Raport zidentyfikował główne bariery w obszarze przyłączania źródeł OZE do sieci oraz zaproponował bezinwestycyjne oraz niskoinwestycyjne metody zwiększenia możliwości przyłączeniowych polskiego systemu elektroenergetycznego. Do tych działań zaliczono:

1

pilną weryfikację strategicznych dokumentów rządowych, w tym Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. (zwiększenie tempa transformacji energetycznej);

2

ujednolicenie metodyki wyznaczania możliwości przyłączania źródeł do sieci i opublikowanie jej w dokumencie rangi rozporządzenia¹;

3

ujednolicenie systemu informowania zainteresowanych podmiotów o aktualnie dostępnych zdolnościach przyłączeniowych w sieci przesyłowej i 110 kV;

4

interpretację wyników analiz rozptylowych i wynikającego z nich stanu obciążeń linii zgodną z realiami metrologicznymi i podstawami fizycznymi procesu nagrzewania się przewodów;

5

prawne uregulowanie dopuszczalnych poziomów tolerancji w interpretacji wyników obliczeń poprzedzających wydanie decyzji o warunkach przyłączenia; wzięcie pod uwagę przybliżonego charakteru tych obliczeń;

6

eliminację barier inwestycyjnych w zakresie możliwości efektywnego zwiększania obciążalności linii do 80°C, tworzenie planów eliminacji linii o temperaturze projektowej 40°C;

¹ Np. poprzez zaktualizowanie rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

- 7 implementację koncepcji współdzielenia infrastruktury sieciowej pomiędzy różne technologie OZE – tzw. „cable pooling”;
- 8 implementację regulacji umożliwiających wykorzystanie na dużą skalę linii bezpośrednich;
- 9 wprowadzenie zachęt finansowych dla OSD do redukcji liczby wydawanych odmów przyłączenia źródeł OZE do sieci;
- 10 wprowadzenie mechanizmów redukcji generacji energii z OZE zarówno w przypadku pojawienia się globalnej bilansowej nadwyżki, jak też lokalnych nadwyżek powodujących okresowe przeciążenia linii lub przekroczenie dopuszczalnych poziomów napięć;
- 11 modyfikację i uelastycznienie kryteriów przyłączeń do sieci średniego napięcia, wykorzystanie możliwości regulacyjnych instalacji OZE;
- 12 poprawę warunków pracy sieci niskiego napięcia, ograniczenie liczby włączeń instalacji prosumenckich.

OBCIĄŻALNOŚĆ LINII NAPOWIETRZNYCH

Problematyczna dla przyłączania nowych mocy jest interpretacja stanu obciążeń linii napowietrznych, gdzie przekroczenie długotrwałej obciążalności linii 0,5% dyskwalifikuje możliwość dodania mocy.

Natomiast z analiz wynika, że nawet

5%-10% przeciążenie nie skutkuje zagrożeniem dla bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego, dlatego taki margines tolerancji powinien być w pełni akceptowalny.

ZWIĘKSZENIE TEMPERATURY PRACY LINII DO 60°C LUB 80°C

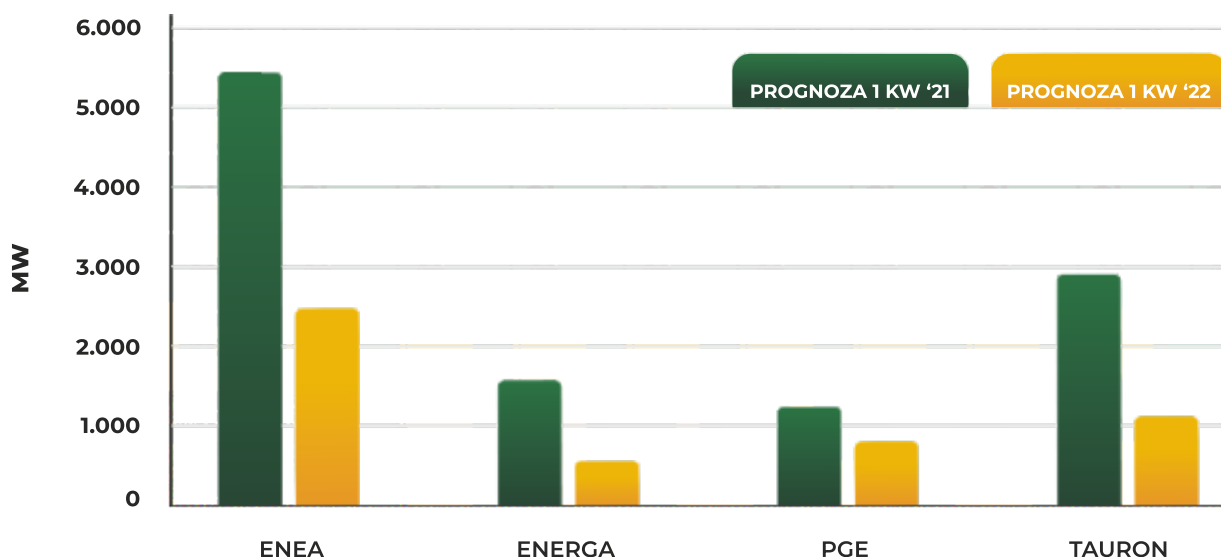
Zwiększenie obciążalności linii do 60°C lub 80°C jest najprostszym i najtańszym sposobem powiększenia możliwości przesyłowych. Stare linie elektroenergetyczne projektowane były wyjściowo na dopuszczalną temperaturę 40°C z dużymi zapasami, które po dokładnych obliczeniach można efektywnie wykorzystać. Można także zastosować rozwiązanie regulacji naprężeń przewodów, które także dysponują sporymi rezerwami.



SIECI ELEKTROENERGETYCZNE GŁÓWNĄ BARIERĄ W ROZWOJU OZE

Problem z przyłączaniem nowych jednostek wytwórczych jest szczególnie widoczny w ostatnich latach. Jak wskazuje raport przygotowany przez ClientEarth na podstawie danych z URE, tylko latach (2020 oraz 2021) najwięksi OSD wydali łącznie **5037 odmów** wydania warunków przyłączenia o łącznej mocy ponad 20 GW. Przy czym w 2021 r. wydano 3751 odmów (o łącznej mocy ok. 15 GW), co w porównaniu do 2020 r. stanowiło wzrost o **70%**.

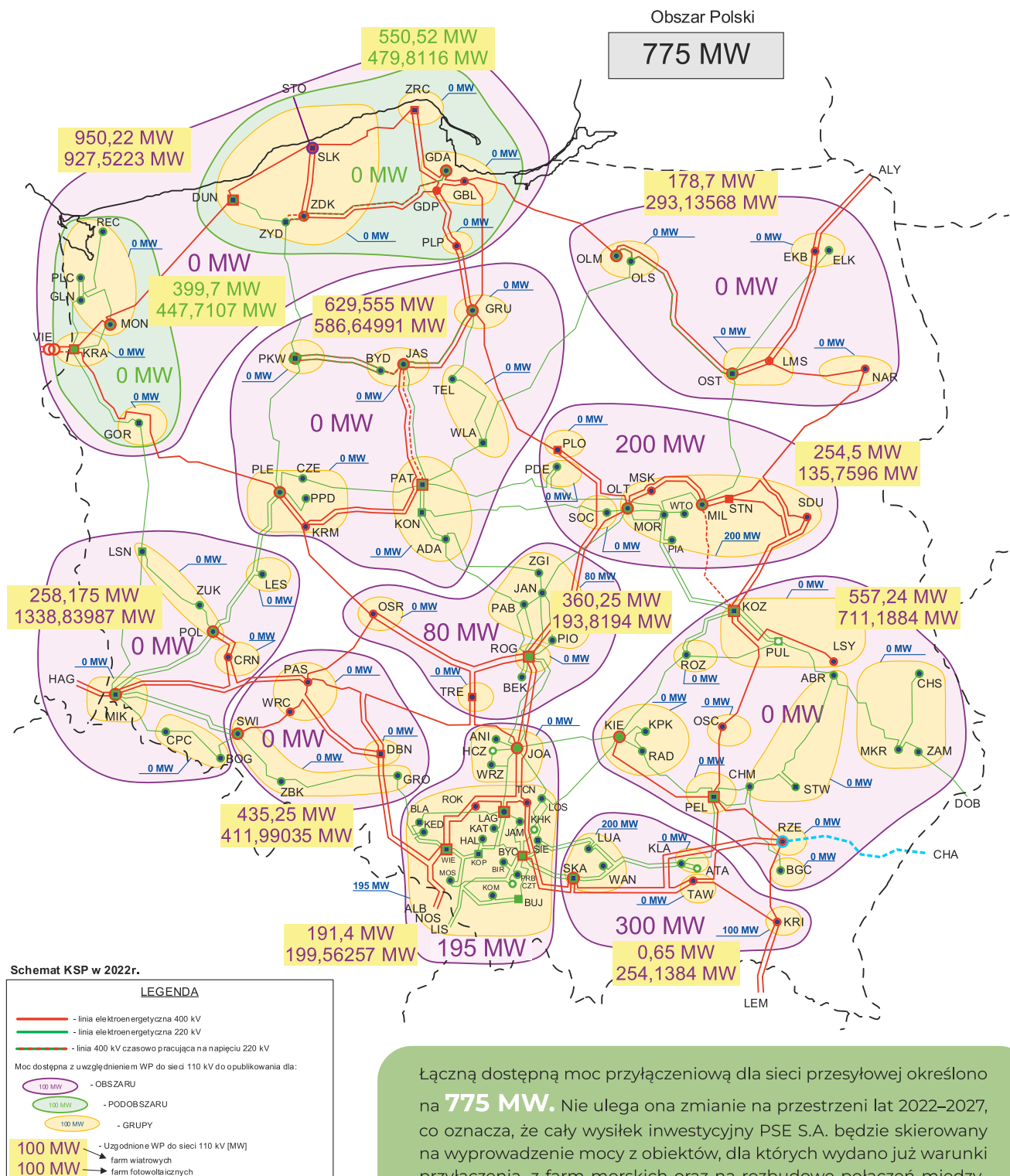
Perspektywy przyłączeniowe dla roku 2025 wyraźnie wskazują na wyczerpanie się możliwości przyłączeniowych sieci dystrybucyjnej.



Wykres 1 Porównanie dostępnej mocy przyłączeniowej w roku 2025, prognoza z 2021 r. i 2022 r. (oprac. IEO wg statystyk URE²)

² Rynek Fotowoltaiki w Polsce, Instytut Energetyki Odnawialnej IEO EC BREC, maj 2022 r., Warszawa.

Schemat sieci przesyłowej Krajowego Systemu Elektroenergetycznego wraz z dostępnymi mocami przyłączeniowymi.



Rys. 1 Graficzna postać informacji Operatora Systemu Przesyłowego o dostępnych mocach przyłączeniowych dla lat 2022-2027

Bieżące ograniczenia systemu elektroenergetycznego w Polsce:

Rezerwacja zdolności przyłączeniowych dla morskich farm wiatrowych o mocy 10,9 GW przewidywanej w roku 2031, problem ten może się pogłębić wraz ze zwiększeniem planowanej mocy z farm wiatrowych na morzu (zgodnie z proponowaną nowelizacją Ustawy o OZE);

Zły stan techniczny sieci elektroenergetycznych, potrzeba zaangażowania dużych środków finansowych na modernizację i budowę nowych połączeń;

Powstawanie przeciążeń oraz ich pogłębianie w związku z przyłączeniem nowych mocy;

Deficyt informacji o dostępnych możliwościach przyłączania nowych źródeł - nieprzejrzysty system informujący nt. przyłączeń i wartości dostępnej mocy przyłączeniowej i planowanych zmianach;

Ambitny plan rozwoju Polskich Sieci Elektroenergetycznych

W ubiegłym roku PSE opublikowały plan rozwoju na lata 2023–2032, w którym wskazują na znaczący, realny potencjał możliwych do wybudowania źródeł OZE. W perspektywie 10 lat w KSE może powstać:



25 GW LĄDOWYCH I MORSKICH
ELEKTROWNI WIATROWYCH



ORAZ
PONAD 20 GW ŹRÓDEŁ SŁONECZNYCH.

Dokument PSE zakłada, że w perspektywie roku 2030, OZE istotnie przekroczą **50%** zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce.



2. Konieczność rozwoju źródeł OZE

Raport „Więcej OZE w sieci. Metody zwiększenia możliwości przyłączeniowych polskiego systemu elektroenergetycznego” to odpowiedź na wyzwania, z jakimi będzie musiał zmierzyć się nasz kraj w związku rosyjską napaścią na Ukrainę.

Niezależność energetyczna, bezpieczeństwo energetyczne to hasła pojawiające się codziennie w przestrzeni publicznej. Znaczenie tych haseł może być różne, niemniej jednak ich wspólnym mianownikiem jest bez wątpienia wyeliminowanie importu nośników energii z kierunku wschodniego (docelowo wyeliminowanie wszelkiego importu paliw kopalnych do Polski).

Aby osiągnąć ten stan, należy przyspieszyć inwestycje w odnawialne źródła energii, które nie wymagają żadnych paliw.

2.1 Dlaczego potrzebujemy nowych inwestycji w OZE – odpowiedź na kryzys energetyczny

Eliminacja uzależnienia od rosyjskich nośników energii (a w perspektywie długoterminowej od paliw kopalnych) wymagać będzie przyspieszenia tempa transformacji energetycznej.

Prowadzona na poziomie UE od wielu lat polityka energetyczno-klimatyczna stopniowo przynosi oczekiwane rezultaty, niemniej jednak jej tempo musi się zwiększyć, jeżeli osiągnięte mają zostać nałożone na 2030 r. cele w tym zakresie.

Tempo transformacji w świetle rosyjskiej agresji na Ukrainę nabiera nowego znaczenia – szybka transformacja energetyczna to już nie tylko kwestia ochrony klimatu, ale konieczność utrzymania do-

staw energii elektrycznej na poziomie zgodnym z zapotrzebowaniem odbiorców końcowych.

Dziś szybkie zwiększenie inwestycji w odnawialne źródła energii to konieczność mająca na celu zapewnienie wielowymiarowego bezpieczeństwa energetycznego, a także bezpieczeństwa gospodarczego poszczególnych państw członkowskich oraz Unii Europejskiej jako całości.

Dlatego jednym z głównych obszarów działań podejmowanych przez UE po 24 lutego 2022 r. jest kwestia pobudzenia inwestycji w odnawialne

źródła energii – pakiet działań pod nazwą REPowerUE ma służyć temu zadaniu. W ramach tego pakietu zaproponowano m.in. zwiększenie celu OZE na poziomie unijnym z 40% do 45% w 2030 r., co oznacza zwiększenie mocy zainstalowanej w źródłach OZE do 1 236 GW w porównaniu z 1 067 GW przewidzianymi na rok 2030 w ramach pakietu „Gotowi na 55” (pamiętać również należy, że w Dyrektywie 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych cel ten ustalono na poziomie 32%, a zatem w ciągu niespełna 4 lat oczekiwania dotyczące wysokości poziomu celu OZE na 2030 r. uległy istotnemu zwiększeniu).

Rosnące ambicje UE w zakresie inwestycji w OZE to nie tylko konieczność wynikająca z potrzeby uniezależnienia się od rosyjskich surowców, ze sprzedaży których finansowana jest wojna przeciwko Ukrainie. Przyspieszenie transformacji energetycznej to również szansa dla europejskiej gospodarki na budowę silnego, nowoczesnego sektora przemysłowego, który jest niezbędny dla prawidłowego funkcjonowania całej europejskiej gospodarki – w tym kontekście kluczowe okazały się doświadczenia z pandemii COVID-19, która spowodowała przerwanie łańcuchów dostaw wielu kluczowych komponentów, a tym samym spowolnienie gospodarcze.

Ostatnim, ale nie mniej istotnym argumentem dla przyspieszenia tempa rozwoju źródeł OZE jest nadchodzący kryzys gospodarczy spowodowany kryzysem energetycznym – najlepszą odpowiedzią na spowolnienie gospodarcze jest zwiększenie inwestycji – inwestycji, które w perspektywie długoterminowej uchronią nas również przed analogicznym kryzysem energetycznym, który mógłby wystąpić, gdyby działań takich nie podjęto.

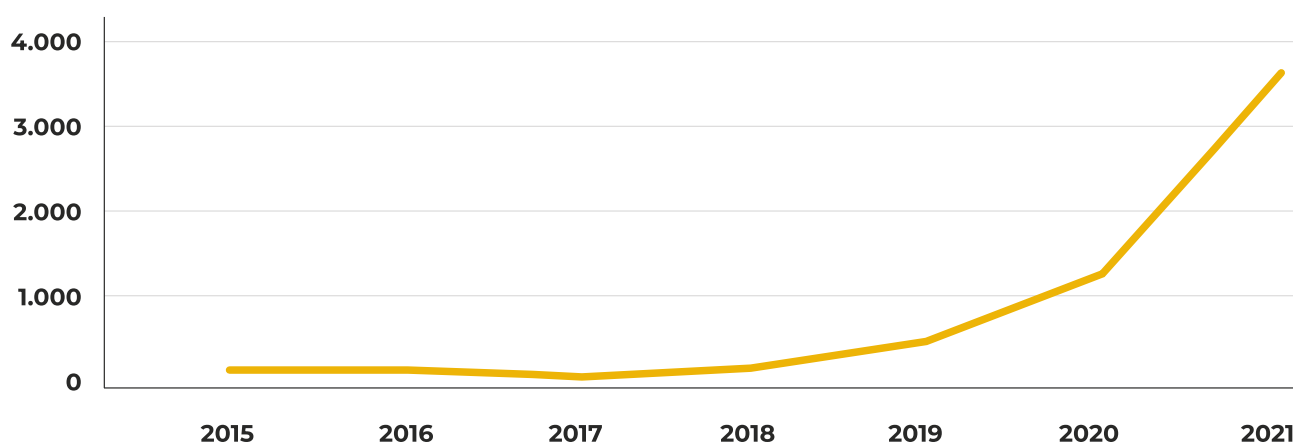
2.2 Punkt wyjścia – sytuacja w Polsce w obszarze rozwoju OZE

W ostatnich latach nastąpił prawdziwy boom inwestycyjny w zakresie rozwoju odnawialnych źródeł energii – niestety nowe inwestycje dotyczyły przede wszystkim fotowoltaiki (głównie prosumenckiej), ponieważ rozwój lądowej energetyki wiatrowej został całkowicie zablokowany na mocy ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, która wprowadziła tzw. zasadę 10H (moc instalacji PV wzrosła z 611 MW w styczniu 2019 r. do 11 924 MW w listopadzie 2022 r., czyli o blisko 20 razy w ciągu niespełna 4 lat. Jednocześnie moc zainstalowana OZE w tym okresie wzrosła z poziomu 8 529 MW do 22 015 MW, co oznacza, iż w analizowanym okresie moc zainstalowana wszystkich źródeł OZE wzrosła o 13 486 MW, z czego aż 11 313 MW w źródłach PV³). Możliwość rozwoju jedynie fotowoltaiki przyczyniła się do wprowadzenia dużej nierównowagi oznaczającej wykorzystanie mocy przyłączeniowych w sposób mało efektywny z punktu widzenia generacji energii elektrycznej przy jednoczesnym ograniczeniu mocy przyłączeniowych dla kolejnych projektów inwestycyjnych (w tym wiatrowych, które będą możliwe do realizacji po liberalizacji zasady 10H). Problem z przyłączaniem nowych jednostek wytwórczych jest szczególnie widoczny w ostatnich latach. Jak wskazuje raport przygotowany przez ClientEarth na podstawie danych z URE, tylko

³ Na podstawie Biuletynów miesięcznych *Informacja statystyczna o energii elektrycznej*, Agencja Rynku Energii S.A.

w ostatnich dwóch latach (2020 oraz 2021) najwięksi OSD wydali łącznie 5 037 odmów wydania warunków przyłączenia o łącznej mocy ponad 20 GW. Przy czym w 2021 r. wydano 3 751 odmów (o łącznej mocy ok. 15 GW), co w porównaniu z 2020 r. stanowiło wzrost o 70%. Najwięcej odmów wydała należąca do spółki Orlen Energa Operator – 1 341 przypadków odmów.

Drugim OSD pod względem liczby wydanych odmów przyłączenia w 2021 r. była Enea Operator – 1 081 odmów przyłączenia. Spółka Tauron Dystrybucja odmówiła wydania warunków przyłączenia w 491 przypadkach, a PGE Dystrybucja³ w 71 przypadkach (przedstawienie dynamiki wzrostu liczby decyzji odmownych, które zostały udzielone przez operatorów sieci podmiotom ubiegającym się o przyłączenie – wykres 1).

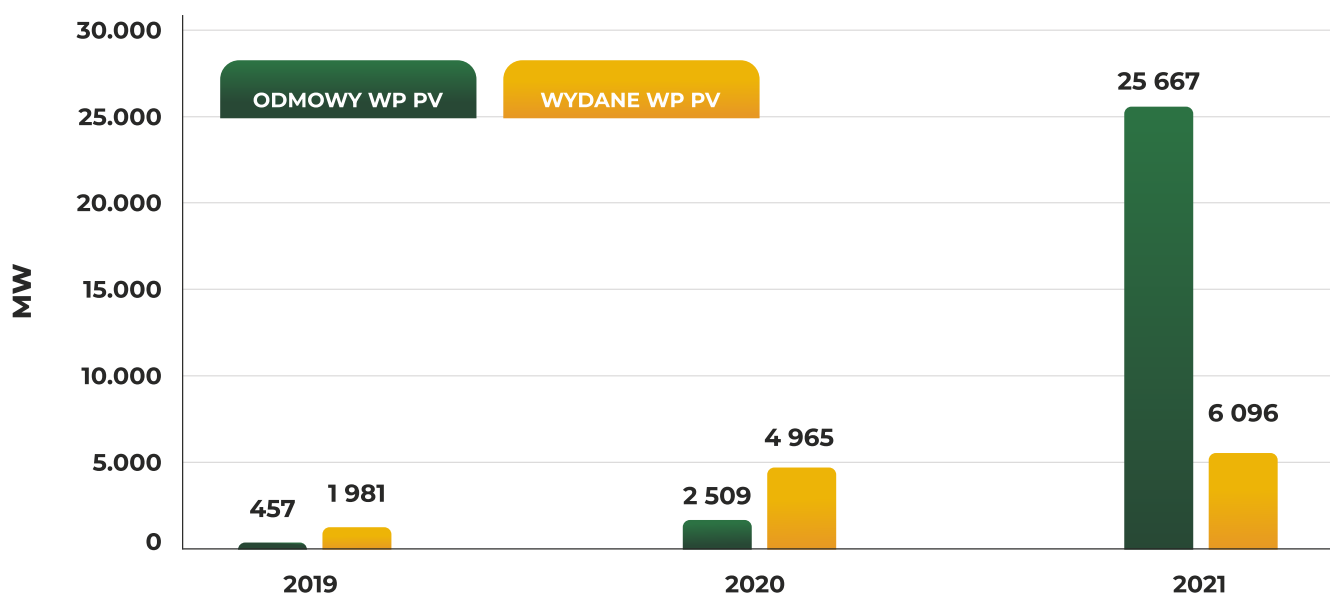


Wykres 1 Liczba negatywnych decyzji otrzymanych przez podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci w latach 2015–2021 (wg statystyk URE⁴)

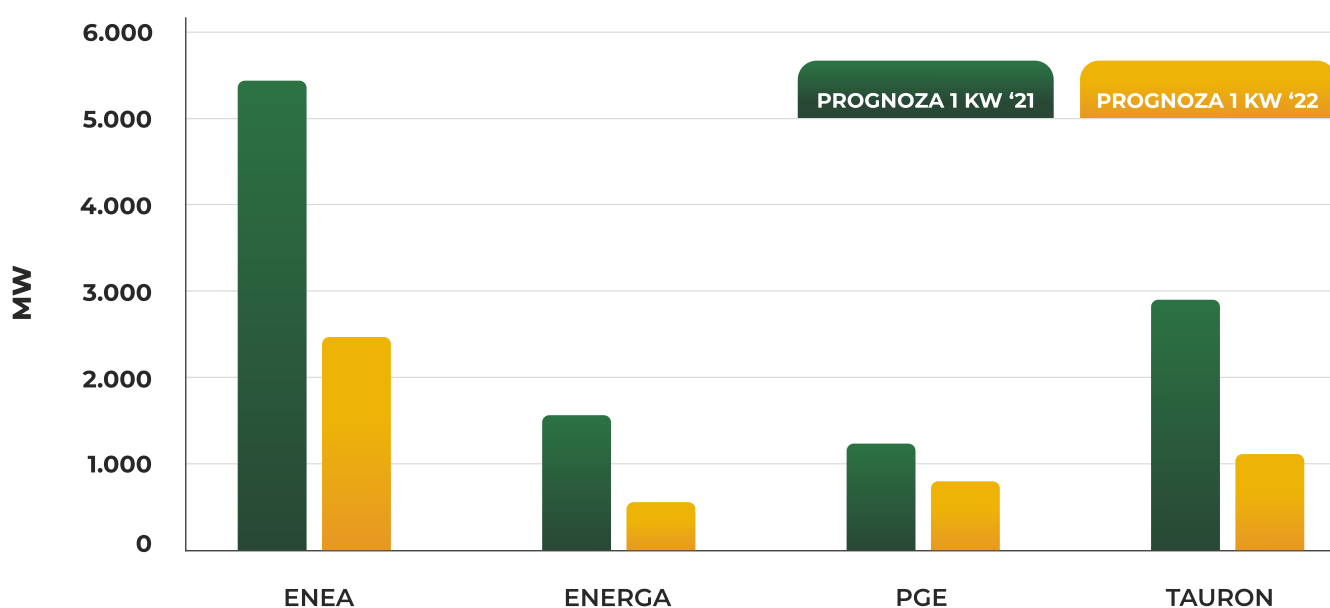
Skala wzrostu liczby decyzji odmownych robi wrażenie, aczkolwiek warto zauważyć, iż nie została ona zestawiona z liczbą decyzji pozytywnych. Jednakże inne zestawienie przedstawione przez Instytut Energetyki Odnawialnej określa wprost moc źródeł PV, które nie uzyskały zgody na przyłączenie i porównuje ją z mocą źródeł, które takie warunki uzyskały – wykres 2. Moc źródeł, które otrzymały odmowę jest ponad cztery razy wyższa niż moc źródeł, które warunki przyłączenia otrzymały (dla roku 2021). Perspektywy dla roku 2025 wyraźnie wskazują na wyczerpanie się możliwości przyłączeniowych sieci dystrybucyjnej – wykres 3.

⁴. ClientEarth. Prawnicy dla Ziemi – Sieci – Wąskie gardło polskiej transformacji energetycznej, lipiec 2022.

⁵. Modzelewski W., Sieci – Wąskie gardło polskiej transformacji energetycznej, ClientEarth, Prawnicy dla Ziemi, lipiec 2022 r., Warszawa.



Wykres 3 Porównanie mocy źródeł PV, którym przyznano warunki przyłączenia oraz mocy źródeł, które otrzymały od operatorów sieci decyzję odmowną (oprac. IEO wg statystyk URE⁶)



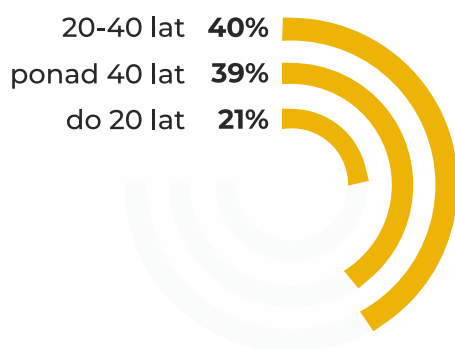
Wykres 4 Porównanie dostępnej mocy przyłąceniowej w roku 2025, prognoza z 2021 r. i 2022 r. (oprac. IEO wg statystyk URE⁷)

⁶ Rynek Fotowoltaiki w Polsce, Instytut Energetyki Odnawialnej IEO EC BREC, maj 2022 r., Warszawa.

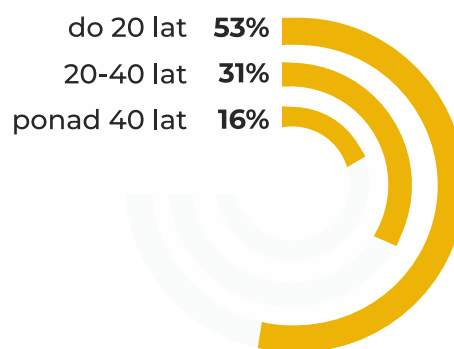
⁷ Rynek Fotowoltaiki w Polsce, Instytut Energetyki Odnawialnej IEO EC BREC, maj 2022 r., Warszawa.

Operatorzy, odnosząc się do krytycznej oceny niezwykle ograniczonych możliwości przyłączeniowych, z jednej strony przedstawiają jako uzasadnienie tej sytuacji zły stan techniczny sieci elektroenergetycznych i potrzebę zaangażowania wielkich środków finansowych na ich modernizację. Z drugiej strony w wielu wypowiedziach pojawia się określona przez Prezesa URE kwota 100 mld złotych wymagana na inwestycje sieciowe⁸. Opinia o złym stanie technicznym sieci uniemożliwiającym kolejne przyłączenia OZE spotyka się zwykle ze zrozumieniem. Statystyka określająca obecny wiek elementów infrastruktury energetycznej podana w cytowanym już dokumencie ClientEarth może stanowić uzasadnienie tego stanowiska – wykres 5. Jak można zauważyć, szczególnie dla linii napowietrznych analizowana struktura wiekowa jest zdecydowanie niekorzystna (zaledwie 21% linii liczy mniej niż 20 lat).

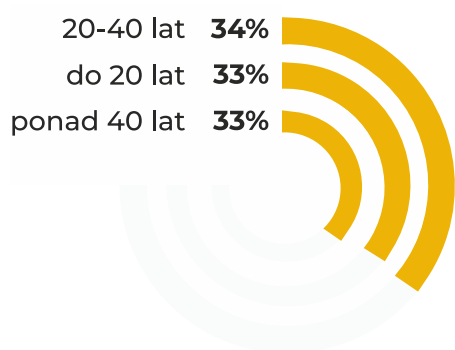
Struktura wiekowa linii napowietrznych



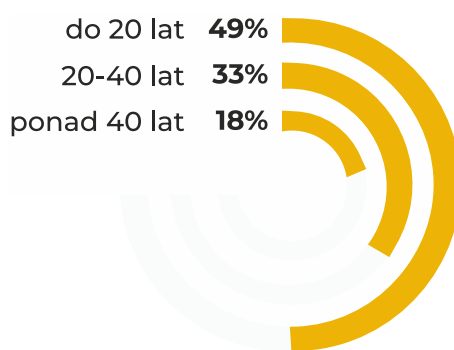
Struktura wiekowa linii kablowych



Struktura wiekowa stacji elektroenergetycznych



Struktura wiekowa liczby transformatorów



Wykres 5 Struktura wiekowa elementów infrastruktury elektroenergetycznej pracującej w KSE⁹

⁸. <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/ure-w-mediach-1/10282,Polacy-nie-zaakceptuja-jesli-doliczymy-100-mld-zl-na-sieci-do-rachunkow.html>, stan na 10 stycznia 2023 r.

⁹. Modzelewski W., Sieci – Wąskie gardło polskiej transformacji energetycznej, ClientEarth, Prawnicy dla Ziemi, Warszawa, lipiec 2022 r.

Innym argumentem uzasadniającym trudności w uzyskaniu warunków przyłączenia (a obecnie w wielu przypadkach całkowity brak takiej możliwości) jest konieczność zarezerwowania zdolności przyłączeniowych dla farm wiatrowych na morzu o mocy 10,9 GW przewidywanej w 2031 roku (co wynika bezpośrednio z ustawy z 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej z morskich farm wiatrowych (dalej: ustawa offshore), a dokładniej ze sformułowania wprowadzonego na jej podstawie do ustawy PE mówiącego o tym, że przyłączenie danego obiektu nie może wpływać ograniczająco na wprowadzanie do sieci mocy pochodzącej z tych farm). Co istotne, problem ten może się pogłębić w związku z proponowanymi zmianami do ustawy offshore (zmiany te zostały zaproponowane w nowelizacji ustawy o odnawialnych źródłach energii – projekt UC99), które zakładają istotne zwiększenie rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w systemie aukcyjnym z 5 GW do 12 GW (które co do zasady jest słusznym posunięciem postulowanym od dłuższego czasu przez branżę morskiej energetyki wiatrowej).

Pomimo wskazanych powyżej problemów nie można zapominać, iż zgodnie z art. 7 ust. 1 obowiązującej ustawy PE przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii jest obowiązane do zawarcia umowy z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci na zasadzie równoprawnego traktowania i przyłączania, w pierwszej kolejności, instalacji odnawialnego źródła energii, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania energii.

Sformułowanie „warunki techniczne i ekonomiczne” znane jest każdemu, kto ubiegał się o przyłączenie nowego źródła do systemu elektroenergetycznego. Nie mają one jednak definicji ustawowej i od zawsze wywoływały istotne kontrowersje interpretacyjne.

Praktyka orzecznicza Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki oraz sądów rozpatrujących odwołania od decyzji Prezesa URE w sprawach dotyczących odmów przyłączenia zapełnia tę lukę, aczkolwiek może to prowadzić do nieoptymalnych (z punktu widzenia rozwoju odnawialnych źródeł energii) rozwiązań. O ile brak warunków ekonomicznych rzadko stanowi podstawę do odmowy przyłączenia, to brak warunków technicznych stanowi powszechną praktykę. W szczególności operatorzy systemów elektroenergetycznych za brak warunków technicznych uznają sytuację, kiedy ekspertyza wpływu planowanych instalacji wytwórczych na sieć (w szczególności dotyczy to sieci 110 kV oraz sieci przesyłowej) wskazuje, że mogłoby dochodzić do powstania lub pogłębienia przeciążeń niektórych elementów sieci.

Niestety, w ekspertyzach tych powszechnie pomija się, że:



przeciążenia te występują przez bardzo ograniczony czas w roku,



można je stosunkowo łatwo wyeliminować (np. poprzez ograniczenie generacji w okresie przeciążenia),



samo przeciążenie nie musi oznaczać automatycznie istotnych skutków dla sieci, w szczególności w odniesieniu do linii napowietrznych.

Wspomniane podejście jest akceptowane w decyzjach przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki oraz w wyrokach sądowych wydawanych na podstawie odwołań od tych decyzji.

W niniejszym raporcie zostanie wykazane, że takie restrykcyjne stanowiska są nieuzasadnione, szczególnie w dzisiejszych realiach technologicznych.

W tym miejscu należy również przypomnieć, że zgodnie z art. 58 lit e) Dyrektywy 2019/944 organ regulacyjny powinien podejmować wszelkie rozsądne środki służące realizacji ułatwiania dostępu do sieci dla nowych źródeł i usuwania barier dla energii ze źródeł odnawialnych. Przywołana wyżej aktualna praktyka orzecznicza Prezesa URE, w której akceptuje się odmowy przyłączenia ze względu na brak technicznych warunków przyłączenia polegających na teoretycznie możliwym przeciążeniu linii, jest niestety działaniem nieidącym z duchem ww. dyrektywy, lecz dokładnie odwrotnym.

Najpierw należy jednak wskazać, że samo podejście, w którym istnienie obowiązku przyłączenia do sieci jest uzależnione od istnienia wspomnianych warunków technicznych i ekonomicznych, wcale nie jest podejściem oczywistym. Sformułowanie tego obowiązku w ten sposób jest raczej protezą, która, w związku z brakiem lepszego pomysłu, pozwala utrzymać nadmierną uznaniowość operatorów w zakresie przyłączania lub nieprzyłączania instalacji do sieci.

W krajach, które odniosły znaczące sukcesy w budowie i przyłączaniu nowych źródeł, rozproszonych, obowiązek przyłączania sformułowany jest zgoła odmiennie. Przykładem niech będzie regulacja niemiecka, która nie przewiduje takich przesłanek. Przewiduje ona natomiast bardziej szczegółowo niż ustawa polska sposób procedo-

wania po złożeniu wniosku o przyłączenie.

Tłumaczenie §8 tamtejszej ustawy o odnawialnych źródłach energii (Erneuerbare-Energien-Gesetz (BGBI. I S. 1066) z 21 czerwca 2014 r., z późniejszymi zmianami) przedstawiono w załączniku nr 2.

Autorzy niniejszego raportu zdają sobie sprawę, że krajowi operatorzy raczej nie są gotowi na wdrożenie w polskich realiach tak zdecydowanej regulacji, przewidującej zasadniczo bezwarunkowy obowiązek przyłączenia źródeł do sieci.

Jest tak chociażby dlatego, że operatorzy w zasadzie sami nie dysponują realną wiedzą nt. możliwości przyłączeniowych, tj. wiedzą opartą na możliwie dobrze odzwierciedlających rzeczywistość, niedeterministycznych modelach i na danych uwzględniających faktyczną charakterystykę pracy instalacji wytwórczych i obciążalność elementów sieci. Dlatego w średniej perspektywie czasowej może się okazać konieczne utrzymanie procedury oceny warunków technicznych umożliwiających przyłączenie. Niemniej jednak warto potraktować regulację niemiecką jako punkt odniesienia i wskazanie, że posługiwanie się niejasnym kryterium istnienia technicznych i ekonomicznych warunków przyłączenia nie jest potrzebne do zapewnienia skutecznego i bezpiecznego przyłączania instalacji OZE. Wręcz przeciwnie, tak sformułowane kryteria stanowią w praktyce wytrych, pozwalający obecnie na niemal już automatyczne odmowy przyłączenia. W polskim systemie prawnym, w instrukcjach ruchu i eksploatacji systemów elektroenergetycznych oraz praktyce operatorów powinny zostać wdrożone transparentne reguły ustalania dostępnych mocy przyłączeniowych oraz przyłączania nowych źródeł, oparte na aktualnym stanie wiedzy technicznej oraz na bezpiecznym, ale jednocześnie nowoczesnym podejściu.

Reguły te powinny uwzględniać co najmniej aktualne możliwości techniczne i organizacyjne w zakresie dynamicznego analizowania stanu

obciążeń elementów sieci i wprowadzania czasowych ograniczeń generacji ze względu na ewentualne przeciążenia w niektórych obszarach sieci – zgodnie z możliwościami, jakie już obecnie daje prawo europejskie. Konieczne jest także zastąpienie przestarzałych i prostych deterministycznych metod używanych w analizach sieciowych metodami stochastycznymi, nieporównanie lepiej przystającymi do rzeczywistości.

2.3 Potencjał rozwoju źródeł OZE w kolejnych latach

W dokumencie wydanym w marcu 2022 r. (i zatwierdzonym w listopadzie 2022 r.) przez operatora sieci przesyłowej (spółkę PSE S.A.¹⁰) pojawia się informacja o sumarycznej mocy wydanych warunków przyłączenia, która jest szacowana na 30 GW. Ta wartość mocy, w zestawieniu z dokumentem PEP2040, pozwoli zdaniem PSE S.A. na zrealizowanie sformułowanych w nim planów rozwoju OZE do 2040 r. (PV – 16 GW, LFW – 9,6 GW oraz MFW 11 GW) oraz zobowiązań wobec UE, co do udziału OZE w produkcji energii elektrycznej. Operator sieci przesyłowej (PSE S.A.) szacuje także na podstawie liczby źródeł przyłączonych do sieci oraz wydanych warunków przyłączenia i zawartych umów przyłączeniowych, że do 2032 r. w KSE będą pracować instalacje fotowoltaiczne o mocy 20 GW, lądowe farmy wiatrowe o mocy 14 GW oraz morskie farmy wiatrowe o mocy 10,9 GW. Jednocześnie OSP zaprzecza, jakoby „sieć elektroenergetyczna ograniczała rozwój odnawialnych źródeł energii”¹¹. Można by uznać zatem, że niezadowolone i biznesowe rozczarowanie podmiotów, które nie mogą uzyskać warunków przyłączenia do sieci, nie są uzasadnione z punktu widzenia potrzeby przeprowadzenia transformacji energetycznej w Polsce,

a wynikają ze zbyt późnego ubiegania się o nie (w sytuacji wcześniejszego wydania „wystarczającej” ilości warunków przyłączenia).

Podobne sytuacje (ograniczony dostęp do atrakcyjnych terenów inwestycyjnych, koncesji, rynków zbytu) są nieodłącznym elementem ryzyka wielu rodzajów działalności gospodarczej. Mogłoby się wydawać, że podmioty niezadowolone z ograniczonego pola działania (czym niewątpliwie jest brak możliwości przyłączeniowych do sieci dla OZE) wykorzystują opinię publiczną do wywierania nacisku na operatorów sieci oraz instytucje nadzorujące ich działalność, w celu uzyskania, mimo obiektywnych ograniczeń, korzystnych biznesowo decyzji. W rzeczywistości rozwój odnawialnych źródeł energii to niezaprzeczalnie jeden z filarów bezpieczeństwa energetycznego, tak istotnego z punktu widzenia funkcjonowania społeczeństwa.

Długotrwały proces tworzenia dokumentu określającego politykę energetyczną Polski (PEP2040) sam w sobie był obciążony polityką, a jego prognozy, nawet tuż po ich opublikowaniu uznano za zbyt ostrożne (szczególnie w zakresie fotowoltaiki i energetyki wiatrowej na lądzie).

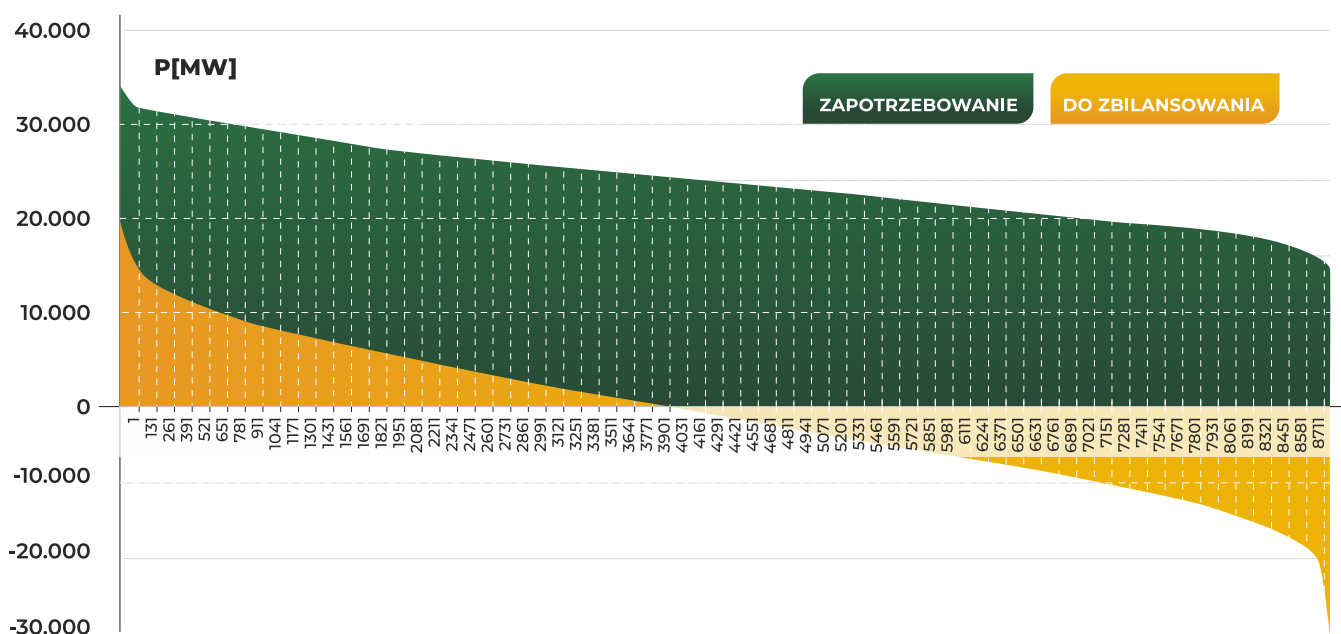
¹⁰ PSE S.A. Plan rozwoju w zakresie zaspokajania obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023–2032, dokument główny listopad 2022 r.

¹¹ PSE S.A. Plan rozwoju w zakresie zaspokajania obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023–2032, dokument główny listopad 2022 r.

Wbrew niektórym opiniom wysoki poziom mocy zainstalowanej w źródłach odnawialnych konieczny do osiągnięcia w Polsce nie wynika wyłącznie z dążenia do spełnienia zobowiązań wobec Unii Europejskiej. Zastąpienie węglowodorów w przyszłym miksie energetycznym Europy będzie wymagało bardzo dużych mocy zainstalowanych w OZE oraz magazynowania nadwyżek produkowanych w korzystnych warunkach pogodowych.

Będzie to podstawą gospodarki wodorowej, w której wodór produkowany w elektrolizerach zasilanych z OZE zastąpi tak drogi obecnie i obciążony ryzykiem deficytu gaz ziemny (według prognoz UE produkcja wodoru z OZE w 2030 r. wyniesie ponad 10 mln t, co odpowiada energii o wartości 300 Twh¹²).

Według wielu ośrodków prognostycznych domknięcie bilansu energetycznego Polski w latach 2035–2040 będzie wymagało znacznie większych mocy zainstalowanych w OZE niż sygnalizowane w dokumentach PEP2040 i KPEiK (Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030). Prognozy alternatywne wynoszą bowiem: McKinsey¹³ (PV – 25 GW, LFW – 28 GW, MFW – 29 GW), Instrat¹⁴ (PV – 36 GW, LFW – 18 GW, MFW – 25 GW), DISE¹⁵ (PV – 20 GW, LFW – 20 GW, MFW – 20 GW). Konsekwencje przyjęcia ostatniego z wymienionych scenariuszy (dla roku 2040) pokazano na wykresie 6 – tylko taka polityka (wysoka generacja z OZE i magazynowanie energii) będzie w stanie zapewnić zbilansowanie zapotrzebowania z możliwościami generacyjnymi, jeśli uwzględni się roczną zmienność tych procesów. Przedstawione w formie uporządkowanej zapotrzebowanie roczne (kolor czerwony) wymagać będzie (po uwzględnieniu generacji konwencjonalnej i częściowo OZE) zdolności bilansujących (obszar o kształcie zbliżonym do trójkąta nad osią czasu – kolor czarny), które w istotnej części muszą zapewnić nadwyżki generacji zmiennej, pokazane jako drugi obszar koloru czarnego znajdujący się pod osią.



Wykres 5 Uporządkowany wykres zapotrzebowania na moc dla roku 2040 – kolor pomarańczowy odpowiada wymaganiom w zakresie mocy bilansującej i przewidywanym nadwyżkom z OZE

¹² European Commission, *Hydrogen generation in Europe: Overview of costs and key benefits*, 2020, <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/7e4afa7d-d077-11ea-adf7-01aa75ed71a1/language-en>.

¹³ McKinsey & Company: *Neutralna emisja w Polsce 2050*, 2020 r.

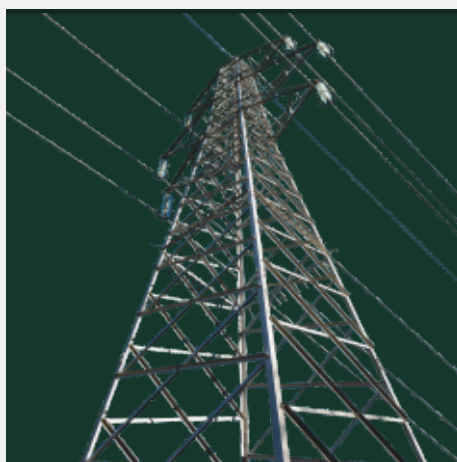
¹⁴ Instrat Policy Paper 09/2021 Brakujący element układanki, rozważania o bezpieczeństwie energetycznym

¹⁵ DISE raport, 2021: *Zielony wodór z OZE w Polsce*

Tym samym rysuje się konieczność zapewnienia większych możliwości przyłączeniowych sieci elektroenergetycznych niż te, które obecnie wynikają z wydanych warunków przyłączenia i zawartych umów, a problem wyprowadzenia mocy z morskich farm wiatrowych, obecnie ograniczony do 11 GW (ale w perspektywie moc ta może być dwukrotnie większa), nie powinien wpływać destrukcyjnie na możliwości przyłączania obiektów na lądzie. Można przewidywać, że dla lat 2035–2040 osiągnięcie poziomu 60–70 GW łącznie przez moce instalacji OZE jest całkowicie realne. Mając na uwadze obecną wartość mocy źródeł już zainstalowanych (22 GW) oraz tych, które uzyskały warunki przyłączenia wg informacji PSE S.A. wskazanej wyżej (30 GW), zapotrzebowanie na moc

przyłączeniową będzie pozostawać kluczowym problemem wiążącym się z utrzymaniem trendów wzrostowych rozwoju OZE. Warto również zauważyć, iż w tym względzie szacunki autorów niniejszego raportu są zbieżne z konkluzjami zawartymi w analizie przygotowanej na potrzeby stworzenia Karty Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki (załącznik nr 1), gdzie w scenariuszu nr 2 pn. „Inwestycje PEP2040” zakłada się, że jego realizacja umożliwi wzrost mocy zainstalowanej OZE znacznie ponad moc zdefiniowaną w PEP2040, tj. do mocy 70 GW.

” Wbrew niektórym opiniom wysoki poziom mocy zainstalowanej w źródłach odnawialnych konieczny do osiągnięcia w Polsce, nie wynika wyłącznie z dążenia do spełnienia zobowiązań wobec Unii Europejskiej. ”



3. Rekomendacje działań na poziomie krajowym

Realizacja ambitnych planów w zakresie transformacji energetycznej wymaga szeregu działań na poziomie krajowym – tak inwestycyjnych, jak i legislacyjnych oraz organizacyjnych. Po dokonaniu szeregu analiz autorzy niniejszego raportu zdefiniowali obszary działań legislacyjnych i organizacyjnych, których wdrożenie umożliwi zwiększenie możliwości przyłączeniowych polskiego systemu elektroenergetycznego w sposób bezinwestycyjny lub niskoinwestycyjny.

Poniżej przedstawiono krótkie podsumowanie najważniejszych rekomendacji.

3.1 Pilna weryfikacja strategicznych dokumentów rządowych, w tym PEP2040 (zwiększenie tempa transformacji energetycznej)

Polityka energetyczna Polski do 2040 r. została przyjęta przez Radę Ministrów 2 lutego 2021 r. i już wówczas jej założenia były postrzegane jako zbyt konserwatywne i często zdezaktualizowane.

Co prawda PEP2040 zakładał wzrost udziału OZE we wszystkich sektorach i technologiach, niemniej jednak został on istotnie niedoszacowany.

Autorzy dokumentu założyli, iż w 2030 r. udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto wyniesie co najmniej 23%, przy czym nie mniej niż 32% w elektro-

energetyce (cel ten ma zostać osiągnięty głównie dzięki energetyce wiatrowej i słonecznej).

Aby zilustrować, jak dalece prognozy rozminęły się z rzeczywistością, niech posłuży przykład fotowoltaiki, gdzie w PEP2040 założono wzrost mocy zainstalowanych do ok. 5–7 GW w 2030 r. i ok. 10–16 GW w 2040 r., tymczasem na koniec listopada 2022 r. moc ta osiągnęła już poziom blisko 12 GW, co oznacza, że zakładany przez rząd na 2040 r. maksymalny poziom mocy zainstalowanej w PV zostanie prawdo-

podobnie osiągnięty już w 2023 r., tj. 17 lat przed czasem i mniej niż 3 lata po przyjęciu PEP2040.

Analogiczna sytuacja występuje w przypadku energetyki wiatrowej, gdzie w odniesieniu do lądowych turbin wiatrowych PEP2040 nie zakłada nic ponad to, co obecnie jest w trakcie budowy. Z kolei w przypadku morskiej energetyki wiatrowej twórcy rządowej strategii założyli w perspektywie 2040 r. jedynie 11 GW, pomimo iż potencjał lokalizacji, na które wydano pozwolenia na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń dla morskich farm wiatrowych (PSzW) oraz tych, na które trwają obecnie postępowania o wydanie PSzW, szacuje się na ponad 15 GW (polski ustawodawca dojrzał potrzebę zmian w tym obszarze i zaproponował w nowelizacji ustawy o odnawialnych źródłach energii – projekt UC99, zakładający istotne zwiększenie rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w systemie aukcyjnym z 5 GW do 12 GW).

Mając powyższe na uwadze, należy podjąć pilne działania zmierzające do aktualizacji PEP2040 i urealnienia przyjętych założeń, które będą zgodne zarówno z oczekiwaniami rynku, jak również koniecznością przyspieszenia transformacji energetycznej niezbędnej dla zapewnienia Polsce bezpieczeństwa energetycznego.



3.2 Ujednolicenie metodyki wyznaczania możliwości przyłączania źródeł do sieci i opublikowanie jej w dokumencie rangi rozporządzenia

Kluczowym elementem procedury oceny wniosku o wydanie warunków przyłączenia do sieci (zgodnie z treścią art. 7 ust. 8e ustawy PE) jest ekspertyza wpływu urządzeń wytwórczych (lub odbiorczych)

na system elektroenergetyczny. Ekspertyzy wykonywane kilkanaście lat temu stanowiły dogłębne i wszechstronne studium oceniające systemowe konsekwencje rozpatrywanego przyłączenia.

Obecnie ich rola została zdegradowana do wykonywanych rutynowo komputerowych obliczeń sieci, które oparte są na założeniach i modelach przygotowanych przez operatorów (dokument ZIWWE), co w gruncie rzeczy determinuje wynik wykonywanych analiz.

Operatorzy opierają swoje decyzje na wynikach ekspertyz, często nie zapoznając się w całości z ich zawartością, poprzestając na zawartych na ostatnich stronach zero-jedynkowych konkluzjach (przyłączenie jest możliwe lub nie). Dla sieci przesyłowej i dla sieci 110 kV zasadniczym kryterium oceny możliwości przyłączenia rozpatrywanego źródła są kwestie przeciążeń linii napowietrznych (znacznie rzadziej transformatorów). Dokładniejsza analiza tego kryterium prowadzi do wniosku, że nie oddaje ono właściwie oceny możliwości przyłączeniowych rozpatrywanego punktu sieci.

Przeciążenia linii napowietrznych są zjawiskiem, którym zaczęto się posługiwać głównie w efekcie obliczeń prowadzonych w ramach wspomnianych ekspertyz przyłączeniowych.



3.3 Ujednolicenie systemu informowania zainteresowanych podmiotów o aktualnie dostępnych zdolnościach przyłączeniowych w sieci przesyłowej i 110 kV

Aktualnie, zgodnie z przepisem art. 7 ust. 81 ustawy PE, przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej obowiązane są do sporządzania i zamieszczania na swoich stronach internetowych informacji o: (I) podmiotach ubiegających się o przyłączenie źródeł, wydanych warunkach przyłączenia i zawartych umowach o przyłączenie oraz (II) wartości dostępnej mocy przyłączeniowej dla źródeł i planowanych zmianach tej mocy.

Przepis ten nie jest jednak wystarczająco precyzyjny. Prowadzi to do tego, że poszczególni operatorzy mają różną praktykę, a podawane przez nich informacje w zasadzie nie pozwalają na trafne zrekonstruowanie rzeczywistej sytuacji w zakresie przyłączania źródeł lub wręcz wprowadzają w błąd w tym zakresie. Jedyne informacje przedstawiane przez operatora systemu przesyłowego mają komunikatywną formę graficzną.

Inżynierska ocena wyników publikowanych przez operatorów sieci jako dostępna moc przyłączeniowa jest krytyczna. Ani ustawa PE, ani rozporządzenia wykonawcze nie wskazują szczegółowych wytycznych w zakresie sposobu wyznaczania dostępnej mocy przyłączeniowej, ani nie określają, jaką rangę formalną mają przedstawione przez operatorów informacje (wartości dostępnej mocy przyłączeniowej dla źródeł). Powstaje pytanie, czy można określić według jednolitej metodyki wartość dostępnej mocy przyłączeniowej dla całego KSE. Prawdopodobnie jest to możliwe, ale na poziomie całej sieci przesyłowej wraz z siecią 110 kV, przy wykorzystaniu odpowiednich, zaawansowanych narzędzi informatycznych, których dysponentem i operatorem byłaby spółka PSE S.A. Określone w ten sposób wartości mocy miałyby rzeczywistą wartość informacyjną, ale z pewnością nie zastąpiłyby indywidualnej oceny, koniecznej do przeprowadzenia w ramach rozpatrywania wniosku o wydanie warunków przyłączenia.

3.4 Interpretacja wyników analiz rozptylowych i wynikającego z nich stanu obciążeń linii zgodna z realiami metrologicznymi i podstawami fizycznymi procesu nagrzewania się przewodów

Można stwierdzić, że przyjmowanie stanu określonego terminem „przeciążenie linii napowietrznej” jako stanu zagrożenia dla „bezpieczeństwa pracy sieci” jest w znacznym stopniu przejawem technokratycznej przewagi operatorów nad inwestorami, którym brakuje precyzyjnych informacji o sieci danego operatora.

Tymczasem w świetle analizy procesów nagrzewania się linii napowietrznych opisanych w normach oraz założeń do algorytmów obliczeń rozptylowych widać, że zarówno te procesy, jak i obliczenia rozptylowe mają dużą komponentę stochastyczną. Dlatego też margines tolerancji wyników rzędu 5–10% powinien być w pełni akceptowalny.

Mówiąc wprost – wykazane w obliczeniach przekroczenie długotrwałej obciążalności linii o 5–10% nie skutkuje zagrożeniem dla bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego. Sposób interpretowania obliczeń rozptylowych i realnego identyfikowania zagrożeń sieciowych powinien być prawnie unormowany w akcie rangi rozporządzenia.

Tymczasem „zaostwienie” kryteriów oceny przeciążalności przyjęte przez operatorów na forum PTPIREE do wartości 1% oraz 0,5% (właściwie nawet chodzi o punkty procentowe) wprost zaprzecza nie tylko zasadom fizyki, ale także logice inżynierskiej.

3.5 Eliminacja barier inwestycyjnych w zakresie możliwości zwiększenia obciążalności linii do 80°C

Przy określaniu obciążalności prądowej przewodów linii napowietrznych należy rozróżnić obciążalność linii jako jednolitej konstrukcji technicznej i samych przewodów zastosowanych w linii. Pierwsza wartość jest uzależniona od zwisów przewodów i ich odległości od ziemi lub obiektów znajdujących się na jej powierzchni, natomiast druga od dopuszczalnej temperatury przewodów (dla przewodów stalowo-aluminiowych typu AFL wynosi ona 80°C).

Najprostszym i najtańszym sposobem powiększenia możliwości przesyłowych linii jest zwiększenie temperatury pracy do 60°C lub 80°C. Można to osiągnąć poprzez:



regulację naprężeń przewodów; wykorzystuje się rezerwy w wytrzymałości słupów (o ile stwierdzi się ich istnienie), powiększając naprężenie w wybranych sekcjach. Po podwyższeniu słupów powinna być wykonana również regulacja naprężeń i zwisów;



podwyższanie konstrukcji wsporczych; „stare” linie elektroenergetyczne projektowane były na temperaturę dopuszczalną 40°C i to z dość dużymi zapasami, jeśli chodzi o dopuszczalną odległość przewodów od terenu pod linią. Można więc na podstawie paszportu linii (lub na podstawie specjalnie wykonanych pomiarów) określić ten „zapas odległości”, a następnie, zwiększając temperaturę projektową z 40°C do 60°C lub częściej do 80°C, określić, które słupy muszą zostać podwyższone, aby dopuszczalna odległość od obiektów pod linią została zachowana. Zabiegi te mogą być wykonywane pod napięciem w przypadku, gdy z powodów ruchowych niemożliwe są wyłączenia z pracy modernizowanej linii.

Podejście polegające na zmianie temperatury pracy linii napowietrznej wiąże się oczywiście z pewnymi nakładami finansowymi, ale są one mniejsze niż np. nakłady wynikające z wymiany przewodów, budowy nowej linii czy np. stosowanie zaawansowanych urządzeń do monitoringu temperatury, naprężeń czy obciążalności dynamicznej. W praktyce okazuje się, że na koszty przedsięwzięć zaliczanych do drugiej grupy (podwyższanie słupów, regulacja naprężeń) trzeba spojrzeć bardzo wnikliwie, gdyż w wielu przypadkach mogą one być stosunkowo niskie. Wynika to bowiem z faktu, że niektóre linie zostały zaprojektowane z pewnymi „zapasami” odległości przewodów od terenu pod linią. Po szczegółowej analizie przebiegu linii w terenie okazuje się, że tylko niektóre słupy powinny zostać podwyższone lub tylko w niektórych sekcjach należy wyregulować naprężenie przewodów.

W przypadku takich inwestycji, w obecnym stanie prawnym będą one kwalifikowane jako przebudowa, bowiem przekraczają definicję remontu.

W pewnych okolicznościach taka zmiana może wymagać uzyskania szeregu pozwoleń administracyjnych. Często nie byłoby to jednak uzasadnione, ponieważ w praktyce takie inwestycje nie zmieniają w zauważalny sposób ładu architektonicznego, zagospodarowania przestrzennego ani oddziaływania linii na środowisko. Tymczasem konieczność uzyskania pozwoleń może spowodować przeciąganie się przebudowy, potencjalnie nawet o wiele lat, a wtedy korzyści wynikające ze stosunkowo niewielkiego nakładu prac (patrz

tabela 10 dla sześciu linii) ulegają częściowemu zaprzepaszczeniu.

W związku z tym należy postulować ustawowe określenie dopuszczalnych parametrów takich przebudów linii, które co do zasady nie będą wymagały typowych pozwoleń. Parametry takie mogłyby mieć postać maksymalnego dopuszczalnego podniesienia słupów linii i być wyrażone w wartościach bezwzględnych w metrach lub względnie jako określony ułamek pierwotnej wysokości słupów.

3.6 Implementacja koncepcji współdzielenia infrastruktury sieciowej pomiędzy różne technologie OZE – „cable pooling”

Współdzielenie infrastruktury przyłączeniowej, w szczególności przez źródła wiatrowe i fotowoltaiczne, to sprawdzony sposób nie tylko na odblokowanie możliwości przyłączania kolejnych instalacji do sieci w miejscach, gdzie nie ma już dostępnych mocy przyłączeniowych, ale również na poprawę bilansowania sieci elektroenergetycznych poprzez wygładzenie profilu produkcji w danym punkcie przyłączenia do sieci w różnych okresach. Źródła wiatrowe oraz fotowoltaiczne są dla siebie komplementarne w tym sensie, że co do zasady wytwarzają energię w różnych okresach – źródła fotowoltaiczne charakteryzują się wysoką produkcją energii w ciągu dnia, a w skali roku – późną wiosną, latem i wczesną jesienią, natomiast źródła wiatrowe – w nocy oraz późną jesienią, zimą i wczesną wiosną.

Wygładzenie profilu produkcji poprzez łączenie różnych rodzajów źródeł wytwórczych w danym punkcie przyłączenia powinno zatem ułatwić operatorom bilansowanie generacji i zapotrzebowania w systemie elektroenergetycznym. Wprowadzenie rozwiązań umożliwiających współdzielenie infrastruktury przyłączeniowej dzięki instalacji odnawialnych źródeł energii umożliwi zatem dalszy rozwój sektora OZE, a także wpłynie korzystnie na bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznych, co jest kluczowe dla realizacji przez Polskę celów klimatycznych oraz redukcji cen energii elektrycznej. Mając powyższe na uwadze, autorzy niniejszego raportu przygotowali pakiet propozycji prawnych mających na celu implementację rozwiązań opartych na cable pooling.

3.7 Implementacja regulacji umożliwiających wykorzystanie linii bezpośrednich na dużą skalę

Stworzenie warunków prawnych do wykorzystania rozwiązań opartych na linii bezpośredniej to niezbędne i oczekiwane (przede wszystkim przez przemysł energochłonny) działanie, które nie niesie za sobą konieczności poniesienia istotnych nakładów finansowych mogących obciążyć odbiorców końcowych energii elektrycznej. Postulaty w tym obszarze od dłuższego czasu podnoszone są przez przedstawicieli stowarzyszeń branżowych reprezentujących technologie energochłonne, dla których możliwość bezpośredniego zakupu energii elektrycznej od wytwórcy przy wykorzystaniu linii bezpośredniej stanowi atrakcyjną alternatywę dla ograniczenia kosztów.

Niemniej jednak najważniejszy, w perspektywie długoterminowej, będzie argument dotyczący konieczności ograniczania śladu węglowego w wytwarzanych dobrach – w tym przypadku dostarczana linią bezpośrednią energia odnawialna będzie koniecznością dla potwierdzenia jej pochodzenia. Tego typu podejście jest coraz istotniejsze (przede wszystkim dla dużych korporacji międzynarodowych

oraz ich poddostawców, niemniej jednak w najbliższej przyszłości należy spodziewać się, że stosowne przepisy w tym względzie powstaną na poziomie UE).

Brak dostosowania do zmieniającej się rzeczywistości może w przyszłości zagrozić konkurencyjności międzynarodowej polskiej gospodarki.

Biorąc pod uwagę powyższe argumenty, autorzy niniejszego opracowania przygotowali pakiet rozwiązań prawnych mających na celu wdrożenie rozwiązań, które będą zgodne z oczekiwaniami przemysłu i umożliwią rzeczywistą implementację rozwiązań opartych na linii bezpośredniej.



3.8 Wprowadzenie zachęt finansowych dla OSD do redukcji liczby wydawanych odmów przyłączenia źródeł OZE do sieci

W przypadku naturalnego monopolu, takiego jak działalność operatora systemu elektroenergetycznego na danym obszarze, największą motywacją do działania są zazwyczaj zachęty finansowe, które stymulują określone zachowania, oraz potencjalnie kary finansowe, które zniechęcają do zachowań niepożądanych. Mając powyższe na uwadze, w celu zwiększenia możliwości przyłączania nowych źródeł wytwórczych wykorzystujących źródła odnawialne, rekomenduje się stworzenie mechanizmu zachęt finansowych, służących bardziej racjonalnej ocenie możliwości przyłączania źródeł i pobudzeniu inwestycji w rozwój sieci elektroenergetycznej, a tym samym ograniczanie wydawania odmów o przyłączenie do sieci nowych źródeł OZE.

Jedną z możliwości jest nałożenie na OSD obowiązku ograniczenia liczby odmów przyłączenia do sieci nowych źródeł OZE oraz wprowadzenie kar za brak realizacji ww. obowiązku. Jednocześnie dla zapewnienia odpowiedniego finansowania inwestycji sieciowych umożliwiających przyłączanie nowych źródeł OZE do sieci należy wprowadzić odpowiednie środki, z których korzystać będą mogły podmioty, na które przedmiotowy obowiązek będzie nałożony.

Z powodu trudnej sytuacji odbiorców energii elektrycznej związanej z obecnie obserwowanymi wysokimi cenami energii nie rekomenduje się tworzenia dodatkowych opłat, które spowodują niepotrzebną presję na wzrost cen energii elektrycznej w Polsce.

Mając powyższe na uwadze, proponuje się wykorzystanie dwóch strumieni środków, które już w tej chwili są dostępne i które powinny być wykorzystane do zwiększenia tempa transformacji energetycznej w Polsce.

Pierwszym z dostępnych strumieni są środki z opłaty OZE oraz środki z tzw. dodatniego salda powstającego w ramach aukcyjnego mechanizmu wsparcia OZE, które nie zostaną skonsumowane na pokrycie ujemnego salda. Należy bowiem zauważyć, iż przy tworzeniu mechanizmu wsparcia dla odnawialnych źródeł energii ustawodawca przewidział gromadzenie środków pieniężnych na potrzeby zaspokajania tzw. ujemnego salda, tj. sytuacji, gdy cena energii elektrycznej, po jakiej wytwórca sprzedaje ją na rynku, jest mniejsza niż wartość wskazana w kontrakcie aukcyjnym.

Art. 95 ust. 1 ustawy z 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii wskazuje wyraźnie, że:

*Operator systemu elektroenergetycznego pobiera opłatę, zwaną dalej „opłatą OZE”, związaną z zapewnieniem dostępności energii ze źródeł odnawialnych w krajowym systemie elektroenergetycznym. **Opłatę OZE przeznacza się wyłącznie na pokrycie ujemnego salda**, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 lub ust. 2 pkt 3, oraz ujemnego salda, o którym mowa w art. 40 ust. 1 pkt 3 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, kosztów działalności operatora rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, prowadzonej na podstawie niniejszej ustawy oraz ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, **oraz wydatków na pokrycie kosztów utrzymania, rozbudowy i modyfikacji internetowej platformy aukcyjnej**, o których mowa w art. 78 ust. 7a”¹⁶.*

¹⁶ Stan na 10.10.2022 r. – <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU20150000478/U/D20150478Lj.pdf>.

W trakcie budowy nowego systemu wsparcia nie zakładano, iż w tak krótkim czasie relacje cenowe na rynku energii elektrycznej zmienią się na tyle istotnie, że nie tylko nie będzie potrzeby pobierania opłaty OZE, ale również powstanie nadwyżka w systemie, finansowana przez wytwórców w postaci tzw. dodatniego salda, tj. sytuacji, gdy cena energii elektrycznej, po jakiej wytwórca sprzedaje ją na rynku, jest większa niż wartość wskazana w kontrakcie aukcyjnym. Biorąc pod uwagę niskie wartości wskazywane przez wytwórców w trakcie aukcji, które odbyły się w poprzednich latach, oraz obecne i prognozowane ceny energii elektrycznej, należy zakładać, iż w aukcyjnym systemie wsparcia powstanie duża nadwyżka środków, która nie będzie mogła być skonsumowana w ramach istniejącego mechanizmu. Sytuacja ta sprzyja wprowadzeniu możliwości wydatkowania przedmiotowych środków na inne działania, których celem będzie dalszy rozwój odnawialnych źródeł energii. Problemy z przyłączeniem nowych źródeł wytwórczych do sieci elektroenergetycznej (w najbliższej przyszłości będzie to największa bariera rozwoju tego typu instalacji) wskazują, iż najlepszą inwestycją środków powstałych z tytułu dodatniego salda będzie przeznaczenie ich na potrzeby finansowania zamierzeń inwestycyjnych, prowadzonych przez operatorów sieci dystrybucyjnych na rzecz zwiększenia możliwości przyłączeniowych źródeł OZE.

Drugim z dostępnych strumieni finansowych są środki z Funduszu Transformacji Energetyki, którego powstanie zakłada rządowy projekt *ustawy o zmianie ustawy o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych oraz niektórych innych ustaw* (UA 7).

Zgodnie z przedmiotowym projektem (dodawany ust. 2e w art. 49.) „środki uzyskane ze sprzedaży w drodze aukcji 40% uprawnień do emisji w latach 2023–2030, pomniejszone o środki, o których mowa w ust. 2d pkt 3 (18 760 000 zł rocznie w latach 2023–2030 – przyp. autorów), przekazuje się na wyodrębniony rachunek bankowy Narodowego Funduszu, zwany dalej „rachunkiem Funduszu Transformacji Energetyki”¹⁷.

W ramach Funduszu będą mogły być wspierane przedsięwzięcia inwestycyjne mające na celu modernizację, dywersyfikację lub zrównoważoną transformację sektora energetycznego, o bardzo szerokim spektrum, w tym również w obszarze sieci przesyłowych i dystrybucyjnych (dodawany w ustawie o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych art. 50r ust. 1 pkt 3).

Mając na uwadze obecnie obserwowane wysokie ceny uprawnień, należy oczekiwać, że nowy Fundusz będzie dysponował ogromnymi środkami finansowymi (projektodawca zakłada, że z tytułu sprzedaży w drodze aukcji 40% uprawnień do emisji w latach 2022–2030 Fundusz uzyska blisko 109 mld zł¹⁸), w ramach, których inwestycje sieciowe powinny zająć wysokie miejsce, a pierwszeństwo powinny mieć podmioty, które najefektywniej realizują obowiązek ograniczenia ilości odmów przyłączenia do sieci nowych źródeł OZE.

Wymagać to będzie m.in. opracowania formuły do oceny/kalkulacji takiej efektywności w danym okresie. Celowe jest uwzględnienie w tej formule co najmniej takich czynników jak: (I) ilość energii, jaka będzie pochodzić z nowych źródeł OZE przyłączonych przez operatora w tym okresie, relatywnie do energii pobieranej przez użytkowników jego systemu, oraz (II) proporcja mocy przyłączeniowej wynikającej z pozytywnie rozpatrzonych wniosków o przyłączenie źródeł OZE do mocy wynikającej z ogółu wniosków.

¹⁷ Projekt ustawy o zmianie ustawy o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych oraz niektórych innych ustaw, projekt z dnia 21.03.2022 r. - <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12352303/katalog/12822402#12822402>.

¹⁸ Ocena Skutków Regulacji ustawy o zmianie ustawy o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych oraz niektórych innych ustaw, projekt z dnia 21.03.2022 r. - <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12352303/katalog/12822402#12822402>.

Można też rozważyć wprowadzenie pewnego utrudnienia dla operatorów, którzy nie są efektywni w przyłączaniu nowych OZE, np. w formie współczynnika prowadzącego w ich przypadku do obniżenia poziomu zwrotu z kapitału (o którym mowa obecnie w art. 45 ust. 1 pkt 1 ustawy PE), jaki będzie akceptowany przez Prezesa URE przy zatwierdzaniu taryf. W ostateczności można też pomocniczo rozważyć

mechanizm odwrotny, tj. uwzględnić przy zatwierdzaniu taryf przez Prezesa URE preferencyjne warunki (wyższego akceptowanego zwrotu z kapitału) dla skuteczniejszych operatorów. Nie powinno być to jednak rozwiązanie preferowane w stosunku do wskazanych powyżej, ponieważ prowadzić będzie do zwiększenia obciążeń odbiorców przyłączonych do sieci danego operatora.

3.9 Wprowadzenie mechanizmu redukcji mocy generowanej w OZE

Rosnący udział generacji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych może prowadzić do konieczności jej ograniczania w okresach nadmiernej generacji z tych źródeł. Konieczność taka zarysowała się w ostatnim tygodniu 2022 r., w warunkach silnej wietrzności i małego zapotrzebowania.

Ograniczanie generacji przez operatorów sieci dystrybucyjnych to jeden z elementów mających wpływ na możliwość przyłączania nowych źródeł OZE do sieci. Z kontaktów z inwestorami realizującymi swoje projekty z zakresu odnawialnych źródeł energii wynika, że coraz częstszym warunkiem zawarcia umowy przyłączeniowej jest zgoda wytwórcy na wprowadzenie zapisów dotyczących bezkosztowego ograniczenia generacji (tzw. *curtailment*).

Z jednej strony tego typu rozwiązanie jest korzystne dla operatorów (i dla odbiorców końcowych energii elektrycznej, którzy nie muszą ponosić kosztów ograniczania), z drugiej jednak zwiększają ryzyko po stronie inwestorów przy jednoczesnym ograniczeniu motywacji operatorów sieci dystrybucyjnej do prowadzenia inwestycji poprawiających sytuację (możliwość bezkosztowej redukcji jest bardziej atrakcyjna niż podejmowanie działań inwestycyjnych związanych z rozwojem sieci).

Ponadto operatorzy sieci dystrybucyjnej wykorzystują swoją dominującą pozycję, a inwestorzy chcący zrealizować swoje projekty nie mają alternatywy, w związku z czym zgadzają się na przedmiotowe rozwiązanie.

Należy w tym miejscu wskazać, że jest to dopuszczalne rozwiązanie, szczególnie w perspektywie występowania okresów, w których podaż energii z OZE przewyższy zapotrzebowanie.

Wychodząc naprzeciw oczekiwaniom inwestorów (zmniejszenie ryzyka oznacza niższe koszty inwestycji, a tym samym niższe ceny energii elektrycznej dla odbiorców), a także operatorów sieci dystrybucyjnej (dla których koszt ograniczenia może mieć istotne znaczenie), proponuje się wprowadzenie dla nowo przyłączanych podmiotów rozwiązania polegającego na bezkosztowym ograniczaniu generacji, niemniej jednak tylko do określonego progu (liczba godzin w roku lub ilość utraconej energii). Po przekroczeniu pierwszego (bezkosztowego) progu kolejne ograniczenia oznaczałyby już konieczność rekompensaty dla wytwórcy.

Niemniej jednak, wychodząc naprzeciw operatorom sieci dystrybucyjnej, rekomenduje się stworzenie drugiego progu, w ramach którego rekompensata dla wytwórcy nie pochodziłaby ze środków OSD, a ze środków zewnętrznych (np. ze środków zebranych w ramach opłaty OZE lub powstałych z tzw. dodatniego salda – możliwości w tym względzie zostały przedstawione powyżej przy okazji rozwiązań redukcji liczby odmów wydania warunków przyłączenia). Jednocześnie proponuje się stworzenie trzeciego progu, po przekroczeniu którego koszt rekompensat w całości ponoszony jest przez operatora sieci dystrybucyjnej. Takie rozwiązanie pozwoli na uniknięcie sytuacji, w której jeden wytwórca jest ograniczany za każdym razem, gdy takie ograniczenie jest konieczne ze względu na zerowy koszt ograniczenia dla operatora sieci dystrybucyjnej.

Dodatkowo proponowany model będzie z jednej strony zachęcał OSD do równomiernego ograniczania różnych źródeł, szukając w ten sposób optymalnych rozwiązań, z drugiej zaś nie będzie demotywował do inwestowania w modernizację i rozbudowę sieci elektroenergetycznej.

3.10 Modyfikacja i uelastycznienie kryteriów przyłączeń do sieci średniego napięcia, wykorzystanie możliwości regulacyjnych instalacji OZE

Fakt opracowania w 2014 r. przez PTPIREE warunków przyłączania źródeł odnawialnych do sieci średniego napięcia i stosowanie go przez wszystkie OSD należy ocenić pozytywnie. Należy jednak dokonać ich aktualizacji, nie dopuszczając, aby poszczególni operatorzy zaczęli robić to na własną rękę (co już ma miejsce). Należy w opisywanych kryteriach uwzględnić zapisy rozporządzenia 2016/631¹⁹ oraz dokonać kilku modyfikacji zapewniających im większą elastyczność.

Nie jest właściwe przy rozpatrywaniu maksymalnej mocy generowanej w instalacjach przyłączonych do jednego GPZ ich algebraiczne sumowanie według mocy znamionowych.

W analizie zwarciowej należy stosować normę PN EN 60909²⁰, co między innymi powinno skutkować pominięciem kryterium zwarciowego w odniesieniu do źródeł fotowoltaicznych (nie odpowiadają one za wartości prądów zwarcia).

Dla poszczególnych instalacji powinny być obowiązkowo (obowiązek leży po stronie inwestorów, OSD egzekwują jego wykonanie) uaktywnione charakterystyki $Q = f(U)$ oraz $P = g(U)$. Nastawienia układów regulacji napięcia w transformatorach 110/SN powinny uwzględniać roczną i dobową specyfikę generacji w elektrowniach wiatrowych i instalacjach PV, a docelowo tworzyć wraz z nimi inteligentny układ regulacyjny²¹.

¹⁹ Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci. Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej L 112/1.

²⁰ PN-EN 60909-0:2016-09 Prądy zwarcioowe w sieciach trójfazowych prądu przemiennego – Część 0: Obliczanie prądów; wersja angielska.

²¹ Pijarski, P.; Kacejko, P., Wancerz, M.: Voltage Control in MV Network with Distributed Generation – Possibilities of Real Quality Enhancement, Energies 2022, No 2081, pp.1-22.

3.11 Działania na rzecz poprawy warunków pracy sieci niskiego napięcia, ograniczenie liczby automatycznych wyłączeń instalacji prosumenckich

Przekroczenie liczby miliona instalacji prosumenckich w Polsce z pewnością znajduje odzwierciedlenie w warunkach technicznych pracy sieci niskiego napięcia. W tym przypadku nie obowiązują ograniczenia ze strony operatorów sieci, aczkolwiek na wielu forach branżowych wyrażają oni z tego powodu zastrzeżenia. Jedynym ograniczeniem w zakresie mocy zamontowanej instalacji OZE (najczęściej chodzi o instalacje PV) jest jej mniejsza wartość niż mocy zamówionej dla zaspokojenia potrzeb odbiorczych.

Ponieważ opłata za tę moc nie jest zbyt duża, w wielu przypadkach stanowi to słaby czynnik ograniczający zamiary inwestycyjne prosumentów. Innym ograniczeniem są kwestie ekonomiczne, ale zmiana sposobu rozliczania (z systemu net-metering na system net-billing) tylko okresowo zahamowała dynamikę wzrostu liczby instalacji przyłączanych do sieci niskiego napięcia.

W mediach i na forach społecznościowych formułowana jest opinia, według której sieci te w efekcie generacji OZE „pękają w szwach”. Takie określenie fałszywie sugeruje stan przeciążeń elementów sieci, który tymczasem nie ma najczęściej miejsca.

Efekty negatywne polegają na całkowicie uzasadnionym na gruncie praw elektrotechniki wzroście wartości napięcia w miejscach zainstalowania źródła, który w rezultacie przekracza poziom dopuszczalny, czyli $1,1U_n$ (440 V sieć trójfazowa, 252 V sieć jednofazowa). Ponieważ wartości takie mogą być niebezpieczne zarówno dla sieci, jak i dla

instalacji PV, dochodzi (poprzez działanie zabezpieczeń falowników tych instalacji) do okresowego ich odłączania i prób ponownego załączania. W efekcie w sieci panuje nieustabilizowany stan napięciowy, który jest zjawiskiem niekorzystnym, a prosumentom przynosi straty ekonomiczne z powodów licznych włączeń. Możliwe jest podejmowanie przez operatorów sieci szeregu działań poprawiających warunki napięciowe, ale wykazują oni w tym zakresie niezbyt dużą determinację, uzasadniając swoją decyzję przede wszystkim brakiem uwarunkowań ekonomicznych. Wydaje się jednak, że możliwość wykorzystania innych środków niż pochodzących z opłat taryfowych powinna doprowadzić do „celowanego” stosowania

takich rozwiązań jak: transformatory SN/nn z regulacją przekładni pod obciążeniem, okresowa zmiana przekładni transformatorów konwencjonalnych, wprowadzanie energoelektronicznych transformatorów szeregowych, obowiązkowe uaktywnianie przez instalatorów charakterystyk $Q = f(U)$, $P = g(U)$, zwalczanie patologii polegających na zawyżaniu progów działania zabezpieczeń nadnapięciowych. Przede wszystkim jednak konieczne jest wprowadzenie w sieciach niskiego napięcia lokalnych systemów monitoringu, dających możliwość zidentyfikowania odpowiednich pól interwencji²² oraz wprowadzenie podstawy prawnej i możliwości technicznych kontroli parametrów instalacji PV (zamontowanych w głębi instalacji domowych prosumentów) przez operatorów sieci.

²² MiniLv-s_OZE nadzór obszarów sieci nasyconych generacją rozproszoną, Alfa Power sp. z o.o. 2020 r.

3.12 Długoterminowe planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej

Prowadzone analizy oraz obserwacje w zakresie planowania i rozwoju sieci elektroenergetycznej (zarówno na poziomie OSP, jak i OSD) skłaniają autorów niniejszego opracowania do postawienia tezy, iż jedną z istotnych barier w tym względzie jest zbyt krótka perspektywa czasowa w zakresie planowania rozwoju sieci na poziomie OSD.

Zarówno budowa nowych linii, jak i modernizacja istniejących to skomplikowany, wieloletni proces inwestycyjny, wymagający wieloletniego planowania i finansowania. Prowadzenie odpowiedniej polityki w tym obszarze to klucz do sukcesu, o czym świadczyć może podejście OSP, który na podstawie art. 16 ustawy PE przygotowuje 10-letni plan rozwoju sieci (aktualnie obowiązuje dokument z listopada 2022 r. – *Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023–2032*).

*Długoterminowa perspektywa czasowa planowania rozwoju sieci – w tym przypadku 10-letnia – wydaje się odpowiednia również w odniesieniu do OSD, którzy obecnie, zgodnie z art. 16 ust. 1 ustawy PE mają obowiązek jedynie sporządzania, dla obszaru swojego działania, **planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię, na okres nie krótszy niż 3 lata.***

Dodatkowo, aby długoterminowe planowanie przyniosło odpowiedni skutek, rekomenduje się również zastosowanie podejścia celowościowego przy planowaniu rozwoju sieci. Oznacza to, iż głównym miernikiem sukcesu powinno być osiągnięcie zamierzonego celu – np. przyłączenie określonych wartości nowych mocy OZE (a nie modernizacja takiej czy innej linii lub ograniczenie określonego przeciążenia w takim czy innym miejscu). Funkcja celu jest w tym kontekście kluczowa, gdyż będzie ona prowadzić do optymalizacji inwestycji zarówno z kosztowego punktu widzenia (co jest dziś szczególnie ważne dla odbiorców końcowych), jak również z uwagi na optymalizację czasową poszczególnych zadań inwestycyjnych (odpowiednia priorytetyzacja zadań – kluczowe inwestycje z punktu widzenia osiągnięcia celu powinny być realizowane w pierwszej kolejności).

Istotną rolę w procesie planowania rozwoju sieci powinien odgrywać Prezes URE, na poziomie którego powinna następować koordynacja całego planowania – będzie to zdecydowanie łatwiejsze, jeżeli kluczowym elementem stanie się funkcja celu rozwoju sieci, a nie sama modernizacja wybranych odcinków infrastruktury sieciowej, która nie przynosi globalnego, pozytywnego efektu w postaci zwiększenia zdolności przyłączeniowych.

Aby udało się osiągnąć zakładane cele poprzez wdrożenie wyżej wymienionych rekomendacji, niezbędna jest wielopłaszczyznowa współpraca wszystkich zainteresowanych interesariuszy – inwestorów, operatorów sieci dystrybucyjnych, administracji rządowej, organizacji branżowych itp. W tym kontekście bardzo ważnym, pozytywnym sygnałem jest podpisana przez Urząd Regulacji Energetyki oraz pięć największych OSD Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki, która zakłada istotne działania mające wzmocnić sieci elektroenergetyczne w celu przyłączenia nowych mocy OZE (o bardzo dużej mocy zainstalowanej). Tym samym należy wyrazić nadzieję, że podmioty, które podpisały Kartę, dostrzegają potrzebę dużego przyspieszenia transformacji energetycznej w Polsce.



Podsumowanie

Odnawialne źródła energii w Polsce są niezbędnym i pożądanym elementem trwającej transformacji energetycznej. By jednak ta mogła nabierać tempa i stopniowo przeobrażać polski rynek energetyczny na bardziej „zielony”, należy wyjść naprzeciw bieżącym problemom sieciowym, które stały się tzw. wąskim gardłem rozwoju energetyki odnawialnej w naszym kraju. Niewystarczająca zdolność przesyłowa, zły stan techniczny i wiek infrastruktury elektroenergetycznej, która w większości przypadków powstawała ponad 40 lat temu, obecnie wymagają kompleksowej modernizacji. Chcąc jednak wdrożyć rozwiązania relatywnie szybko, by otworzyć się na gwałtowny skok inwestycji w OZE, Raport Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej oraz Politechniki Lubelskiej przedstawił niskokosztowe oraz bezkosztowe metody na optymalizację istniejącej infrastruktury sieciowej.

Dane jasno pokazują, że proces rozbudowy i zwiększania możliwości przyłączeniowych sieci elektroenergetycznych nie jest adekwatny do rosnącego zapotrzebowania na energetykę odnawialną w Polsce.

Warto podkreślić, że istniejąca presja na zmiany w miksie energetycznym jest podyktowana nie tylko ambitnymi celami UE i dyrektywami ku niskoemisyjności, ale także koniecznością uniezależnienia kraju od importowanych surowców. Wielowymiarowe bezpieczeństwo energetyczne to priorytet w czasach wojny za wschodnią granicą Polski.

Dzisiejsze inwestycje w OZE to krok do całkowitego przejścia na krajowe zasoby w długofalowej perspektywie. Możliwość inwestowania w zielone moce energii to także doskonała odpowiedź na trwające spowolnienie gospodarcze spowodowane kryzysem energetycznym. Zaangażowanie kapitałowe dla nowych projektów OZE uchroniłoby polską gospodarkę przed analogicznym kryzysem związanym z niedoborami energii elektrycznej w przyszłości.

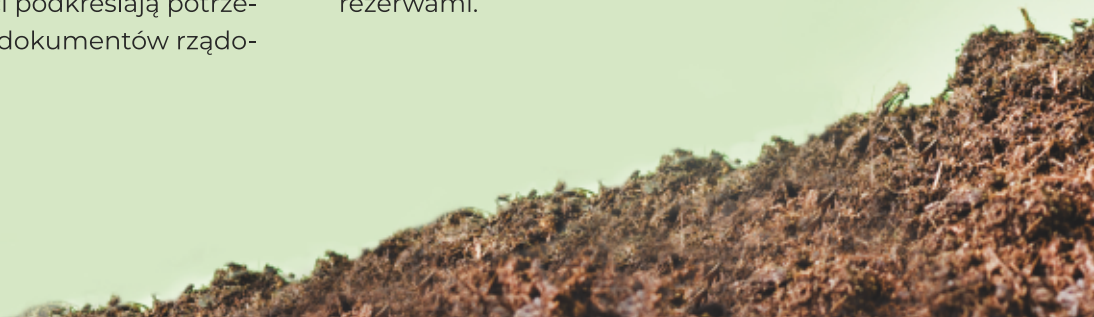
Raport „Więcej OZE w sieci. Metody zwiększenia możliwości przyłączeniowych polskiego systemu elektroenergetycznego” zidentyfikował główne bariery w obszarze przyłączania źródeł OZE do sieci i zaproponował kilkanaście działań ze wskazaniem do pilnego wdrożenia. Ekspertki podkreślają potrzebę aktualizacji strategicznych dokumentów rządo-

wych, w których zapisane jest tempo i skala transformacji energetycznej, w tym PEP2040. Publikacja wskazuje także na potrzebę ujednolicenia systemów informowania i metodyk wyznaczania możliwości przyłączeniowych w ogólnie przyjętych praktykach. Aktualnie panuje informacyjny chaos, który nie pozwala jasno stwierdzić, jakie są zdolności przyłączeniowe w sieci przesyłowej i 110 kV.

Problematyczna dla przyłączania nowych mocy jest także interpretacja stanu obciążeń linii napowietrznych, ponieważ przekroczenie długotrwałej obciążalności linii o 0,5% dyskwalifikuje możliwość dodania mocy, natomiast z analiz wynika, że nawet 5–10% przeciążenie nie skutkuje zagrożeniem dla bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego.

Podobne niedopatrzenie występuje w przypadku zwiększeniu obciążalności linii w zakresie temperatury. Zwiększenia obciążalności linii do 60°C lub 80°C jest najprostszym i najtańszym sposobem powiększenia możliwości przesyłowych.

Stare linie elektroenergetyczne projektowane były wyjściowo na dopuszczalną temperaturę 40°C z dużymi zapasami, które po dokładnych obliczeniach można efektywnie wykorzystać. Można również zastosować rozwiązanie regulacji napiężeń przewodów, które także dysponują sporymi rezerwami.



Raport wskazuje na potrzebę współdzielenia infrastruktury sieciowej, w szczególności przez źródła wiatrowe i fotowoltaiczne (tzw. cable pooling). To sprawdzony w innych krajach sposób na odblokowanie możliwości przyłączeniowych kolejnych instalacji do sieci w miejscach, gdzie nie ma już dostępnych mocy, oraz na zoptymalizowanie bilansowania sieci elektroenergetycznych (produkcja energii w naprzemiennych okresach). Autorzy raportu zwracają także uwagę na stworzenie warunków prawnych do wykorzystania rozwiązań opartych na linii bezpośredniej jako niezbędne i oczekiwane (szczególnie przez przemysł energochłonny) rozwiązanie, by sprzyjać konkurencyjności polskiej gospodarki na arenie międzynarodowej.

Z danych z URE wynika, że tylko w latach 2020 oraz 2021 najwięksi OSD udzielili łącznie 5 037 odmów wydania warunków przyłączenia o łącznej mocy ponad 20 GW. W celu rozwiązania problemu z odmowami przyłączeń nowych jednostek wytwórczych, który jest szczególnie widoczny w ostatnich latach, eksperci sugerują wprowadzenie zachęt finansowych dla OSD do redukcji liczby wydawanych odmów. Stworzenie mechanizmu zachęt ma służyć bardziej racjonalnej ocenie możliwości przyłączania i pobu-

dzeniu inwestycji w rozwój infrastruktury elektroenergetycznej.

Jedną z rekomendacji ekspertów jest wprowadzenie mechanizmów redukcji generacji energii z OZE zarówno w przypadku pojawienia się globalnej bilansowej nadwyżki, jak też lokalnych nadwyżek powodujących okresowe przeciążenia linii lub przekroczenie dopuszczalnych poziomów napięć.

Zalecane są także modyfikacja i uelastycznienie kryteriów przyłączeń do sieci średniego napięcia, wykorzystujące możliwości regulacyjne instalacji OZE, jednak nie należy dopuszczać, by OSD dokonywali tego na własną rękę. Istotnym elementem poprawy funkcjonowania polskiego systemu przyłączeniowego jest także poprawa warunków pracy sieci niskiego napięcia, która jest permanentnie obciążana ponad milionem instalacji prosumenckich. Wskazane jest ograniczenie liczby włączeń przydomowych instalacji oraz wprowadzenia w lokalnych sieciach niskiego napięcia systemów monitoringu, dających sposobność zidentyfikowania odpowiednich pól interwencji.



Intensyfikacja działań w kierunku transformacji energetycznej Polski i osiągnięcie zakładanych poziomów udziału odnawialnych źródeł energii w miksie energetycznym naszego kraju niejako narzuca konieczność zmiany w sposobie i efektywności wykorzystania istniejącej już infrastruktury sieciowej.

W kwestiach przyłączeniowych wymagane są pilne i przemyślane działania, nieobciążające odbiorców końcowych kosztami rozbudowy sieci.

W raporcie zawarto konkretne propozycje rozwiązań, gotowych i zalecanych do wdrożenia.

