



Jak wypełnić lukę węglową?

43% OZE w 2030 roku

Forum Energii to think tank działający w obszarze energetyki. Naszą misją jest tworzenie fundamentów efektywnej, bezpiecznej, czystej i innowacyjnej energetyki w oparciu o dane i analizy.

Wszystkie analizy i publikacje Forum Energii są udostępniane nieodpłatnie i mogą być powielane pod warunkiem wskazania źródła i autorów.

OPIEKA MERYTORYCZNA

Marcin Ścigan, Forum Energii

dr Joanna Maćkowiak-Pandera, Forum Energii

AUTORZY

Instytut Energetyki, oddział Gdańsk:

Leszek Bronk

Bogdan Czarnecki

Rafał Magulski

Tomasz Pakulski

Forum Energii:

Marcin Ścigan

dr Joanna Maćkowiak-Pandera

Michał Jędra

REDAKCJA I KOREKTA:

Karolina Błachnio

OPRACOWANIE GRAFICZNE

Karol Koszniec

Raport został opracowany częściowym wsparciu finansowym Agora Energiewende with Aspen Global Change Institute.

DATA PUBLIKACJI

październik 2020

Wstęp (dr Joanna Maćkowiak-Pandera)

1. Wprowadzenie	4
1.1. Tło analizy	4
1.2. Cel opracowania	4
1.3. Obecny stan elektroenergetyki	5
1.4. Perspektywy rozwoju OZE	6
1.5. Perspektywy wykorzystania gazu w elektroenergetyce	9
2. Wnioski i kluczowe liczby	11
2.1. Wnioski	11
2.2. Kluczowe liczby	14
3. Metodyka i główne założenia analizy	15
4. Funkcjonowanie systemu z ponad 40% udziałem OZE	17
4.1. Optymalna struktura mocy w 2030 roku	17
4.2. Regulacja systemu w godzinach z nadmiarem mocy	20
4.3. Regulacja systemu w godzinach z niedoborem mocy	24
4.4. Wykorzystanie zasobów regulacyjnych w obrębie reprezentatywnej doby – przykłady	25
4.5. Inercja w systemie elektroenergetycznym	28
5. Atlas OZE	28
5.1. Fotowoltaika	29
5.2. Energetyka wiatrowa na lądzie	32
5.3. Korelacja generacji wiatrowej i słonecznej	34
5.4. Energetyka wiatrowa na morzu	35
5.5. Energetyka wodna	38
5.6. Geotermia	40
5.7. Biomasa stała	41
5.8. Biogaz	43

6.	Źródła elastyczności systemu elektroenergetycznego	44
6.1.	Pompy ciepła	44
6.2.	Pojazdy elektryczne	45
6.3.	Magazyny energii (ME)	46
6.4.	Power to X	48
6.5.	Redukcja zapotrzebowania DSR	50
6.6.	Wymiana transgraniczna	51
7.	Modele biznesowe dla rozwoju energetyki wiatrowej i słonecznej bez systemu aukcji	52
7.1.	Energetyka prosumencka	52
7.2.	Kontrakt typu Power Purchase Agreement (PPA)	53
7.3.	Klastry energii, lokalne obszary bilansowania, spółdzielnie energetyczne	54
7.4.	Usługi regulacyjne świadczone przez OZE	54
7.5.	Sprzedaż energii z OZE na wolnym rynku	56
8.	Załączniki	57
8.1.	Załącznik nr 1 — Klasyfikacja zasobów przyłączonych do KSE	57
8.2.	Załącznik nr 2 — Charakterystyki techniczne i ekonomiczne OZE	63
8.3.	Załącznik nr 3 — Parametry techniczno-ekonomiczne technologii niewytwórczych	64
8.4.	Załącznik nr 4 — Parametry techniczno-ekonomiczne źródeł konwencjonalnych	64
	Literatura	65

Wstęp

Polski system elektroenergetyczny jest pod dużą presją zmian. Z jednej strony coraz starsze elektrownie, mimo że sterowalne, są coraz bardziej zawodne i powoli będą wychodzić z użycia. Potrzebujemy nowych jednostek wytwórczych. Z drugiej strony są spadające koszty technologii zeroemisyjnych i wyraźny obrany kierunek Unii Europejskiej na dekarbonizację do roku 2050. Z trzeciej – rosnąca zależność od importu paliw, która w ostatnich dziesięciu latach wzrosła w Polsce aż o 60%. Bez wsparcia publicznego z rynku mocy elektrownie węglowe po 2025 r. zaczną przynosić duże straty i biorąc pod uwagę wszystkie wymienione czynniki, spółki energetyczne będą chciały je wyłączyć. Do 2030 r. z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego może „wypaść” co najmniej 10 GW. Koniec dekady będzie więc wyjątkowo trudny.

W 2030 r. powinniśmy osiągnąć unijne cele energetyczno-klimatyczne. W tym terminie zaczną się także wyczerpywać istniejące złoża węgla brunatnego, co znacząco przyspieszy zmiany miksu energetycznego w Polsce. Może powstać duża „luka generacyjna”, czyli zbyt mało mocy do zbilansowania KSE. Ma ona wymiar teoretyczny, ponieważ prawdopodobnie zostanie wypełniona importem energii elektrycznej i pewnie ceny wzrosną. Będziemy też musieli zacząć na serio oszczędzać energię. Jednak żeby do problemów z bilansowaniem systemu nie dopuścić, pilnie potrzebujemy nowych źródeł.

Jakie są opcje do 2030 r.? Gdyby przeanalizować czas budowy nowych jednostek wytwórczych oraz możliwości finansowania – okazuje się, że w perspektywie dziesięciu lat mamy do wyboru rozwój źródeł odnawialnych oraz gazowych. Pytanie jednak brzmi, ile i jaka liczba mocy odnawialnych jest możliwa do wybudowania przy zachowaniu bezpieczeństwa dla systemu? Nad odpowiedzią na to pytanie pracowaliśmy wspólnie z Instytutem Energetyki z Gdańska. Przyjmując konserwatywne założenia, okazuje się, że za 10 lat możemy produkować 43% energii elektrycznej we własnych źródłach OZE, a system będzie działał bezpiecznie. Jak doszliśmy do takich wniosków? Zapraszamy do lektury oraz do polemiki.

3

Z poważaniem,

Dr Joanna Maćkowiak-Pandera
Prezes Forum Energii

1. Wprowadzenie

1. 1. Tło analizy

Polski sektor elektroenergetyczny zmienia się coraz szybciej. Jeszcze do niedawna energia elektryczna w kraju była wytwarzana w ponad 90% z węgla kamiennego i brunatnego. W 2019 roku udział tego surowca spadł do 73,6% na rzecz odnawialnych źródeł energii (OZE) i gazu. Ta tendencja będzie się utrzymywała, w szczególności wzrośnie rola OZE. Przemawiają za tym przesłanki ekonomiczne – koszty energetyki słonecznej i wiatrowej na lądzie znacznie spadły w ostatnich latach.

Ważny jest też kierunek obrany przez Unię Europejską, który przekłada się na wybory technologiczne firm. Przyjęty niedawno pakiet dyrektyw i rozporządzeń pt. *Czysta energia dla wszystkich Europejczyków* wyznacza m.in. nowe cele w zakresie energii odnawialnej oraz precyzuje konieczne reformy rynków energii, które wzmocnią rolę OZE. Unijny udział OZE powinien wzrosnąć z 20% w 2020 roku do 32% w 2030 roku. W przypadku Polski zobowiązanie to zwiększy się z 15% do co najmniej 21-23% w tym samym okresie¹. Przyrost OZE ma się przyczynić do osiągnięcia obecnego wspólnotowego celu redukcji CO₂ o 40% do 2030 roku. Cel ten może jednak już niedługo stać się nieaktualny ze względu na rosnące ambicje klimatyczne UE.

Nowy poziom redukcji CO₂ do 2030 roku mógłby wynieść nawet 55%. Umożliwiłby on osiągnięcie neutralności klimatycznej przez Unię Europejską w 2050 roku. Podniesienie poziomu redukcji CO₂ będzie się wiązało ze zwiększeniem zobowiązań wszystkich państw członkowskich UE w obszarze odnawialnych źródeł energii.

Trzeba mieć też na uwadze, że funkcjonowanie elektrowni węglowych ma ograniczoną perspektywę czasową. Według prognoz PSE w najbliższych dwóch dekadach z systemu zostanie wycofanych co najmniej 18 GW mocy elektrowni opalanych węglem kamiennym i brunatnym, tylko ze względu na ich stan techniczny². Tempo wycofywania będzie mocno zależne od sytuacji na rynku energii. Ryzyko chronicznej nieefektywności ekonomicznej tych jednostek jest bardzo duże ze względu na kończące się zasoby węgla brunatnego, wysokie koszty wydobycia węgla kamiennego i uprawnień do emisji CO₂. W wielu analizach lukę wytwórczą, która powstanie, zapełnia się źródłami gazowymi. Przewiduje się wzrost mocy z 2,7 GW w 2019 roku do nawet kilkunastu GW w 2030 roku. Gaz to jednak nadal paliwo kopalne i z perspektywy neutralności klimatycznej jego rola powinna być ograniczana.

Konieczna jest więc w najbliższych latach poważna refleksja o transformacji naszej elektroenergetyki. Odnawialnych źródeł energii wciąż nie traktuje się jako technologii, która już w 2030 roku mogłaby odgrywać kluczową rolę w wytwarzaniu energii elektrycznej, m.in. ze względu na obawy o ciągłość dostaw. Obecne strategie rządowe przewidują, że 32% energii elektrycznej w 2030 roku będzie wytwarzane z OZE³. Wielu obserwatorów postrzega ten poziom jako trudny do osiągnięcia ze względu na zależność energetyki słonecznej i wiatrowej od warunków pogodowych.

W tej analizie sprawdziliśmy, czy jest możliwe bezpieczne funkcjonowanie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego z udziałem OZE na poziomie 40% oraz jakie zmiany w KSE trzeba wprowadzić, żeby działał on niezawodnie.

1. 2. Cel opracowania

Potrzeba pokazania, w jaki sposób mógłby funkcjonować bezpieczny system elektroenergetyczny Polski w 2030 roku, jest konsekwencją dwóch przesłanek:

- 1) Dużego ryzyka zaistnienia luki wytwórczej ze względu na stan techniczny i sytuację ekonomiczną wielu jednostek węglowych, a więc możliwe ich wycofanie⁴.

¹ Według Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030.

² Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030, PSE, Konstancin-Jeziorna 2020.

³ Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030 zakłada cel OZE dla całego sektora energii na poziomie 21-23%. W elektroenergetyce, jednym z podsektorów, udział OZE jest szacowany na wyższy – 32% (scenariusz PEK).

⁴ Więcej szczegółów zostało zaprezentowanych w raporcie Forum Energii pt. *Modernizacja europejskiego trójkąta węgla brunatnego. W kierunku bezpiecznej, opłacalnej i zrównoważonej transformacji energetycznej*, Warszawa 2020.

- 2) Realną możliwość wzrostu unijnego celu udziału OZE do 2030 roku, co przełoży się na zwiększenie zobowiązań poszczególnych krajów członkowskich.

Celem raportu jest wskazanie możliwego poziomu wzrostu zużycia odnawialnych źródeł energii w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym do roku 2030 przy jednoczesnym zachowaniu niezawodności dostaw.

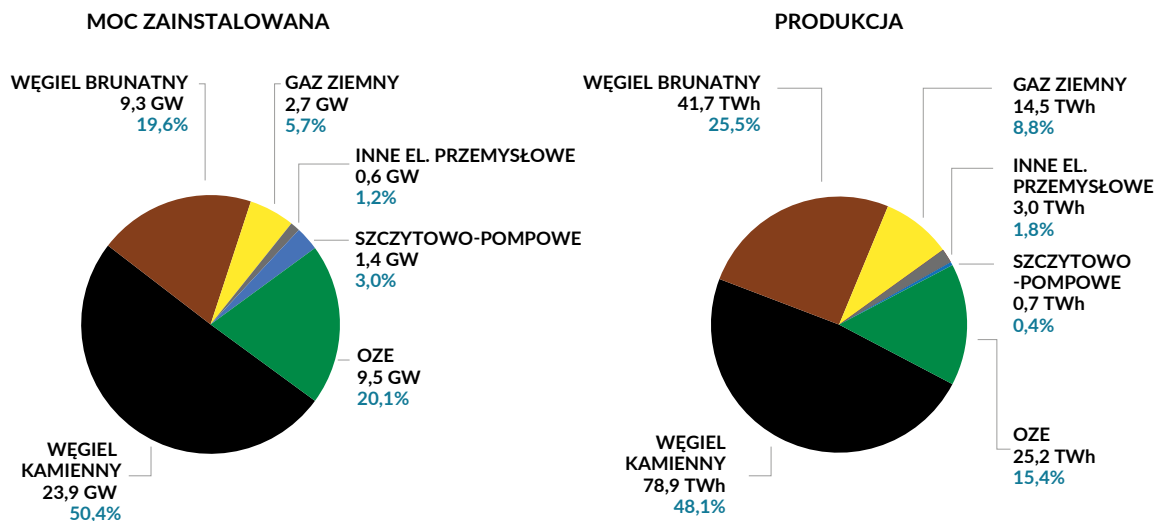
Przeanalizowane zostały wszystkie dostępne technologie wytwórcze OZE oraz źródła elastyczności, które mogą przesuwac zapotrzebowanie na moc w czasie i przyczyniac się do zapewnienia bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego.

W raporcie opisano również nowe modele biznesowe, które mają potencjał zapewnienia dodatkowych mocy OZE bez wsparcia pochodzącego z systemu aukcyjnego.

1. 3. Obecny stan elektroenergetyki

W polskim sektorze elektroenergetycznym dominują elektrownie oparte na węglu kamiennym i brunatnym, które w 2019 roku wyprodukowały 73,6% energii elektrycznej (rysunek 1). Ich udział w rynku regularnie się zmniejsza ze względu na rosnące zużycie źródeł gazowych oraz odnawialnych, a także import. W 2019 roku zaimportowaliśmy rekordowe 10,6 TWh.

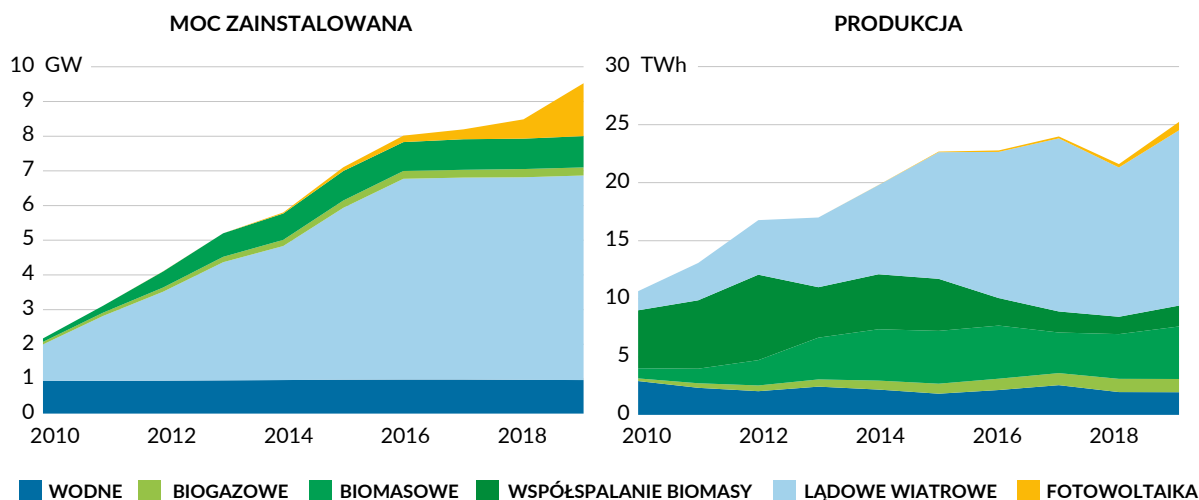
Rysunek 1. Struktura mocy zainstalowanej oraz produkcji energii elektrycznej z podziałem na paliwa, stan na 31.12.2019 roku



Źródło: Forum Energii, *Transformacja energetyczna w Polsce. Edycja 2020.*

W kończącej się dekadzie znacznie przyspieszył rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii. W 2019 roku stanowiły one ponad 20% mocy zainstalowanej i odpowiadały za produkcję 15,4% energii elektrycznej. Dominuje generacja wiatrowa, która dynamicznie rozwijała się do 2016 roku. Aktualnie najszybciej wzrasta moc zainstalowana fotowoltaiki. Przyrost mocy innych OZE jest wolniejszy, z wyjątkiem generacji wodnej, której zasoby wykorzystywane są na stałym poziomie.

Rysunek 2. Struktura mocy zainstalowanej oraz produkcji energii elektrycznej z OZE



Źródło: Forum Energii, *Transformacja energetyczna w Polsce. Edycja 2020*.

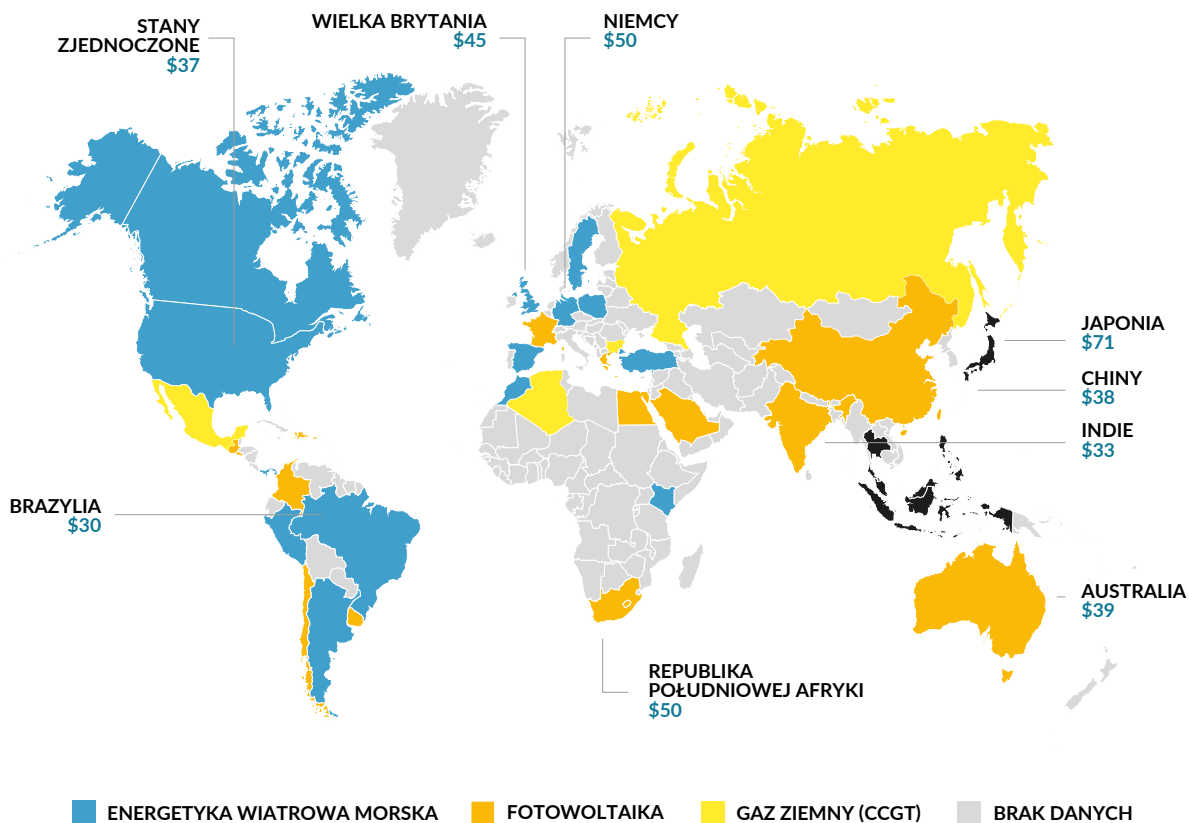
1. 4. Perspektywy rozwoju OZE

Źródła OZE będą się rozwijać ze względu na postęp technologiczny, dążenie do ograniczania emisji oraz preferencje inwestorów i konsumentów.

Najważniejszym motorem ich wzrostu staje się jednak konkurencyjność kosztowa nowych technologii OZE, tj. energetyki słonecznej i wiatrowej. Wśród technologii OZE rozwijają się one najszybciej i w ostatniej dekadzie przeszły największą redukcję kosztów. W latach 2010-2019 koszt wytworzenia energii elektrycznej LCOE fotowoltaiki obniżył się o 82%, a energetyki wiatrowej na lądzie o 39%. W efekcie stały się one najbardziej konkurencyjnymi źródłami energii w wielu krajach (rysunek 3).

Ponad połowa nowych elektrowni OZE na świecie oddanych do użytku w 2019 roku dostarcza energię elektryczną taniej od najtańszych elektrowni konwencjonalnych⁵. Dotychczasowe rozstrzygnięcia aukcji OZE w naszym kraju także wskazują na to, że źródła wiatrowe są obecnie najtańszą technologią, która może zapewnić nowe moce do produkcji energii elektrycznej w Polsce. W aukcji w 2018 roku najniższą zaoferowaną ceną było 157,80 PLN/MWh, a średnia ważona wynosiła 196,17 PLN/MWh. Podobne rezultaty odnotowano w 2019 roku. Są to poziomy niższe od notowanych na Towarowej Giełdzie Energii. W 2019 roku średnioważony indeks TGeBase (Rynek Dnia Następnego) wyniósł 229 PLN/MWh, a w 2018 roku – 225 PLN/MWh.

Rysunek 3. Najtańsze rodzaje nowych źródeł do produkcji energii elektrycznej w poszczególnych państwach w pierwszej połowie 2020 roku



Uwaga: według kosztu energii elektrycznej LCOE.

Źródło: <https://about.bnef.com/blog/scale-up-of-solar-and-wind-puts-existing-coal-gas-at-risk/>.

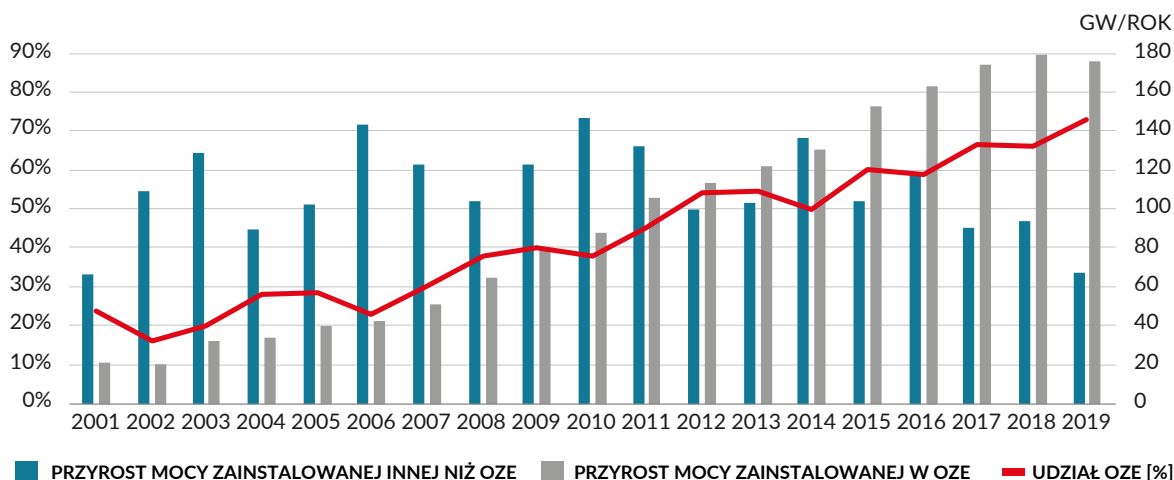
Rozwój OZE był możliwy dzięki systemom wsparcia⁶, które ewoluowały na przestrzeni lat w reakcji na zmiany rynkowe. Obecnie w Polsce największym motorem wzrostu energetyki wiatrowej i słonecznej są aukcje przeprowadzane od 2016 roku. W ich efekcie zakontraktowano około 5 GW nowych mocy, a dodatkowe 2,3 GW są planowane jako rezultat kolejnej tury przetargów przewidzianej na koniec 2020 roku.

Coraz ważniejszą rolę odgrywa też sektor prywatny, a rząd stopniowo traci monopol na planowanie rozwoju sektora OZE. Rosnąca liczba światowych koncernów deklaruje wykorzystywanie jedynie energii odnawialnej w swoim biznesie i wymaga tego od swoich kontrahentów. Apple, Microsoft czy IKEA są pionierami, a trend ten jest coraz popularniejszy, o czym świadczy chociażby inicjatywa RE100⁷. Działające w Polsce podmioty takie jak Orange czy Mercedes podpisały umowy z wytwórcami energii OZE. Dodatkowo sektor bankowy i ubezpieczeniowy, np. HSBC czy Allianz, odchodzą od finansowania energetyki konwencjonalnej, przekierowując zasoby finansowe na projekty, które wspierają transformację energetyczną. W efekcie od kilku lat OZE są najczęściej wybieranymi technologiami na świecie w przypadku wytwarzania energii elektrycznej. W 2019 roku źródła odnawialne odpowiadały za 72% wszystkich nowych mocy wytwórczych (rysunek 4).

⁶ W Polsce pierwszy system wsparcia w postaci zielonych certyfikatów pojawił się w 2005 roku.

⁷ Globalna inicjatywa skupiająca firmy, które zobowiązały się do wykorzystywania jedynie energii elektrycznej z OZE w swojej działalności.

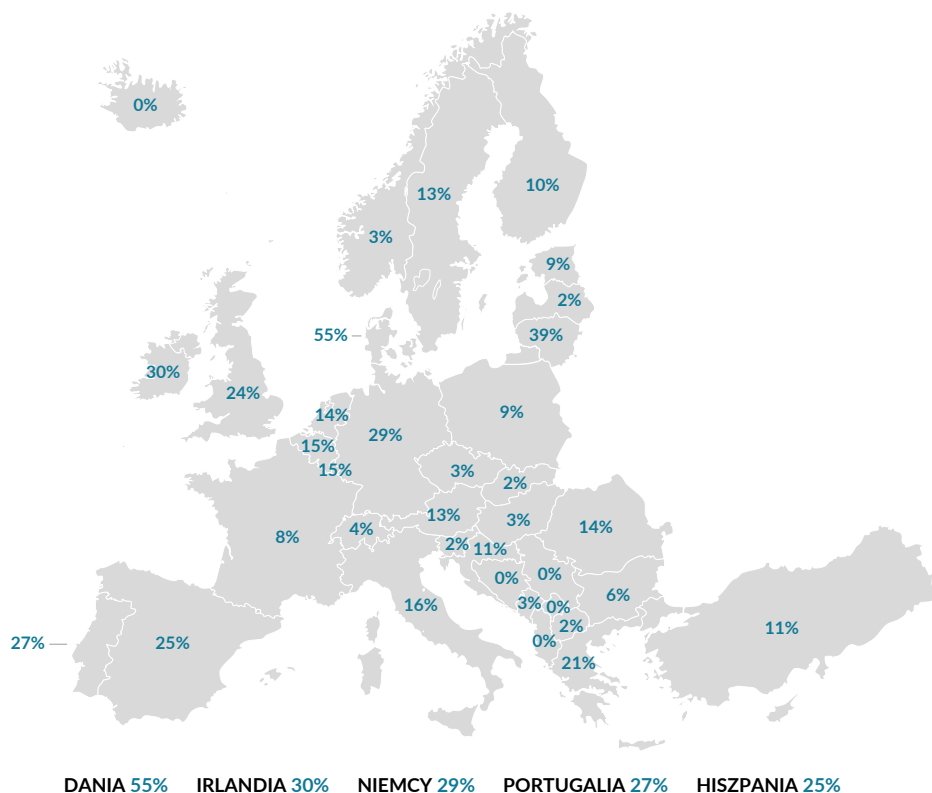
Rysunek 4. Roczny udział źródeł odnawialnych w nowoinstalowanych mocach wytwórczych



Źródło: IRENA, *Renewable capacity highlights*, 31.03.2020.

Prognozy dotyczące transformacji energetycznej na świecie wyraźnie wskazują na to, że w przyszłości energia elektryczna będzie wytwarzana głównie z odnawialnych źródeł energii, a dominującymi źródłami będą wiatr i słońce⁸. W 2019 roku aż 8 państw w Europie miało większy niż 20% udział zmiennych OZE w produkcji energii (rysunek 5). Jeszcze kilka lat temu taka sytuacja wydawała się niemożliwa do zaakceptowania ze względu na bezpieczeństwo systemu.

Rysunek 5. Udział generacji wiatrowej i słonecznej w produkcji energii elektrycznej w 2019 roku



Źródło: <https://ember-climate.org/project/wind-solar-brief/>.

8 IRENA – International Renewable Energy Agency, *Global Renewables Outlook: Energy transformation 2050 (Edition: 2020)*, Abu Dhabi 2020.

1.5. Perspektywy wykorzystania gazu w elektroenergetyce

Liczba elektrowni węglowych będzie się stopniowo zmniejszać. W wielu analizach ekonomicznych powstająca luka wytwórcza jest zapełniana w dużej części źródłami gazowymi. Dzięki swoim możliwościom regulacyjnym są one postrzegane jako gwarant niezawodności pracy systemu elektroenergetycznego. Zaletą źródeł gazowych jest duża elastyczność pracy i możliwość szybkiej zmiany mocy oddawanej do sieci (poniżej 2% P_n /min), np. blok gazowo-parowy w Płocku pozwala na zmianę mocy 35 MW/min.

W 2019 roku udział źródeł gazowych w strukturze produkcji energii elektrycznej w Polsce wynosił około 9%. To głównie bloki gazowo-parowe, które są częścią elektrociepłowni komunalnych lub przemysłowych, a ich moc elektryczna wynosi około 2,7 GW (5,7% mocy w KSE)⁹.

Z przeprowadzonych aukcji głównych rynku mocy na lata dostaw 2021-2024 wynika, że wśród nowych, dopiero planowanych źródeł wytwórczych 17-letnie, premie kontraktów mocy uzyskały dwa planowane przez PGE bloki gazowe po 700 MW w elektrowni Dolna Odra oraz elektrownia gazowa w zespole Pątnów-Adamów-Konin z obowiązkiem mocowym 40 MW.

Dokumenty planistyczne PSE (tabela 1) wskazują¹⁰, że niezależnie od scenariusza rozwoju struktury mocy wytwórczych w KSE do 2030 roku przewiduje się 4,5 GW mocy z elektrowni gazowo-parowych oraz 2,4 GW z elektrociepłowni spalających gaz ziemny. Plany zakładają, że do 2030 roku powstaną nowe bloki gazowe w sześciu lokalizacjach (tabela 1).

Ze względu na uwarunkowania ekonomiczne związane m.in. z cenami gazu oraz zmiany w systemach wsparcia poszczególnych rodzajów źródeł w przyszłości (np. kogeneracji) inwestorzy mogą zawieszać decyzje o budowie nowych źródeł, przesuwać je lub zrezygnować z realizacji projektów.

Tabela 1. Potencjalne lokalizacje nowych bloków gazowych według PSE do 2030 roku (z wydanymi warunkami przyłączenia)

Potencjalne lokalizacje nowych bloków gazowych	Moc [MW _e]	Inwestor	Uwagi
Gdańsk, blok gazowo-parowy	456	Energia Wytwarzanie	Energia Wytwarzanie na początku 2020 roku rozpoczęła proces rozpoznania rynku. Obie inwestycje wymienione są w zestawieniu zadań inwestycyjnych w PSE w okresie 2021-2030.
Grudziądz, blok gazowo-parowy	450-750		
Dolna Odra, bloki gazowo-parowe	2x700	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna	Na początku 2020 roku został wybrany wykonawca budowy po klucz. Uruchomienie bloków ma nastąpić do końca 2023 roku. Inwestycja uzyskała kontrakty mocy na dostawę mocy od roku 2024 (17 lat).
Adamów, blok gazowy	40-600	ZE PAK	Inwestycja uzyskała kontrakt mocy na dostawę mocy od roku 2024 (17 lat) z obowiązkiem mocowym 40 MW.
Skawina (Kraków), blok gazowy	200	CEZ	Inwestycja wymieniona jest w zestawieniu zadań inwestycyjnych w PSE w okresie 2021-2030.
Łagisza, blok gazowo-parowy	520	Tauron	Projekt został zawieszony w 2016 roku ze względu na brak opłacalności. Inwestycja wymieniona jest w zestawieniu zadań inwestycyjnych w PSE w okresie 2021-2030.

Źródło: PSE.

⁹ Forum Energii, *Transformacja energetyczna w Polsce*. Edycja 2020.

¹⁰ Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030, Polskie Sieci Elektroenergetyczne, Konstancin-Jeziorna 2020.

Blok C elektrowni Ostrołęka (700 MW, inwestor Enea-Energa) brał udział w aukcjach rynku mocy (obowiązek mocyowy pełniony od 2023 roku), lecz dla tej inwestycji nie wydano jeszcze warunków przyłączenia. Uruchomienie bloku planowane jest na 2025 roku.

Gaz jest paliwem kopalnym, emisyjnym oraz w dużym stopniu importowanym, dlatego perspektywy jego wykorzystania w Polsce są ograniczone. Mimo oczekiwanego wzrostu znaczenia tego paliwa, z pewnością nie będzie ono jedynym sposobem na zastąpienie jednostek węglowych w systemie elektroenergetycznym. Ponadto trzeba pamiętać o potrzebie wykorzystania gazu w szeroko rozumianym ciepłownictwie.

Perspektywy gazu

- **Emisyjność.** Budowa nowych instalacji gazowych i sieci przesyłowych wobec rosnącej presji na walkę ze zmianami klimatycznymi zwiększa ryzyko inwestycji i stanie się dla nich coraz większym ograniczeniem.
- **Postrzeganie gazu jako paliwa przejściowego.** Komisja Europejska podkreśla, że gaz ziemny jest jedynie paliwem przejściowym w transformacji energetycznej. Podejście to wpływa na finansowanie projektów gazowych. Europejski Bank Inwestycyjny (EBI) podjął decyzję o zaprzestaniu z końcem 2021 roku finansowania projektów budowy elektrowni emitujących powyżej 250 kgCO₂/MWh, co eliminuje źródła spalające gaz ziemny. Dla polskiej energetyki oznacza to większy udział własnego kapitału na budowę nowych elektrowni gazowych.
- **Zwiększenie zapotrzebowania na importowany gaz.** Polska jest importerem gazu, a złoża krajowe pokrywają jedynie około 20% aktualnego zużycia. Wybudowanie nowych źródeł do łącznego poziomu 6 GW w 2030 roku, jak przewiduje najnowszy projekt PEP 2040¹¹, zwiększy krajowe zapotrzebowanie o dodatkowe 4-6 mld m³ rocznie, czyli o około 25-30% w porównaniu do obecnego¹².
- **Długi proces inwestycyjny.** Proces inwestycyjny budowy bloków gazowych w Polsce wynosi około 7-8,5 roku, z tego sam etap realizacji powyżej 3 lat. Wydaje się więc mało realne, że do 2030 roku udział elektrowni gazowych w strukturze wytwarzania KSE wzrośnie powyżej około 6 GW. Potwierdza to również sytuacja na rynku mocy.
- **Wyższa konkurencyjność odnawialnych źródeł energii.** Poprawiająca się efektywność pracy oraz przewidywany znaczny spadek kosztów inwestycyjnych w ciągu 10-15 lat zwiększą konkurencyjność źródeł odnawialnych, w szczególności energetyki wiatrowej i słonecznej względem źródeł gazowych. Ta sytuacja wpłynie na decyzje inwestorów, którzy w przypadku gazu muszą się liczyć z ryzykiem zmiennych cen surowca oraz rosnących cen uprawnień do emisji CO₂. Te ostatnie we wrześniu 2020 roku wynosiły już ponad 30 EUR/MWh.

¹¹ PEP 2040 z listopada 2019 roku. Uwzględniono wydane już warunki przyłączenia do sieci dla sześciu lokalizacji: Grudziądz, Łagisza, Dolna Odra, Adamów, Gdańsk oraz Kraków zgodnie z *Planem rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030* (Polskie Sieci Elektroenergetyczne, Konstancin-Jeziorna 2020).

¹² W ostatnich latach zużycie gazu w Polsce wynosi ok. 17-19 mld m³ rocznie.

2. Wnioski i kluczowe liczby

2.1. Wnioski

Polska może osiągnąć ponad 40% udziału OZE w 2030 roku.

- Odnawialne źródła energii są najważniejszym zasobem w wypełnianiu luki wytwórczej spowodowanej wycofywaniem elektrowni węglowych.
- W 2030 roku ponad 40% energii elektrycznej w Polsce może być produkowanych przez technologie OZE. To 10 lat wcześniej niż przewiduje KPEiK.
- Dla zapewnienia bezpieczeństwa oraz niezawodności systemu OZE i inne elastyczne zasoby przejmą rolę dostawców usług regulacyjnych. Konieczne też będzie zaangażowanie dodatkowych zasobów regulacyjnych po stronie popytowej.
- Ponad 40% udziału OZE to około 34 GW zainstalowanych mocy:
 - 12,5-14,5 GW w fotowoltaice,
 - 10,1-11,2 GW w energetyce wiatrowej lądowej,
 - 5,2-6,3 GW w energetyce wiatrowej morskiej.

Taki poziom rozwoju jest realny.

- Wyzwaniem będzie zwiększenie znaczenia sektora biogazu poprzez wzrost wytwarzanej w nim mocy z około 250 MW do 2,25 GW w ciągu dekady. Pomimo przyspieszenia, potencjał tego źródła nadal nie jest wykorzystany.
- Fotowoltaika i energetyka wiatrowa mogą pokryć 32-33% zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce. Ważnym aspektem jest również komplementarność technologii fotowoltaicznej i wiatrowej. Maksimum produkcji energetyki wiatrowej przypada w okresie zimowo-jesiennym i nocą, natomiast fotowoltaiki w okresie wiosenno-letnim i w ciągu dnia.
- Spadek udziału generacji synchronicznej w bilansie mocy KSE będzie implikował znaczny spadek inercji systemu. Wpływ spadku inercji w KSE w miarę wzrostu mocy zainstalowanej OZE wymaga szczegółowych analiz. Istnieją natomiast już dzisiaj rozwiązania techniczne, które umożliwiają wypełnienie tej luki. Uwzględniają one funkcjonujące obecnie elektrownie szczytowo-pompowe, które pracują w trybie kompensatorowym, dedykowane kompensatory synchroniczne czy możliwość zapewnienia tzw. sztucznej inercji przez siłownie wiatrowe lub magazyny energii.

Niezbędna jest maksymalizacja wykorzystania zasobów elastyczności systemu.

- Rozwojowi OZE musi bezwzględnie towarzyszyć wzrost wykorzystania wszystkich zasobów elastyczności systemu elektroenergetycznego.
- Nowe technologie strony popytowej (samochody elektryczne, pompy ciepła, Power to Heat, magazyny energii) oferują duży potencjał w zakresie regulacji bilansu mocy w KSE.
- Ważne jest pełne wykorzystanie regulacyjności tych zasobów m.in. poprzez bezpośrednie zarządzanie poborem mocy z sieci lub poprzez bodźce cenowe przekazywane odbiorcom w czasie rzeczywistym (*real time pricing*, rozbudowane systemy taryf itp.). Bezpośrednie zarządzanie poborem mocy z tych urządzeń możliwe będzie np. poprzez udział w rynku usług regulacyjnych agregatorów reprezentujących dużą liczbę podmiotów rozproszonych.

- Prowadzenie ruchu KSE w oparciu o zasoby regulacyjne inne niż JWCD będzie wymagało zmian modelu pracy. Konieczna będzie rozbudowa systemu prognozowania, planowania pracy oraz sterowania tymi zasobami. Istotna będzie dobowo estymacja możliwości przesunięcia zużycia energii przez samochody elektryczne i pompy ciepła oraz powierzenie tych czynności agregatorom usług regulacyjnych.
- Poza istniejącymi elektrowniami szczytowo-pompowymi dla bilansowania KSE ważne będą stacjonarne magazyny energii elektrycznej (ME) dla dobowo-godzinowego bilansu systemu (o mocy około 3,5 GW i pojemności bliskiej 20 GWh). Obserwujemy znaczny spadek kosztów tych urządzeń i potencjał magazynów w Polsce rośnie, o czym świadczą instalacje zgłaszane do certyfikacji ogólnej na rynku mocy (5,9 GW w 2020 roku). Istotna też będzie rola wodoru w magazynowaniu energii.
- Dużą rolę w regulowaniu systemu mogą odegrać również baterie samochodów elektrycznych (EV), jeśli wprowadzone zostaną zachęty dla użytkowników EV do inteligentnego ładowania pojazdów¹³.
- Z punktu widzenia KSE proces ładowania ME powinien odbywać się w godzinach z nadmiarem mocy w stosunku do zapotrzebowania odbiorców i z towarzyszącymi im niskimi cenami energii (głównie w nocy). W tym kontekście największe znaczenie ma infrastruktura ładowania pojazdów elektrycznych w domach czy miejscach pracy, a niekoniecznie publiczna.
- W warunkach skrajnej nadpodaży energii z OZE, oprócz wykorzystania elastyczności zasobów strony popytowej, niezbędne będą redukcje mocy oddawanej do sieci przez OZE (około 80 GWh rocznie). Wynika to z sieciowych ograniczeń systemu (wymuszona praca wybranych JWCD) i może okazać się niezbędne dla zapewnienia bezpiecznej pracy KSE.

12

Wykorzystanie elastyczności i zasobów niekonwencjonalnych pozwoli ograniczyć koszty budowy nowych jednostek wytwórczych.

- Zidentyfikowany zakres budowy nowych mocy wytwórczych gazowych typu OCGT wynosi około 3 GW ponad przyjęte jako już istniejące 4,4 GW w technologii CCGT. Dysponowanie taką mocą pozwala na bezpieczną pracę systemu.
- Wyzwaniem dla Polski będą koszty związane z budową nowych jednostek wytwórczych. Maksymalizacja wykorzystania DSR oraz import energii pozwala uniknąć budowy części nowych mocy gazowych, które pracowałyby niewielką część godzin w roku i wymagałyby wsparcia publicznego.
- Zapotrzebowanie na pracę najrzadziej wykorzystywanego, trzeciego GW mocy, który „domyka” pulę nowych mocy wytwórczych w technologii gazowej, będzie występowało średnio nie więcej niż przez 1 dobę w roku. Aby pokryć to zapotrzebowanie w sposób, który będzie racjonalny finansowo, trzeba brać pod uwagę zasoby niekonwencjonalne.
- Wyniki analizy wykazały, że zapotrzebowanie na zasoby niekonwencjonalne, które zapewnią rezerwy mocy, może występować średnio przez około 130 godzin w roku.
- Import (podobnie jak eksport) energii jest jedną z ważnych opcji bilansowania KSE. Obecnie OSP szacuje, że moc możliwa do uzyskania z importu w godzinach największego niedoboru zdolności wytwórczych w KSE wynosi około 1,8 GW. W wyniku realizacji planowanych inwestycji może ona wzrosnąć do około 2,36 GW w 2030 roku.

13

Całkowita moc stacji ładowania EV będzie trzykrotnie większa od mocy stacjonarnych ME przyjętych w raporcie, natomiast łączna pojemność akumulatorów EV ok. czterokrotnie większa.

**Odnawialne źródła energii będą odgrywały centralną rolę w sektorze energii,
co wiąże się z nowymi wymaganiami.**

- Wzrost roli OZE w pokryciu zapotrzebowania na moc skutkuje częściowym przejęciem przez nie funkcji pełnionych obecnie przez JWCD. Niezbędne będzie przystosowanie części jednostek OZE do udziału w regulacji pierwotnej, wtórnej i trójnej ze względu na bezpieczeństwo pracy KSE. W przeprowadzonych symulacjach założono możliwość wykorzystania półpasm redukcyjnych rezerwy pierwotnej i wtórnej oraz redukcji mocy jednostek OZE w trybie regulacji trójnej. Takie rozwiązania są uwzględniane we wdrażanej obecnie reformie rynku bilansującego i rynku usług regulacyjnych. Szacunkowa wielkość produkcji OZE utraconej na skutek pracy w regulacji może wynieść około 15 GWh rocznie.
- Najtańsza technologia, która może zapewnić nowe moce do produkcji energii elektrycznej w Polsce, to energetyka wiatrowa na lądzie. Równoległy wzrost konkurencyjności fotowoltaiki sprawił, że rząd stopniowo traci monopol na planowanie rozwoju sektora OZE (poprzez system aukcji). OZE coraz częściej są wybierane przez sektor prywatny i gospodarstwa domowe jako inwestycja, która umożliwia osiągnięcie znacznych oszczędności. W efekcie, poza centralnie sterowanym systemem aukcyjnym, istotnymi źródłami dochodów dla operatorów instalacji OZE mogą być energetyka prosumencka, kontrakty PPA, lokalne inicjatywy, usługi regulacyjne oraz sprzedaż energii na wolnym rynku.
- Wraz z dynamicznym rozwojem niektórych technologii, np. fotowoltaiki i energetyki wiatrowej, trzeba mądrze wspierać wszystkie źródła, biorąc pod uwagę ich specyfikę technologiczną i kosztową. Biogaz, biomasa i energetyka wodna wciąż wymagają systemów wsparcia finansowego, które umożliwią im rozwój. Natomiast generacja słoneczna i wiatrowa potrzebują tego wsparcia coraz rzadziej, są jednak zależne od odpowiednich przepisów administracyjnych, które umożliwiają ich powstawanie i funkcjonowanie na rynku energii. Przykład niekorzystnego rozwiązania prawnego to tzw. ograniczenie 10H, które blokuje dalszy rozwój energetyki wiatrowej na lądzie.

2.2. Kluczowe liczby



Ile energii elektrycznej z OZE w 2030 roku?

- 42-44% przy zachowaniu bezpieczeństwa i niezawodności systemu
- 32-33% ze źródeł zmiennych (wiatr, fotowoltaika) bez uszczerbku na bezpieczeństwie systemu



Ile nowych mocy z OZE do 2030 roku?

- 4,2-5,2 GW lądowe farmy wiatrowe
- 11-13 GW fotowoltaika
- 5,2-6,3 GW morskie farmy wiatrowe
- 1,9-2,0 GW biogaz
- 0,3-0,6 GW biomasa
- 0-0,15 GW elektrownie wodne



Jakie nakłady inwestycyjne do 2030 roku?

- 136-168 mld PLN inwestycji w moce wytwórcze OZE



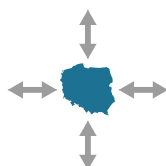
bilans produkcji – zagospodarowanie nadwyżek produkcji energii elektrycznej

- ok. 3,1 TWh – łączna nadwyżka energii przez ok. 1 300 godzin:
 - 1,7 TWh (500 godz.) może być wykorzystana przez regulację profilu pomp ciepła, elektromobilność oraz magazyny energii
 - 1,3 TWh (800 godz.) może być zutilizowana z wykorzystaniem eksportu oraz technologii Power to Heat
 - 0,1 TWh jest tracona poprzez ograniczenie generacji OZE



bilansowanie niedoboru mocy

- ok. 430 godzin (maks. 6 GW) w pierwotnym bilansie mocy w KSE (z wykorzystaniem regulacyjności wyłącznie JWCD), podczas których:
 - 30 godz. – deficyt pokrycia zapotrzebowania na moc (ok. 20 GWh w skali roku) i niedostateczny poziom rezerwy mocy przez źródła przyłączone do KSE
 - 400 godz. – niedostateczny poziom rezerwy w kierunku zwiększania generacji
- ok. 130 godz. (maks. 3,7 GW) – deficyt rezerwy mocy po wykorzystaniu wszystkich dostępnych zasobów regulacyjnych; deficyt może być pokrywany przez:
 - 10 godz. za pomocą importu (maksymalnie 0,9 GW) i DSR
 - 120 godz. za pomocą DSR



Jak wykorzystywane są transgraniczne zdolności importowe?

- 1 GW wykorzystywany do zapewnienia rezerwy przez 10 godz.
- kolejny 1 GW zdolności importowych może być wykorzystany jako alternatywa dla budowy nowych źródeł wytwórczych OCGT (średnio wykorzystywanych przez ok. 10-15 godz. do pokrywania zapotrzebowania odbiorców na moc)

3. Metodyka i główne założenia analizy

Symulację pokrycia zapotrzebowania odbiorców na moc w 2030 roku przeprowadziliśmy na podstawie danych z lat 2015-2019, przeskalowanych do poziomu oczekiwanego w 2030 roku. Modelowaliśmy w niej różne kombinacje mocy zainstalowanych poszczególnych technologii po to, by zapewnić pokrycie zapotrzebowania na moc i energię. Optymalna struktura wytwórcza, założona w symulacji, realizuje następujące postulaty:

1. Bezwzględne zachowanie bezpieczeństwa pracy KSE.

- Pokrycie w każdej godzinie referencyjnego roku zapotrzebowania na moc w oparciu o źródła krajowe.
- Obciążenie pokrywane przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD) na poziomie nie mniejszym niż moc, która wynika z sieciowych ograniczeń systemu (tzw. *must run JWCD*).
- Zapewnienie wymaganego poziomu rezerwy mocy w kierunku zmniejszania generacji w oparciu o źródła konwencjonalne, a w dalszej kolejności o OZE.
- Zapewnienie wymaganego poziomu rezerwy mocy w pierwszej kolejności poprzez zwiększanie generacji ze źródeł konwencjonalnych, a w dalszej poprzez środki zaradcze w postaci DSR oraz import energii elektrycznej.

2. Maksymalizacja produkcji z OZE.

- Zwiększanie mocy zainstalowanej OZE w poszczególnych technologiach do poziomu, którego przekroczenie mogłoby powodować naruszenie bezpieczeństwa pracy KSE.
- Ograniczenia produkcji OZE (*curtailment*) nie mogą przekraczać 1% rocznej produkcji.

3. Maksymalne wykorzystanie dostępnych¹⁴ sterowalnych zasobów regulacyjnych przyłączonych do KSE.

- Zasoby te uwzględniają: pojazdy elektryczne, pompy ciepła, urządzenia Power to Heat, magazyny energii, w tym istniejące elektrownie szczytowo-pompowe, DSR oraz import i eksport energii.
- Uwzględnienie ograniczeń i uwarunkowań technicznych poszczególnych zasobów regulacyjnych.

4. Minimalizacja mocy zainstalowanej nowych konwencjonalnych jednostek wytwórczych.

- Minimalizacja do poziomu wymaganego ze względu na bezpieczeństwo pracy.

Kluczowe założenia:

Zainstalowane moce w elektrowniach węglowych w 2030 roku: 12 928 MW (węgiel kamienny) i 4 110 MW (węgiel brunatny).

- Scenariusz został opracowany na podstawie scenariusza referencyjnego z raportu Forum Energii *Modernizacja europejskiego trójkąta węgla brunatnego*¹⁵. Uwzględnia aktualny stan energetyki oraz zmiany otoczenia legislacyjno-ekonomicznego jednostek wytwórczych i różni się od prognoz przedstawionych w projekcie PEP 2040. Zakłada on do roku 2030 znacznie większą skalę wycofań jednostek, które wykorzystują jako paliwo węgiel brunatny.

¹⁴ Poziom dostępności poszczególnych źródeł elastyczności został przyjęty jako stały, wynikający z prognoz organizacji branżowych. Moce zainstalowane i możliwość udziału tych zasobów w regulacji KSE mają bezpośredni wpływ na możliwości przyłączania OZE. Nieosiągnięcie przyjętego poziomu nasycenia KSE zasobami regulacyjnymi będzie skutkowało zmniejszeniem możliwości przyłączania OZE.

¹⁵ Raport ten nie uwzględnia analizy sytuacji sieciowej. W przypadku realizacji tego scenariusza nie można wykluczyć sieciowych ograniczeń systemu, które wynikną z niewystarczającej liczby jednostek pracujących w wybranych węzłach sieci przesyłowej (Bełchatów, Turów, Pątnów). Wiązać się z tym może konieczność budowy nowych jednostek w tych stacjach lub podjęcie innych działań zaradczych. Wymagana liczba JWCD pracujących w głównych węzłach sieci NN będzie zależała od jej topologii, z uwzględnieniem planowanej rozbudowy sieci przesyłowej do roku 2030.

- **Stan mocy jednostek gazowych CCGT – 4 427 MW.**
Są to istniejące oraz planowane nowe jednostki wytwórcze – obecnie w trakcie budowy, dla których zakończono postępowanie przetargowe, podpisano umowy na realizację prac budowlanych i rozpoczęto je. Założono, że do 2030 roku powstaną dwa bloki w elektrowni Dolna Odra (2x700 MW) oraz blok w elektrowni Adamów (40 MW).
- **Nowe jednostki JWCD.**
Metodyka symulacji zakładała wyznaczenie niezbędnej mocy nowych jednostek JWCD w oparciu o kryteria bezpieczeństwa pracy KSE. Przyjęcie OCGT jako nowych źródeł zapewniających bezpieczną pracę KSE jest zabiegiem formalnym. W rzeczywistości mogą być one zastąpione dowolną technologią, która dostarczy mocy szczytowej i umożliwi zbilansowanie podaży i popytu, a także zapewni regulacyjność porównywalną z wymaganiami OSP w odniesieniu do świadczenia usług regulacji pierwotnej i wtórnej.
- **Wskaźniki wystarczalności generacji** takie jak oczekiwany łączny czas trwania deficytów generacji (*loss of load expectation* – LOLE), wartość utraconej energii (*value of lost load* – VOLL) przyjmą wartość bliską zeru¹⁶, oznaczającą prawie pełną wystarczalność zasobów.
- **Dyspozycyjność JWCD** została przyjęta na podstawie historycznych danych dla istniejących bloków węglowych i gazowych o najwyższych wskaźnikach dyspozycyjności¹⁷.
- **Zależność od warunków pogodowych.**
W symulacjach zostały uwzględnione dane historyczne z lat 2015-2019 dotyczące zmienności warunków atmosferycznych i jej wpływu na generację technologii OZE.
- **Moc zainstalowana jednostek OZE.**
Optymalną moc wyznaczyliśmy w oparciu o symulacje bilansów mocy w KSE. Maksymalizowaliśmy moce zainstalowane poszczególnych technologii OZE do chwili przekroczenia warunków brzegowych (bezpieczeństwo, utracona produkcja OZE itp.). Wyznaczenie optymalnych mocy zainstalowanych OZE było poprzedzone identyfikacją potencjału rozwoju wykorzystania technologii OZE w najbliższej dekadzie. W przypadku źródeł wytwórczych wzięliśmy pod uwagę m.in. poziom zaawansowania istniejących projektów, możliwości rocznego przyrostu mocy czy przyłączenia do sieci oraz wymagany okres inwestycji. Szczegółowy opis każdej technologii zawarty jest w dalszej części raportu, a zestawienie maksymalnego realnego potencjału na rok 2030 prezentujemy poniżej:
 - fotowoltaika – 17 GW,
 - energetyka wiatrowa na lądzie – 18 GW,
 - energetyka wiatrowa na morzu – 7,7 GW,
 - geotermia – 0 GW,
 - energetyka wodna (bez elektrowni szczytowo-pompowych) – 1,15 GW,
 - biomasa stała – 1,5 GW,
 - biogaz – 2,25 GW.

¹⁶ W symulacjach przyjęto $COP \leq 0,1\%$.

¹⁷ Ten parametr będzie kluczowy z punktu widzenia decyzji o budowie nowej mocy wytwórczych i będzie wymagał zarządzania, np. przez OSP. Ubytki mocy JWCD ponad poziom przyjęty w symulacji, wynikające z historycznych danych KSE, będą wiązały się z koniecznością większego angażowania ograniczonych zasobów regulacyjnych strony popytowej, mogą naruszać bezpieczeństwo KSE oraz wpływać na wymaganą wielkość mocy zainstalowanej nowej, niezdeterminowanej generacji konwencjonalnej.

- **Dostępność zasobów elastyczności w KSE w 2030 roku.**
Poziomy dostępnych zasobów elastyczności przyjęliśmy na podstawie prognoz organizacji i stowarzyszeń branżowych. Bardziej szczegółowa analiza perspektyw rozwoju poniższych źródeł zawarta jest w rozdziale 6:
 - pompy ciepła – do 1 mln sztuk; 2,57 GW,
 - pojazdy elektryczne – 680 tys. sztuk; 90-200 kWh/sztuka,
 - magazyny energii – 5 GW (przy uwzględnieniu elektrowni szczytowo-pompowych),
 - Power to Hydrogen – brak wykorzystania na skalę przemysłową¹⁸,
 - Power to Heat – 3,2 GW,
 - DSR – co najmniej 2,8 GW,
 - połączenia transgraniczne – 2,36 GW.
- **Nakłady inwestycyjne.**
Wzięte pod uwagę były jedynie koszty budowy nowych mocy wytwórczych. W analizie przyjęliśmy, że rozwój nowych obszarów wykorzystania energii elektrycznej (np. samochody elektryczne, pompy ciepła) to procesy niezależne od rozwoju OZE. Nie uwzględniliśmy również finansowych aspektów integracji OZE z KSE, związanych m.in. z wykorzystaniem elastyczności lub ze zwiększaniem inercji systemu elektroenergetycznego.

4. Funkcjonowanie systemu z ponad 40% udziałem OZE

17

4.1. Optymalna struktura mocy w 2030 roku

Optymalny poziom mocy zainstalowanych OZE w 2030 roku mieści się w przedziale 32-37 GW, przy wzięciu pod uwagę założonej ilości konwencjonalnych jednostek wytwórczych oraz dostępności sterowalnych zasobów regulacyjnych, tj. źródeł elastyczności. Budowa nowych mocy OZE będzie się wiązać z nakładami inwestycyjnymi na poziomie 136-168 mld PLN. Dla porównania nakłady na konwencjonalne moce wytwórcze w państwowych spółkach energetycznych w ostatnich 5 latach sięgają 38 mld zł¹⁹.

Dominującą rolę odgrywają źródła fotowoltaiczne i wiatrowe (tabela 2). Łączna nowa moc zainstalowana energetyki wiatrowej morskiej i lądowej wynosi 10-10,5 GW. Lądowe instalacje energetyki wiatrowej podzieliśmy na istniejące i nowe ze względu na oczekiwany wzrost efektywności wytwarzania energii. W przypadku pozostałych technologii OZE nie oczekuje się wzrostu współczynników wykorzystania mocy zainstalowanej.

Struktura wytwarzania zgodna z poniższymi przedziałami (tabela 2) pozwala na osiągnięcie udziału produkcji OZE w całkowitym zużyciu energii elektrycznej w granicach od 42% do 44%. Istotną rolę będą pełniły źródła o zmiennej charakterystyce produkcji tj. farmy wiatrowe i fotowoltaika – zapewnią one około 32-33% energii elektrycznej²⁰. Taka struktura mocy gwarantuje w każdej godzinie referencyjnego roku zdolność do pokrycia zapotrzebowania odbiorców. Zapewnia ona również wymagany poziom rezerwy w kierunku zwiększania i zmniejszania generacji przez zasoby regulacyjne oraz spełnienia wymagań związanych z występowaniem sieciowych ograniczeń systemowych.

¹⁸ Potencjał będzie wynikał ze struktury wytwarzania źródeł. Im większy udział OZE typu VRES, tym potencjał będzie wyższy. http://przyjaznykraj.pl/wp-content/uploads/2020/05/Raport-o-cenach-energii_Fundacja-Przyjazny-Kraj.pdf.

¹⁹ W efekcie w najbliższych latach Polska osiągnie tzw. fazę 4 integracji tego typu źródeł OZE według klasyfikacji Międzynarodowej Agencji Energetycznej (MAE). Charakteryzuje się ona na tyle dużym udziałem źródeł o zmiennej charakterystyce generacji (variable renewable energy sources, VRES), że okresowo pokrywają one istotną część zapotrzebowania. Stan taki wymaga wprowadzenia istotnych zmian w zasadach prowadzenia ruchu sieci, jak i zmian prawnych, w tym możliwości świadczenia usług regulacyjnych przez OZE. Źródło: <https://www.iea.org/articles/will-system-integration-of-renewables-be-a-major-challenge-by-2023>.

Tabela 2. Przedziały mocy zainstalowanej w poszczególnych technologiach, które gwarantują bezpieczną pracę KSE. Rezultat symulacji

Zakres mocy zainstalowanej [GW]	Farmy wiatrowe morskie	Farmy wiatrowe lądowe istniejące	Farmy wiatrowe lądowe nowe	Fotowoltaika	Biogaz	Elektrownie wodne	Biomasa	Węgiel kamienny	Węgiel brunatny	Istniejące CCGT	Nowe OCGT
Min.	5,2	5,9	4,2	12,5	2,1	0,95	1,2	12,9	4,1	4,4	2,0
Max.	6,3		5,3	14,5	2,25	1,15	1,5				3,0

Źródło: IEn Gdańsk.

Przykładowa struktura

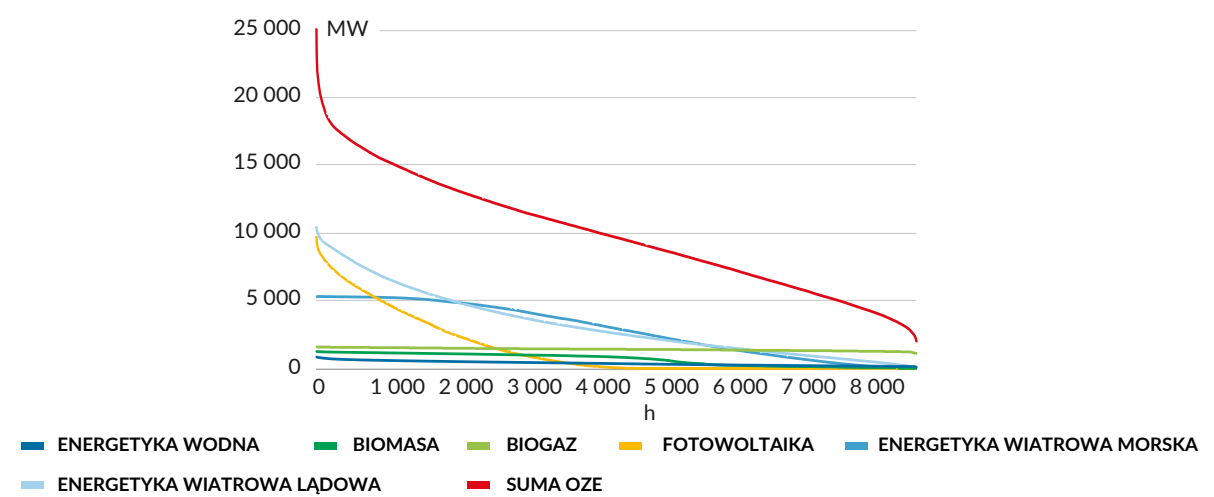
Przykładowe wyniki symulacji dla wybranej struktury mocy zainstalowanej, która spełnia wyżej wymienione kryteria, w tym roczną produkcję energii elektrycznej, przedstawiamy poniżej (tabela 3, rysunek 6). Odnawialne źródła energii zapewniają 43% energii elektrycznej (rysunek 7) i odpowiadają za 54% zainstalowanej mocy (rysunek 8).

Tabela 3. Moce zainstalowane generacji OZE, czas wykorzystania mocy zainstalowanej oraz roczna produkcja energii dla przykładowego wyniku symulacji

	Farmy wiatrowe morskie	Farmy wiatrowe lądowe istniejące	Farmy wiatrowe lądowe nowe	Fotowoltaika	Biogaz	Elektrownie wodne	Biomasa
Moc zainstalowana [GW]	5,3	5,9	4,7	13,2	2,25	1,1	1,4
Energia [GWh/rok]	25 032	13 998	14 119	12 382	12 313	3 233	5 779
Współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej	53,9%	27,1%	34,3%	10,7%	62,5%	33,6%	47,1%

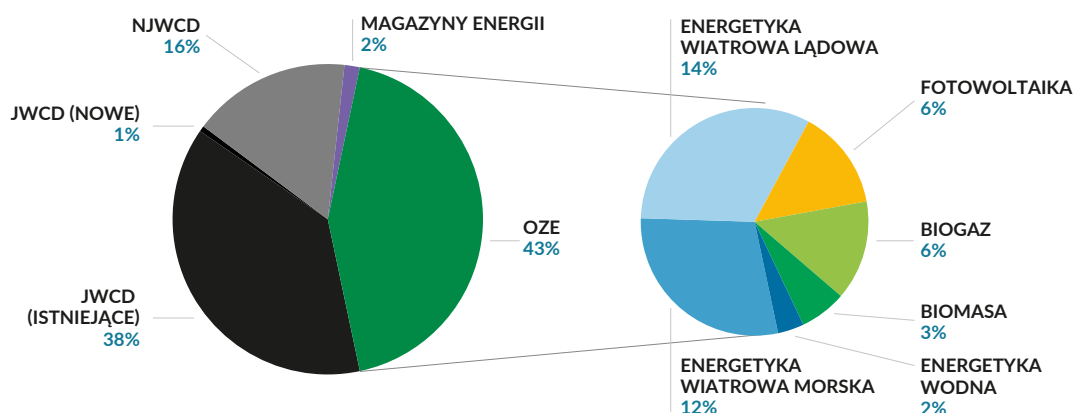
Źródło: IEn Gdańsk.

Rysunek 6. Wykres uporządkowany rocznej generacji OZE w podziale na technologie



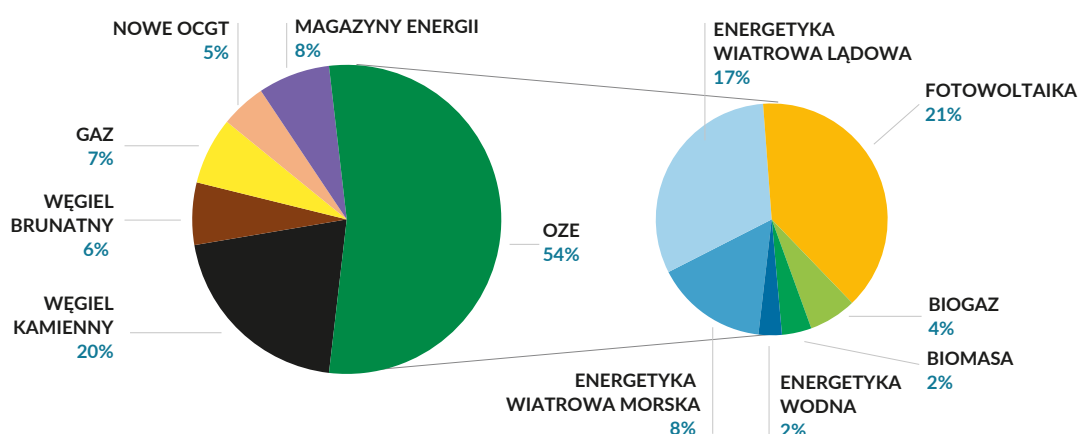
Źródło: IEn Gdańsk.

Rysunek 7. Produkcja energii elektrycznej w podziale na technologie w 2030 roku



Źródło: IEn Gdańsk.

Rysunek 8. Moc zainstalowana w systemie wytwórczym w podziale na technologie w 2030 roku



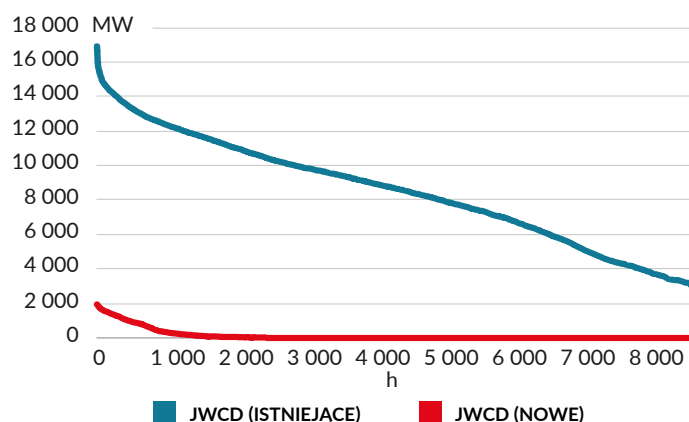
Źródło: IEn Gdańsk.

Nowe jednostki JWCD

Wyniki analizy wskazują na zapotrzebowanie na nowe jednostki gazowe ponad te uznane w raporcie za już istniejące, tj. 4,4 GW. Przez około 2 000 godzin w roku wykorzystanie dodatkowych nowych mocy może się wahać od kilkudziesięciu MW do około 2 GW²¹ (rysunek 9). Biorąc pod uwagę dyspozycyjność bloków oraz wymagania związane z rezerwą regulacyjną, zaistnieje potrzeba budowy bloków o łącznej mocy około 3 GW. Profil produkcji JWCD, zarówno istniejących, jak i nowych, jest dyktowany przez wszystkie inne źródła wytwórcze oraz ograniczenia techniczne bloków. JWCD są odpowiedzialne za pokrycie całego zapotrzebowania niepokrytego przez wszystkie jednostki niesterowalne (m.in. elektrociepłownie, OZE), dlatego można rozpatrywać pracę JWCD jako „deficyt mocy” w systemie.

21 Wynika to z założenia niniejszego raportu, że czas pracy nowych jednostek powinien być minimalizowany. Może się okazać, że będą one jednak używane częściej, zmniejszając przy tym poziom wykorzystania istniejących JWCD. Decydująca będzie sytuacja na rynku energii elektrycznej. Z perspektywy bezpieczeństwa systemu nie ma większego znaczenia to, który rodzaj JWCD zapewni wymaganą moc.

Rysunek 9. Uporządkowany wykres rocznego zapotrzebowania na moc w generacji JWCD

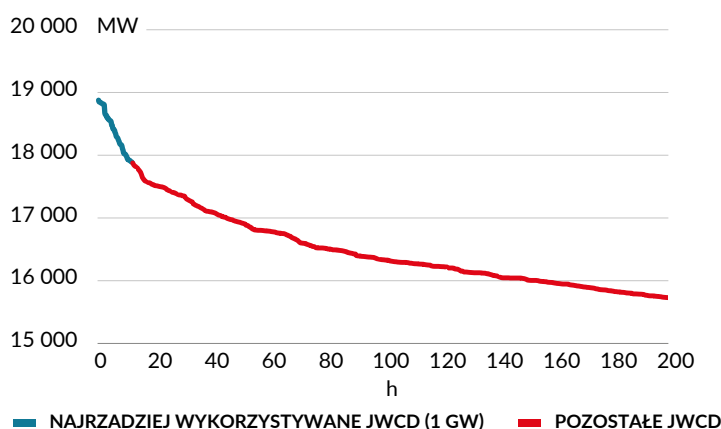


Źródło: IEn Gdańsk.

Warto jednak dodać, że 1 GW spośród nowopowstających mocy wytwórczych będzie wykorzystywany średnio przez jedynie około 10-15 godzin rocznie (rysunek 10)²². Ze względów ekonomicznych tak krótki czas pracy wyklucza możliwość budowy nowych źródeł wytwórczych. Celowym wydaje się więc poszukiwanie rozwiązań opartych o elastyczność popytu lub import, które gwarantują zachowanie bilansu mocy wytwarzanej i zużywanej w KSE.

Rysunek 10. Uporządkowany wykres rocznego zapotrzebowania na moc w generacji JWCD (suma nowych i istniejących)

20



Źródło: IEn Gdańsk.

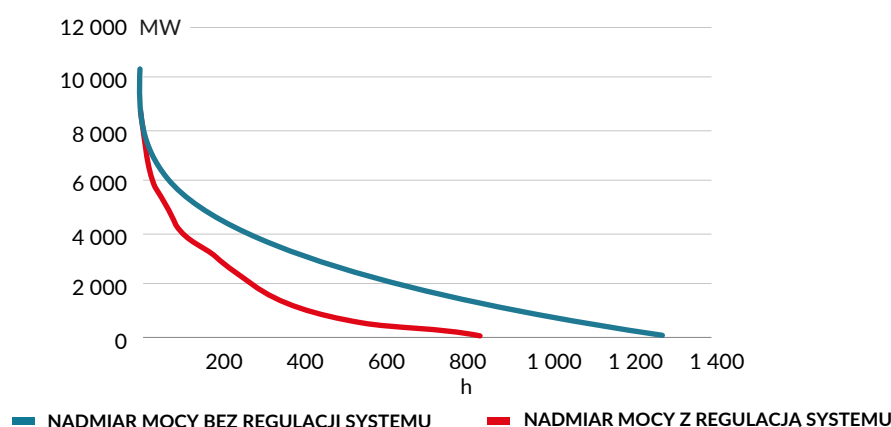
4. 2. Regulacja systemu w godzinach z nadmiarem mocy

W przypadku braku regulacji systemu przez około 1 300 godzin w roku zapotrzebowanie na moc może być mniejsze od generacji źródeł priorytetowych: JWCD typu *must run* (koniecznych dla zapewnienia bezpieczeństwa systemu) oraz OZE i nJWCD. Generacja JWCD wymuszona ograniczeniami sieciowymi wynosi od 3 do 4 GW w zależności od pory roku. Nadmiar energii generowanej przez OZE stanowi zagrożenie dla bezpieczeństwa pracy KSE, ale możliwe jest podjęcie szeregu działań (innych niż ograniczenie mocy OZE) w celu mitygacji ryzyka. Wykorzystanie poniżej wskazanych środków regulacyjnych Etapu I zmniejsza o około 40% liczbę godzin roku z nadmiarem mocy oddawanej do sieci przez OZE, tj. do około 800 (rysunek 11).

22

Ocena ma charakter stochastyczny. Średnio przez około 15 godz. w okresie kilku lat. W praktyce może to oznaczać kilkadziesiąt godzin w roku „krytycznym” ze względu na pokrycie zapotrzebowania odbiorców na moc, oraz po 0 godz. w pozostałych latach analizowanego okresu.

Rysunek 11. Nadmiar mocy w systemie przed regulacją i po niej



Źródło: IEn Gdańsk.

Etap I: Sterowanie popytem i podażą

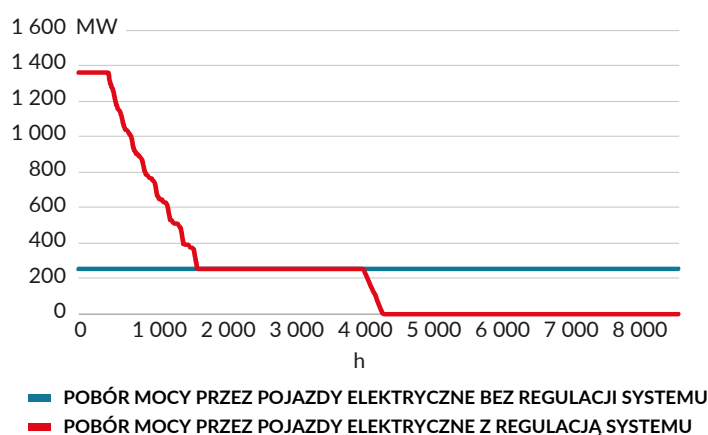
Wykorzystanie sterowalnych zasobów w KSE polega na maksymalizacji zapotrzebowania na moc w godzinach o przewadze podaży nad popytem i minimalizacji w godzinach, w których występuje niedostatek podaży w stosunku do popytu. W pierwszym etapie wykorzystane są magazyny energii, pompy ciepła, samochody elektryczne²³.

1. Ładowanie pojazdów z napędem elektrycznym w godzinach, kiedy podaż energii względnie przeważa nad popytem.

Możliwość centralnego sterowania procesem ładowania pojazdów elektrycznych pozwala w istotny sposób wpływać na dobowo-godzinowy bilans mocy w KSE. Dominująca część energii dla celów ładowania tych pojazdów mogłaby być pobierana z KSE w godzinach doliny dobowej krzywej obciążenia. Sterowanie poborem energii przez stacje ładowania pojazdów pozwoliłoby na podniesienie zapotrzebowania na moc w nocy o około 1,2 GW i redukcję obciążenia w szczycie krzywej zapotrzebowania na moc o około 0,25 GW (rysunek 12). System ładowania pojazdów powinien być sterowany centralnie przez rynek usług regulacyjnych (z ewentualnym wykorzystaniem agregatorów) lub sterowany bodźcami cenowymi w czasie rzeczywistym i wykorzystywany przede wszystkim w godzinach nocnych. W tym kontekście najistotniejsze znaczenie ma infrastruktura ładowania pojazdów elektrycznych w domach czy miejscach pracy, a niekoniecznie publiczna.

21

Rysunek 12. Uporządkowany wykres rocznego zapotrzebowania na moc pojazdów elektrycznych ładowanych w trybach swobodnym oraz wspomagającym bilansowanie KSE

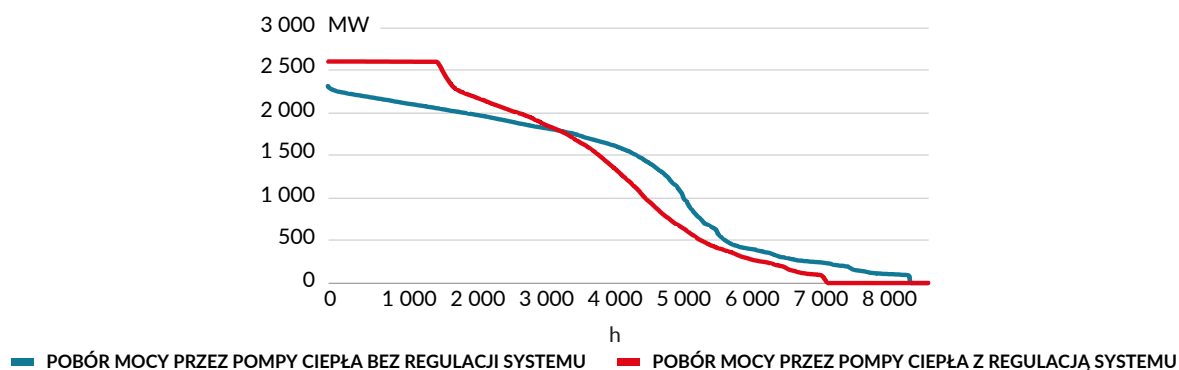


Źródło: IEn Gdańsk.

2. Maksymalizacja produkcji przez pompy ciepła w godzinach z nadpodażą energii elektrycznej.

Pompy ciepła charakteryzują się mniejszą regulacyjnością w stosunku do stacji ładowania pojazdów ze względu na ograniczenia technologiczne w wytwarzaniu i akumulacji ciepła. Jednak ze względu na większą moc efektywną urządzeń oferują zbliżone pod względem mocy możliwości zwiększania obciążenia w KSE w dolinie nocnej i zmniejszania w szczycie (rysunek 13). System sterowania zapotrzebowania na moc pomp ciepła powinien, podobnie jak w przypadku stacji ładowania pojazdów elektrycznych, oferować możliwości centralnego (bezpośredniego – przez OSP lub pośredniego – poprzez ceny czasu rzeczywistego) sterowania poborem. W analizie przyjęliśmy, że wykorzystana będzie zdolność akumulacji ciepła w ogrzewanych budynkach. Uwzględniliśmy także ograniczenia techniczne mocy pomp ciepła związane z chwilowym zapotrzebowaniem na moc ciepłą w obrębie doby.

Rysunek 13. Uporządkowany wykres rocznego zapotrzebowania na moc elektryczną pomp ciepła

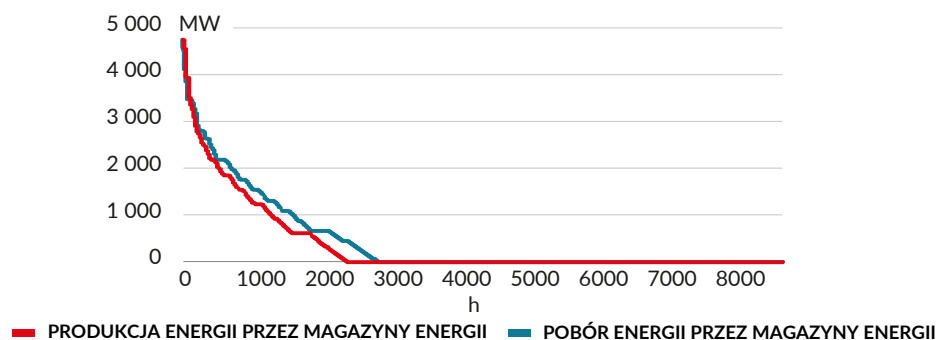


Źródło: IEn Gdańsk.

3. Wykorzystanie elektrowni szczytowo-pompowych oraz magazynów energii do zwiększenia obciążenia w KSE w godzinach nadmiaru mocy.

Elektrownie szczytowo-pompowe obecnie oraz magazyny energii w przyszłości będą bardzo istotnymi dostawcami usług dobowo-godzinowej regulacji bilansu w KSE, zarówno pod względem oferowanej mocy, jak i zmagazynowanej energii. Wzrost obciążenia w KSE w godzinach z nadmiarem mocy i udział w pokrywaniu zapotrzebowania na moc w godzinach z deficytem generacji został zaprezentowany na rysunku 14. Regulacja, podobnie jak w przypadku pojazdów elektrycznych i pomp ciepła, może mieć charakter bezpośredni, pośredni lub hybrydowy (część zasobów regulacyjnych w bezpośredniej dyspozycji OSP, część sterowanych cenami rynku energii).

Rysunek 14. Uporządkowany wykres rocznego zapotrzebowania na moc i generacji magazynów energii, w tym istniejących elektrowni szczytowo-pompowych

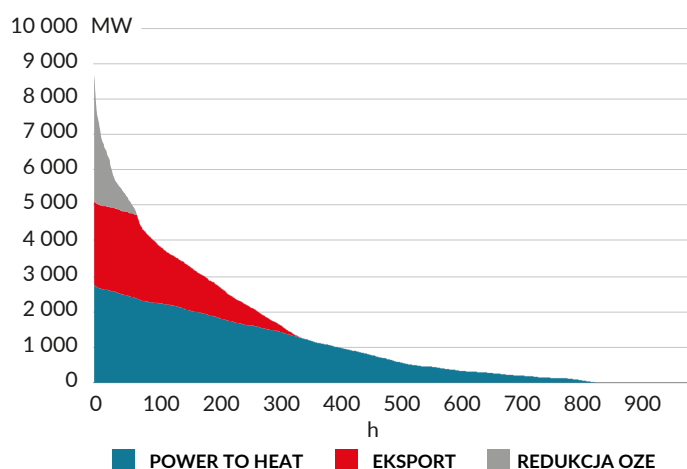


Źródło: IEn Gdańsk.

Etap II: Zagospodarowanie nadmiarowej produkcji OZE

Po zastosowaniu regulacji przewidzianej w Etapie I liczba godzin z nadmiarem mocy zmniejszyła się z około 1 300 do 800. Łączny wolumen energii elektrycznej w tym okresie wynosi około 1,4 TWh. W analizie wykorzystano ją w technologii Power to Heat²⁴, wyeksportowano lub ograniczono do poziomu, który gwarantuje bezpieczeństwo pracy sieci (rysunek 15). W przypadku eksportu należy pamiętać o wysokiej korelacji generacji OZE w KSE i sąsiednich systemach energetycznych. Przy równoczesnej dużej generacji OZE nie można wykluczyć ryzyka ograniczonych zdolności eksportowych, a co za tym idzie redukcji mocy oddawanej do sieci przez OZE. Dodatkową możliwością, która nie była uwzględniana, jest przeznaczenie tej energii do produkcji zielonego wodoru.

Rysunek 15. Uporządkowany wykres występowania w ciągu roku nadwyżek mocy z uwzględnieniem sposobu ich zagospodarowania



23

Źródło: IEn Gdańsk.

Zapewnienie rezerwy w kierunku zmniejszania generacji

Przez około 1 000 godzin w roku jednostki typu *must run* będą pracować na granicy minimów technicznych (rysunek 9). W tym okresie nie będą one zapewniały wymaganego poziomu rezerwy wirującej w kierunku zmniejszania generacji²⁵. Bezpieczeństwo pracy KSE wymaga, aby tę rezerwę alokować na jednostkach OZE. Może to się wiązać z utratą części produkcji na skutek pracy w regulacji – szacunkowo około 15 GWh rocznie²⁶. Projekt pilotażowy przeprowadzony przez OSP w 2019 roku wykazał, że parametry usług regulacji pierwotnej i wtórnej świadczonych przez farmy wiatrowe spełniają lub przewyższają wymagania dla świadczenia tego typu usług przez jednostki konwencjonalne.

²⁴ Założyliśmy, że technologia Power to Heat jest realizowana w źródłach hybrydowych, w których energię elektryczną zużywa się do celów grzewczych wyłącznie w godzinach nadpodaży energii z OZE. W pozostałych godzinach roku energię dla celów grzewczych pozyskuje się z innych źródeł.

²⁵ Szacunkowo: suma minimów technicznych 3 500 MW powiększona o 600 MW rezerwy wirującej.

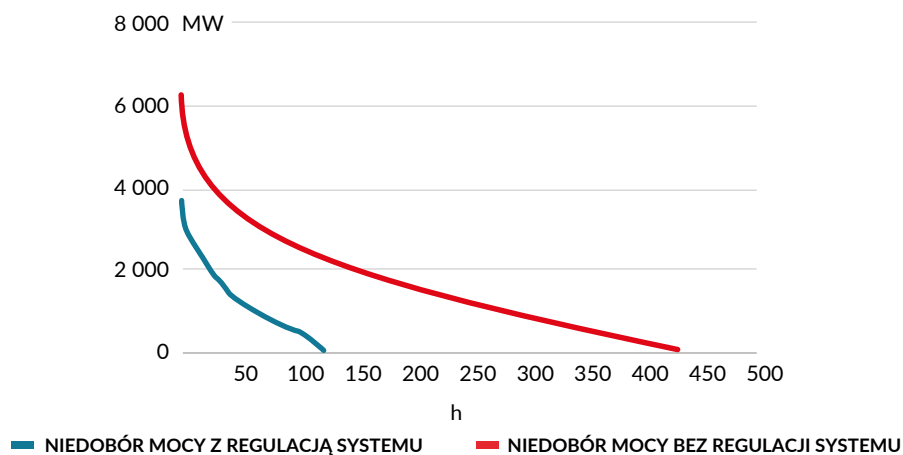
²⁶ Pasma regulacji od 0 do 600 MW, średnio 300 MW, wykorzystanie pasma regulacji 5%.

4.3. Regulacja systemu w godzinach z niedoborem mocy

Przez około 430 godzin w roku zapotrzebowanie na moc i niezbędny poziom rezerw²⁷ może być większe od dostępnej generacji. Średnio przez około 30 godzin w roku może wystąpić deficyt mocy. Oznacza to, że JWCD oraz pozostałe źródła w KSE nie tylko nie zapewnią wymaganego poziomu rezerw, ale też nie pokryją zapotrzebowania odbiorców na moc. Takie ryzyko wymaga interwencji.

Wykorzystanie regulacyjności samochodów elektrycznych, pomp ciepła i magazynów energii (w tym ESP) umożliwia przesunięcie części zapotrzebowania na moc na okres poza szczytem. Po zastosowaniu regulacji elastycznych zasobów liczba godzin z niedoborem mocy zmniejsza się z około 430 do około 130, a strona popytowa jest wystarczająca do pokrycia zapotrzebowania odbiorców na moc. Dalszych kroków wymaga jedynie zapewnienie odpowiedniej rezerwy w kierunku zwiększania generacji²⁸ (rysunek 16).

Rysunek 16. Niedobór mocy w systemie przed regulacją i po niej



Źródło: IEn Gdańsk.

W tym okresie źródłami rezerwy w KSE są DSR oraz zdolności importowe (rysunek 17). Maksymalny deficyt rezerwy w kierunku zwiększania generacji nie przekracza 3,8 GW (2,8 GW DSR + 1 GW import)²⁹, podczas gdy potencjał wykorzystania tych zasobów wynosi ponad 5,1 GW (2,8 GW DSR + 2,35 GW import). Warto również podkreślić, że:

- DSR nie oznacza energii utraconej (niezużytej) przez odbiorców. Jest to gotowość do redukcji obciążenia na żądanie OSP. Prawdopodobieństwo wezwania odbiorców do redukcji mocy pobieranej z KSE jest małe³⁰ i może być poprzedzone zwiększeniem importu do poziomu zdolności przesyłowych połączeń transgranicznych.
- DSR nie obejmuje zasobów omówionych powyżej, m.in. pojazdów elektrycznych i magazynów energii. Z dużym prawdopodobieństwem można przyjąć, że w 2030 roku będą one odgrywały istotną rolę w procesie regulacji systemu opisanym w rozdziale 4.3.

²⁷ Wymagany poziom rezerwy wirującej w kierunku zwiększania generacji wyznaczono na podstawie metodyki Capacity Outage Probability (COP), z prawdopodobieństwem 99,99%.

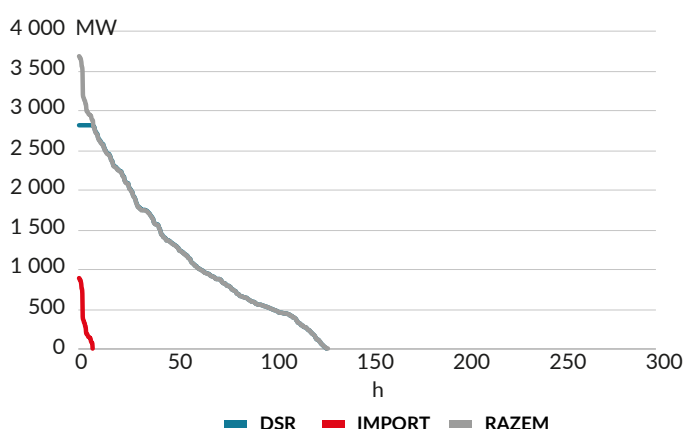
²⁸ Podstawowym kryterium w analizie było pokrycie zapotrzebowania na moc przez źródła wytwórcze przyłączone do KSE. Dopuszczono natomiast, że rezerwa mocy w kierunku zwiększania generacji może być pokrywana w oparciu o operatywne środki zaradcze.

²⁹ W symulacji wolumen potencjalnego importu (~3 GWh/rok) jest wielokrotnie mniejszy od wolumenu potencjalnego użycia DSR (~155 GWh/rok).

³⁰ W symulacji, zgodnie z metodyką COP, zostało przyjęte jako nie większe niż 0,01%.

- Powyższa uwaga nie dotyczy zapotrzebowania na moc pomp ciepła. Ich wskazany w rozdziale 4.3 potencjał w rynku energii elektrycznej zależy od ograniczeń technicznych dotyczących zapotrzebowania obiektów na ciepło, tzn. odbywa się bez utraty komfortu cieplnego w budynkach. W przypadku większych redukcji zapotrzebowania na moc, która mogłaby się wiązać z redukcją temperatury, konieczne byłoby wprowadzenie odpłatnej usługi regulacyjnej.
- DSR, który pracuje w trybie rezerwy wirującej, wymagałby budowy infrastruktury telekomunikacyjnej, ponieważ dostęp do rezerwy musiałby być zgodny z parametrami zdefiniowanymi w IRIESP dla rezerwy wtórnej (mierzone w sekundach lub dziesiątkach sekund czasu: aktywacji usługi, pełnej odpowiedzi układu na sygnał regulacyjny itd.).

Rysunek 17. Roczny wykres uporządkowany wykorzystania rezerwy w kierunku zwiększania generacji



Źródło: IEn Gdańsk.

25

4. 4. Wykorzystanie zasobów regulacyjnych w obrębie reprezentatywnej doby – przykłady

W tym rozdziale prezentujemy przykłady potencjalnego wykorzystania zasobów regulacyjnych innych niż elektrownie konwencjonalne dla zapewnienia bezpiecznej i niezawodnej pracy KSE. W tym celu wybraliśmy przykładowy dzień z dużą nadpodażą mocy oraz taki, w którym produkcja z odnawialnych źródeł energii jest na bardzo niskim poziomie.

Nadmiar mocy w systemie

Przy bardzo wysokiej generacji OZE i/lub nJWCD ogranicza się wykorzystanie elektrowni konwencjonalnych. Pozostają tylko jednostki o statusie *must run*, które pracują na poziomie minimów technicznych. Profil generacji jest sztywny – wszystkie źródła wytwórcze mają wysoki priorytet dostępu do sieci. Zapotrzebowanie odbiorców na moc jest niższe od produkcji źródeł niesterowalnych (rysunek 18), dlatego konieczne jest wykorzystanie elastyczności strony popytowej w celu zwiększenia obciążenia w systemie.

Dla wygładzenia i podwyższenia profilu zapotrzebowania tak, aby go dopasować do profilu generacji, zastosowaliśmy następujące środki:

1. Maksymalizacja poboru mocy w dolinie obciążenia przez sterowalne zasoby:

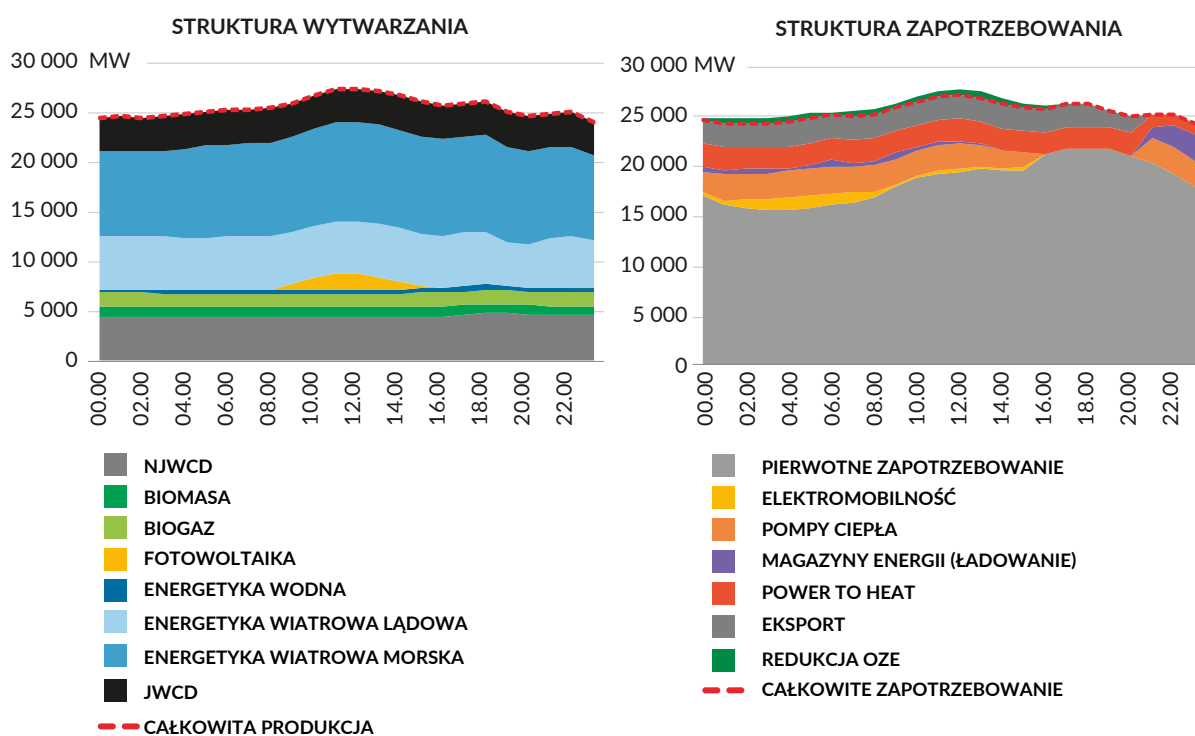
- Pojazdy elektryczne ładowane są głównie w dolinie obciążenia (w większości w nocy) do pełnego naładowania.
- Pompy ciepła wykorzystują pełną akumulacyjność cieplną budynków, zwiększając obciążenie w dolinie zapotrzebowania. Konsekwencją jest konieczność odłączenia ich w szczycie (16.00-20.00).
- Magazyny energii w trybie ładowania wykorzystują całą pojemność, aby zwiększyć obciążenie w dolinach.

2. Kreowanie dodatkowego obciążenia w systemie:

- Hybrydowe urządzenia Power to Heat zwiększają zapotrzebowanie na moc w systemie podczas całej doby (substytucja paliw kopalnych energią elektryczną dla celów produkcji ciepła).
- Dostępne eksportowe zdolności przesyłowe wymiany transgranicznej są w pełni wykorzystane w obrębie całej doby.
- Pomimo zastosowanych dostępnych zasobów regulacyjnych oraz środków zaradczych generacja nadal przewyższa zapotrzebowanie i konieczne jest ograniczenie mocy źródeł odnawialnych. Takie działanie to środek ostateczny. Interwencja jest potrzebna przez część dnia (od północy do 16.00), lecz oznacza utratę tylko 1,3% produkcji OZE. W skali roku strata ta nie przekracza 1%.

Bezpieczna praca KSE wymaga dodatkowo, aby rezerwa wirująca w kierunku zmniejszania generacji była w całości alokowana na jednostkach OZE.

Rysunek 18. Dobowy przebieg generacji i zapotrzebowania podczas doby z nadpodażą generacji OZE



Źródło: IEn Gdańsk.

Niedobór mocy w systemie

Przy zbyt niskiej generacji OZE zdolności wytwórcze JWCD są maksymalnie wykorzystywane. Dla zbilansowania podaży i popytu wykorzystuje się elastyczność zasobów regulacyjnych po obu stronach — zapotrzebowania i generacji.

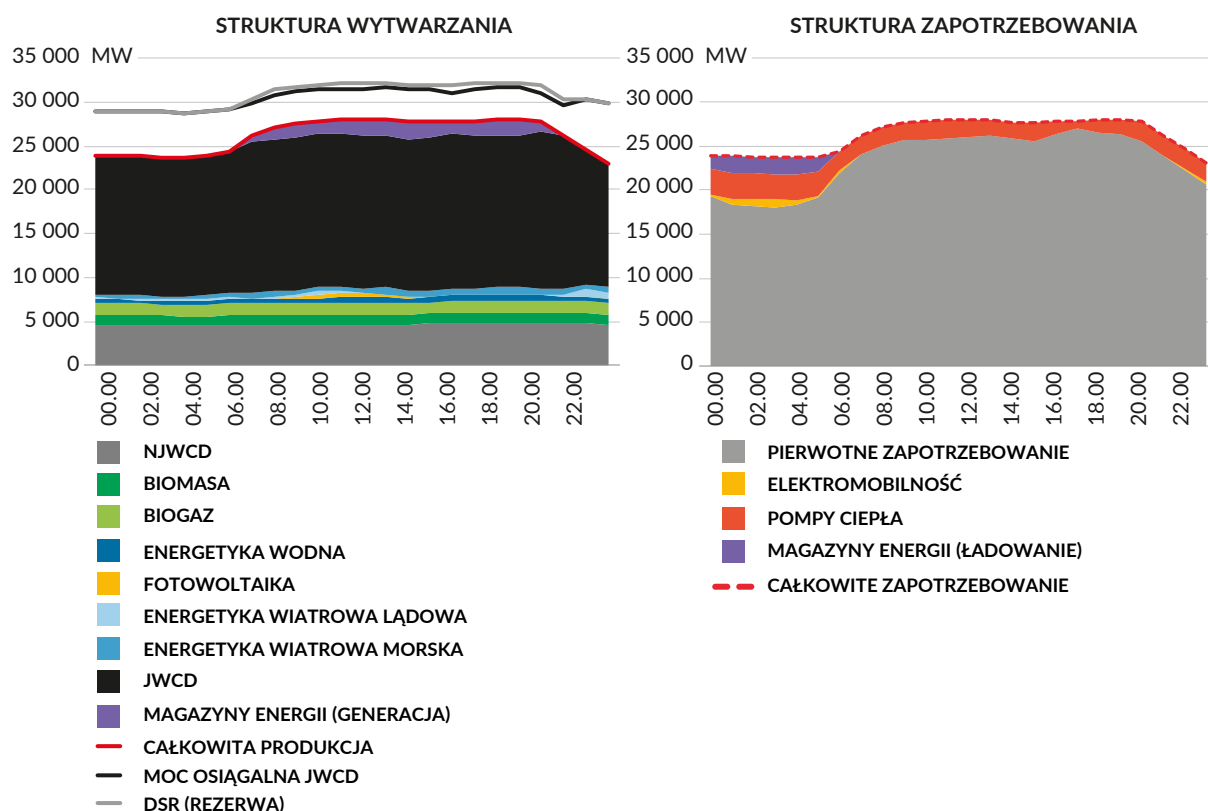
Dla obniżenia szczytu zapotrzebowania i wygładzenia profilu wykorzystano następujące środki:

1. Regulacja poboru mocy:
 - a. Całkowita redukcja mocy pobieranej przez ładowarki pojazdów elektrycznych w szczycie (ładowanie EV w całości przeniesione w okres doliny nocnej – od północy do 04.00).
 - b. Częściowa redukcja mocy pobieranej przez pompy ciepła w szczycie i maksymalizacja poboru mocy w dolinie. Przeniesienie zużycia w dolinę jest ograniczone zdolnościami akumulacji ciepła w budynkach oraz pierwotnym profilem zapotrzebowania na ciepło. Niedopuszczalna jest utrata komfortu cieplnego użytkowników.
 - c. Magazyny energii w trybie ładowania zwiększają obciążenie w dolinie nocnej do poziomu bezpiecznego prowadzenia ruchu, aby mogły być wykorzystane w trybie generacji w szczycie południowo-wieczornym.
2. Wykorzystanie generacji energii z magazynów: wykorzystanie magazynów energii w godzinach 06.00-20.00.

Pomimo zastosowania dostępnych zasobów regulacyjnych obciążenie JWCD przekracza w godzinach 07.00-22.00 bezpieczny poziom generacji wynikający z COP (Capacity Outage Probability), który uwzględnia rezerwę w kierunku zwiększania generacji. Dlatego konieczne jest utrzymywanie w gotowości zasobów regulacyjnych objętych DSR, które obniżyłyby pobór mocy w razie takiej potrzeby. Graficznie potencjał wykorzystania DSR został przedstawiony jako możliwość zwiększenia generacji, fizycznie byłby realizowany jako gotowość do zmniejszenia podstawy obciążenia. Wykorzystanie DSR (oraz w innych przypadkach importu) jest przewidywane przez średnio 130 godzin w roku. W pozostałych 8 630 godzinach rezerwę w pełni pokrywają JWCD.

27

Rysunek 19. Dobowy przebieg generacji i zapotrzebowania podczas doby z niedostateczną generacją OZE



Źródło: IEn Gdańsk.

4. 5. Inercja w systemie elektroenergetycznym

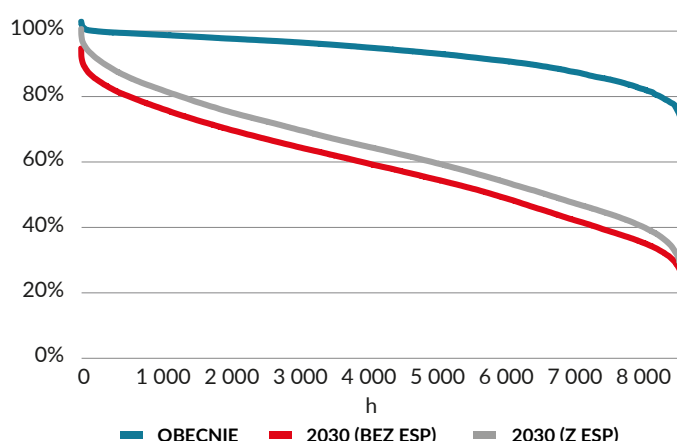
W godzinach o wysokiej generacji OZE istotnie zmniejszy się ilość generatorów synchronicznych pracujących w KSE, co będzie prowadziło do zmniejszenia inercji systemu. Może mieć to wpływ na jakość energii i odporność systemu na zakłócenia częstotliwości. Kwestia wpływu spadku inercji w KSE wymaga zaawansowanych prac badawczych.

Porównanie udziału zapotrzebowania na moc pokrywanego przez generatory synchroniczne obecnie oraz w 2030 roku, przy założonym w tej analizie wzroście mocy zainstalowanej OZE, jest przedstawione na rysunku 20. Z symulacji wynika, że w najmniej korzystnych godzinach roku zapotrzebowanie na moc pokrywane przez te generatory może zmniejszyć się do 20%, podczas gdy obecnie nie spada poniżej 70%.

Z dostępnych komercyjnych rozwiązań technicznych, które zwiększają inercję systemu, obecnie możliwe w KSE jest wykorzystanie elektrowni szczytowo-pompowych (ESP) pracujących w trybie kompensatorowym. Szacunkowy wzrost inercji systemu przedstawia rysunek 20.

Do komercyjnych, ale niewykorzystywanych obecnie w KSE środków zwiększania inercji, należą sztuczna inercja, która może być oferowana przez siłownie wiatrowe lub magazyny energii oraz kompensatory synchroniczne. Ich rozwój wiązałaby się z dodatkowymi nakładami inwestycyjnymi, ale podjęcie działań zwiększających inercję będzie w dłuższej perspektywie niezbędne.

Rysunek 20. Udział generacji synchronicznej w pokryciu zapotrzebowania odbiorców na moc



Źródło: IEn Gdańsk.

5. Atlas OZE

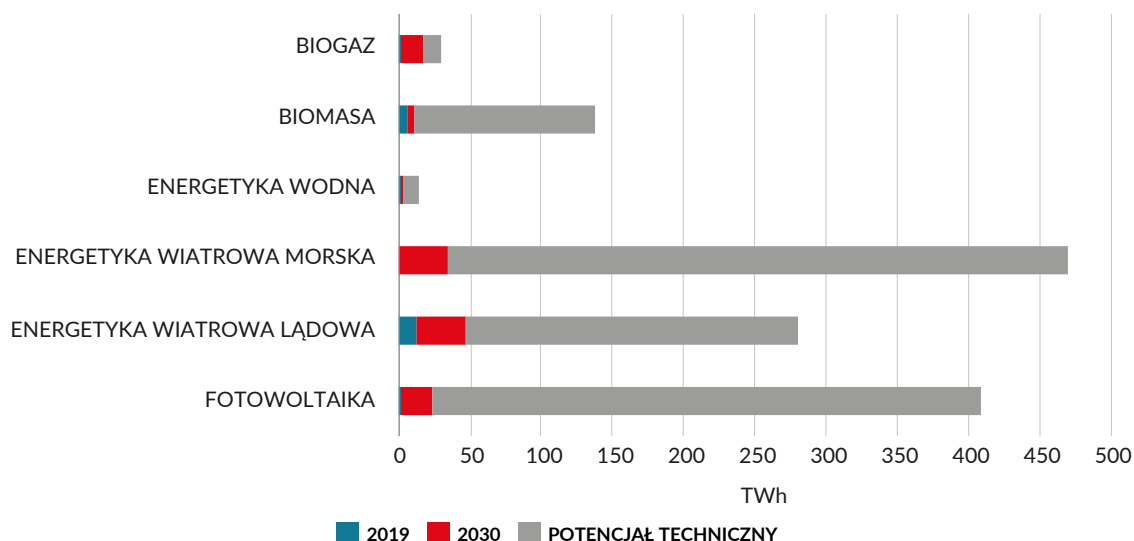
Wybór optymalnej struktury mocy w 2030 roku został poprzedzony analizą potencjału poszczególnych technologii do tego czasu. W tym rozdziale szerzej opisujemy pięć rodzajów odnawialnych źródeł, które mogą być wykorzystane w Polsce do produkcji energii elektrycznej, tj. słońce, wiatr, woda, biomasa i geotermia.

O ile energetyka słoneczna i wiatrowa są stosunkowo nowymi „aktorami” w tym sektorze, wodę czy biomasę wykorzystuje się na świecie od wielu dekad. Doświadczenia z ostatnich 10 lat oraz prognozy dotyczące transformacji energetycznej w skali globu wyraźnie wskazują na to, że w przyszłości energia elektryczna będzie wytwarzana głównie z odnawialnych źródeł, a dominować będą wiatr i słońce³¹.

W Polsce największy potencjał również ma energetyka słoneczna i wiatrowa, a pozostałe technologie OZE będą raczej odgrywały rolę uzupełniającą. Poniżej (rysunek 21) przedstawiamy aktualny poziom rozwoju wszystkich technologii OZE w Polsce na tle zidentyfikowanego potencjału technicznego i potencjału ekonomicznego do 2030 roku, zakładając korzystne otoczenie regulacyjne.

31 IRENA – International Renewable Energy Agency, *Global Renewables Outlook: Energy transformation 2050 (Edition: 2020)*, Abu Dhabi 2020.

Rysunek 21. Aktualne i przewidywane na rok 2030 wykorzystanie paliw odnawialnych na tle potencjału technicznego



Źródło: opracowanie IEn Gdańsk.

5.1. Fotowoltaika

Potencjał

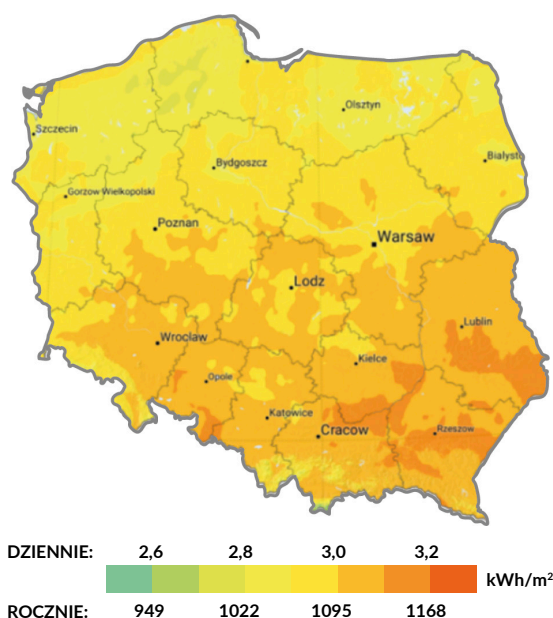
Obszar Polski cechuje się stosunkowo dogodnym poziomem nasłonecznienia, z niewielkim zróżnicowaniem w poszczególnych regionach kraju. Największe nasłonecznienie – około 1050 kWh/m²/rok, występuje w południowej części województwa lubelskiego; w centralnej Polsce kształtuje się na poziomie 1022-1048 kWh/m²/rok; w pozostałej części kraju wynosi nieco poniżej 1000 kWh/m²/rok. Rozkład nasłonecznienia na obszarze kraju ilustruje rysunek 22.

Zgodnie z szacunkami Wspólnego Ośrodka Badawczego (Joint Research Center)³² potencjał techniczny instalacji PV w naszym kraju wynosi od 46 do 161 GW (42-147 TWh) dla małych instalacji oraz od 400 do 47 000 GW (367-43 tys. TWh) dla instalacji wielkoskalowych przy założeniu pełnego wykorzystania dostępnych terenów.

Charakterystyka profilu

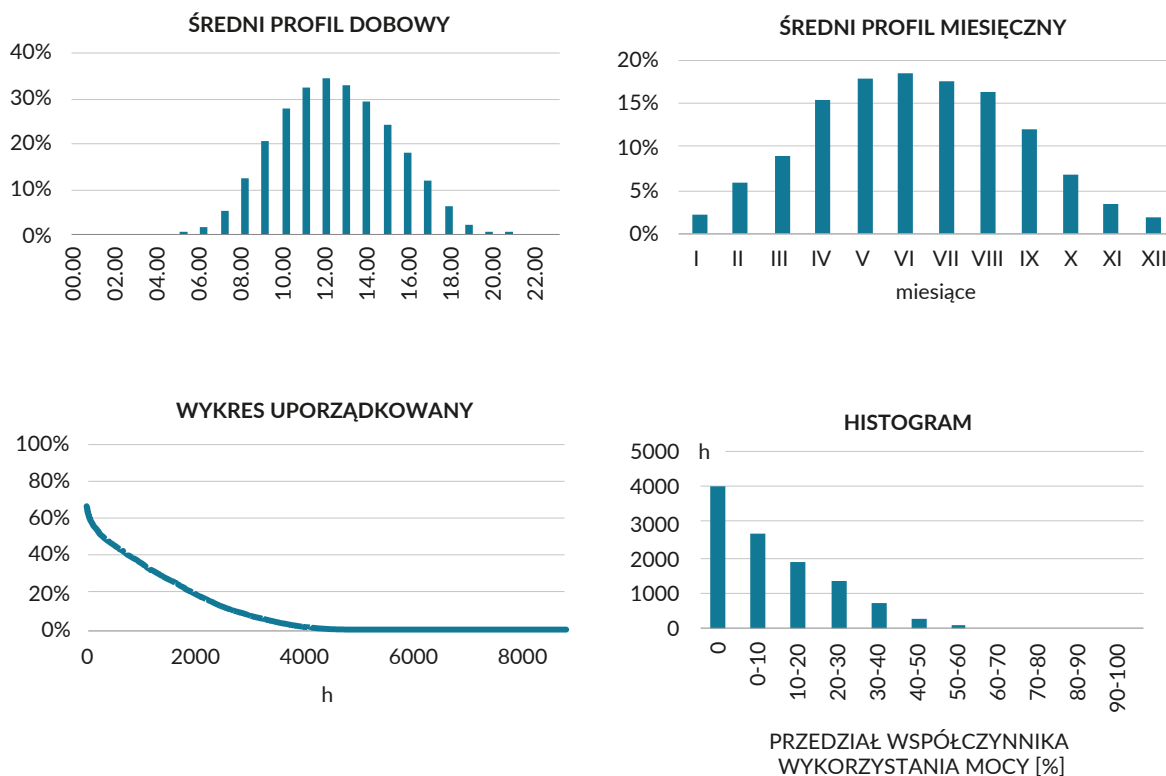
Pomimo zależności od pogody i zmienności godzinowej/minutowej, stosowanie fotowoltaiki jest wysoce przewidywalne w dłuższym okresie. Około 80% promieniowania rocznego przypada na okres wiosenno-letni. Profil dobowy (maksimum produkcji około godziny 12.00) jest skorelowany z profilem zapotrzebowania (szczyt południowy).

Rysunek 22. Rozkład nasłonecznienia na obszarze Polski



Źródło: Solargis.

Rysunek 23. Charakterystyka profilu fotowoltaiki w systemie elektroenergetycznym (współczynnik wykorzystania mocy)



30

Źródło: IEn Gdańsk na podstawie www.50hertz.com.

Warto podkreślić, że duże rozproszenie źródeł na obszarze KSE spowoduje, że maksymalne chwilowe wykorzystanie mocy zainstalowanej będzie mniejsze od zainstalowanego poziomu mocy.

Na obszarze operatora 50Hertz maksymalna chwilowa generacja PV w latach 2015-2019 stanowiła około 67-74% mocy zainstalowanej³³. Uwzględniając przewidywaną poprawę sprawności wytwarzania, można przyjąć, że w 2030 roku maksymalne chwilowe wykorzystanie mocy z PV będzie kształtować się na poziomie około 70-75%³⁴. Fotowoltaika nie generuje energii przez połowę godzin w roku (noc, brak promieniowania słonecznego), a najczęściej pracuje ze współczynnikiem poniżej 10%. Jego średnia wartość osiąga 11%.

Perspektywy rozwoju

Od kilku lat obserwuje się w Polsce rozwój wykorzystania fotowoltaiki. Łączny poziom zainstalowanej mocy wynosi obecnie 2,6 GW³⁵. W najbliższej dekadzie rola tego źródła będzie rosła w jeszcze większym tempie. Oficjalne prognozy rządowe i strategię PSE przewidują możliwość zwiększenia mocy PV do 10 GW w 2030 roku. Przygotowany przez ENTSO-E europejski plan rozwoju sieci (TYNDP 2018)³⁶ uwzględnia scenariusze, w których łączna moc PV w 2030 roku waha się w przedziale 2,4-24,9 GW. Tabela 4 zawiera zestawienie przewidywanego wykorzystania potencjału technicznego.

³³ <http://www.50hertz.com/en/Grid-Data/Photovoltaics>.

³⁴ Zagrożeniem dla bezpiecznej pracy sieci mogą być nagłe zmiany mocy PV, które wynikają ze zmian warunków atmosferycznych. Może to wymagać wykorzystania dodatkowych zasobów regulacyjnych w KSE i/lub użycia systemów prognozowania generacji PV z wykorzystaniem zaawansowanych narzędzi informatycznych.

³⁵ Na dzień 1.09.2020, według PSE.

³⁶ <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/>.

Tabela 4. Przewidywane wykorzystanie potencjału technicznego instalacji PV [GW]

	KPEiK	PEP 2040	PSE	TYNDP 2018
Instalacje PV	7,3	7,3	2,9-10	2,4-24,9

Źródło: IEn Gdańsk³⁷.

Prognozy rządowe są mocno niedoszacowane. W wyniku aukcji OZE w okresie 2019-2020 może powstać około 2,4 GW dodatkowych instalacji PV³⁸. Ponadto, uwzględniając przyrost w mikroinstalacjach prosumenckich, łączna zainstalowana moc PV może wynieść nawet 7,8 GW w 2025 roku³⁹. Pozytywnym bodźcem mogą być również planowane ułatwienia w wykorzystywaniu instalacji większych niż 50 kWp np. przez wspólnoty mieszkaniowe czy spółdzielnie energetyczne. Zgodnie z szacunkami Polskiego Stowarzyszenia Fotowoltaiki dalszy rozwój rynku umożliwi nam budowę nawet 17 GW PV do 2030 roku⁴⁰. Dla utrzymania tej dynamiki na dotychczasowym poziomie konieczne jest jednak zapewnienie przewidywalności dla inwestorów, m.in. poprzez długoterminowy harmonogram aukcji OZE.

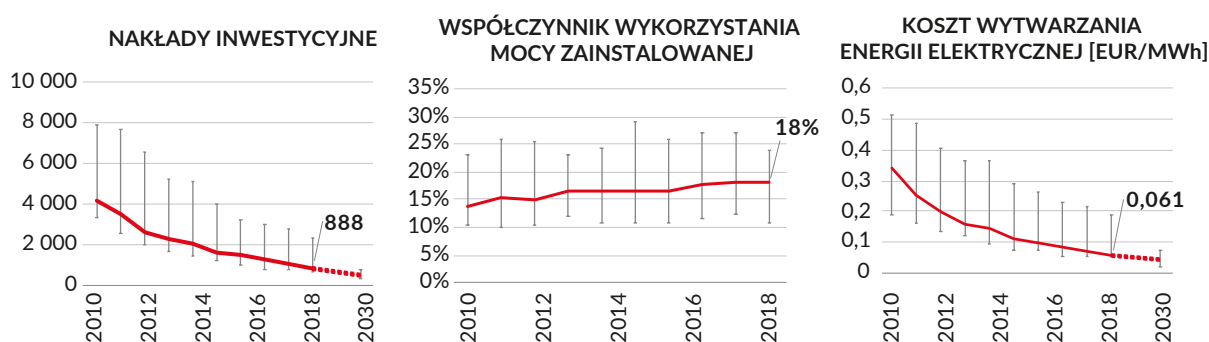
Rozwój technologiczny

Dalszy rozwój technologii solarnych wynika z rosnącej konkurencyjności, która jest efektem spadających kosztów, poprawy efektywności (rysunek 24) oraz krótkiego cyklu inwestycyjnego (2-3 lata). Od 2006 roku sprawność paneli fotowoltaicznych systematycznie wzrasta. Początkowo wynosiła około 13-15%, obecnie osiąga 17-18%. Wyższa sprawność ogniw zwiększa produktywność powierzchni przeznaczanej dla instalacji PV oraz obniża jednostkowe nakłady inwestycyjne. Trend ten będzie się utrzymywał i do 2030 roku nadal dominować będą panele wykorzystujące technologie krzemowe⁴¹.

Od 2010 roku obserwuje się znaczny spadek kosztów PV. Do 2019 roku średni koszt wytworzenia energii elektrycznej z PV na świecie spadł o 82%, do 0,061 EUR/kWh⁴². Natomiast średni poziom nakładów inwestycyjnych na 1 kWp spadł z około 4 200 EUR do 888 EUR w tym samym okresie.

W polskich warunkach nakłady na budowę dużych projektów kształtują się na poziomie już od 700 EUR/kWp. Przewiduje się⁴³, że do roku 2030 nakłady na budowę osiągną poziom 300-700 EUR/kW, natomiast koszty wytwarzania 0,02-0,07 EUR/kWh.

Rysunek 24. Wskaźniki techniczno-ekonomiczne PV na świecie w latach 2010-2019 oraz prognoza na rok 2030

Źródło: IEn Gdańsk⁴⁴.

³⁷ Na podstawie: Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030; Polityka energetyczna Polski do 2040 roku; Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030; <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/>.

³⁸ www.ure.gov.pl; Rozporządzenie RM z dnia 31 grudnia 2019 r. w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 2020 r. wraz z Uzasadnieniem.

³⁹ Rynek fotowoltaiki w Polsce. Edycja 2020. Instytut Energetyki Odnawialnej, Warszawa 2020.

⁴⁰ Przy rocznych przyrostach w zakresie 1-1,7 GW.

⁴¹ Photovoltaics Report; Fraunhofer ISE and Werner Warmuth, PSE Conferences & Consulting GmbH, last updated: November 14, 2019.

⁴² IRENA – International Renewable Energy Agency, Renewable Power Generation Costs in 2019, Abu Dhabi 2020.

⁴³ IRENA, Future of solar photovoltaic. Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects, Abu Dhabi, 2019.

⁴⁴ IRENA, Renewable power generation costs in 2019; IRENA, Future of solar photovoltaic.

5. 2. Energetyka wiatrowa na lądzie

Potencjał

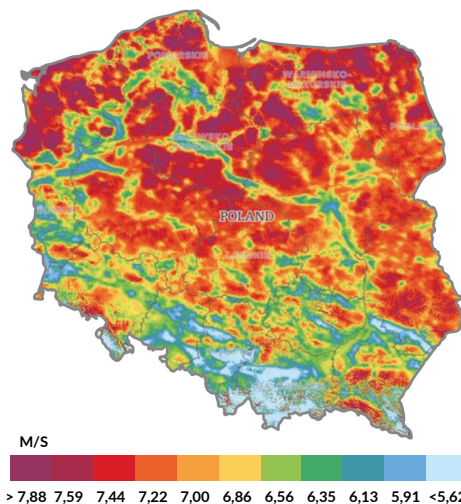
Blisko 60% obszaru kraju ma warunki korzystne dla rozwoju energetyki wiatrowej na lądzie, zgodnie z opracowaną przez Uniwersytet Techniczny w Danii mapą średnich prędkości wiatru na wysokości 100 m nad powierzchnią gruntu (rysunek 25). Najlepsze warunki występują na Suwalszczyźnie oraz w pasie wybrzeża. Korzystne pod tym względem są również rejony środkowej Wielkopolski wraz z Mazowszem, Beskidu Śląskiego i Żywieckiego, Bieszczad oraz Podgórze Dynowskiego. Według szacunków Wspólnego Ośrodka Badawczego potencjał energetyki wiatrowej wynosi ponad 520 GW (roczna produkcja powyżej 1 200 TWh).

Charakterystyka profilu

Energetyka wiatrowa na lądzie ma statystycznie wyższy współczynnik wykorzystania mocy w okresie jesienno-zimowym niż wiosenno-letnim. Profil dobowy wskazuje wyższą generację w nocy w porównaniu do dnia. Jednak średnio współczynnik wykorzystania mocy waha się w zakresie 23%-30%.

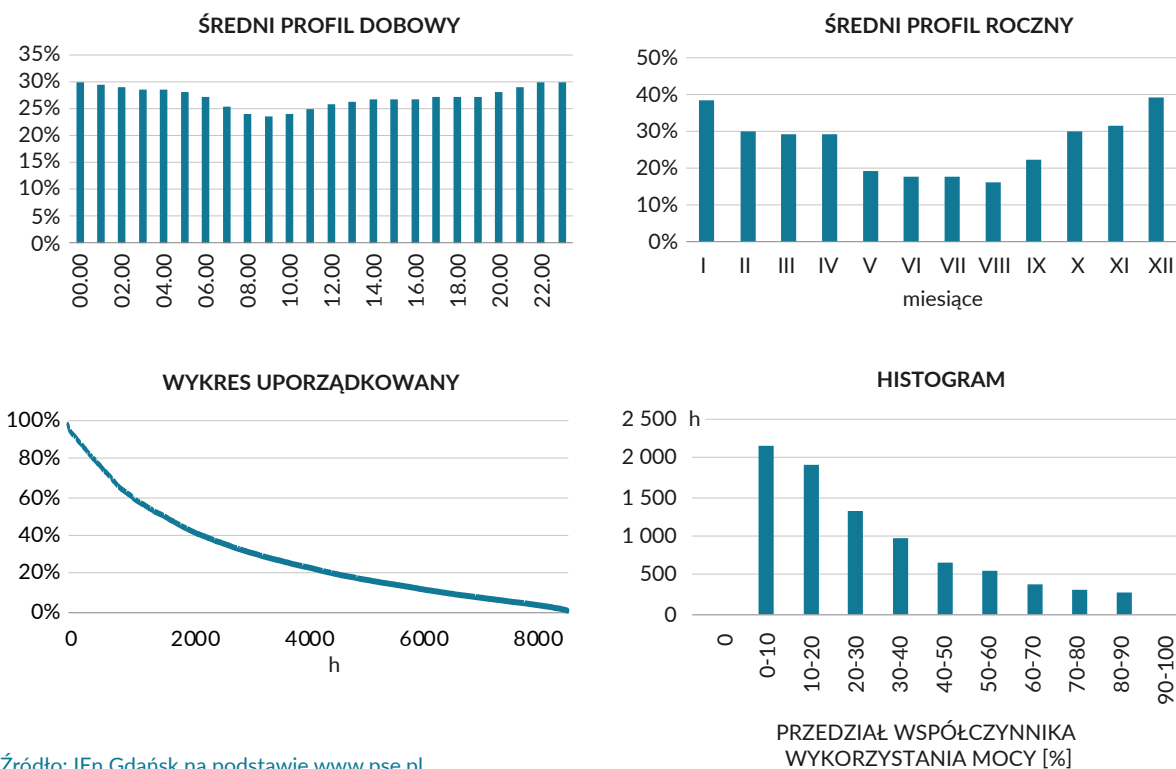
Energetyka wiatrowa jest zasobem rozproszonym – z tego powodu jej generacja jest zawsze na pewnym poziomie gwarantowana (histogram nie prezentuje wartości dla współczynnika wykorzystania równego 0). Z tego samego powodu rzadko pracuje z maksymalną mocą.

Rysunek 25. Średnia prędkość wiatru na wysokości 100 m nad poziomem gruntu



Źródło: Global Wind Atlas.

Rysunek 26. Charakterystyka profilu energetyki wiatrowej lądowej w systemie elektroenergetycznym (współczynnik wykorzystania mocy)



Źródło: IEn Gdańsk na podstawie www.pse.pl.

Perspektywy rozwoju

Rynek energetyki wiatrowej na lądzie rozwijał się dynamicznie do 2016 roku, kiedy osiągnięty został poziom blisko 6 GW mocy zainstalowanej w krajowym systemie elektroenergetycznym. W kolejnych latach sektor dotknął paraliż ze względu na zmiany systemu wsparcia⁴⁵, wprowadzenie zasady 10H⁴⁶, a także brak aukcji. Odwilż pojawiła się dopiero pod koniec 2018 roku, gdy zakontraktowano znaczący wolumen energii z wiatru w aukcjach OZE. Potwierdziło się wtedy, że jest to najtańsza technologia zapewniająca nowe moce do produkcji energii elektrycznej w Polsce. Najniższą zaoferowaną ceną było 157,80 PLN/MWh, a średnia ważona wyniosła 196,17 PLN/MWh.

Strategie rządowe przewidują blisko 10 GW lądowych farm wiatrowych w 2030 roku. Z kolei prognozy Polskich Sieci Elektroenergetycznych i ENTSO-E zakładają możliwość funkcjonowania 13,5 GW lądowych farm wiatrowych w tym samym horyzoncie czasu. Zestawienie przewidywanego wykorzystania potencjału technicznego zawiera tabela 5.

Tabela 5. Wykorzystanie potencjału technicznego generacji wiatrowej na lądzie [GW]

	KPEiK	PEP 2040	PSE	TYNDP 2018
Generacja wiatrowa na lądzie	10	10	6,5-13,3	9,2-13,5

Źródło: IEn Gdańsk⁴⁷.

Możliwy jest zdecydowanie szybszy rozwój tej technologii w Polsce. Tylko w wyniku aukcji OZE z lat 2018-2020 powstanie dodatkowe 4 GW. Poziom 10 GW farm wiatrowych może być osiągnięty już w 2023 roku. Przy utrzymaniu tego trendu oraz średniorocznej budowie siłowni o łącznej mocy 1-1,2 GW, w 2030 roku w Polsce może funkcjonować nawet 18 GW farm wiatrowych⁴⁸.

Obecne uwarunkowania prawne wynikające z zasady 10H blokują rozwój energetyki wiatrowej, a dokładnie przygotowywanie nowych projektów oraz modernizację tych, którym wygasną umowy.

Przez to w Polsce nie ma możliwości korzystania z turbin wiatrowych nowszej generacji, które są zdecydowanie wydajniejsze. Większe turbiny oznaczałyby również tańszą energię elektryczną i mniej powierzchni wymaganej pod budowę farm wiatrowych.

Rozwój technologiczny

Kolejne generacje turbin wiatrowych charakteryzują się coraz lepszymi parametrami technicznymi. Oprócz poprawy właściwości aerodynamicznych łopat istotna jest również tendencja zwiększania wysokości umiejscowienia gondoli. Dla porównania, oddana do użytku w 2020 roku farma wiatrowa Przykona posiada turbiny o wysokości 117 m, gdy większość farm zainstalowanych do 2018 roku wykorzystuje wieże o wysokości do 100 m. Nowe turbiny o dużych rotorach, w lokalizacji o dobrej wietrzności, dzięki większej efektywności używania zasobów wiatru oraz ograniczeniu strat związanych z efektem „cienia”, mogą osiągnąć współczynnik wykorzystania nawet powyżej 40% w ciągu roku. Ta poprawa efektywności silnie wpływa na konkurencyjność kosztową technologii. W efekcie, średni czas wykorzystania elektrowni wiatrowych w 2019 roku wynosił około 27%⁴⁹.

Postępowi technologicznemu towarzyszy redukcja nakładów inwestycyjnych i kosztów operacyjnych. LCOE w latach 2010-2019 spadł o 38%⁵⁰. Średni nakład na budowę w Europie w roku 2019 wyniósł około 1300 EUR/kW⁵¹, natomiast

⁴⁵ Zmiana systemu zielonych certyfikatów na aukcyjny mechanizm wsparcia.

⁴⁶ Obowiązek lokalizowania turbin wiatrowych w odległości od zabudowań nie mniejszej niż dziesięciokrotność ich całkowitej wysokości.

⁴⁷ Na podstawie: *Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030; Polityka energetyczna Polski do 2040 roku; Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030; Potencjał inwestycyjny energetyki wiatrowej na lądzie na terenie Polski* (Instytut Energetyki Odnawialnej, Warszawa, październik 2019); <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/>.

⁴⁸ Potencjał rynkowy może być jeszcze wyższy, tj. 22 GW. Źródło: *Potencjał inwestycyjny energetyki wiatrowej na lądzie na terenie Polski*, Instytut Energetyki Odnawialnej, Warszawa, październik 2019.

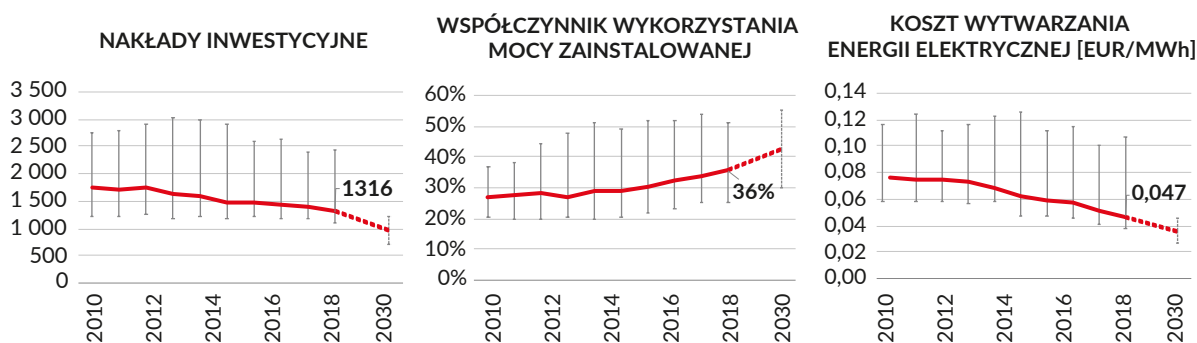
⁴⁹ <https://www.pse.pl/>.

⁵⁰ IRENA — International Renewable Energy Agency, *Renewable Power Generation Costs in 2019*, Abu Dhabi 2020.

⁵¹ Wind Europe, *Financing and investment trends. The European wind industry in 2019*, April 2020.

LCOE około 0,05 EUR/kWh. W przyszłości przewiduje się kontynuację spadków. W roku 2030 spodziewane są średnie nakłady inwestycyjne na poziomie około 700-1100 EUR/kW, a LCOE w zakresie 0,03-0,04 EUR/kWh⁵². Rysunek 27 zawiera techniczno-ekonomiczne wskaźniki generacji wiatrowej lądowej obecnie i w przyszłości.

Rysunek 27. Wskaźniki techniczno-ekonomiczne lądowych farm wiatrowych na świecie w latach 2010-2019 oraz prognoza na rok 2030



Źródło: IEn Gdańsk⁵³.

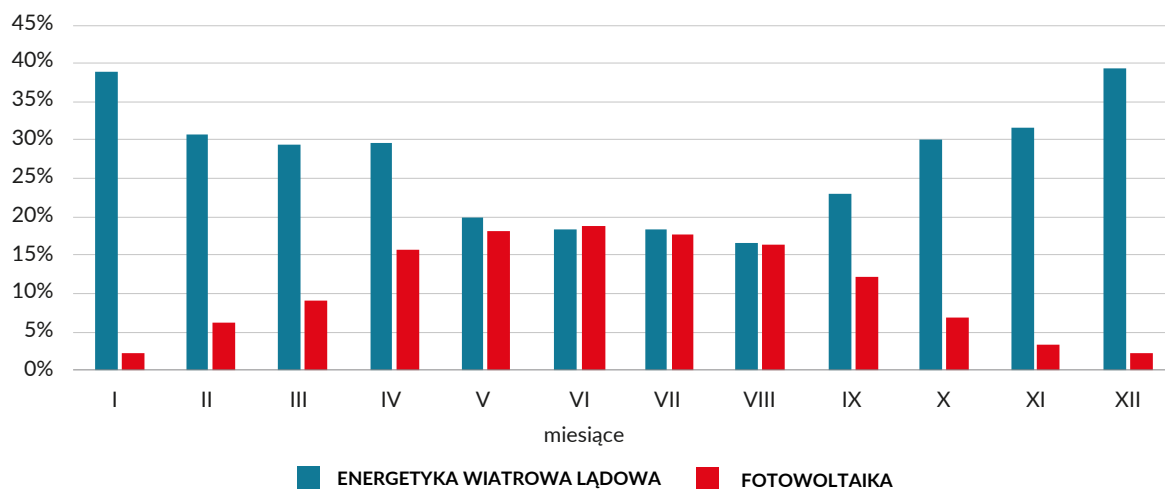
Czynnikiem, który poprawia wykorzystanie farm wiatrowych w KSE, jest również polepszenie jakości prognozowania dzięki stosowaniu coraz bardziej złożonych modeli matematycznych. Większa dokładność prognoz w horyzoncie jednej godziny (błąd 1-2%) pozwala minimalizować skutki stochastycznego charakteru pracy tych źródeł.

34

5. 3. Korelacja generacji wiatrowej i słonecznej

Generacja wiatrowa i słoneczna cechują się dużym poziomem komplementarności. Pierwsza z nich zapewnia więcej energii elektrycznej w okresie zimowo-jesiennym i nocą, a druga w okresie wiosenno-letnim i w ciągu dnia. Rysunek 28 przedstawia wielkość produkcji obu źródeł w poszczególnych miesiącach w latach 2015-2019, wyrażoną w postaci współczynnika wykorzystania mocy zainstalowanej.

Rysunek 28. Sezonowa zmienność produkcji lądowej energetyki wiatrowej oraz fotowoltaiki



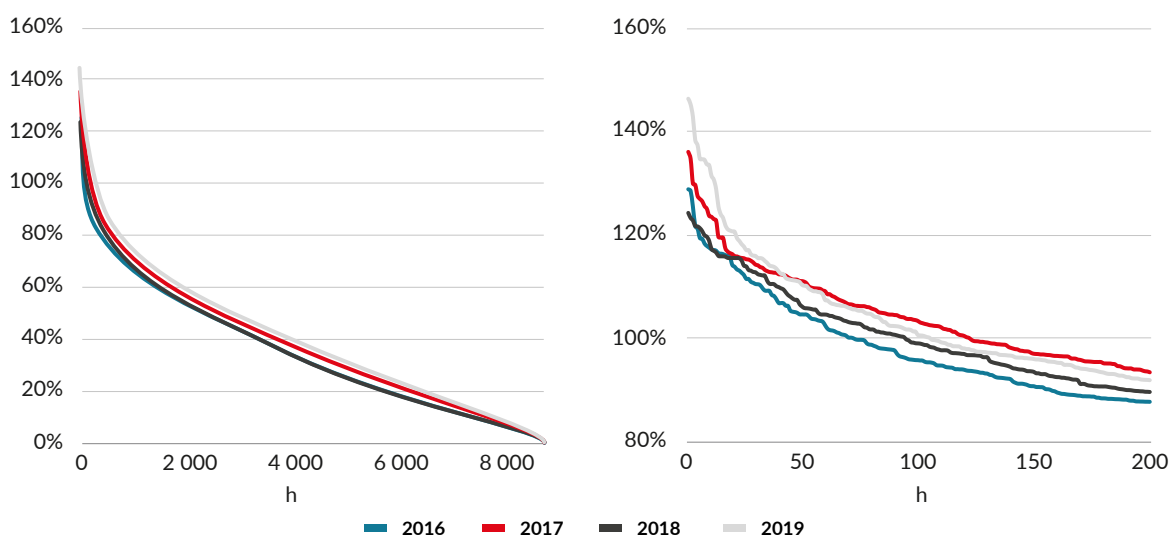
Źródło: opracowanie IEn Gdańsk na podstawie www.pse.pl oraz www.50Hertz.de.

⁵² IRENA – International Renewable Energy Agency, *Future of wind. Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects*, Abu Dhabi, październik 2019.

⁵³ Na podstawie *Renewable power generation costs in 2019* oraz *Future of wind*.

Co do zasady źródła wiatrowe i fotowoltaika nie pracują w tym samym czasie. Jednak na przestrzeni ostatnich pięciu lat występowały okresy ich zbieżnej produkcji (rysunek 29). Przez około 100-150 godzin w roku możliwa jest jednoczesna praca źródeł wiatrowych oraz fotowoltaicznych, w których suma współczynników wykorzystania mocy obu źródeł przewyższa 100%. Wskazuje to na ich wysoką niejednoczesność – zarówno w skali rocznej/miesięcznej, jak i godzinowej źródła te są znacznie bardziej komplementarne.

Rysunek 29. Jednoczesność pracy źródeł wiatrowych oraz fotowoltaicznych



35

Źródło: opracowanie IEn Gdańsk na podstawie www.pse.pl oraz www.50Hertz.de.

5. 4. Energetyka wiatrowa na morzu

Potencjał

Potencjał morskiej energetyki wiatrowej w Polsce wynosi nawet 119 GW mocy oraz około 470 TWh rocznej produkcji⁵⁴. Analizy potencjału wiatru i produktywności farm wiatrowych dla trzech teoretycznych projektów wzorcowych, zlokalizowanych w okolicy Ławic: Odrzańskiej, Słupskiej i Środkowej wskazały, że średnia roczna prędkość wiatru może osiągać poziom 9,9-10 m/s, co przekłada się na średni roczny potencjał energii wiatru w granicach 8657-8763 kWh/m². Są to warunki porównywalne z lokalizacjami farm wiatrowych na Morzu Północnym⁵⁵.

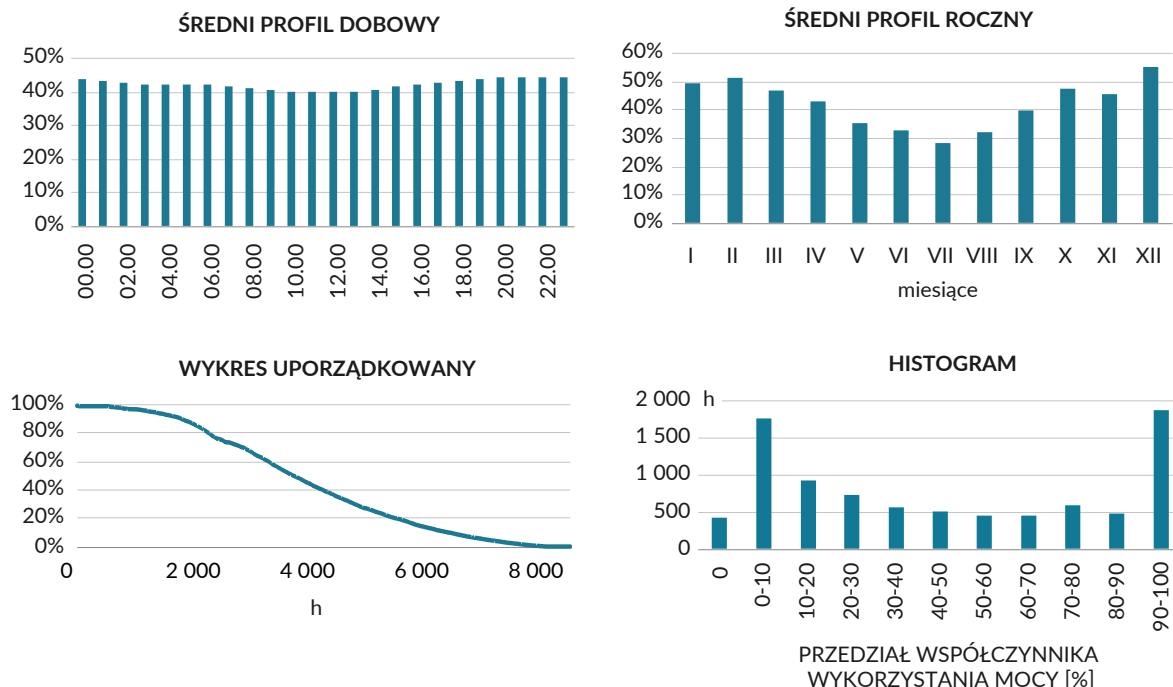
Charakterystyka profilu

Energetyka wiatrowa morska jest odporniejsza na wpływ krótkookresowych uwarunkowań pogody. Względne odchylenie standardowe jest niższe niż dla energetyki wiatrowej lądowej, a niższe rozproszenie farm wiatrowych offshore pozwala na mniej skomplikowane monitorowanie i ewentualne ograniczanie mocy. Profil roczny jest zbliżony do profilu generacji wiatrowej na lądzie, lecz charakteryzuje się względnie mniejszymi wahaniami. Profil dobowy wskazuje na niewielki wpływ pory dnia na generację wiatrową, choć statystycznie większa jest ona nocą. Niemieckie doświadczenia z lat 2015-2019 pokazują, że średnia wartość współczynnika wykorzystania mocy jest większa od generacji lądowej i wynosi 42%, a okres wykorzystania ponad 90% mocy zainstalowanej kształtuje się na poziomie nawet 2 000 godzin. Dla turbin nowszej generacji współczynnik mocy będzie się zamykał w przedziale 40-60%.

⁵⁴ Na podstawie bazy danych Enspresso: <https://data.jrc.ec.europa.eu/collection/id-00138>.

⁵⁵ Wykonane na potrzeby Programu rozwoju morskiej energetyki i przemysłu morskiego w Polsce.

Rysunek 30. Charakterystyka profilu energetyki wiatrowej morskiej w systemie elektroenergetycznym (współczynnik wykorzystania mocy)



Źródło: opracowanie IEn Gdańsk na podstawie www.50hertz.com.

36

Perspektywy rozwoju

Strategie rządowe określają potencjał budowy mocy wytwórczych do roku 2030 na 4-5 GW. Z kolei plany rozwoju sieci przygotowane przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne zakładają możliwość budowy nawet 10 GW do tego czasu. Analizy rynkowe, które uwzględniają plany podmiotów z tego sektora, wskazują na około 7,5 GW do 2030 roku i przynajmniej 14 GW do 2040 roku⁵⁶. Zestawienie przewidywanego wykorzystania potencjału technicznego generacji wiatrowej na morzu, które wynika z różnych scenariuszy rozwoju zdolności wytwórczych, zawarte jest w tabeli 6.

Tabela 6. Wykorzystanie potencjału generacji wiatrowej na morzu w roku 2030.

	KPEiK	PEP 2040	PSE	TYNDP 2018	PSEW
Generacja wiatrowa na morzu	5	3,8	3,6-10,1	0,8-2,2	7,5

Źródło: opracowanie IEn Gdańsk⁵⁷.

⁵⁶ Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, Stanowisko Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej do zaktualizowanego projektu dokumentu „Polityka energetyczna Polski do 2040 roku – strategia rozwoju sektora paliwowo-energetycznego” (PEP 2040), Warszawa 2019.

⁵⁷ Na podstawie: Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030; Polityka energetyczna Polski do 2040 roku; Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030; stanowisko Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej do zaktualizowanego projektu dokumentu „Polityka energetyczna Polski do 2040 roku.”

Planowanie i rozwój projektów morskich farm wiatrowych w polskich warunkach może wynosić około 9-10 lat, w tym sama budowa potrwa od roku do 2 lat^{58 59}. Z analizy dostępnych informacji wynika, że do 2030 roku realna jest budowa farm wymienionych w tabeli 7. Przyłączenie pierwszych morskich farm wiatrowych przewidziane jest około 2025 roku. Aby to było możliwe, konieczne jest:

- Szybkie przyjęcie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej z morskich farm wiatrowych, która wprowadziłaby zasady wsparcia tej technologii oraz integracji z KSE. Ustawa powinna również regulować kwestie planowania przestrzennego.
- Realizacja zaplanowanych już przez PSE inwestycji sieciowych na północy kraju w celu zapewnienia możliwości wyprowadzenia mocy poprzez sieć elektroenergetyczną.
- Zakończenie prac nad planem zagospodarowania obszarów morskich.

Tabela 7. Projekty morskich farm wiatrowych możliwych do wybudowania do 2030 roku

Projekt	Inwestor	Moc [MW]	Stan zaawansowania
Polenergia	Bałyk I	1560	Ważne pozwolenie na lokalizację oraz uzyskane warunki przyłączenia od PSE.
	Bałyk II	840	Uzyskane prawomocne decyzje środowiskowe na budowę farmy i infrastruktury przesyłowej wraz z umową przyłączeniową.
	Bałyk III	1200	
PGE	PGE Baltica 3	1045	Uzyskane pozwolenia lokalizacyjne. W toku są procedury uzyskania decyzji o uwarunkowaniach środowiskowych. FW Baltica 2 posiada propozycję technicznych warunków przyłączenia do KSE, natomiast FW Baltica 3 ma umowę przyłączeniową z PSE. PGE planuje zakończenie budowy FW Baltica do 2025/26 roku i FW Baltica 2 do końca 2030 roku.
	PGE Baltica 2	1498	
PKN Orlen	Baltic Power	1200	Przyznane są warunki przyłączenia do sieci. W toku badania środowiskowe i dna morza oraz pomiary wietrzności.
RWE Renewables		350	Uzyskane są warunki przyłączenia, rozpoczęto badania warunków meteorologicznych.
Razem		7693	

37

Źródło: opracowanie IEn Gdańsk⁶⁰.

Rozwój technologiczny

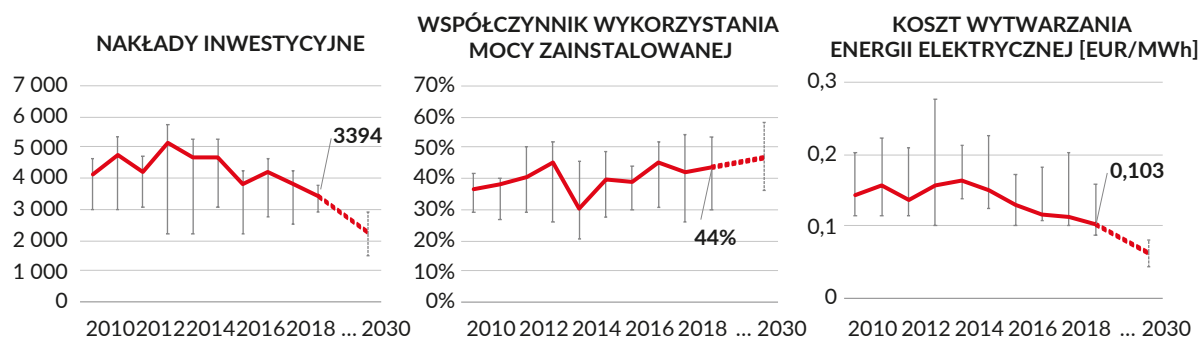
Technologia turbin wiatrowych typu offshore stale się rozwija. Wybudowana w 2019 roku, w niemieckiej części Morza Bałtyckiego, farma wiatrowa Arkona bazuje na turbinach 6 MW, a planowane na lata 2022-23 kolejne farmy offshore eksploatować będą turbiny o mocy 9,5 MW. Powstał już prototyp turbiny o mocy 12 MW, a w fazie projektowania są jednostki 15 MW. Równolegle toczą się prace rozwojowe nad fundamentami i konstrukcjami wsporczymi, które zmierzają do optymalizacji kosztów budowy farm, a także ekspansji energetyki wiatrowej na akweny o większej głębokości. Dlatego coraz powszechniejsze będą pływające platformy dla masztów turbin. Rozwój turbin wiatrowych pozwala zwiększyć współczynnik wykorzystania mocy do ponad 50% w ciągu roku. Wpływa to wydatnie na poprawę wskaźników techniczno-ekonomicznych instalowanych turbin. Rysunek 31 przedstawia te wskaźniki w ujęciu historycznym i prognostycznym. Średni nakład inwestycyjny na koniec 2018 roku wyniósł około 3700 EUR/kW, natomiast LCOE około 0,11 EUR/kWh. Po przewidywanym spadku kosztów średni nakład na instalację wyniesie w 2030 roku około 1500-2700 EUR/kW, a LCOE 0,05-0,08 EUR/kWh.

58 Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej, *Program rozwoju morskiej energetyki i przemysłu morskiego w Polsce*, Warszawa 2018.

59 Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, *Przyszłość morskiej energetyki wiatrowej w Polsce*, Warszawa 2019.

60 Na podstawie: <https://www.polenergia.pl/pol/pl/strona/farmy-morskie> oraz www.gkpge.pl/pge-baltica.

Rysunek 31. Wskaźniki techniczno-ekonomiczne morskich farm wiatrowych na świecie w latach 2010-2018 oraz prognoza na rok 2030



Źródło: opracowanie IEn Gdańsk⁶¹.

5. 5. Energetyka wodna

Potencjał

Krajowy potencjał hydroenergetyczny zasobów wodnych jest ograniczony i nierównomiernie rozlokowany. Ostatnie kompleksowe badania przeprowadzono w latach 60. XX wieku, kiedy inaczej podchodziło się do kosztów i środowiskowych oddziaływań piętrzeń wód. Późniejsze szacunki były jedynie nieznacznymi aktualizacjami. Łączny teoretyczny potencjał polskich rzek szacuje się maksymalnie na 13,6 TWh, ale prawdopodobnie jest on znacznie mniejszy, biorąc pod uwagę kontrowersje związane z piętrzeniami i dążeniem do naturalizacji rzek. Obecnie przy średniej rocznej produkcji zbliżonej do 2,1 TWh⁶² wykorzystuje się go na poziomie około 20%. W przypadku małych elektrowni wodnych (MEW) za potencjał efektywny ekonomicznie⁶³ uznaje się około 2,5 TWh⁶⁴.

Potencjał energetyki wodnej jest prawdopodobnie znacznie niższy też ze względu na zmniejszający się poziom wód w Polsce. To wynik zarówno zmian klimatu (np. wysokich temperatur latem), jak i źle prowadzonej melioracji w niektórych częściach kraju.

Ponad trzy czwarte potencjału technicznego (około 78%) obejmuje dorzecze Wisły, z czego połowa pochodzi z odcinka dolnej Wisły. Dorzecze Odry to blisko 20% zidentyfikowanego potencjału, a ponad 2% stanowią rzeki, które wpadają bezpośrednio do Morza Bałtyckiego⁶⁵.

Charakterystyka profilu

Energetyka wodna to źródło o podwójnej naturze:

- sterowalne (wysokie skorelowanie z profilem zapotrzebowania),
- zależne od charakteru pogody w danym roku (opady, pokrywa śnieżna, temperatura).

Wiosną i latem występują większe możliwości pracy niż w okresie jesienno-zimowym. Uporządkowany wykres i histogram wskazują na wysoki minimalny współczynnik wykorzystania mocy – 23% i małą zmienność produkcji względem czasu pracy w ciągu roku. Średni współczynnik wynosi 43%; jest on podobny do poziomu współczynnika w morskiej energetyce wiatrowej obecnej generacji.

⁶¹ IRENA, *Renewable power generation costs in 2019*, Abu Dhabi 2020; IRENA, *Future of wind. Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects*, Abu Dhabi 2019.

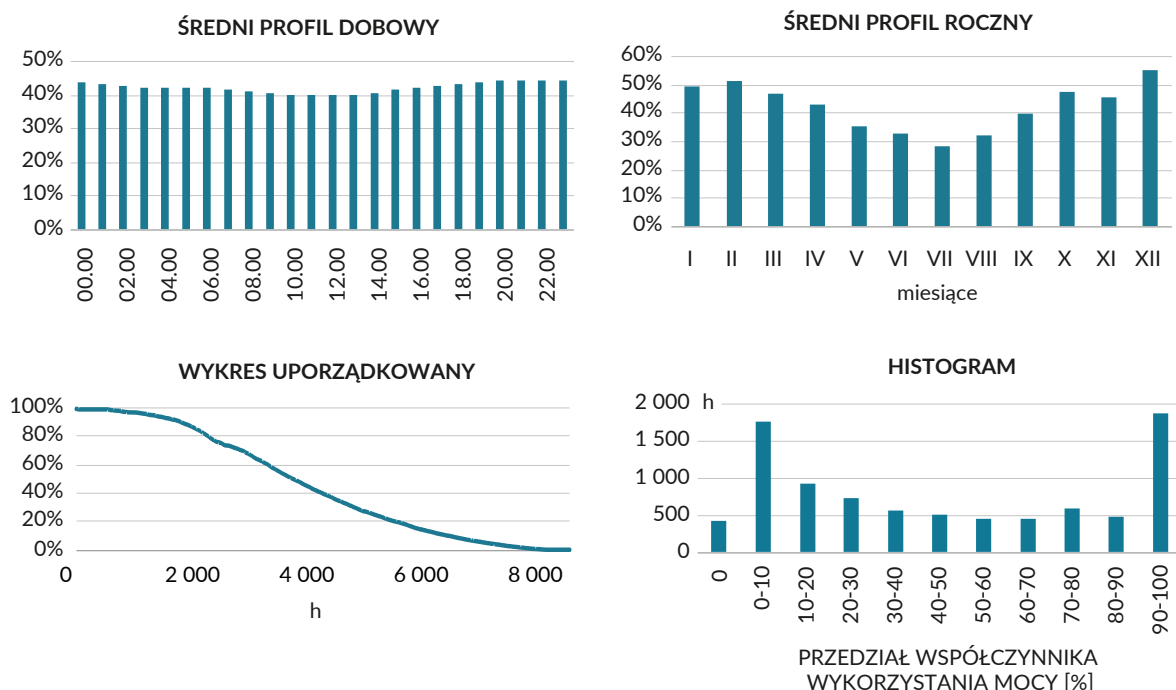
⁶² GUS, *Energia ze źródeł odnawialnych w 2018 roku*, Warszawa 2019.

⁶³ E. Malicka, *Sektor małej hydroenergetyki w Polsce – fakty, szanse i wyzwania*, „Energetyka Wodna” 3/2018.

⁶⁴ Przyjmując średni wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej dla elektrowni wodnych poniżej 1 MW na poziomie 3650 h/rok, wykorzystanie tego potencjału oznaczałoby zwiększenie mocy krajowych MEW o około 685 MW.

⁶⁵ A. Hoffmann, M. Hoffmann, *Kataster technicznych zasobów sił wodnych w Polsce*, 1961.

Rysunek 32. Charakterystyka profilu energetyki wodnej w systemie elektroenergetycznym (współczynnik wykorzystania mocy)



Źródło: opracowanie IEn Gdańsk na podstawie <https://transparency.entsoe.eu/>.

39

Perspektywy rozwoju

Łączna moc zainstalowana elektrowni wodnych w Polsce wynosi 973 MW. Od 2005 roku przybyło jedynie 120 MW⁶⁶. Dotychczasowe doświadczenia, stosunkowo wysokie koszty produkcji energii elektrycznej oraz wątpliwości co do negatywnego wpływu elektrowni wodnych na środowisko stawiają pod znakiem zapytania szersze wykorzystanie tej technologii w Polsce. Wzrost kosztów operacyjnych małych elektrowni wodnych wynika z, wprowadzonych w 2018 roku ustawą Prawo wodne, opłat za zwrotny pobór wód na cele tych elektrowni oraz ze wzrostu opłat za dzierżawę obiektów piętrzących i gruntów pod wodami.

Koszty wzrastają również ze względu na konieczność dostosowania elektrowni do wymogów środowiskowych, takich jak zapewnienie możliwości migracji ryb oraz zwiększanie przepływu naturalnego⁶⁷. Istotne znaczenie ma też wygasanie systemu wsparcia dla elektrowni wodnych uruchomionych przed 2005 rokiem. Obniżenie przychodów w kolejnych latach może pogarszać i tak dość niską rentowność małej hydroenergetyki i przyczyniać się do decyzji o zaprzestaniu tej działalności.

W efekcie przewiduje się średnioroczny przyrost mocy małych elektrowni wodnych jedynie o 10 MW, również w wyniku modernizacji tych istniejących m.in. w ramach Programu rozwoju śródlądowych dróg wodnych⁶⁸ realizowanego przez Wody Polskie. Istotnym bodźcem do rozwoju będzie wprowadzony w 2018 roku system gwarantowanych cen (ang. *feed in tariff*, FIT) i gwarantowanych dopłat do ceny (*feed in premium*, FIP) dla małych instalacji hydroenergetycznych.

5. 6. Geotermia

⁶⁶ Dane URE, 31.12.2019.

⁶⁷ E. Malicka, *Sektor małej hydroenergetyki w Polsce – fakty, szanse i wyzwania*.

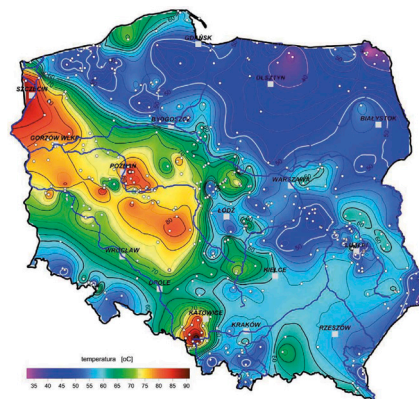
⁶⁸ M. Niemiec-Butryn (MGMiŻŚ), *Intensyfikacja wykorzystania polskiego potencjału hydroenergetycznego w kontekście programów rozwoju śródlądowych dróg wodnych*, Konferencja HYDROFORUM 2019.

Potencjał

Ekonomicznie uzasadniony potencjał energii geotermalnej w Polsce jest ograniczony⁶⁹. Systemy geotermalne można podzielić ze względu na zakres temperatur pozyskiwanego ciepła oraz głębokość zalegania jego źródła. Determinuje to możliwe zastosowanie tej technologii. Wyróżnia się trzy typy geotermii:

- **Geotermię niskotemperaturową**, w której ciepło pochodzi się z głębokości z reguły nieprzekraczającej 100 m. Powszechnie stosowaną w niej technologią są pompy ciepła, które wykorzystuje się do ogrzewania i chłodzenia budynków oraz przygotowania ciepłej wody użytkowej.
- **Geotermię średniotemperaturową**, która bazuje na wodach termalnych o temperaturze do 100°C, wydobywanych z głębokości do 3 km. Pozyskiwaną energię wykorzystuje się w ciepłownictwie oraz do celów uzdrowiskowych i rekreacyjnych.
- **Niekonwencjonalne systemy geotermalne w technologiach HDR (ang. Hot Dry Rock) i EGS (Enhanced Geothermal Systems)**, które wykorzystują ciepło zakumulowane w skałach zalegających na głębokościach 3-5 km⁷⁰. Ciepło o temperaturze powyżej 100°C generowane jest z wnętrza Ziemi lub w wyniku rozpadu pierwiastków promieniotwórczych. Pozyskana energia może być wykorzystywana do produkcji energii elektrycznej.

Rysunek 33. Mapa rozkładu temperatury na głębokości 2 km⁷⁵



Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy.

Perspektywy rozwoju

Energię geotermalną, która wykorzystuje ciepło z wnętrza Ziemi, używa się w Polsce głównie do produkcji energii cieplnej oraz w celach rekreacyjnych w uzdrowiskach i ośrodkach wypoczynkowych. Sumaryczna zainstalowana geotermalna moc cieplna ciepłowni wynosiła w 2017 roku około 76 MW⁷¹, a produkcja ciepła geotermalnego kształtowała się na poziomie około 868 TJ⁷². Generacja energii elektrycznej ze źródeł geotermalnych nie występuje w Polsce. Co prawda zidentyfikowane są obszary o temperaturze powyżej 100°C na głębokości 3000 m p.p.t., ale jakość zasobów uznano za niewystarczającą. Występują one w centralnej i zachodniej części Niżu Polskiego: w rejonie obszaru przedśudeckiego, niecki szczecińskiej oraz niecki mogileńsko-łódzkiej⁷³ (rysunek 33). Ze względu na powyżej wymienione powody strategie energetyczne rządu czy PSE nie uwzględniają energii elektrycznej z geotermii w 2030 roku.

⁶⁹ W projekcie PEP 2040 potencjał wykorzystania ciepła skał głębokich oceniono w perspektywie 2030 roku na 45 PJ oraz na 105 PJ w 2040 roku.

⁷⁰ Ministerstwo Środowiska, *Ocena potencjału, bilansu cieplnego i perspektywicznych struktur geologicznych dla potrzeb zamkniętych systemów geotermicznych (hot dry rocks) w Polsce*, Warszawa/Kraków 2013.

⁷¹ B. Kępińska (Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN), *Przegląd stanu wykorzystania energii geotermalnej w Polsce w latach 2016-2018*, „Technika Poszukiwań Geologicznych. Geotermia, Zrównoważony Rozwój” 1/2018.

⁷² Możliwości wykorzystania źródeł geotermalnych do produkcji ciepła zostały szerzej przeanalizowane w raporcie Forum Energii Odnawialne *źródła energii w ciepłownictwie. Technologie, które zmienią rzeczywistość*.

⁷³ Ministerstwo Środowiska, *Ocena potencjału, bilansu cieplnego i perspektywicznych struktur geologicznych dla potrzeb zamkniętych systemów geotermicznych (hot dry rocks) w Polsce*.

⁷⁴ A. Gąsiewicz, A. Wójcicki, M. Socha, G. Ryżyński, E. Majer, Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, *Potencjał i perspektywy wykorzystania zasobów geotermalnych w Polsce*.

5.7. Biomasa stała

Potencjał

Analizy Wspólnego Ośrodka Badawczego Komisji Europejskiej (JRC) szacują potencjał techniczny biomasy w Polsce na poziomie 137-370 TWh⁷⁵. Tworzą go pozostałości i odpady z produkcji rolniczej (41-46%) oraz leśnictwa (54-59%) przeznaczone do spalania lub zgazowania na potrzeby ciepłownictwa lub elektroenergetyki (tabela 8). Wykorzystanie biomasy leśnej do celów energetycznych przyczynia się jednak do zmniejszania bioróżnorodności. Biomasa to także źródło emisji.

Istotny wpływ na możliwości wykorzystania potencjału technicznego biomasy ma przyjęta w 2018 roku dyrektywa w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (RED II)⁷⁶. Energia z biopaliw, biopłynów i paliw z biomasy będzie traktowana jako odnawialna, o ile spełni kryteria zrównoważonego rozwoju oraz ograniczania emisji gazów cieplarnianych. Kryteria te będą musiały być spełnione przez wszystkie instalacje opalane paliwami stałymi z biomasy o nominalnej mocy cieplnej nie mniejszej niż 20 MW.

Potencjał rynkowy biomasy w Polsce nie jest wysoki. Według optymistycznych szacunków Instytutu Energetyki Odnawialnej kształtuje się on na poziomie 128 TWh rocznie przy uwzględnieniu odpadów stałych, drewna opałowego i plantacji energetycznych⁷⁷.

Tabela 8. Potencjał techniczny (energia w paliwie) biomasy stałej w Polsce w 2030 roku [TWh]

rodzaj biomasy	potencjalne zastosowanie	scenariusz		
		niskiej dostępności	średniej dostępności	wysokiej dostępności
rośliny trawiaste	spalanie	28,0	52,8	80,4
wierzba	spalanie, zgazowanie	19,9	22,5	36,0
pozostałości rolne (słoma, odpady z pielęgnacji sadów itp.)	spalanie	15,8	24,6	34,6
łącznie biomasa z produkcji rolnej		63,8	99,8	151,0
drewno lite	spalanie, zgazowanie	2,1	2,2	2,5
zrębki i pellety	spalanie, zgazowanie	42,4	45,1	51,3
pozostałości z leśnictwa (pnie, gałęzie itp.)	spalanie, zgazowanie	23,9	47,7	138,8
wtórne pozostałości z leśnictwa (zrębki)	spalanie, zgazowanie	2,2	4,5	11,1
wtórne pozostałości z leśnictwa (trociny)	spalanie, zgazowanie	0,3	0,7	1,7
odpady po pielęgnacji terenów publicznych	spalanie, zgazowanie	2,8	5,5	13,8
łącznie biomasa z leśnictwa		73,7	105,7	219,2
łącznie biomasa		137,4	205,5	370,2

Źródło: opracowanie własne⁷⁸.

⁷⁵ Uwzględnione w KPEiK analizy IEO wskazują na potencjał 253 TWh w horyzoncie do 2030 roku.

⁷⁶ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (wersja przekształcona). Dz. U. UE L 328/82.

⁷⁷ Instytut Energii Odnawialnej, *Możliwości wykorzystania OZE w Polsce do roku 2020*, Warszawa 2007.

⁷⁸ Na podstawie: <https://data.jrc.ec.europa.eu/collection/id-00138>.

Perspektywy rozwoju

Obecnie biomasę wykorzystuje się głównie do celów grzewczych. W 2018 roku wyprodukowano blisko 58 TWh ciepła⁷⁹, co znacznie przyczynia się do zanieczyszczenia powietrza.

Rola biomasy w elektroenergetyce jest zdecydowanie mniejsza. W 2019 roku wyprodukowano 4,5 TWh energii elektrycznej w instalacjach biomasowych o łącznej mocy blisko 900 MW oraz 1,8 TWh w procesie współspalania biomasy⁸⁰. Do 2016 roku skala współspalania była większa ze względu na sprzyjający w tamtym czasie system wsparcia. Zjawisko to zapoczątkowało import tańszej biomasy z zagranicy, który skutkował spadkiem cen w kraju i wstrzymaniem inwestycji w rodzime uprawy energetyczne. Duża podaż zielonych certyfikatów uzyskanych ze współspalania spowodowała spadek ich cen i nieopłacalność wytwarzania energii elektrycznej z biomasy. W efekcie, nastąpił stopniowy odwrót od wykorzystania biomasy w elektroenergetyce. Jej użycie jest wciąż na znacznie niższym poziomie niż w rekordowym roku 2012, kiedy wyprodukowano około 9,5 TWh⁸¹.

Obecny system wsparcia nie sprzyja rozwojowi wykorzystania biomasy do produkcji energii. W latach 2016-2019 w aukcjach organizowanych przez prezesa URE zakontraktowano jedynie 22 MW nowych mocy w instalacjach biomasowych. Ten mechanizm nie jest dla inwestorów wystarczającą zachętą do budowy nowych jednostek ze względu na zbyt duże ryzyko przy ustalaniu cen zgłaszanych na aukcjach – wobec nieznajomości kształtowania się przyszłych cen biomasy.

Potencjał wykorzystania tej technologii jest zdecydowanie niższy niż w przypadku energetyki słonecznej czy wiatrowej. KPEiK przewiduje zwiększenie mocy zainstalowanej elektrycznej w jednostkach zasilanych biomasą stałą do około 1,5 GW w 2030 roku, co oceniamy jako realny potencjał rozwoju. Obejmuje on również wykorzystanie odpadów komunalnych⁸².

42 Ograniczony potencjał rozwoju wykorzystania biomasy do produkcji energii elektrycznej wynika m.in. z następujących uwarunkowań:

- Równolegle trwająca transformacja ciepłownictwa, odchodzenie od węgla na rzecz biomasy oraz promowanie OZE w ciepłownictwie.
- Energia elektryczna wytworzona z paliw pozyskanych z biomasy w instalacjach powyżej 50 MW_t będzie uznana za odnawialną, o ile będą spełnione wymogi dotyczące stosowania wysokosprawnej kogeneracji oraz sprawności energetycznej.
- Biomasa nie jest źródłem bezemisyjnym, a jej rola w dekarbonizacji sektora elektroenergetyki to wciąż przedmiot krytyki. Prawdopodobnie kwestią czasu jest uznanie jej za źródło emisji.

79 Eurostat, REShires: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares>.

80 Forum Energii, *Transformacja energetyczna w Polsce. Edycja 2020*.

81 Eurostat, REShires: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares>.

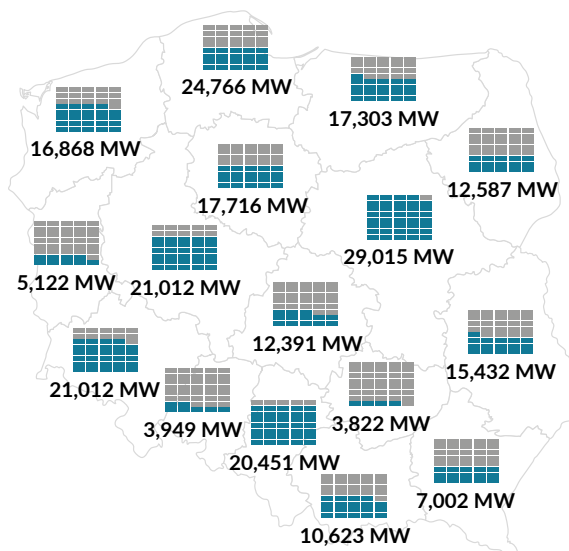
82 Odpady komunalne, które stanowią surowiec do wytworzenia RDF, mają zdecydowanie niższy potencjał (według bazy danych Enspresso 0,2-0,3 TWh, co stanowi 1-3% łącznych zasobów). Perspektywy wykorzystania RDF jako paliwa alternatywnego w elektroenergetyce są ograniczone. Główną przyczyną to regulacje unijne. Zaliczają one RDF do grupy odpadów, które priorytetowo powinny być poddawane recyklingowi, zaś odzysk termiczny znajduje się bardzo nisko w hierarchii możliwych zastosowań. Instalacja wytwarzająca energię elektryczną, aby móc wykorzystywać RDF jako paliwo, musi posiadać status spalarni odpadów. Wiąże się to ze znacznymi kosztami dostosowania do wymogów formalno-prawnych. Z tego względu, a także z powodu ryzyka przyspieszonej korozji instalacji, wykorzystanie RDF jako paliwa w ciepłownictwie i elektroenergetyce nie jest brane w szerszym zakresie pod uwagę. RDF będzie spalane w dedykowanych instalacjach, w miarę możliwości przyłączonych do systemów ciepłowniczych aglomeracji miejskich.

5. 8. Biogaz

Potencjał

Analizy Instytutu Inżynierii Biosystemów Uniwersytetu Przyrodniczego w Poznaniu (IIB UP) szacują roczny potencjał produkcji biogazu na 13,5 mld m³, w tym 7,8 mld m³ biometanu. Pozwala to na budowę biogazowni o mocy elektrycznej około 3,6 GW i rocznej produkcji około 30 TWh energii elektrycznej. Przystosowanie biogazowni do pracy szczytowej umożliwiłoby zwiększenie mocy instalacji do poziomu 5,5 GW. Ponadto, potencjał wykorzystania odpadów komunalnych oraz osadów ściekowych do produkcji biogazu oceniony został na około 210 MW, a roczna produkcja na poziomie 1,75 TWh. Dalszy wzrost potencjału biogazowni mógłby nastąpić np. w przypadku rozwoju upraw kukurydzy przeznaczonej na kiszonkę. Wykorzystanie 5% powierzchni gruntów rolnych pozwoliłoby na rozbudowę instalacji biogazowych o dodatkowe 3 GW, zakładając pracę ciągłą lub 4,5 GW w przypadku pracy szczytowej (przy rocznej dodatkowej produkcji odpowiednio: 25,2 i 26,1 TWh). Jednak biorąc pod uwagę ograniczenia wprowadzone dyrektywą RED II, które dotyczą wykorzystania biomasy pochodzącej z roślin spożywczych i pastewnych, ten dodatkowy wzrost potencjału biogazowni może być trudny do zrealizowania⁸³.

Rysunek 34. Liczba biogazowni w Polsce i ich moc zainstalowana na 30.12.2019 roku



Źródło: URE, marzec 2020.

43

Perspektywy rozwoju

Aktualnie do KSE przyłączonych jest 317 instalacji, które wykorzystują biogaz do produkcji energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej około 0,25 GW⁸⁴ (rysunek 34). W latach 2010-2016 roczny przyrost wynosił średnio około 25 MW, ale sektor ten nie osiągnął znaczącego przyśpieszenia rozwoju pomimo strategii przewidujących powstanie biogazowni w każdej gminie. W okresie 2017-2019 budowano rocznie jedynie około 3 MW nowych biogazowni. System aukcyjny okazał się mało atrakcyjny dla tej technologii i w efekcie zakontraktowano jedynie 35 MW nowych mocy. Jedną z przyczyn wciąż małego udziału w systemie aukcyjnym jest bariera kapitałowa. Nakład na budowę 1 MW w biogazowni wynosi około 15-20 mln zł. Dlatego pojawiła się w tej branży potrzeba zwiększenia cen referencyjnych dla biogazu tak, aby umożliwić biogazowniom opłacalność w systemie FIT/FIP. Zwiększenie cen w maju 2020 roku dla biogazowni rolniczych zostało przyjęte pozytywnie przez branżę. Dla poszczególnych inwestycji dużą przeszkodą jest nadal opór społeczny, który wynikają z obaw przed lokalizacją blisko zabudowań.

Pozytywnym impulsem do rozwoju generacji tych źródeł jest nowelizacja ustawy o OZE z czerwca 2018 roku wprowadzająca systemy wsparcia FIT i FIP w postaci stałych cen dla instalacji o mocy do 1 MW, które wykorzystują biogaz. Można również oczekiwać wzrostu wykorzystania biomasy w biogazowniach ze względu na coraz większy strumień odpadów biodegradowalnych oraz zaostrożenie przepisów, które dotyczą gospodarki odpadami.

Pomimo dużego potencjału, rozwój biogazu w Polsce traktuje się w strategiach rządowych do 2030 roku ze sporą dozą ostrożności, szacując go na poziomie 0,56-0,75 GW. Jednak przy zapewnieniu stabilnych i korzystnych ram prawnych oraz rosnącym zapotrzebowaniu na OZE niezależne od pogody perspektywy wykorzystania biogazu w Polsce mogą być znacznie bardziej optymistyczne. Do roku 2030 możliwy jest wzrost mocy zainstalowanej

⁸³ J. Dach, D. Janczak, W. Czekala, A. Lewicki, *Potencjał biogazowy w Polsce – aktualne dane*, Biomasa nr 9 (49), październik 2018.

⁸⁴ www.ure.gov.pl.

w elektrowniach biogazowych nawet do około 2,25 GW⁸⁵. Średni czas realizacji inwestycji biogazowej wynosi dwa lata⁸⁶.

Długoterminowo trzeba też mieć na uwadze konkurencję pomiędzy różnymi sektorami o wykorzystanie biogazu. Dzisiaj jest on głównie używany w kogeneracji do produkcji energii elektrycznej. W najbliższej przyszłości planowane jest zwiększenie wykorzystania biometanu, czyli oczyszczonego biogazu, do celów transportowych czy ciepłowniczych.

6. Źródła elastyczności systemu elektroenergetycznego

Niniejszy rozdział prezentuje potencjał wykorzystania źródeł elastyczności dla krajowego systemu elektroenergetycznego w 2030 roku. Uwzględni on zarówno technologie mające charakter niewytwórczy, jak i pompy ciepła, których głównym celem jest produkcja ciepła.

6.1. Pompy ciepła

Stan obecny

Pompy ciepła mają szeroki zakres zastosowania, w tym klimatyzację, ogrzewanie i chłodzenie pomieszczeń mieszkalnych i komercyjnych. Używane są do podgrzewania ciepłej wody użytkowej, w procesach suszenia oraz innych, podczas których wymagane jest ciepło technologiczne. W Polsce dynamicznie wzrasta ich wykorzystanie w ciepłownictwie indywidualnym. Szacowana liczba pracujących na koniec 2019 roku pomp ciepła w budynkach jednorodzinnych wynosiła około 312 tys., o łącznej mocy grzewczej około 1,86 GW_t i szczytowej mocy elektrycznej 0,65 GW_e. Blisko 120 tys. sztuk pracuje na potrzeby instalacji centralnego ogrzewania. Znaczny udział, około 103 tys., to pompy typu powietrze/powietrze wykorzystywane jako dodatkowe źródło ciepła⁸⁷.

Perspektywy wykorzystania potencjału

Perspektywy wykorzystania pomp ciepła związane są z postępującą dekarbonizacją ciepła oraz likwidacją niskiej emisji. Wzrost ich znaczenia jest uwzględniony w dokumentach rządowych oraz analizach eksperckich. Prognozy Polskiej Organizacji Rozwoju Technologii Pomp Ciepła (PORT PC) wskazują na znaczący przyrost mocy zainstalowanej w budynkach jednorodzinnych do 2030 roku. W zależności od scenariusza szczytowa moc elektryczna może wynieść od 2,5 do 5,4 GW (tabela 9). W tym raporcie został przyjęty wariant bazowy z około 1 mln sztuk zainstalowanych pomp ciepła. Dynamiczniejszy wzrost sektora mógłby zapewnić systemowi jeszcze więcej elastyczności.

Tabela 9. Prognozowana liczba pomp ciepła w budynkach jednorodzinnych do 2030 roku

wariant	liczba sztuk [tys.]	roczna produkcja ciepła [PJ/rok]	szczytowa moc P _t [GW]	szczytowa moc P _e [GW]	roczne zużycie energii elektr. [TWh]	udział PC w bud. jednorodzinnych [%]
bazowy	1 098	29,83	6,85	2,57	4,82	10
optymistyczny	2 088	60,36	14,22	5,38	10,34	23

Źródło: opracowanie własne⁸⁸.

⁸⁵ Uwzględniając sumę potencjału wynikającego z biogazu rolniczego, wykorzystania odpadów komunalnych oraz osadów ściekowych; na podstawie doświadczeń innych krajów europejskich.

⁸⁶ Fundacja na rzecz Rozwoju Polskiego Rolnictwa. *Biogazownie szansą dla rolnictwa i środowiska*, publikacja przygotowana w ramach Planu działania Sekretariatu Centralnego Krajowej Sieci Obszarów Wiejskich na lata 2007-2013.

⁸⁷ PORT PC, *Rynek pomp ciepła w Polsce w latach 2010-2019. Perspektywy rozwoju rynku pomp ciepła do 2030 roku*, Kraków 2020.

⁸⁸ Na podstawie: PORT PC, *Rynek pomp ciepła...*

W systemie elektroenergetycznym pompy ciepła mogą pełnić funkcję magazynu energii. W czasie z nadpodażą energii elektrycznej, np. pochodzącej z OZE, pompy ciepła mogą wykorzystywać ją do akumulacji ciepła w buforach wody grzewczej. Podczas deficytu energii praca pomp może zostać wstrzymana bez pogorszenia komfortu cieplnego, ponieważ wykorzystywane będzie ciepło zgromadzone w buforze.

6. 2. Pojazdy elektryczne

Stan obecny

W Polsce zarejestrowanych jest około 11,7 tys. samochodów elektrycznych⁸⁹, w tym około 60% stanowią samochody w pełni elektryczne (BEV), a pozostałą część hybrydy typu plug-in (PHEV). To wciąż bardzo niewielka część (około 0,06%) sektora transportu samochodowego⁹⁰. Wraz ze wzrostem liczby pojazdów rozwija się ogólnodostępna infrastruktura ładowania. W Polsce funkcjonuje niewiele ponad 1 tys. stacji ładowania pojazdów elektrycznych, z tego około 30% stanowią szybkie stacje ładowania prądem stałym, a pozostała część to wolne ładowarki prądu przemiennego o mocy większej lub równej 22 kW.

Wśród najważniejszych barier, które hamują rozwój elektromobilności, wymienia się wysokie koszty zakupu, brak odpowiednio rozwiniętej struktury ładowania oraz stosunkowo niewielki zasięg pojazdów elektrycznych. Tempo rozwoju tego sektora uzależnione będzie m.in. od postępu technologicznego, poziomu popytu decydującego o rozwoju rynku pojazdów oraz stanu infrastruktury ładowania, która jest częścią systemu elektroenergetycznego.

Perspektywy wykorzystania potencjału

W wielu prognozach pojawia się przekonanie, że liczba samochodów elektrycznych będzie się coraz bardziej zwiększać. Raport przygotowany na zlecenie Ministerstwa Przedsiębiorczości i Technologii (obecnie Ministerstwo Rozwoju) uznaje za realne funkcjonowanie około 680 tys. sztuk pojazdów elektrycznych w roku 2030. W tym podstawowym scenariuszu roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną zwiększy się o około 2,9 TWh⁹¹. Maksymalne zapotrzebowanie na moc mieści się w przedziale 2-3,5 GW w zależności od trybu ładowania.

Z punktu widzenia KSE proces ładowania powinien odbywać się w godzinach nocnych przy niewielkim zapotrzebowaniu na moc i niskich cenach lub w godzinach istotnych ze względu na bilansowanie systemu. Aby możliwy był taki scenariusz, konieczne są odpowiednie zachęty dla użytkowników pojazdów EV, np. wprowadzenie taryf preferujących ładowanie w nocy oraz rozwój inteligentnych sieci. Inteligentne ładowanie oznacza dostosowanie cyklu ładowania pojazdów elektrycznych zarówno do warunków w systemie elektroenergetycznym, jak i potrzeb użytkowników. Opcje rozładowywania akumulatora i wprowadzania energii do sieci oraz technicznej zdolności do świadczenia usług systemowych będą powszechnie implementowane przez producentów samochodów elektrycznych. Oczekiwane zmiany w elastyczności zasobów pojazdów elektrycznych do 2030 roku przedstawia tabela 10.

Tabela 10. Oczekiwane zmiany w elastyczności zasobów EV do roku 2030

obecnie	2030
małe baterie (30-60 kWh) -> mały zasięg (150-300 km)	duże baterie (90-200 kWh) -> duży zasięg (600-1 000 km)
postój przez 90% czasu	nadal długie czasy parkowania
ładowanie w domu i w miejscu pracy	nadal ładowanie najczęściej w domu i w miejscu pracy
inteligentne ładowanie w fazie testowania, powszechnie stosowane taryfy strefowe	wdrożone inteligentne ładowanie, potencjał zależny od uwarunkowań rynkowych

Źródło: IRENA⁹².

⁸⁹ <http://pspa.com.pl/>.

⁹⁰ Według Centralnej Ewidencji Pojazdów (CEP) użytkowanych jest około 20 milionów.

⁹¹ Atmoterm, Raport końcowy. Analiza stanu rozwoju oraz aktualnych trendów rozwojowych w obszarze elektromobilności w Polsce, Warszawa 2019.

⁹² IRENA — International Renewable Energy Agency, *Innovation outlook. Smart charging for electric vehicles*, Abu Dhabi 2019.

Systemy bateryjne pojazdów elektrycznych mają zdolność do szybkiej reakcji, potrzebnej do świadczenia niektórych usług systemowych, jednak ich moc i pojemność jest ograniczona. Dlatego wymagane byłoby zagregowanie wielu pojazdów elektrycznych w ramach wirtualnej elektrowni. Agregacja około 500 pojazdów i ich punktów ładowania pozwala zebrać moc 1-2 MW i uzyskać wymaganą zdolność do składania ofert na rynku hurtowym lub rynku usług systemowych. Potencjalne usługi systemowe świadczone przez pojazdy elektryczne przedstawione są w tabeli 11.

Tabela 11. Potencjalne usługi na rzecz KSE świadczone przez pojazdy elektryczne

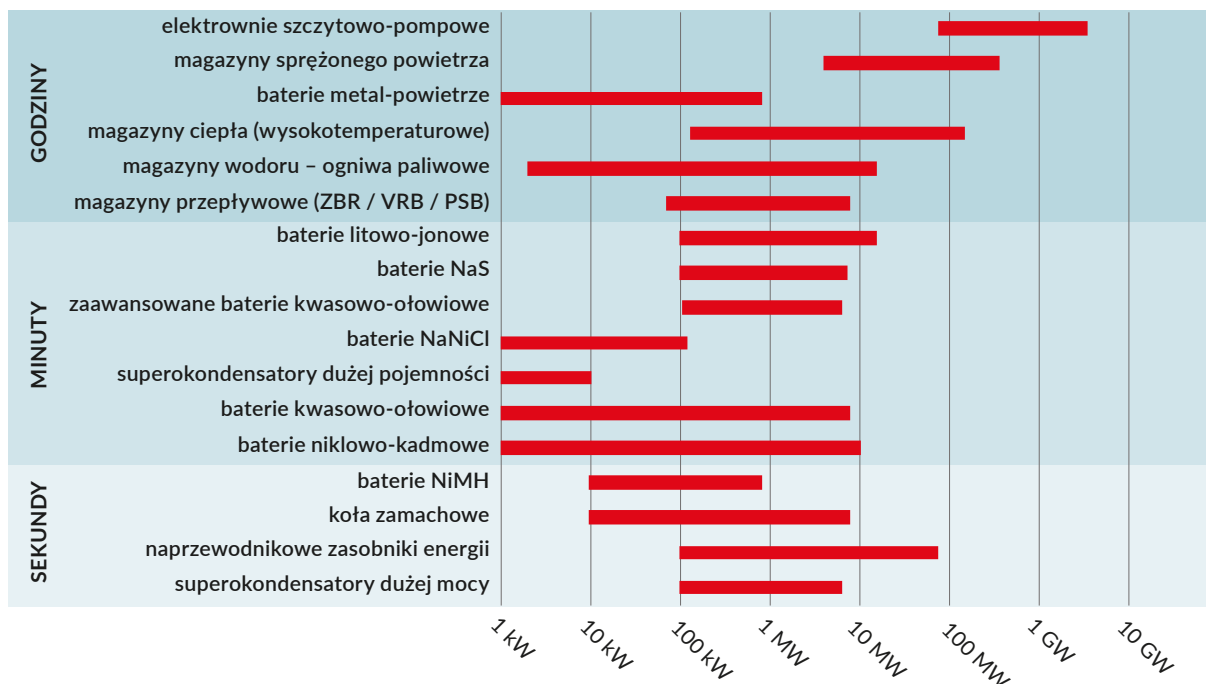
na poziomie KSE		na poziomie lokalnym	
rynek energii	OSP	OSD	instalacja wewnętrzna (za licznikiem energii)
- redukcja szczytowego zapotrzebowania - bilansowanie energii	- regulacja częstotliwości (rezerwa pierwotna, i wtórna) - inne usługi systemowe (np. regulacja napięcia, zasilanie rezerwowe w przypadku awarii)	- regulacja napięcia - usuwanie ograniczeń i zarządzanie zdolnościami przesyłowymi w sieci dystrybucyjnej	- wzrost wykorzystania energii odnawialnej na potrzeby własne - arbitraż cenowy - zasilanie rezerwowe

Źródło: IRENA⁹³.

6. 3. Magazyny energii (ME)

Dostępnych jest wiele technologii magazynowania energii elektrycznej o różnych parametrach. Pojemność, wymagania eksploatacyjne czy wiodąca strategia wykorzystania mogą się różnić w zależności od lokalizacji, wymagań użytkownika etc. Zastosowanie magazynu wynika z wielkości mocy, czasu rozładowania, a także poziomu przyłączenia do sieci elektroenergetycznej (rysunek 35).

Rysunek 35. Wykorzystanie poszczególnych technologii zasobników energii elektrycznej



Źródło: M.C. Argyrou, P. Christodoulides, S.A. Kalogirou, *Energy storage for electricity generation and related processes: Technologies appraisal and grid scale applications*, Renewable and Sustainable Energy Reviews 94 (2018) 804–821.

Magazynowanie energii może być traktowane zarówno jako generacja, jak i pobór w systemie. Umożliwia ono przesunięcie czasowe zużycia energii między okresami, w których występuje nadmiar lub niedobór energii. W zależności od technologii magazyny energii mogą pracować w horyzoncie:

- krótkoterminowym (sekundowym, minutowym – regulacja częstotliwości i mocy czynnej),
- średnioterminowym (bilansowanie dobowe),
- długoterminowym (bilansowanie sezonowe).

W KSE do magazynowania energii wykorzystywane są elektrownie szczytowo-pompowe (ESP) o mocy około 1,5 GW (moc w generacji oraz moc pompowania). Pozostałe rodzaje magazynów, głównie systemy bateryjne, są przedmiotem badań i wdrożeń demonstracyjnych. ENERGA-Operator S.A. bada działanie systemów bateryjnych 0,75 MW/1,5MWh w Pucku, systemów bateryjnych 6 MW/27MWh współpracujących z FW Bystra, magazynu hybrydowego w pobliżu farmy PV Czernikowo oraz planowanych przez PGE kilku projektów o łącznej mocy 40 MW (głównie na potrzeby sieciowe oraz współpracy z VRES). Ponadto PSE rozważa opracowanie studium wykonalności dla baterijnego ME w różnych wariantach o parametrach 50-100 MW/200-400 MWh⁹⁴.

Perspektywy dla magazynów na świecie

W Europie najwięcej instalacji jest użytkowanych w Niemczech, Włoszech oraz Wielkiej Brytanii. Są one wykorzystywane zarówno jako małe magazyny domowe powiązane z fotowoltaiką, jak i duże instalacje na potrzeby energetyki zawodowej (bilansowanie OZE, świadczenie usług systemowych związanych z regulacją częstotliwości). Dominującą technologią w ostatnich latach są magazyny litowo-jonowe. Na koniec 2019 roku łączna moc ME w Niemczech wyniosła około 450 MW, natomiast w Wielkiej Brytanii w ramach usługi EFR (*Enhanced Frequency Response*) przyłączono instalacje po kilkadziesiąt MW (największe około 50 MW), dzięki czemu łączna moc zasobników energii elektrycznej przekroczyła tam w 2019 roku 900 MW.

47

Głównymi powodami rozwoju magazynów energii są:

- Zmieniający się miks energetyczny. Udział OZE w Wielkiej Brytanii w 2019 roku wzrósł do ponad 30%, a w Niemczech notowane są dni, podczas których energetyka odnawialna pokrywa w 100% zapotrzebowanie na moc.
- Koszty technologii. Od 2010 roku koszt baterii litowo-jonowych spadł o około 80%. Przechodzą one taką samą ścieżkę rozwoju jak fotowoltaika. Dalszy spadek cen będzie wynikał z coraz większego zastosowania akumulatorów w samochodach elektrycznych oraz energetyce. Zapotrzebowanie na pojazdy elektryczne w Europie systematycznie rośnie. Producenci akumulatorów coraz częściej budują tu zakłady. Dzięki temu zmniejszą się niektóre koszty importu akumulatorów, zwłaszcza koszty transportu. Prognozuje się dalszy spadek cen baterii litowo-jonowych z około 160 USD/kWh w 2019 roku do około 60 USD/kWh w 2030 roku⁹⁵. W efekcie przewidywany jest 122-krotny wzrost zainstalowanej mocy magazynów energii z 9 GW w 2018 roku do 1 095 GW w 2040 roku⁹⁶.

Perspektywy wykorzystania potencjału

Szacuje się, że dla prawidłowej pracy KSE powinno być dostępne około 5 GW mocy zainstalowanej w magazynach energii⁹⁷. Aktualnie zainstalowana moc to około 1,5 GW, zapotrzebowanie KSE na wolumen mocy stacjonarnych magazynów wynosi więc około 3,5 GW.

⁹⁴ <https://globalwindatlas.info/en/area/Poland?print=true>.

⁹⁵ <https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-fall-as-market-ramps-up-with-market-average-at-156-kwh-in-2019/?sf113554299=1>.

⁹⁶ BNEF's Energy Storage Outlook 2019.

⁹⁷ Według informacji z Polskiej Izby Magazynowania Energii (PIME): <https://www.energetyka24.com/polska-potrzebuje-szybszego-rozwoju-magazynow-energii>.

Dużą barierą dla rozwoju jest nieuregulowany status prawny instalacji magazynowania energii elektrycznej. Niespójne są definicje magazynowania energii elektrycznej, nieokreślony jest jego status w kontekście taryfowania i obowiązków koncesyjnych, brakuje przepisów, które regulują zasady przyłączenia do sieci. Opracowywana nowelizacja *Prawa energetycznego* ma przede wszystkim znieść bariery formalno-prawne, co pozwoli inwestorom na korzyści z magazynowania energii elektrycznej i umożliwi rozwój tej branży.

Biorąc pod uwagę coraz większą konkurencyjność tych technologii oraz rosnący udział OZE zależnych od pogody w krajowymi miksie, szerszy rozwój magazynowania energii wydaje się nieunikniony. Najważniejsze ku temu przesłanki wymieniamy poniżej:

- W 2018 roku do certyfikacji ogólnej na rynku mocy jako jednostki planowane zgłoszono 15 instalacji magazynowania energii o mocy 111 MW, w 2019 roku – 20 instalacji o mocy 5,6 GW, a w 2020 roku 45 instalacji o łącznej mocy 5,9 GW⁹⁸. Ponadto PSE wydały warunki przyłączenia magazynów energii elektrycznej o łącznej mocy 312 MW⁹⁹.
- Ciągły wzrost udziału źródeł typu VRES w strukturze mocy KSE również wymusi na OSP wykorzystanie źródeł o większej elastyczności pracy niż elektrownie węglowe. Doświadczenia niemieckie i brytyjskie wskazują na to, że ME są używane najczęściej do regulacji częstotliwości.
- Dynamiczny rozwój sektora mikroinstalacji w Polsce może skutkować potrzebą tworzenia zachęt do instalacji przydomowych zasobników energii, szczególnie na obszarach o dużym nasyceniu systemami PV. W Niemczech do 2019 roku zainstalowano około 160 tys. takich domowych ME współpracujących z systemami PV. Są to magazyny o pojemności od 4 do 8 kWh. Główne korzyści z zastosowania zasobników to zwiększenie autokonsumpcji oraz ograniczenie rozbudowy sieci energetycznej¹⁰⁰.

48

6. 4. Power to X

Technologie Power to X obejmują procesy przekształcania nadwyżek energii wytwarzanej ze źródeł odnawialnych w różne typy nośników energii możliwych do wykorzystania w wielu sektorach gospodarki lub do konwersji z powrotem w energię elektryczną. Zastosowanie tych technologii pozwala zwiększyć potencjał elastyczności pracy sieci elektroenergetycznej oraz zmniejszyć udział energii z paliw kopalnych wykorzystywanych poza obszarem energetyki. Największy potencjał zastosowania w tym obszarze mają Power to Gas i Power to Heat.

Power to Gas

Kluczowym elementem w technologiach Power to X jest produkcja wodoru. W procesie transformacji na gospodarkę niskoemisyjną wodór i energię elektryczną można uznać za uzupełniające się nośniki energii. Wodór z OZE ma potencjał techniczny do przenoszenia zielonej energii do sektorów, których dekarbonizacja innymi środkami byłaby utrudniona (gaz na potrzeby przemysłu i odbiorców komunalnych, transport itp.). Idea tej technologii przedstawiona jest na rysunku 36. Aktualnie w krajach z wysokim udziałem źródeł odnawialnych (np. w Niemczech, Danii) instalacje w technologii Power to X są w fazie rozwojowej. W Niemczech zostały ostatnio oddane do użytku instalacje w Leuna – projekt HYPOS: MegaLyseur (2 MW, 2019) oraz w Fehndorf – projekt PtG-Fehndorf (2 MW, 2019)¹⁰¹. Głównymi barierami rozwoju technologii są wciąż wysokie koszty, brak rozwiniętej infrastruktury transportowej wodorowej oraz niska sprawność całego procesu.

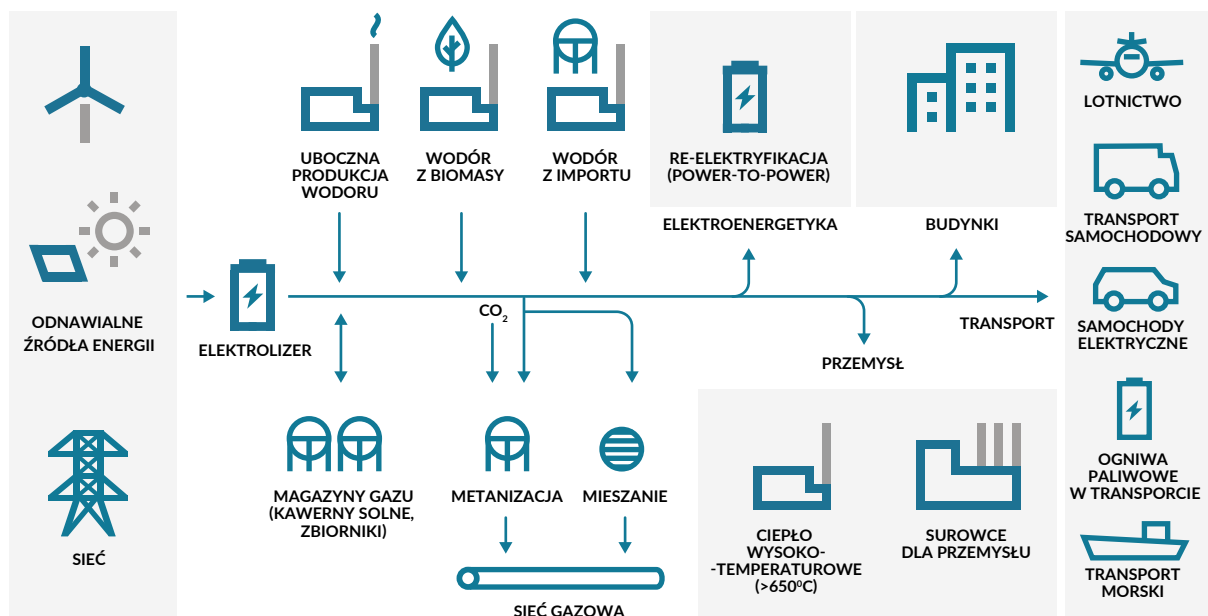
⁹⁸ <https://www.pse.pl/>.

⁹⁹ Polskie Sieci Elektroenergetyczne, *Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030*, Konstancin-Jeziorna 2020.

¹⁰⁰ Do 2019 roku w Niemczech zainstalowano około 1,7 mln instalacji PV.

¹⁰¹ M. Thema, F. Bauer, M. Sterner, *Power-to-Gas: Electrolysis and methanation status review*, Renewable and Sustainable Energy Reviews Volume 112, September 2019, 775-787.

Rysunek 36. Wykorzystanie nadwyżek z generacji OZE do produkcji wodoru i możliwości dalszego zastosowania w ramach technologii Power to X



Źródło: IRENA¹⁰².

Pozytywne perspektywy rozwoju wykorzystania technologii wodorowych zwiększyły się jednak w wyniku działań na rzecz odbudowy europejskiej gospodarki po pandemii koronawirusa. Opublikowana 8 lipca 2020 roku unijna strategia wodorowa przewiduje powstanie do 2030 roku 40 GW elektrolizerów, które będą wykorzystywały odnawialne źródła energii. Równolegle w wielu państwach, w tym w Polsce, w toku są prace nad krajowymi strategiami.

Potencjał ekonomiczny tej technologii do wykorzystania w KSE, w perspektywie roku 2030, zależny będzie od udziału OZE o zmiennej charakterystyce wytwarzania w strukturze źródeł wytwórczych. Dodatkowo ważny będzie wolumen okresowo występujących nadwyżek generowanej przez nie energii, która nie będzie mogła być wprowadzona do sieci, zmagazynowana lub wykorzystana przez odbiorców. Zakres ich zastosowania będzie także uzależniony od dojrzałości komercyjnej poszczególnych technologii oraz postępów w ich rozwoju, co przełoży się na wzrost efektywności energetycznej oraz spadek kosztów wdrożenia i eksploatacji. W opracowaniu przyjęliśmy¹⁰³, że do 2030 roku ta technologia w Polsce nie będzie wykorzystywana na skalę przemysłową¹⁰⁴.

Power to Heat

Czynnikiem, który zwiększa możliwą elastyczność pracy KSE, jest też wzmocnienie integracji sektorów ciepłowniczego i elektroenergetycznego. Wykorzystanie potencjału systemów ciepłowniczych umożliwi dostosowanie profilu produkcji energii elektrycznej do zapotrzebowania odbiorców na moc. Najważniejsze dla wykorzystania potencjału ciepłownictwa jest:

- Zwiększenie generacji latem wynikające m.in. z efektu generacji energii elektrycznej w pseudokondensacji i wykorzystania ciepłej wody użytkowej. W tym przypadku nadwyżki energii cieplnej mogą być magazynowane.
- Wykorzystanie ciepła sieciowego do produkcji chłodu.
- Magazynowanie nadwyżek energii elektrycznej w postaci ciepła.

¹⁰² IRENA – International Renewable Energy Agency, *Innovation landscape for a renewable-powered future. Solutions to integrate variable renewables*, Abu Dhabi 2019.

¹⁰³ Komisja Europejska, *Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe. Final Report*, March 2020.

¹⁰⁴ <https://www.entsos-tyndp2020-scenarios.eu/>.

Wykorzystanie możliwości ciepłownictwa w powiązaniu z siecią elektroenergetyczną jest powszechne w Danii. To rozwiązanie stosuje się m.in. po to, żeby bilansować zmiany mocy w systemie elektroenergetycznym wynikające z dużej zmienności generacji wiatrowej i fotowoltaiki. Potencjał OZE w ciepłownictwie i ich efektywność szybko rosną wraz z rozwojem technologii magazynowania ciepła, zarówno w cyklach kilkudniowych, jak i sezonowych.

Na wykorzystanie OZE w ciepłownictwie wpływa istotnie idea sezonowego magazynu ciepła, który pozwalałby na wyrównywanie podaży i popytu, szczególnie przy wysokim udziale źródeł zależnych od warunków atmosferycznych¹⁰⁵. W raporcie Forum Energii *Odnawialne źródła energii w ciepłownictwie. Technologie, które zmieniają rzeczywistość* zidentyfikowany potencjał w tym zakresie wynosi 3,2 GW¹⁰⁶.

6. 5. Redukcja zapotrzebowania DSR

Redukcja zapotrzebowania (DSR) to interwencyjne ograniczenie poboru mocy z sieci¹⁰⁷ przez urządzenia odbiorców w określonych godzinach. Przyszłością DSR jest aktywne uczestnictwo w rynku energii. Wówczas to bodźce rynkowe, a nie regulacyjne, będą decydowały o jego uruchomieniu.

DSR to jeden z elementów ochrony KSE przed zakłóceniami o charakterze nadzwyczajnym. Obecnie OSP może skorzystać z usługi w celu zbilansowania KSE, np. w sytuacji obniżenia poziomu rezerw mocy na pokrycie zapotrzebowania. Zaletą DSR jest czas wdrożenia oraz uruchamiania rezerw w stosunku do czasu wymaganego do budowy nowych bloków energetycznych. W wielu krajach mechanizm DSR jest systematycznie rozbudowywany i stanowi ważny czynnik uelastycznienia pracy systemu elektroenergetycznego. Programy DSR mogą być realizowane nie tylko poprzez pojedyncze przedsięwzięcia, ale także przez wyspecjalizowane firmy agregujące. Wielkość potencjału DSR zależy od założeń w zakresie kosztów, czasu działania i sposobu uruchomienia.

W KSE oferentami usługi DSR są odbiorcy przemysłowi posiadający stosunkowo wysoki potencjał redukcji – co najmniej 10 MW (np. PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna, PKN Orlen) oraz agregatorzy z potencjałem redukcji podmiotów, które oddają do dyspozycji swoje zasoby. W 2020 roku PSE w przeprowadzonych przetargach w ramach Programu Gwarantowanego (IP-DSR) pozyskały potencjał redukcji wynoszący od 683,7 MW do 764,5 MW w miesiącach letnich i 612 MW w okresie zimowym¹⁰⁸.

Perspektywy rozwoju

Od 2021 roku Program Gwarantowany zostanie zastąpiony udziałem DSR w rynku mocy¹⁰⁹, a po wdrożeniu reformy rynku bilansującego oferenci DSR będą mogli również uczestniczyć w platformach wymiany energii bilansującej. Na podstawie przeprowadzonej certyfikacji ogólnej do rynku mocy zgłosiły się podmioty o łącznym wolumenie redukcji mocy na poziomie około 4,2 GW¹¹⁰. Natomiast w aukcjach głównych dostaw na lata 2021-2024 deklarowana moc w poszczególnych latach waha się w granicach 615-1029 MW. Największy wolumen mocy zadeklarowali agregatorzy Enel X oraz Enspiron (95-98% łącznej zadeklarowanej redukcji mocy).

Atrakcyjność uczestnictwa odbiorców energii w programach DSR na razie zależy od wolumenu aukcji DSR, ale mechanizm ten niedługo przestanie funkcjonować. W przyszłości istotna będzie elastyczność rynku i wahania cen, w których DSR mógłby się odnaleźć. Istotne, aby DSR traktowany był przez regulatora na równi z zasobami wytwórczymi.

Analizy wykorzystania DSR na wielu rozwiniętych rynkach energii wskazują na to, że jego ekonomiczny potencjał może osiągać nawet 10% mocy systemu w szczycie zapotrzebowania¹¹¹. Uwzględniając prognozę mocy szczytowej na rok 2030 na poziomie około 28 GW, otrzymujemy 2,8 GW potencjału ekonomicznego w ramach usług DSR. Jednak wszystko zależy od dalszego rozwoju rynku energii w Polsce.

¹⁰⁵ Np. przy wysokim poziomie generacji wiatrowej i/lub PV w stosunku do potrzeb zapotrzebowania na moc w KSE.

¹⁰⁶ Forum Energii, *Odnawialne źródła energii w ciepłownictwie. Technologie, które zmieniają rzeczywistość*, maj 2020.

¹⁰⁷ Na polecenie OSP lub po przyjęciu zgłoszonej oferty na platformie wymiany energii bilansującej.

¹⁰⁸ <https://www.pse.pl/>.

¹⁰⁹ Z pozostałych programów DSR po 2020 roku prawdopodobnie będzie kontynuowany tylko Program Bieżący.

¹¹⁰ <https://www.pse.pl/>.

¹¹¹ Forum Energii, *FLEX-E. Jak rozwiązać potencjał DSR w Polsce i obniżyć koszty systemu energetycznego*, marzec 2017.

6.6. Wymiana transgraniczna

Ze względu na powiązanie sieci i rynków połączenia transgraniczne są istotnym elementem równoważenia popytu i podaży, a także bilansowania energii z OZE. Krajowy system elektroenergetyczny posiada połączenia międzystanowe z większością sąsiednich krajów:

- połączenia synchroniczne z systemem niemieckim (operator 50Hertz), słowackim (SEPS) oraz czeskim (CEPS),
- połączenia asynchroniczne ze Szwecją (SvK, maks. 600 MW), z Litwą (Litgrid, maks. 500 MW),
- połączenia asynchroniczne z Ukrainą (Ukrenergo) jest realizowane jednostronnie poprzez linię promieniową 220 kV (maks. przepustowość 220 MW); linia 750 kV pozostaje trwale wyłączona.

Teoretyczne możliwości przesyłowe połączeń transgranicznych wynoszą około 9,5 GW, w tym połączeń synchronicznych około 6 GW. Stanowi to ponad 30% szczytowego zapotrzebowania na moc w KSE. Jednak technicznie może być wykorzystana tylko część zdolności przesyłowych, ponieważ są one w znacznym stopniu zależne od sytuacji bilansowej danego systemu elektroenergetycznego, m.in. nieplanowanych przepływów pomiędzy systemami¹¹², braku koordynacji sąsiednich systemów, ograniczeń sieciowych na obszarze KSE.

W ostatnich latach nadal utrzymuje się istotna różnica pomiędzy handlowym a rzeczywistym przepływem energii na połączeniach synchronicznych, wynikająca z niegrafikowych przepływów mocy. Do niedawna była ona importowana (w ujęciu handlowym) głównie ze Szwecji, Litwy oraz Ukrainy, a w 2019 roku znacząco wzrósł również import z Niemiec i Czech¹¹³.

Zgodnie z rozporządzeniem 2019/943 w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej¹¹⁴ od 1 stycznia 2020 roku OSP mają obowiązek udostępniać uczestnikom rynku międzyobszarowego zdolności przesyłowe. Poziom zdolności przesyłu nie może być niższy niż 70% zdolności przesyłowych dla danej granicy lub krytycznego elementu sieci wyznaczonych z uwzględnieniem granic bezpieczeństwa pracy systemu. Obecnie PSE szacuje, że moc możliwa do uzyskania z importu w okresach (godzinach) największego niedoboru zdolności wytwórczych w KSE wynosi około 1,8 GW¹¹⁵.

Do 2030 roku wielkość mocy dyspozycyjnej może zwiększyć się po zrealizowaniu następujących inwestycji w zakresie połączeń transgranicznych¹¹⁶:

- Zainstalowaniu przesuwników fazowych na interkonektorach polsko-niemieckich (Mikułowa – Hagenwerder, Krajnik – Vierraden, planowane zakończenie inwestycji w 2021 roku), a także rozbudowie sieci przesyłowej na terenie Niemiec (umożliwiającej przesył mocy z północnej części do południowej) oraz sieci przesyłowej w zachodniej części Polski (projekt 230 GerPol Power Bridge¹¹⁷, planowany termin ukończenia inwestycji w 2024 roku).
- Rozbudowie sieci przesyłowej w północnej części KSE¹¹⁸. Realizowana inwestycja (koniec w 2023 roku) zlikwiduje ograniczenia sieciowe i pozwoli na pełne wykorzystanie połączeń asynchronicznych niezależnie od czynników zewnętrznych.

¹¹² Niegrafikowe przepływy pomiędzy systemami Niemiec i Polski wynikające z wysokiej generacji OZE w północnej części Niemiec i braku wystarczających możliwości przesyłu mocy wewnątrz kraju.

¹¹³ Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w latach 2016-2018, www.ure.gov.pl

¹¹⁴ Rozporządzenie parlamentu europejskiego i rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej; Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej L 158/54.

¹¹⁵ Polskie Sieci Elektroenergetyczne, Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030, Konstancin-Jeziorna 2020.

¹¹⁶ Jak wyżej.

¹¹⁷ Jak wyżej.

¹¹⁸ Niska gęstość linii przesyłowych oraz niewielka ilość źródeł wytwórczych na północy powoduje, że w niektórych warunkach operacyjnych (niska/wysoka generacja wiatrowa, odstawienia bloków JWCD) wartości NTC są ograniczane poniżej maksymalnych zdolności przesyłowych połączeń SwePol i LitPol wynoszących 1,1 GW. P. Terlikowski, J. Paska, *Metodyka wyznaczania transgranicznych zdolności przesyłowego KSE, ze szczególnym uwzględnieniem połączeń transgranicznych*, Przegląd elektrotechniczny nr 3/2018.

- Budowie kabla HVDC Harmony Link o zdolności przesyłowej 700 MW relacji Darbenai (LT) – Żarnowiec (PL) oraz budowie nowych dwutorowych linii 400 kV w północnej części KSE. Inwestycje te są planowane do 2025 roku w ramach dostosowania systemów elektroenergetycznych państw bałtyckich do pracy synchronicznej z Europą kontynentalną oraz zwiększenia rynkowych zdolności wymiany.

W tej analizie założyliśmy, że powyższe inwestycje zostaną zrealizowane do 2030 roku. Wielkość mocy dyspozycyjnej połączeń transgranicznych, przy uwzględnieniu obowiązku wynikającego z rozporządzenia 2019/943, będzie wynosić około 2,36 GW.

7. Modele biznesowe dla rozwoju energetyki wiatrowej i słonecznej bez systemu aukcji

Ten rozdział przybliży modele biznesowe, które przyczynią się do rozwoju odnawialnych źródeł energii na poziomie wskazanym w rozdziale 4. Najważniejszą rolę odgrywają dziś aukcyjne systemy wsparcia. Taka sytuacja utrzyma się w najbliższych latach, ale warto podkreślić, że systemy te zmieniają swój charakter ze względu na wzrost konkurencyjności fotowoltaiki i energetyki wiatrowej na lądzie. Powstawanie nowych modeli biznesowych jest powiązane ze zmieniającym się rynkiem, który powinien być elastyczny i w czasie rzeczywistym odzwierciedlać sytuację systemu energetycznego.

Poprawa efektywności kosztowej OZE sprawia, że na znaczeniu zyskiwać będą nowe modele biznesowe. Umożliwią one operatorom instalacji OZE generowanie części lub całości dochodów z innych źródeł na zasadach rynkowych. W efekcie rząd utraci monopol na planowanie rozwoju sektora OZE. Coraz większą rolę będą odgrywały decyzje biznesu i gospodarstw domowych. Istnienie nowych modeli biznesowych jest ważne dla wizerunku całej branży, która do niedawna była widziana wyłącznie jako wymagająca dotacji. Ten rozdział uwzględnia rozwijające się obszary, które mają potencjał zapewnienia nowych mocy OZE bez wsparcia systemu aukcyjnego.

7.1. Energetyka prosumencka

Prosumentem jest odbiorca końcowy, który wytwarza energię elektryczną na własne potrzeby wyłącznie z odnawialnych źródeł, w mikroinstalacji. W przypadku, gdy odbiorcą końcowym nie jest gospodarstwo domowe, wytwarzanie energii elektrycznej nie może być przeważającą działalnością gospodarczą. Do mikroinstalacji zaliczane są instalacje OZE o łącznej mocy elektrycznej do 50 kW (w tym źródła kogeneracyjne o mocy cieplnej nie większej niż 150 kW), przyłączone do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV. W przypadku mikroinstalacji nie ma wymogu posiadania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej. Rozwój prosumeryzmu w Polsce był widoczny już w 2018 roku, ale prawdziwe przyspieszenie nastąpiło rok później. Liczba zarejestrowanych na koniec 2019 roku prosumentów wzrosła niemal trzykrotnie w porównaniu do roku 2018, a łączna moc mikroinstalacji przekroczyła 1 GW. Instalacje PV stanowią 99% tej mocy.

Popularność tego rozwiązania wynika z atrakcyjności ekonomicznej fotowoltaiki. Konstrukcja systemu wsparcia dla prosumentów w postaci tzw. opustów¹¹⁹ umożliwia im znaczne oszczędności w rachunkach za energię elektryczną w perspektywie co najmniej 25 lat, czyli okresu żywotności paneli. Jeszcze do niedawna taki mechanizm gwarantował zwrot z inwestycji po około 9 latach¹²⁰, ale wraz z wprowadzeniem dodatkowych zachęt finansowych w postaci programu Mój Prąd oraz ulgi termomodernizacyjnej, opłacalność tego rozwiązania stała się jeszcze większa.

Mikroinstalacje są obecnie największym motorem napędzającym rozwój fotowoltaiki w Polsce i ich popularność będzie zdecydowanie rostała. Szacuje się, że łączna ich moc w 2025 roku może wynosić około 4 GW¹²¹, a grono beneficjentów będzie nadal rozszerzane, m.in. poprzez umożliwienie korzystania z systemu wsparcia wspólnotom mieszkaniowym i spółdzielniom.

¹¹⁹ Polega on na rozliczaniu nadwyżek energii z mikroinstalacji OZE za niewykorzystaną i wprowadzoną do sieci w okresie rozliczeniowym nadwyżkę energii elektrycznej. Można uzyskać opust za energię pobraną z sieci. Dla instalacji o mocy do 10 kW, za 1 kWh oddaną do sieci, prosument w ramach opustu może odebrać 0,8 kWh, dla większych instalacji do 50 kW obowiązuje współczynnik 0,7. Przy czym opust obejmuje wyłącznie koszt energii i składnik zmienny opłaty za usługę dystrybucji.

¹²⁰ <https://wysokienapiecie.pl/21403-co-zmieni-moj-prad-czyli-5-tys-zl-doplaty-paneli-slonecznych-policzyliśmy/>.

¹²¹ Instytut Energetyki Odnawialnej, *Rynek fotowoltaiki w Polsce. Edycja 2020*, Warszawa 2020.

7. 2. Kontrakt typu Power Purchase Agreement (PPA)

Umowy sprzedaży energii z OZE (tzw. PPA) są w Polsce nową koncepcją, ale dość popularną w innych krajach, szczególnie stosowaną przez duże koncerny takie jak Google, Ikea czy Amazon. Rozwój PPA wiąże się m.in. z presją konsumentów na zieloną energię, ale również z rosnącymi cenami energii i coraz większą opłacalnością źródeł OZE.

Międzynarodowa Agencja Energii Odnawialnej (IRENA) szacuje, że na początku 2018 roku komercyjne umowy wieloletnie były stosowane w 75 krajach, a zakontraktowano w nich aż 465 TWh – prawie tyle, ile wynosi roczna konsumpcja energii elektrycznej we Francji¹²².

PPA mogą być realizowane w różnych modelach. W modelu *on-site* instalacja OZE przyłączona jest bezpośrednio do odbiorcy. W przypadku, gdy źródło OZE znajduje się w sąsiedztwie odbiorcy, a energię przesyła się bezpośrednią linią dystrybucyjną, możliwa jest realizacja umowy PPA typu *near site direct wire*. Umowa *off-site* może być zawarta w przypadku, gdy energia elektryczna z instalacji OZE przesyłana jest do odbiorcy z wykorzystaniem istniejącej sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, eksploatowanej przez koncesjonowanego operatora. Umowy PPA najczęściej mają charakter długoterminowy i są zawierane na okres 5-15 lat. W ich ramach stosuje się mechanizmy, które dają możliwość kształtowania ceny za energię elektryczną w zależności od sytuacji rynkowej i zabezpieczają interesy zarówno odbiorcy, jak i wytwórcy¹²³.

Główną motywacją dużych firm do zawierania tego typu umów jest rosnąca konkurencyjność energetyki wiatrowej i słonecznej oraz wzrost ambicji biznesu w walce ze zmianami klimatu. Szereg korporacji deklaruje przejście wyłącznie na odnawialne źródła energii i kontrakty PPA są tu najlepszym narzędziem. Dodatkową korzyścią jest zapewniona stabilna cena energii elektrycznej przez długi czas, co zapewnia przewagę konkurencyjną. W Polsce kierunek ten cieszy się coraz większym zainteresowaniem, a przykłady niedawnych umów wymieniamy w tabeli 12¹²⁴. Potencjał umów PPA jest jednak olbrzymi, bo polski przemysł potrzebuje około 50 TWh energii rocznie, co stanowi jedną trzecią krajowego zużycia¹²⁵.

53

Tabela 12. Przykłady umów PPA w Polsce

Data zawarcia	Odbiorca	Sprzedawca	Technologia	Opis
maj 2020	Orange Polska S.A.	wdp AG	onshore	15 MW z dwóch farm wiatrowych; moc dostarczana od 2021 roku
styczeń 2020	CMC Polska Sp. z o.o.	Statkraft AS	NA	10 MW, 10-letnie PPA finansowe
listopad 2019	Asahi Breweries Europe Group	Innogy SE	onshore	73 MW plus 11 MW rozszerzenia; 30 GWh/rok do roku 2021, następnie 80 GWh/rok do roku 2029
październik 2019	Signify NV	Green Investment Group Ltd., Axpo Polska Sp. z o.o.	onshore	42 MW, 10-letnie PPA wirtualne
lipiec 2019	Mercedes Benz Manufacturing Poland	VSB Neue Energien Deutschland GmbH	onshore	45 MW, moc dostarczana od 2019 roku
maj 2019	Grupa Azoty S.A.	PGE Polska Grupa Energetyczna	PV	5 MW, pierwsza moc w połowie 2022 roku

Źródło: <https://www.spglobal.com/marketintelligence/en/news-insights/latest-news-headlines/for-green-power-buyers-in-poland-precrisis-momentum-gives-way-to-trepidation-59082336>.

¹²² IRENA – International Renewable Energy Agency, *Corporate Sourcing of Renewables: Market and Industry Trends – REMade Index 2018*, Abu Dhabi 2018.

¹²³ Więcej na temat modeli: RE-Source, *Przewodnik po cPPAs. Możliwości kontraktowania dostaw zielonej energii dla przedsiębiorstw*, Warszawa 2020.

¹²⁴ Więcej o perspektywach w Polsce: Ch. Schnell, *CORPORATE PPA W POLSCE. Możliwości kontraktowania dostaw zielonej energii dla przemysłu*, Instytut Jagielloński, Warszawa 2020.

¹²⁵ RE-Source, *Przewodnik po cPPAs. Możliwości kontraktowania dostaw zielonej energii dla przedsiębiorstw*, Warszawa 2020.

7. 3. Klastry energii, lokalne obszary bilansowania, spółdzielnie energetyczne

Wraz z postępującą transformacją energetyczną, elektroenergetyka staje się coraz bardziej zdecentralizowana, a lokalne obszary bilansowania nabierają większego znaczenia. Ustawa o odnawialnych źródłach energii przewiduje obecnie dwie formy przedsiębiorczości w tym zakresie – klastry oraz spółdzielnie energetyczne. Składają się one z grup lokalnych wytwórców i odbiorców energii, bilansujących się w obrębie grupy. Rozwiązania te są korzystne z perspektywy zwiększenia poziomu integracji OZE oraz poprawy elastyczności funkcjonowania KSE.

Oba modele mogą przyciągnąć dodatkowe inwestycje w moce wytwórcze OZE na poziomie lokalnym. Ich wykorzystanie jest jeszcze ograniczone na rynku energii ze względu na brak odpowiednich regulacji prawnych zapewniających atrakcyjność finansową rozwiązań. W uproszczeniu: bodźcem do rozwoju spółdzielni i klastrów będą niższe koszty pozyskania energii elektrycznej w stosunku do tej pobieranej z sieci. W przypadku klastrów kluczową kwestią też jest uregulowanie relacji z pozostałymi przedsiębiorstwami energetycznymi obecnymi na rynku lokalnym, zwłaszcza z operatorem systemu dystrybucyjnego.

7. 4. Usługi regulacyjne świadczone przez OZE

Malejący udział systemowych źródeł wytwórczych w bilansie mocy powoduje, że dla zapewnienia bezpieczeństwa i niezawodności dostaw energii niezbędne staje się wykorzystywanie nowych zasobów regulacyjnych, które pozostawały do niedawna poza obszarem zainteresowania operatora systemu przesyłowego. Doświadczenia innych krajów¹²⁶ oraz projekty badawcze w Polsce¹²⁷ wskazują, że farmy wiatrowe są potencjalnie najlepszym dostawcą usług regulacyjnych.

Nowoczesne turbiny wiatrowe mogą oferować standard świadczonych usług zgodny z wymaganiami OSP zdefiniowanymi w Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej w odniesieniu do regulacji mocy czynnej, częstotliwości, regulacji napięcia, jak i mocy biernej. Ponadto turbiny wiatrowe mogą być wyposażone w dodatkowe urządzenia, które umożliwiają szereg innych funkcjonalności. Poniższe funkcjonalności nie są skatalogowane, ale mogą być wykorzystywane dla poprawy bezpieczeństwa i niezawodności pracy KSE:

- szybka odpowiedź na zmianę częstotliwości (*Fast Frequency Response*),
- szybka generacja prądu biernego (*Fast Reactive Current injection*),
- regulacja napięcia i mocy biernej w warunkach braku generacji mocy czynnej.

Turbiny wiatrowe (jak również instalacje PV) mają techniczną zdolność do szybkiego reagowania na sygnały regulacyjne. Ze względu na zerowy koszt krańcowy produkcji, regulacja mocy czynnej może być wykorzystywana jako opłacalna usługa systemowa, np. zapewnienie ujemnego pasma regulacji „w dół”. Biorąc pod uwagę wzrastający poziom OZE typu VRES i malejący udział elektrowni systemowych w pokrywaniu zapotrzebowania na moc odbiorców, część z usług regulacyjnych może być z powodzeniem świadczona przez farmy wiatrowe. Przy szacowanej na rok 2020 mocy zainstalowanej turbin wiatrowych na poziomie około 7 GW kryteria świadczenia usługi regulacji może spełniać 4-4,5 GW¹²⁸. Biorąc pod uwagę szacunki realnej mocy chwilowej turbin, można pozyskać pasmo regulacji mocy czynnej w zakresie 2,5-2,8 GW. Oprócz dodatkowych przychodów, wykorzystanie możliwości regulacyjnych generacji wiatrowej zwiększy elastyczność funkcjonowania KSE, co wpłynie na poprawę jego niezawodności oraz ułatwi integrację OZE.

126 Delivery downward aFRR by wind farms, Report prepared by Windvision, Enercon, Eneco and Elia, 2015; WFPS Settings Schedule, For WFPS connecting to the Northern Ireland Transmission and Distribution System, URegNI Approved: 29th October 2013 (ver. 5); Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland („PQ-Bedingungen“), 09 November 2018 [wytyczne dla 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH].

127 En O/Gdańsk, Możliwości świadczenia i zapotrzebowanie w KSE na usługi regulacyjne dostarczone przez generację wiatrową, 2016, www.psew.pl/biblioteka/raporty; Ocena zdolności farm wiatrowych do udziału w regulacji mocy wymiany i częstotliwości KSE. Praca zbiorowa; Konferencja APE'2019m Jastrzębia Góra 12-14 czerwca 2019.

128 Jak wyżej.

W tabeli 13 przedstawiliśmy ograniczenia oraz możliwości świadczenia usług regulacyjnych przez OZE. W przypadku spełnienia wymogów kwalifikujących będą one realizowane bezpośrednio na rzecz OSP (duże elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne) lub za pośrednictwem agregatora rozproszone zasoby regulacyjne.

Tabela 13. Możliwości świadczenia usług regulacyjnych przez OZE

Jednostka wytwórcza	Sposób połączenia z siecią	Ograniczenia technologiczne	Regulacja mocy czynnej	Regulacja napięcia i mocy biernej
Siłownie wiatrowe (FW)	Przekształtnik	Zależne od warunków meteorologicznych. Maksymalna moc czynna zależy od prędkości wiatru. Praca w zaniżeniu.	Możliwa za pomocą regulacji ustawienia łopat (ang. <i>pitch control</i> lub <i>active stall control</i>). Dodatkowo możliwość pracy w zaniżeniu dzięki przekształtnikowi (regulacja szybkość)	Zależnie od możliwości przekształtnika
	Generator dwustronnie zasilany		Możliwa za pomocą regulacji ustawienia łopat (ang. <i>pitch control</i> lub <i>active stall control</i>)	Zależnie od obszaru dopuszczalnej pracy
	Generator asynchroniczny			Brak
Elektrownie słoneczne (PV)	Przekształtnik	Zależne od warunków meteorologicznych. Maksymalna moc czynna zależy od natężenia światła. Praca w zaniżeniu	Możliwość pracy w zaniżeniu dzięki przekształtnikowi	Zależne od możliwości przekształtnika
Elektrownie wodne (EW)	Generator synchroniczny	Ograniczenia wynikające z pozwolenia wodno-prawnego, rodzaju pracy (zbiornikowa, przepływowa, kaskada), możliwości cieku wodnego	Możliwa za pomocą sterowania ustawieniem łopat turbiny, kierownicy lub zasuw	Zależne od wykresu kołowego SG
	Generator asynchroniczny			Brak
Elektrownie biomasowe	Generator synchroniczny	Wynikające z profilu zapotrzebowania na ciepło oraz możliwości akumulacji ciepła.	Możliwa za pomocą sterowania strumieniem pary wlotowej turbiny	Zależne od wykresu kołowego SG
Biogazownie	Generator synchroniczny	Wynikające z profilu produkcji gazu oraz możliwości akumulacji ciepła	Możliwa za pomocą sterowania strumieniem pary wlotowej turbiny	Zależne od wykresu kołowego SG

Źródło: J. Korpikiewicz, L. Bronk, T. Pakulski, *Możliwości świadczenia usług regulacyjnych przez generację rozproszoną*, Konferencja APE'2013, Jastrzębia Góra 12-14 czerwca 2013.

W okresie 2020-2022 planowane jest przeprowadzenie reformy funkcjonowania rynku bilansującego w Polsce. Jedną z przyczyn zmian jest możliwość wykorzystania nowych zasobów rynku energii (energetyka odnawialna, magazyny energii, aktywna strona popytowa) do efektywnego bilansowania KSE. Zostanie wprowadzony nowy katalog usług systemowych, które będą nabywane w oparciu o mechanizmy rynkowe. Usługi dostawy energii i mocy bilansującej (rezerwy: zastępcza, odbudowy częstotliwości, utrzymania częstotliwości) będą mogły być świadczone przez zasoby, które przeszły proces prekwalifikacji i nabyte zostały oddzielnie w pasmach „w górę” i „w dół”. Powinno to ułatwić dostęp OZE do rynku usług.

7. 5. Sprzedaż energii z OZE na wolnym rynku

Model ten zakłada rezygnację wytwórcy energii OZE z ubiegania się o publiczny system wsparcia czy zawarcia długoterminowej umowy typu PPA. Dotychczas było to rozwiązanie dość rzadko spotykane ze względu na zbyt wysoki poziom ryzyka braku rentowności projektu oraz trudności z pozyskaniem źródeł finansowania przy braku gwarancji poziomu przyszłych przychodów. Wyzwaniem dla inwestorów jest również nieprzewidywalność polskiego ustawodawcy i brak strategii energetycznej. Wsparcie finansowe to jedno, natomiast istotne są również inne rozwiązania rynku energii, które mogą skutecznie zachęcić lub zniechęcić do inwestycji w OZE.

Wzrost ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym przy jednoczesnym wzroście opłacalności projektów OZE powoduje jednak, że sytuacja zaczyna się zmieniać, motywując inwestorów do działania.

Szczególnie interesujące są instalacje PV, których profil produkcji dobrze wpasowuje się w okres szczytowego zapotrzebowania i występowania wysokich cen na rynku oraz lądowej generacji wiatrowej. Tego typu słoneczne projekty (tzw. *solar merchant*) pojawiają się już np. w Hiszpanii. Natomiast w listopadzie 2019 roku Polenergia ogłosiła rozpoczęcie realizacji farmy wiatrowej Szymankowo o mocy 38 MW na całkowicie rynkowych zasadach. W Polsce spotyka się też hybrydowe rozwiązania: niektórzy zwycięzcy aukcji dla energetyki wiatrowej na lądzie zgłaszają tylko część generacji energii elektrycznej do systemu wsparcia. Pozostały wolumen będzie sprzedawany innymi kanałami, w tym na TGE.

8. Załączniki

8.1. Załącznik nr 1 — Klasyfikacja zasobów przyłączonych do KSE

Dla celów symulacji zasoby przyłączone do KSE (podażowe i popytowe) podzielono na:

- **zeterminowane**, czyli takie, które z bardzo dużym prawdopodobieństwem będą w znany sposób kształtowały bilans mocy w KSE. Są to m.in. profile zapotrzebowania odbiorców na moc opracowane dla roku 2030 oraz moce zainstalowane JWCD — istniejących (i nieplanowanych do wycofania z użytkowania przed 2030 rokiem) lub te, których zaawansowanie procesu inwestycyjnego uprawdopodobnia ich powstanie do roku 2030.
- **niezeterminowane**, czyli takie, które co do zasady nie są obecnie przyłączone do KSE oraz:
 - ich moc zainstalowana może być określona za pomocą przedziału wartości;
 - powstanie nowych zasobów w tym przedziale wartości jest realizowalne technicznie do roku 2030;
 - profil produkcji zasobów/profil zużycia energii przez te zasoby ma wpływ na warunki bilansowania KSE;
 - istnieje możliwość kształtowania docelowej mocy zainstalowanej poszczególnych zasobów.

Do grupy zasobów niezeterminowanych należą w szczególności nowe moce zainstalowane OZE (m.in. fotowoltaika, generacja wiatrowa lądowa i morska). Moce zainstalowane zasobów niezeterminowanych podlegają optymalizacji zgodnie z przyjętą metodyką.

57

Drugą linią podziału jest ich elastyczność:

- **Zasoby elastyczne** rozumiane są jako te, które na żądanie OSP są w stanie zmienić zaplanowany dobowy profil generacji/zużycia energii lub dostosować produkcję do potrzeb wynikających z bilansowania KSE. Należą do nich przede wszystkim JWCD, ale i inne zasoby strony podażowej lub popytowej (np. stacje ładowania pojazdów elektrycznych, które dostosowują pobór mocy z sieci do bieżących warunków bilansowania KSE oraz odbiorcy uczestniczący w programach DSR).
- **Zasoby nieelastyczne** to takie, które nie są w stanie zmienić na żądanie OSP dobowego profilu wytwarzania energii (np. poprzez magazynowanie paliwa) i możliwe jest co najwyżej ograniczanie ich produkcji lub zużycia energii. Należą do nich przede wszystkim odbiorcy oraz źródła, które nie są centralnie dysponowane (elektrociepłownie, OZE). Należy podkreślić, że zasoby nieelastyczne mogą być zasobami regulacyjnymi, tj. brać udział w regulacji bilansu mocy w KSE poprzez chwilowe ograniczanie mocy oddawanej przez nie do sieci (np. OZE).

Dla potrzeb symulacji wykorzystano dane historyczne z lat 2015-2019 obejmujące m.in. zapotrzebowanie odbiorców na moc, generację nJWCD konwencjonalnych (EC zawodowe i przemysłowe) oraz OZE (energetyka wiatrowa, fotowoltaika, energetyka wodna). Przeprowadzenie symulacji w oparciu o (skorygowane) dane historyczne pozwala na zachowanie korelacji pomiędzy produkcją i zapotrzebowaniem na moc różnych typów użytkowników sieci oraz uwzględnienie korelacji tych parametrów z wieloletnią zmiennością warunków atmosferycznych (w szczególności temperaturą).

Szczegółowe założenia zaprezentowano poniżej (tabela 14).

Tabela 14. Zdeterminowane składowe bilansu mocy w KSE

Nr	Składowa bilansu mocy	Opis	Typ zasobu i zakres wartości
1	Zapotrzebowanie odbiorców na moc	Dane o zapotrzebowaniu na moc w KSE za lata 2015-2019 z rozdzielczością godzinową zostały przeskalowane na rok 2030 zgodnie z dynamiką wzrostu zapotrzebowania na moc, określoną dla okresu wieloletniego oraz z zachowaniem godzinowo-sezonnego profilu zmienności. Przyjęcie jako podstawę analiz danych historycznych z lat 2015-2019 pozwala na uwzględnienie wrażliwości zapotrzebowania na moc na wieloletnią zmienność warunków klimatycznych. Dane te zostaną skorelowane ze wskaźnikami wzrostu przyjętych w projekcie planu rozwoju przez PSE [3].	- Nieelastyczny - Wektor godzinowych wartości zapotrzebowania odbiorców na moc
2	Rezerwa mocy w kierunku zwiększania generacji	COPT (Capacity Outage Probability Table)	Wartość zależna od zapotrzebowania odbiorców na moc
3	Rezerwa mocy w kierunku zmniejszania generacji	Na podstawie danych historycznych przyjęto 600 MW w każdej godzinie okresu referencyjnego.	- Nieelastyczny - Stała wartość
4	Generacja konwencjonalnych nJWCD (elektrociepłownie zawodowe i przemysłowe)	Założono, że produkcja energii elektrycznej przez elektrociepłownie nie ulegnie istotnej zmianie w stosunku do danych historycznych ze względu na powiązanie z produkcją ciepła technologicznego: - Zapotrzebowanie na ciepło technologiczne odbiorców przemysłowych jest powiązane z procesami technologicznymi i nie ulega zmianom w krótkim horyzoncie czasu, - Założono, że zapotrzebowanie na moc ciepłą odbiorców komunalnych zasilanych przez istniejące systemy elektrociepłownicze nie ulegnie zmianie. Wykorzystane dane historyczne z lat 2015-2019 zawierają w sobie dyspozycyjność jednostek wytwórczych oraz pozwalają na uwzględnienie wrażliwości produkcji nJWCD na wieloletnią zmienność warunków klimatycznych.	- Nieelastyczny - Wektor godzinowych wartości mocy oddawanej do sieci przez nJWCD

Nr	Składowa bilansu mocy	Opis	Typ zasobu i zakres wartości
5	Transgraniczne zdolności przesyłowe	Praca łączy transgranicznych była modelowana w symulacji w oparciu o sumę pozostałych składowych bilansu mocy: - W przypadku nadpodaży energii z OZE wykazywany był eksport do wysokości transgranicznych zdolności przesyłowych, - W przypadku niemożności pokrycia zapotrzebowania odbiorców na moc przez pozostałe zasoby regulowalne, modelowany był import do wysokości transgranicznych zdolności przesyłowych. Maksymalną dostępną zdolność przesyłową łączy transgranicznych przyjęto na poziomie 2,36 GW.	- Elastyczny - Wartość z przedziału +/- 2,36 GW, wyznaczana dynamicznie dla poszczególnych godzin analizowanego okresu w zależności od pozostałych składowych bilansu mocy
6	Generacja JWCD wymuszona względami sieciowymi	Uwzględniono generację JWCD wymuszoną względami sieciowymi w wielkości wynikającej z średnich wartości przyjmowanych w planach pracy KSE w podziale sezonowym, to jest w przedziale od 3 GW do 4 GW dla wybranych JWCD pracujących z mocą minimum technicznych bloków. Jeżeli dla poszczególnych godzin roku obciążenie pokrywane przez JWCD było mniejsze od powyższych wielkości, redukowana była generacja OZE.	- Nieelastyczny - Wartość z przedziału od 3 do 4 GW w zależności od pory roku
7	Elektrownie szczytowo-pompowe	ESP w procesie modelowania bilansu KSE były wykorzystane dla wyrównywania dobowej krzywej zapotrzebowania na moc pokrywanego przez JWCD. Dla w/w celów założono wykorzystanie zasobów trzech klasycznych ESP (Żarnowiec, Żar, Żydowo) oraz ESP z dopływem naturalnym (Solina, Dychów, Niedzica).	- Elastyczny - Wartość w poszczególnych godzinach analizowanego okresu czasu wyznaczana na podstawie pozostałych składowych bilansu mocy, zgodnie z parametrami technicznymi elektrowni

Nr	Składowa bilansu mocy	Opis	Typ zasobu i zakres wartości
8	Generacja JWCD	Zostały uwzględnione jednostki wytwórcze konwencjonalne (węgiel kamienny, brunatny, gaz ziemny) istniejące i nie planowane do wycofania do 2030 oraz planowane nowe jednostki wytwórcze znajdujące się obecnie w trakcie budowy, dla których zakończono postępowanie przetargowe, podpisano umowy na realizację prac budowlanych i rozpoczęto te prace. Listę jednostek istniejących skorygowano w taki sposób aby zapewnić spójność ze scenariuszem referencyjnym struktury konwencjonalnych zasobów wytwórczych. Dla poszczególnych grup technologii uwzględniono sezonowy profil planowanej dyspozycyjności.	- Elastyczny - Wartość w poszczególnych godzinach analizowanego okresu czasu określana na podstawie pozostałych składowych bilansu mocy, zgodnie z parametrami technicznymi elektrowni
9	Generacja wiatrowa lądowa zdeterminowana	Godzinowe profile generacji, na podstawie danych historycznych produkcji farm wiatrowych w KSE z lat 2015-2019.	- Nieelastyczny - Wektor godzinowych wartości mocy oddawanej do sieci przez istniejące FW
10	Generacja fotowoltaiczna zdeterminowana	Generacja fotowoltaiczna w całości była modelowana jako niezdedeterminowana ze względu na brak danych historycznych za lata 2015-2019.	

Tabela 15. Niezeterminowane składowe bilansu mocy w KSE

Nr	Składowa bilansu mocy	Opis	Typ zasobu i zakres wartości
1	Pojazdy elektryczne	Założono, że mechanizmy rynkowe, w szczególności ceny czasu rzeczywistego spowodują, że pojazdy elektryczne będą ładowane wyłącznie w okresie niskich cen, tj. okresach, w których zdolności wytwórcze źródeł energii w KSE znacząco przekraczają zapotrzebowanie odbiorców na moc. Proces ładowania pojazdów elektrycznych zwiększa zapotrzebowanie na moc w tych okresach. Przyjęto, że 90% pojazdów będzie objętych inteligentnym ładowaniem, a pozostałe swobodnym. Przyjęto założenie, że średnia moc ładowarki EV wynosi poniżej 22 kW, ilość systemów ładowania jest równa ilości pojazdów, średnia pojemność akumulatora wynosi 80-100 kWh. Pojemność akumulatora i pokonywany dziennie dystans wymagają ładowania EV co 4-5 dni. Założono istnienie systemu sterowania ładowarkami EV, który dostosowuje moc pobieraną z sieci przez systemy ładowania do aktualnych warunków bilansowania KSE. Parametrem w symulacji jest ilość pojazdów elektrycznych.	- Elastyczny - Potencjał pojazdów elektrycznych – 680 tys. sztuk
2	Substytucja paliw dla celów grzewczych	Tak jak w przypadku pojazdów elektrycznych przyjęto, że pompy ciepła będą uruchamiane zgodnie z mechanizmami rynkowymi, tj. w okresach, w których zdolności wytwórcze źródeł energii w KSE znacząco przekraczają zapotrzebowanie odbiorców na moc. Przyjęto, że 95% pomp ciepła będzie uruchamianych w okresie najniższych cen energii, a pozostałe w sposób swobodny. Parametrem w symulacji jest ilość pomp ciepła zasilających budynki mieszkalne: indywidualne i wielorodzinne oraz handel i usługi.	- Elastyczny - Ilość pomp ciepła do 1 mln sztuk; 2,57 GW
3	Elektrownie i elektrociepłownie opalane biomasą istniejące i nowe	Złożono, że biomasa będzie spalana w dedykowanych instalacjach istniejących JWCD i nJWCD lub, w wyniku modernizacji tych obiektów, będzie spalana w duoblockach. W efekcie spalanie biomasy zastąpi produkcję energii elektrycznej z węgla.	- Elastyczny - Wartość mocy zainstalowanej do 1,5 GW
4	Nowa lądowa generacja wiatrowa	W oparciu o godzinowe dane produkcji FW w KSE z lat 2015-2019 zostały utworzone godzinowe profile generacji znormalizowane mocą zainstalowaną farm wiatrowych. Dla potrzeb modelowania generacji nowych FW przeskalowano znormalizowane godzinowe profile generacji w taki sposób, by odpowiadały charakterystykom wytwarzania energii najnowszych modeli lądowych turbin wiatrowych. Zmienną w symulacji jest moc zainstalowana nowej lądowej energetyki wiatrowej.	- Nieelastyczny - Wektory godzinowych znormalizowanych wartości mocy oddawanej do sieci przez FW lądowe - Wartość mocy zainstalowanej do 18 GW

Nr	Składowa bilansu mocy	Opis	Typ zasobu i zakres wartości
5	Nowa morska generacja wiatrowa	Przyjęto założenie, że podobnie jak lądowa energetyka wiatrowa w Polsce i północno-wschodnich landach w Niemczech charakteryzuje się wysokim współczynnikiem korelacji mocy oddawanej do sieci, tak i produkcja przyszłych morskich FW w polskiej strefie brzegowej będzie wysoko skorelowana z produkcją niemieckich morskich farm wiatrowych. Dane wejściowe dla symulacji zostały utworzone na podstawie generacji morskich farm wiatrowych w latach 2015-2019 zlokalizowanych w niemieckiej strefie ekonomicznej na Bałtyku. Znormalizowane godzinowe profile generacji przeskalowano w taki sposób, by odpowiadały charakterystykom wytwarzania energii najnowszych modeli morskich turbin wiatrowych. Zmienną w symulacji jest moc zainstalowana nowej morskiej energetyki wiatrowej.	- Nieelastyczny - Wektory godzinowych znormalizowanych wartości mocy oddawanej do sieci przez morskie FW - Potencjał mocy zainstalowanej do 7,7 GW
6	Fotowoltaika	Dane dla symulacji opracowano na podstawie znormalizowanych mocą zainstalowaną godzinowych wolumenów produkcji generacji fotowoltaicznej z lat 2015-2019, zlokalizowanej na terenie północno-wschodnich Niemiec. Znormalizowane godzinowe profile generacji przeskalowano w taki sposób, by odpowiadały charakterystykom wytwarzania energii przez najnowsze modele paneli fotowoltaicznych. Zmienną w symulacji jest moc zainstalowana w technologii fotowoltaicznej.	- Nieelastyczny - Wektory godzinowych znormalizowanych wartości mocy oddawanej do sieci przez farmy PV - Potencjał mocy zainstalowanej do 17 GW
7	Odpowiedź strony popytowej (DSR)	Założono, że do programów DSR przystąpią wszystkie podmioty, które zgłosiły akces do rynku mocy. Część wykorzystania zasobów strony popytowej przyjęto w oparciu o zasady rynku mocy (hipotetyczna ilość wezwań do redukcji mocy wyznaczona dla lat 2015-2019 w oparciu o zasady rynku mocy).	Potencjał redukcji mocy do 2,8 GW
8	Generacja konwencjonalna niezdeterminowana	Niezdeterminowane (wirtualne) źródła gazowe zostały wykorzystane w symulacji jako zasób pozwalający na zbilansowanie popytu i podaży. Przyjęto, że do dyspozycji są typowe bloki gazowo-parowe o standardowych parametrach (moc zainstalowana, minimum techniczne itd.). Dyspozycyjność przyjęto na podstawie danych historycznych z pracy KSE w latach 2015-2019.	
9	Biogazownie istniejące i nowe	Dane dla symulacji opracowano na podstawie znormalizowanych mocą zainstalowaną godzinowych wolumenów generacji z lat 2015-2019 (dane z ENSTO-E dla obszaru Niemiec). Parametrem w symulacji jest moc zainstalowana w technologii biogazowej.	- Elastyczny w ograniczonym zakresie - Wektory godzinowych znormalizowanych wartości mocy oddawanej do sieci - Potencjał mocy zainstalowanej do 2,25 GW
10	Elektrownie wodne istniejące i nowe	Dane dla symulacji opracowano na podstawie znormalizowanych mocą zainstalowaną godzinowych wolumenów generacji z lat 2015-2019 w KSE. Parametrem w symulacji jest moc zainstalowana elektrowni wodnych.	- Nieelastyczny/ elastyczny dla elektrowni zbiornikowych - Wektory godzinowych znormalizowanych wartości mocy oddawanej do sieci - Potencjał mocy zainstalowanej do 1,15 GW

8. 2. Załącznik nr 2 — Charakterystyki techniczne i ekonomiczne OZE

Tabela 16. Parametry techniczno-ekonomiczne OZE¹²⁹

Paliwo / technologia	Okres uruchomienia	Nakłady inwestycyjne	Koszty stałe	Koszty zmiennne	Sprawność netto / całkowita	LCOE	Techniczny czas życia	Współczynnik wykorzystania mocy	Elastyczność pracy ^a
	rok	[tys. €/MW] ^b	[tys. €/MW]	[tys. €/MW]	[%]	€/kWh	[lata]	[%]	
Wiatrowe onshore	do 2020	1300÷1350	50	-	-	0,05 €/kWh	25	27 ^c	ograniczona, zależna od aktualnych warunków meteorologicznych
Wiatrowe onshore	2021-2030	1300↓ (700÷1100)	50	-	-	0,03÷0,04 €/kWh	25	40	
Wiatrowe offshore	2020-2030	3700↓ (1500÷2700)	90	-	-	0,05÷0,08 €/kWh	25	40÷60	
Duże wodne (>1 MW)	2020-2030	2500	35	-	-	0,135 ^d	60	24 ^e	duża dla el. zbiornikowych; ograniczona dla elektrowni przepływowych
MEW (<1 MW)	2020-2030	2000	75	-	-	0,106 ^f ÷ 0,109 ^b	60	41 ^c	
PV	do 2020	>700	16	-	-	0,05÷0,18 €/kWh	25	10-11% ^g	ograniczona, zależna od aktualnych warunków meteorologicznych
PV	2021-2030	700↓300 ^h	16	-	-	0,02÷0,07 €/kWh	25	>11%	
PV dachowe	do 2020	~1300	20	-	-	3,7÷6,8 ct€/kWh	25	>11%	niska
PV dachowe	2021-2030	1300↓800	20	-	-	2,6÷4,7 ct€/kWh	25		
Biogaz rolniczy — CHP	2020-2030	3000 ^g	220	700	36/85 ^j	0,147 ^k	25	61 ^c	duża dla biogazowni z magazynem biogazu; bez magazynu biogazu graniczona, zależna od aktualnych, dostępnych zasobów paliwowych
Biogaz z oczyszczalni ścieków — CHP	2020-2030	3100 ^g	135	146 ^l	34/85 ^g	0,085 ^j	25	67 ^j	ograniczona, zależna od aktualnych, dostępnych zasobów paliwowych
Biogaz składowiskowy — CHP	2020-2030	1200 ^g	80	208 ^l	40/85 ^g	0,042 ^j	25	90 ^j	
Biomasa stała — CHP	2021-2030	3300 (< 10MW) ^j 1 320 (10-50 MW) ^j 1 870 (>50 MW) ^j	120	626 (< 10MW) ^j 610 (10-50 MW) ^j 706 (>50 MW) ^j	30/80 ^g	0,106 (< 10MW) ^j 0,077 (10-50MW) ^j 0,088 (>50 MW) ^j	30	80-85 ^j	średnia, zależna od aktualnego zapotrzebowania na ciepło

^a zdolność do zmiany zaplanowanego profilu produkcji/zużycia energii.^b ceny stałe, średni kurs euro z 2018 roku.^c na podstawie pięcioletnich danych historycznych publikowanych na www.pse.pl.^d na podstawie średniej ceny aukcji OZE.^e na podstawie pięcioletnich danych historycznych publikowanych na www.stat.gov.pl.^f scenariusz referencyjny 2016 UE (2030).^g w skali całego kraju.^h IRENA, *Future of solar photovoltaic*.ⁱ na podstawie Forum Energii, *Odnawialne źródła energii w ciepłownictwie*.^j sprawność w cyklu: prostym/skojarzonym.^k przy uwzględnieniu 5 tys. h/a.^l na podstawie IEO, *Praktyczne omówienie systemu aukcyjnego*.

¹²⁹ Określono na podstawie ogólnodostępnych publikowanych materiałów, m.in.: *Polityka energetyczna Polski do 2040 roku*; IRENA, *Renewable power generation costs in 2019*; IRENA, *Future of solar photovoltaic*; IRENA, *Future of wind*; IEO, *Praktyczne omówienie systemu aukcyjnego*; www.stat.gov.pl.

8.3. Załącznik nr 3 — Parametry techniczno-ekonomiczne technologii niewytwórczych

Tabela 17. Parametry techniczno-ekonomiczne technologii niewytwórczej

Parametry tech. Technologia	Moc instalacyjna [MW]	Pojemność energetyczna [GWh]	Sprawność [%]	Trwałość/ liczba cykli pracy	Czas reakcji	Nakłady finansowe		Uwagi
						[€/kW]	[€/kWh]	
Elektrownie szczytowo- pompowe	50 ÷ 3000	0,4÷80	67÷84	30÷50	min.	500÷1200	10÷60	
Zasobniki elektrochemiczne (litowo-jonowe)	0,001-100	<1	70-90	1 000-10 000	sek.	1200÷4800	170↓70	
Wodór	50÷400	> 1	ALK: 68% PEM: 64%	ALK: 90 000 h PEM: 50 000 h	ALK: 0,2÷20 %/s PEM: 100 %/s	ALK: 480 PEM: 700		źródło: IRENA, Hydrogen from renewable power technology outlook for the energy transition; dla instalacji 20 MW; projekcja na 2025
Redukcja obciążenia	10÷200	-	-	-	godz.	-	225÷350	tylko rezerwa w dół

8.4. Załącznik nr 4 — Parametry techniczno-ekonomiczne źródeł konwencjonalnych

Charakterystyki techniczno-ekonomiczne źródeł konwencjonalnych przedstawione poniżej (tabela 18) określono na podstawie ogólnodostępnych publikowanych materiałów¹³⁰ oraz scenariusza referencyjnego Forum Energii.

Tabela 18. Parametry techniczno-ekonomiczne źródeł konwencjonalnych

Paliwo / technologia	Typ jednostki	Sprawność netto / całkowita	Minimum tech.	Gradient zmian mocy	Start ze stanu zimnego	Start ze stanu gorącego	Nakłady inwestycyjne	Koszty stałe	Koszty Zmienne	Szacunkowy wskaźnik emisji CO ₂
	rok	[%]	%	%Pn/min	godz., min	godz., min	[tys. €/MW]	[tys. €/MW]	[tys. €/MW]	[kgCO ₂ /MWh]
Węgiel brunatny	istniejące	33÷44%	55	1-2%	8-10 h	4-6 h	-	48÷120	3,4	900÷1110
	nowe	44÷48%	40	2-6%	5-8 h	1,25-4 h	1600÷2000	48÷120	3,4	900
Węgiel kamienny	istniejące	33÷44%	50	1,5-4%	8-10 h	4-6 h	-	44÷50	3,2	840-950
	nowe	44÷46%	40	3-6%	5-8 h	1,25-4 h	1100÷1300	44÷50	3,2	700-750
Bloki gazowo- parowe	CCGT	45÷60	30	4÷9%	2-3 h	30-60 min	600÷1050	18÷26	1,8	300-350
Gaz ziemny	OCGT	40	30	20%	5-10 min	5-10 min	350÷860	10÷16	1,4	300-350

Literatura

- ARE, Aktualizacja analizy porównawczej kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, węglowych i gazowych oraz odnawialnych źródłach energii, 2016.
- M.C. Argyrou, P. Christodoulides, S.A. Kalogirou, *Energy storage for electricity generation and related processes: Technologies appraisal and grid scale applications*, Renewable and Sustainable Energy Reviews 94 (2018) 804–821.
- Atmoterm, Raport końcowy. Analiza stanu rozwoju oraz aktualnych trendów rozwojowych w obszarze elektromobilności w Polsce, Warszawa 2019.
- BNEF's Energy Storage Outlook 2019.
- Chalmers University of Technology, *Biomass Energy Europe. Executive Summary, Evaluation and Recommendations*, styczeń 2011.
- J. Dach, D. Janczak, W. Czekala, A. Lewicki, *Potencjał biogazowy w Polsce – aktualne dane*, Biomasa Nr 9 (49), październik 2018.
- Delivery downward aFRR by wind farms, Report prepared by Windvision, Enercon, Eneco and Elia*, 2015.
- DNV GL, *Flexibility in the Power System. The need, opportunity, and value of flexibility*, White Paper 2017.
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (wersja przekształcona). Dz. U. UE L 328/82.
- Forum Energii, *Modernizacja europejskiego trójkąta węgla brunatnego. W kierunku bezpiecznej, opłacalnej i zrównoważonej transformacji energetycznej*, Warszawa 2020.
- Forum Energii, *Transformacja energetyczna w Polsce. Edycja 2020*.
- Forum Energii, *FLEX-E. Jak rozwiązać potencjał DSR w Polsce i obniżyć koszty systemu energetycznego*, marzec 2017.
- Forum Energii oraz Instytut Energetyki O/Gdańsk, *Elastyczność krajowego systemu elektroenergetycznego. Diagnoza, potencjał i rozwiązania*, luty 2019.
- Forum Energii, *8 sposobów integracji OZE. Bezpieczeństwo systemu wobec wzrostu źródeł odnawialnych*.
- Forum Energii, *Odnawialne źródła energii w ciepłownictwie. Technologie, które zmieniają rzeczywistość*, maj 2020.
- Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE), *Levelized cost of electricity. Renewable Energy Technologies*, 2018.
- Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej, *Program rozwoju morskiej energetyki i przemysłu morskiego w Polsce*, Warszawa 2018.
- Fundacja na rzecz Rozwoju Polskiego Rolnictwa, *Biogazownie. Szansą dla rolnictwa i środowiska*, publikacja przygotowana w ramach Planu działania Sekretariatu Centralnego Krajowej Sieci Obszarów Wiejskich na lata 2007-2013.
- A. Gąsiewicz, A. Wójcicki, M. Socha, G. Ryżyński, E. Majer, Państwowy Instytut Geologiczny Państwowy Instytut Badawczy, *Potencjał i perspektywy wykorzystania zasobów geotermalnych w Polsce*.
- P. Gładysz, *Analiza techniczna możliwości redukcji emisji dwutlenku węgla z elektrowni Bełchatów*, listopad 2018.
- GUS, *Energia ze źródeł odnawialnych w 2018 roku*, Warszawa 2019.
- A. Hoffmann, M. Hoffmann, *Kataster technicznych zasobów sił wodnych w Polsce*, 1961.
- Hydrogen: A renewable energy perspective. Report prepared for the 2nd Hydrogen Energy Ministerial Meeting in Tokyo, Japan*, wrzesień 2019.
- Instytut Energetyki Odnawialnej, *Inwestycje w OZE sposobem na obniżenie kosztów ciepła z lokalnych ciepłowni*, lipiec 2019.
- Instytut Energetyki Odnawialnej, *Praktyczne omówienie systemu aukcyjnego – Warsztaty*, 2015.
- Instytut Energetyki Odnawialnej, *Możliwości wykorzystania OZE w Polsce do roku 2020*, Warszawa 2007.

Instytut Energetyki Odnawialnej, *Potencjał inwestycyjny energetyki wiatrowej na lądzie na terenie Polski*, Warszawa, październik 2019.

Instytut Energetyki Odnawialnej, *Rynek fotowoltaiki w Polsce. Edycja 2020*, Warszawa 2020.

Instytut Energetyki O/Gdańsk, *Możliwości świadczenia i zapotrzebowanie w KSE na usługi regulacyjne dostarczone przez generację wiatrową*, 2016, www.psew.pl/biblioteka/raporty.

B. Igliński, M. Cichosz, M. Skrzatek, R. Buczkowski, *Potencjał techniczny odpadowej biomasy stałej na cele energetyczne w Polsce*, Inżynieria i Ochrona Środowiska 2018 22(1).

IRENA – International Renewable Energy Agency, *Corporate Sourcing of Renewables: Market and Industry Trends – REmade Index 2018*, Abu Dhabi 2018.

IRENA – International Renewable Energy Agency, *Global Renewables Outlook: Energy transformation 2050 (Edition: 2020)*, Abu Dhabi 2020.

IRENA – International Renewable Energy Agency, *Renewable Power Generation Costs in 2019*, Abu Dhabi 2020.

IRENA – International Renewable Energy Agency, *Future of solar photovoltaic. Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects*, Abu Dhabi, październik 2019.

IRENA – International Renewable Energy Agency, *Future of wind. Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects*, Abu Dhabi, październik 2019.

IRENA – International Renewable Energy Agency, *Innovation outlook. Smart charging for electric vehicles*, Abu Dhabi 2019.

IRENA – International Renewable Energy Agency, *Hydrogen from renewable power technology outlook for the energy transition*, Abu Dhabi, wrzesień 2018.

IRENA – International Renewable Energy Agency, *Innovation landscape for a renewable-powered future. Solutions to integrate variable renewables*, Abu Dhabi 2019.

B. Kępińska (IGSMiE PAN), *Przegląd stanu wykorzystania energii geotermalnej w Polsce w latach 2016-2018*, „Technika Poszukiwań Geologicznych. Geotermia, Zrównoważony Rozwój” nr 1/2018.

Komisja Europejska, *Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe. Final Report*, March 2020.

KPMG, *Udział odbiorców w Rynku Mocy – szanse i zagrożenia*, marzec 2020.

Krajowy dziesięcioletni plan rozwoju systemu przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenie obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2002-2029, kwiecień 2019, www.gaz-system.pl.

Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030. Załącznik 1, Obecna sytuacja i prognozy przy istniejących politykach i środkach (stan na koniec 2017 r.). PROJEKT – w. 3.1 z 04-01-2019.

J. Korpikiewicz, L. Bronk, T. Pakulski, *Możliwości świadczenia usług regulacyjnych przez generację rozproszoną*, Konferencja APE'2013, Jastrzębia Góra 12-14 czerwca 2013.

H. Lorenc, *Struktura i zasoby energetyczne wiatru w Polsce*, IMiGW, Warszawa 1996.

E. Malicka, *Sektor małej hydroenergetyki w Polsce – fakty, szanse i wyzwania*, „Energetyka Wodna” 3/2018.

Ministerstwo Energii, *Plan rozwoju elektromobilności*, 2016.

Ministerstwo Energii, *Krajowe ramy polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych*, 2016.

Ministerstwo Środowiska, *Ocena potencjału, bilansu cieplnego i perspektywicznych struktur geologicznych dla potrzeb zamkniętych systemów geotermicznych (hot dry rocks) w Polsce*, Warszawa/Kraków 2013.

Ministerstwo Przedsiębiorczości i Technologii, *Koncepcja zmian regulacji wspierających rozwój energetyki prosumenckiej*, 2019.

M. Niemiec-Butryn (MGMiŻŚ), *Intensyfikacja wykorzystania polskiego potencjału hydroenergetycznego w kontekście programów rozwoju śródlądowych dróg wodnych*, Konferencja HYDROFORUM 2019.

NIK, *Inwestycje w moce wytwórcze energii elektrycznej w latach 2012-2018*, KGP.430.016.2018, nr ewid. 26/2019/P/18/018/KGP.

Ocena zdolności farm wiatrowych do udziału w regulacji mocy wymiany i częstotliwości KSE. Praca zbiorowa, Konferencja APE'2019 Jastrzębia Góra 12-14 czerwca 2019.

Photovoltaics Report, Fraunhofer ISE and Werner Warmuth, PSE Conferences & Consulting GmbH, November 2019.

Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030. Polskie Sieci Elektroenergetyczne, Konstancin-Jeziorna 2020.

Plan zagospodarowania przestrzennego morskich wód wewnętrznych, morza terytorialnego i wyłącznej strefy ekonomicznej w skali 1:200 000. Projekt z dnia 22.07.2019 r.

Polityka energetyczna Polski do 2040 roku. Załącznik 2, Wnioski z analiz prognostycznych dla sektora paliwowo-energetycznego. Projekt – w. 2.1 – 08.11.2019.

Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, *Przyszłość morskiej energetyki wiatrowej w Polsce*, Warszawa, maj 2019.

Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, *Stanowisko Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej do zaktualizowanego projektu dokumentu „Polityka energetyczna Polski do 2040 r. – strategia rozwoju sektora paliwowo-energetycznego” (PEP2040)*, Warszawa, listopad 2019.

PORT PC, *Pompy Ciepła 2019. Rynek pomp ciepła w Polsce w latach 2010-2018. Perspektywy rozwoju rynku pomp ciepła do 2030 roku*, Kraków, maj 2019.

PORT PC, *Rynek pomp ciepła w Polsce w latach 2010-2019. Perspektywy rozwoju rynku pomp ciepła do 2030 roku*, Kraków, maj 2020.

Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland („PQ-Bedingungen”), 09 November 2018 [wytyczne dla 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH].

U. Radović, *Wpływ samochodów elektrycznych na polski system elektroenergetyczny, emisję CO₂ oraz inne zanieczyszczenia powietrza*, Zeszyty naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk, nr 104, 2018.

RE-Source, *Przewodnik po cPPAs. Możliwości kontraktowania dostaw zielonej energii dla przedsiębiorstw*, Warszawa 2020.

Rozporządzenie parlamentu europejskiego i rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. rynku wewnętrznego energii elektrycznej, Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej L 158/54.

Rozporządzenie RM z dnia 31 grudnia 2019 r. w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 2020 r. wraz z Uzasadnieniem, www.ure.gov.pl.

Rozporządzenie wykonawcze komisji (UE) 2018/2066 z dnia 19 grudnia 2018 r. w sprawie monitorowania i raportowania w zakresie emisji gazów cieplarnianych na podstawie dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady oraz zmieniające rozporządzenie Komisji (UE) nr 601/2012.

Ch. Schnell, *CORPORATE PPA W POLSCE. Możliwości kontraktowania dostaw zielonej energii dla przemysłu*, Instytut Jagielloński, Warszawa 2020.

Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w latach 2016-2018, www.ure.gov.pl.

P. Terlikowski, J. Paska, *Metodyka wyznaczania transgranicznych zdolności przesyłowego KSE, ze szczególnym uwzględnieniem połączeń transgranicznych*, Przegląd elektrotechniczny nr 3/2018.

M. Thema, F. Bauer, M. Sterner, *Power-to-Gas: Electrolysis and methanation status review*, Renewable and Sustainable

Energy Reviews Volume 112, September 2019, 775-787.

URE, *Energetyka Ciepła w liczbach* – 2018, sierpień 2019.

Urząd Regulacji Energetyki, *RAPORT – zawierający zbiorcze informacje dotyczące energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii w mikroinstalacji (w tym przez prosumentów) i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej w 2018 r. (art. 6a ustawy OZE)*, Warszawa 2020.

Ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych. Dz.U. 2018 poz. 317.

Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych. Dz.U. 2016 poz. 961.

Uwarunkowania do pilotażowego projektu planu zagospodarowania przestrzennego transgranicznego obszaru Południowej Ławicy Środkowej. Opracowanie w ramach projektu pod tytułem „BaltSeaPlan – Planning the future of the Baltic Sea” współfinansowanego z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego w ramach Programu Regionu Morza Bałtyckiego 2007–2013, Gdańsk, kwiecień 2011.

A. Weber, M. Mench, J. Meyers, P. Ross, J. Gostick, Q. Liu, *Redox flow batteries: a review*, Journal of Applied Electrochemistry Volume 41, 2011.

WFPS Settings Schedule, For WFPS connecting to the Northern Ireland Transmission and Distribution System, URegNI Approved: 29th October 2013 (ver. 5).

Wind Europe, *Financing and investment trends. The European wind industry in 2019*, April 2020.

Strony internetowe:

68

<https://solargis.com/maps-and-gis-data/overview>

<https://data.jrc.ec.europa.eu/collection/id-00138>

<https://globalwindatlas.info/en/area/Poland?print=true>

<https://www.cire.pl/item,176629,1,0,0,0,0,pse-szykuje-projekt-wielkiego-magazynu-energii.html>

<https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/>

<https://www.entsos-tyndp2020-scenarios.eu/>

<https://www.pse.pl/>

<https://www.50hertz.com/en/Grid-Data/Photovoltaics>

<http://www.ure.gov.pl>

<https://wysokienapiecie.pl/>

www.stat.gov.pl

www.pgnig.pl

<https://tyndp.entsoe.eu/>

<https://bdl.stat.gov.pl/BDL/dane/podgrup/temat/8/239/2825>

<https://www.eafo.eu/countries/poland/1748/summary>

www.gaspool.de/

<http://www.tge.pl>

<https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-fall-as-market-ramps-up-with-market-average-at-156-kwh-in-2019/?sf113554299=1>

<https://www.polenergia.pl/pol/pl/strona/farmy-morskie>

www.gkpge.pl/pge-baltica

<https://knoema.com/ncszerf/natural-gas-price-forecast-2020-2021-and-long-term-to-2030>

<http://pspa.com.pl/>

<http://www.50hertz.com/en/Grid-Data/Photovoltaics>

<https://www.spglobal.com/marketintelligence/en/news-insights/latest-news-headlines/for-green-power-buyers-in-poland-precrisis-momentum-gives-way-to-trepidation-59082336>

<https://www.iea.org/articles/will-system-integration-of-renewables-be-a-major-challenge-by-2023>

http://przyjaznykraj.pl/wp-content/uploads/2020/05/Raport-o-cenach-energii_Fundacja-Przyjazny-Kraj.pdf

<https://www.polenergia.pl/pol/pl/strona/farmy-morskie> oraz www.gkpge.pl/pge-baltica.

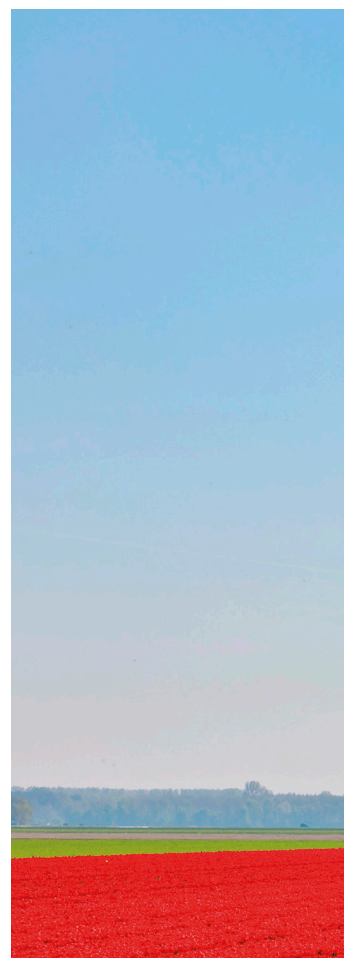
<https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares>

<https://www.energetyka24.com/polska-potrzebuje-szybszego-rozwoju-magazynow-energii>

<https://wysokienapiecie.pl/21403-co-zmieni-moj-prad-czyli-5-tys-zl-doplaty-paneli-slonecznych-policzyliśmy/>

Notatki

Jak wypełnić lukę węglową? 43% OZE w 2030 roku



FORUM ENERGII, ul. Chopina 5A/20, 00-559 Warszawa
NIP: 7010592388, KRS: 0000625996, REGON:364867487

www.forum-energii.eu