

# Co po węglu?

## Potencjał OZE w Polsce



Instrat Policy Paper 06/2021

Paweł Czyżak

Maciej Sikorski

Adrianna Wrona



**instrat**



# Co po węglu?

Potencjał OZE w Polsce



**Instrat Policy Paper 06/2021**

Paweł Czyżak

Maciej Sikorski

Adrianna Wrona

Warszawa, czerwiec 2021

**Rekomendujemy cytowanie:**

Czyżak, P., Sikorski, M., Wrona, A. (2021).  
*Co po węglu? Potencjał OZE w Polsce.*  
Instrat Policy Paper 06/2021.

**Autorzy:** Paweł Czyżak, Maciej Sikorski,  
Adrianna Wrona

**Kontakt:** Paweł Czyżak,  
pawel.czyzak@instrat.pl

**Projekt okładki:** Anna Olczak  
**Ilustracja na okładce:** Anna Olczak  
**Skład:** Anna Olczak

Treść publikacji dostępna na licencji Creative  
Commons Attribution 4.0 International  
(CC BY 4.0)

Publikacja wraz z załącznikiem dostępna  
do pobrania pod adresem:  
[www.instrat.pl/potencjal-oze](http://www.instrat.pl/potencjal-oze)

Wszelkie błędy są nasze.  
Stosuje się zwyczajowe zastrzeżenia.

Warszawa, czerwiec 2021  
ISBN: 978-83-959296-9-4

**Publikacje komplementarne:**

- Droga do celu. Odejście od węgla w polskiej elektroenergetyce.
- Brakujący element układanki. Rozważania o bezpieczeństwie energetycznym.

Publikacja powstała przy wsparciu:



**instrat**



Instrat – Fundacja Inicjatyw Strategicznych  
ul. Oleandrów 7/16  
00-629 Warszawa  
[www.instrat.pl](http://www.instrat.pl)

# Spis treści

<b>Podsumowanie i kluczowe rekomendacje</b>	<b>6</b>
<b>1. Wprowadzenie</b>	<b>9</b>
<b>2. Wpływ otoczenia regulacyjnego na rozwój OZE w Polsce</b>	<b>11</b>
2.1. Zasada 10H	14
2.2. Aukcje OZE	16
2.3. Energetyka prosumencka	18
<b>3. Możliwa do osiągnięcia moc zainstalowana poszczególnych rodzajów OZE</b>	<b>20</b>
3.1. Energia wiatrowa na lądzie	23
3.2. Morskie farmy wiatrowe	31
3.3. Wielkoskalowa energetyka słoneczna	33
3.4. Dachowe instalacje PV	43
3.5. Biomasa i biogaz	46
3.6. Energia wodna	48
<b>4. Przewidywane tempo rozwoju wybranych technologii wytwarzania i magazynowania energii</b>	<b>50</b>
4.1. Energia wiatrowa	50
4.2. Energia słoneczna	55
4.3. Biomasa i biogaz	56
4.4. Magazyny energii i inne	58
4.5. Moc przyłączeniowa	60
<b>5. Wpływ rozwoju OZE na Krajowy System Elektroenergetyczny</b>	<b>63</b>
5.1. Aktualizacja scenariusza optymalnego Infrac	64
5.2. Wpływ rozwoju OZE na funkcjonowanie sektora elektroenergetycznego	66
<b>Bibliografia</b>	<b>76</b>



## Skróty i objaśnienia

<b>ARE</b>	Agencja Rynku Energii
<b>CCGT</b>	Blok gazowy w układzie gazowo-parowym (and. Combined Cycle Gas Turbine)
<b>CHP</b>	Elektrociepłownie (ang. combined heat-and-power)
<b>EE</b>	Energia Elektryczna
<b>ESP</b>	Elektrownia Szczytowo-Pompowa
<b>GHG</b>	ang. Greenhouse Gases – gazy cieplarniane
<b>IND</b>	Przemysłowe jednostki wytwórcze
<b>JWCD</b>	Jednostki wytwórcze centralnie dysponowane
<b>KE</b>	Komisja Europejska
<b>KPEiK</b>	Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030
<b>KSE</b>	Krajowy System Elektroenergetyczny
<b>MPZP</b>	Miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego
<b>OOŚ</b>	Ocena oddziaływania na środowisko
<b>OZE</b>	Odnawialne źródła energii
<b>PEP2040</b>	Projekt Polityki Energetycznej Polski do 2040 r.
<b>PGE</b>	Polska Grupa Energetyczna
<b>PPEJ</b>	Program Polskiej Energetyki Jądrowej
<b>PRSP</b>	Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030
<b>PSE</b>	Polskie Sieci Elektroenergetyczne
<b>PV</b>	Fotowoltaika
<b>RED</b>	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady Europy o użyciu energii ze źródeł odnawialnych, 2009/28/EC, ang. Renewable Energy Directive
<b>SRMC</b>	ang. Short-Run Marginal Cost – koszt krańcowy produkcji energii elektrycznej
<b>UE</b>	Unia Europejska

# Podsumowanie i kluczowe rekomendacje



W Polsce realne jest uzyskanie mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych na lądzie na poziomie **44 GW**, budowa morskich farm wiatrowych o mocy **31 GW** i uruchomienie instalacji fotowoltaicznych dachowych i gruntowych o łącznej mocy **79 GW**, z uwzględnieniem restrykcyjnych kryteriów przestrzennych, technicznych, ekonomicznych i społecznych.



Potencjał OZE w Polsce jest wystarczający aby osiągnąć cele klimatyczne UE w perspektywie 2030 i niemal całkowicie zdekarbonizować miks elektroenergetyczny do 2040 r. odchodząc jednocześnie od spalania węgla w elektroenergetyce w latach 30-tych.



Aktualne i historyczne trendy wskazują, że możliwe jest osiągnięcie **71 proc.** udziału OZE w produkcji energii elektrycznej w 2030 r., a wartość **32 proc.** z PEP2040 jest zupełnie nierealistyczna i powinna zostać zwiększona w ramach realizacji pakietu "Fit for 55".



Scenariusz PEP2040 doprowadzi do gwałtownego wzrostu kosztu wytwarzania energii – o **61 proc.** w latach 2021-2030. Zastosowanie scenariusza rozwoju OZE proponowanego przez Instraat może zmniejszyć ten koszt w 2030 r. o **31-50 proc.** w stosunku do PEP2040, docelowo redukując import do połowy wartości z 2020 r.



PEP2040 zakłada zablokowanie importu energii elektrycznej, co jest niemożliwe na unijnym rynku energii. Dopuszczenie importu w PEP2040 doprowadziłoby do niemal czterokrotnego wzrostu jego wolumenu, z **13 TWh** w 2020 r. do **48 TWh** w 2030 r. W scenariuszu PEP2040 z importem energii następuje spadek udziału węgla w produkcji energii elektrycznej do **22 proc.** i wzrost udziału OZE do **44 proc.** w 2030 r., co podkreśla bezzasadność deklarowanego udziału OZE w wysokości 32 proc.



Dzięki rozwojowi OZE, w scenariuszu Instraat osiągnięta jest głęboka redukcja emisji CO<sub>2</sub> w elektroenergetyce w zgodzie z unijnym celem GHG-55% – o **65 proc.** w stosunku do roku 2015, a emisje w roku 2030 są ponad dwukrotnie niższe niż zadeklarowano w niezgodnej z celami klimatycznymi PEP2040.



Proponowana struktura mocy pozwala na bilansowanie systemu w rocznym szczycie zapotrzebowania przy całkowitym braku produkcji z wiatru i słońca, oraz niedostępności połączeń transgranicznych. Bilansowanie z samych źródeł krajowych jest możliwe w scenariuszu PEP2040 tylko przy terminowej realizacji elektrowni jądrowej. Przy jakichkolwiek opóźnieniach w PPEJ utrwali się uzależnienie Polski od importu energii.



W kontekście trwających negocjacji pakietu "Fit for 55", wartości przedstawiane w PEP2040 wymagają pilnej aktualizacji. Możliwe jest osiągnięcie udziału OZE na poziomie 70 proc., a wartość 32 proc. z PEP2040 jest zupełnie nierealistyczna i wymagałaby sztucznego zablokowania importu energii wbrew prawu UE. Dalsze negocjowanie roli OZE w elektroenergetyce doprowadzi do ogromnego wzrostu kosztów wytwarzania energii, poważnie zagrażając konkurencyjności polskiej gospodarki.

Aby tego uniknąć, należy:

- *jak najszybciej odblokować rozwój elektrowni wiatrowych na lądzie wraz z umożliwieniem modernizacji istniejących turbin,*
- *zapewnić terminowość realizacji morskich farm wiatrowych,*
- *odroczyć zmiany systemu rozliczeń energetyki prosumenckiej, rozkładając je w czasie i zapewniając, że nie zablokują one rozwoju fotowoltaiki, niezbędnego dla realizacji transformacji energetycznej,*
- *stworzyć zachęty dla rozwoju magazynów energii, w tym w ramach aukcji OZE,*
- *przyjąć "Polską Strategię Wodorową" wraz z ustanowieniem ambitnych celów dot. budowy elektrolizerów na poziomie 10 GW w 2040 r.,*
- *zaplanować budowę wielkoskalowych elektrowni szczytowo-pompowych w wyrobiskach kopalni węgla brunatnego,*
- *przyjąć odpowiedzialny program rozwoju biogazowni i biometanowni,*
- *zapewnić odpowiednie wsparcie finansowe dla operatorów sieci prowadzące do szybkiego zwiększenia dostępnych mocy przyłączeniowych,*
- *wyeliminować spalanie węgla w elektrociepłowniach i jednostkach przemysłowych, konwertując je na bloki gazowo-wodorowe,*
- *przystosować planowane bloki gazowe (w tym w elektrociepłowniach) do możliwości spalania zielonego wodoru,*
- *ustabilizować prawo energetyczne, zapewniając przyjazne środowisko regulacyjne inwestorom,*
- *zadeklarować daty wyłączeń poszczególnych jednostek węglowych, datę całkowitego odejścia od węgla, datę neutralności klimatycznej, ambitny cel udziału OZE w zużyciu energii finalnej*

*w 2030 r., co umożliwi pozyskanie środków finansowych na transformację energetyczną, w tym m.in. na konieczną modernizację infrastruktury sieciowej czy też realizację procesu sprawiedliwej transformacji w regionach węglowych,*

- *zaktualizować PEP2040 uwzględniając aktualne realia ekonomiczne, dostępny potencjał OZE i trendy rynkowe, proponując scenariusz zgodny z celami klimatycznymi UE, a także biorący pod uwagę wpływ wysokich kosztów wytwarzania energii na wolumen importu.*

# 1. Wprowadzenie

Niniejsza publikacja jest drugą z cyklu trzech analiz pokazujących, że możliwe jest aktywne uczestnictwo Polski we wspólnotowym wysiłku na rzecz dekarbonizacji elektroenergetyki, niezagrażające polskiemu bezpieczeństwu energetycznemu, uwzględniające możliwości technologiczne oraz nastroje społeczne. Co być może najważniejsze, uczestnictwo w transformacji energetycznej niesie ze sobą szereg korzyści dla polskiej gospodarki i obywateli – redukuje koszt wytwarzania energii zwiększając konkurencyjność polskich przedsiębiorstw i zmniejszając ceny prądu, ogranicza import zwiększając bezpieczeństwo energetyczne, a wreszcie otwiera Polskę na napływ inwestycji zagranicznych i związany z tym przyrost zielonych miejsc pracy.

W pierwszej z cyklu publikacji pt. “Droga do celu. Odejście od węgla w polskiej elektroenergetyce” (Czyżak, Wrona, 2021), zaproponowaliśmy scenariusz wygaszania elektrowni i elektrociepłowni węglowych w Polsce oraz oceniliśmy możliwość zastąpienia ich odnawialnymi źródłami energii (OZE). Prognozujemy, że udział OZE w miksie elektroenergetycznym może przekroczyć 70 proc. w 2030 r., a wartość 32 proc. deklarowana w Polityce Energetycznej Polski do 2040 r. (PEP2040) jest znacznie zaniżona w świetle trendów rynkowych i uwarunkowań ekonomicznych.

Niezgodne z polityką Unii Europejskiej (UE) działania polskiego rządu w obszarze energetyki wynikają z wielu czynników, m.in. deprecjonowania potencjału już w pełni rozwiniętych technologii OZE. Z drugiej strony, szacunki potencjału proponowane m.in. przez Komisję Europejską (KE) i wykorzystywane w szeregu opracowań pomijają kluczowe ograniczenia techniczne czy społeczne. Rozdźwięk pomiędzy oboma podejściami skutkuje niską jakością rządowych strategii oraz legislacji, destabilizując środowisko inwestycyjne i hamując tempo rozwoju OZE w Polsce.

Niniejsza publikacja uzupełnia “Drogę do celu”, przedstawiając szczegółową diagnozę potencjału OZE w Polsce. Zgodnie z wiedzą autorów, zaprezentowane obliczenia stanowią najbardziej kompleksową publicznie dostępną analizę potencjalnej mocy zainstalowanej w polskich elektrowniach wiatrowych i słonecznych, a dane te mogą być wykorzystane m.in. w modelowaniu energetycznym, w tym w aktualizacji założeń użytych w PEP2040.

Analizę dotyczącą potencjału OZE uzupełniono opisem ram legislacyjnych determinujących funkcjonowanie OZE na rynku energii, a także prognozami rozwoju poszczególnych typów odnawialnych źródeł energii w perspektywie 2040 r. Wreszcie, korzystając z modelu energetycznego PyPSA-PL, zbadano wpływ rozwoju OZE na Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE), w tym strukturę produkcji energii, jej import, średni koszt wytwarzania energii elektrycznej, emisje CO<sub>2</sub> z elektroenergetyki.

Przedstawione wyniki pokazują, że wdrożenie OZE na skalę odpowiadającą celom klimatycznym UE wymagać będzie zdecydowanych działań, nie jest jednak konieczna rewolucja technologiczna czy też tempo rozwoju znacząco przekraczające wartości już w Polsce osiągnięte. Warunkiem koniecznym dla uchronienia polskiego rynku energii przed zapaścią – gwałtownym wzrostem cen i importu, jest usunięcie barier legislacyjnych, oraz uwzględnienie roli OZE w strukturze miksu energetycznego. Konieczne jest dostosowanie krajowych planów rozwoju sektora energetycznego do przyjętego w 2020 r. i wiążącego dla Polski celu redukcji emisji gazów cieplarnianych w UE o 55 proc. w 2030 r. względem 1990 r. Realizacja tego celu wymagać będzie szybkiego rozwoju OZE, w skali ponad dwukrotnie przekraczającej deklaracje z PEP2040, co, jak zostało wykazane, jest jednak osiągalne i niesie za sobą szereg korzyści.

## 2. Wpływ otoczenia regulacyjnego na rozwój OZE w Polsce

Zaproponowany jesienią 2020 r. przez Komisję Europejską cel redukcji gazów cieplarnianych (ang. greenhouse gases, GHG) o 55 proc. w 2030 r. względem 1990 r. został w kwietniu 2021 r. zaakceptowany przez państwa członkowskie Unii Europejskiej oraz Parlament Europejski, stając się wiążący prawnie również dla Polski. To oznacza konieczność aktualizacji przyjętej w lutym 2021 r. Polityki Energetycznej Polski do 2040 r.<sup>1</sup>, która zakłada redukcję emisji gazów cieplarnianych jedynie o ok. 30 proc. – niemal dwukrotnie mniej niż ma wynieść średnia unijna. Komisja Europejska ocenia także, że redukcja emisji CO<sub>2</sub> w samej elektroenergetyce powinna wynieść ok. 70 proc. w latach 2015-2030 (Komisja Europejska, 2020), w PEP2040 jest to raptem 25 proc. Osiągnięcie wymaganego poziomu redukcji emisji w sektorze elektroenergetycznym wymaga szybkiego tempa rozwoju odnawialnych źródeł energii. Udział OZE w produkcji energii elektrycznej w 2030 r. ma w UE wynieść 68 proc. (Komisja Europejska, 2020), podczas gdy w PEP2040 jest to jedynie 32 proc. Jak wykazano w niniejszej publikacji, możliwe jest osiągnięcie udziału OZE w polskiej elektroenergetyce na poziomie ponad 70 proc., prowadzące do redukcji emisji w sektorze o 65 proc., a więc jedynie nieznacznie poniżej wartości wymaganej dla całej UE.

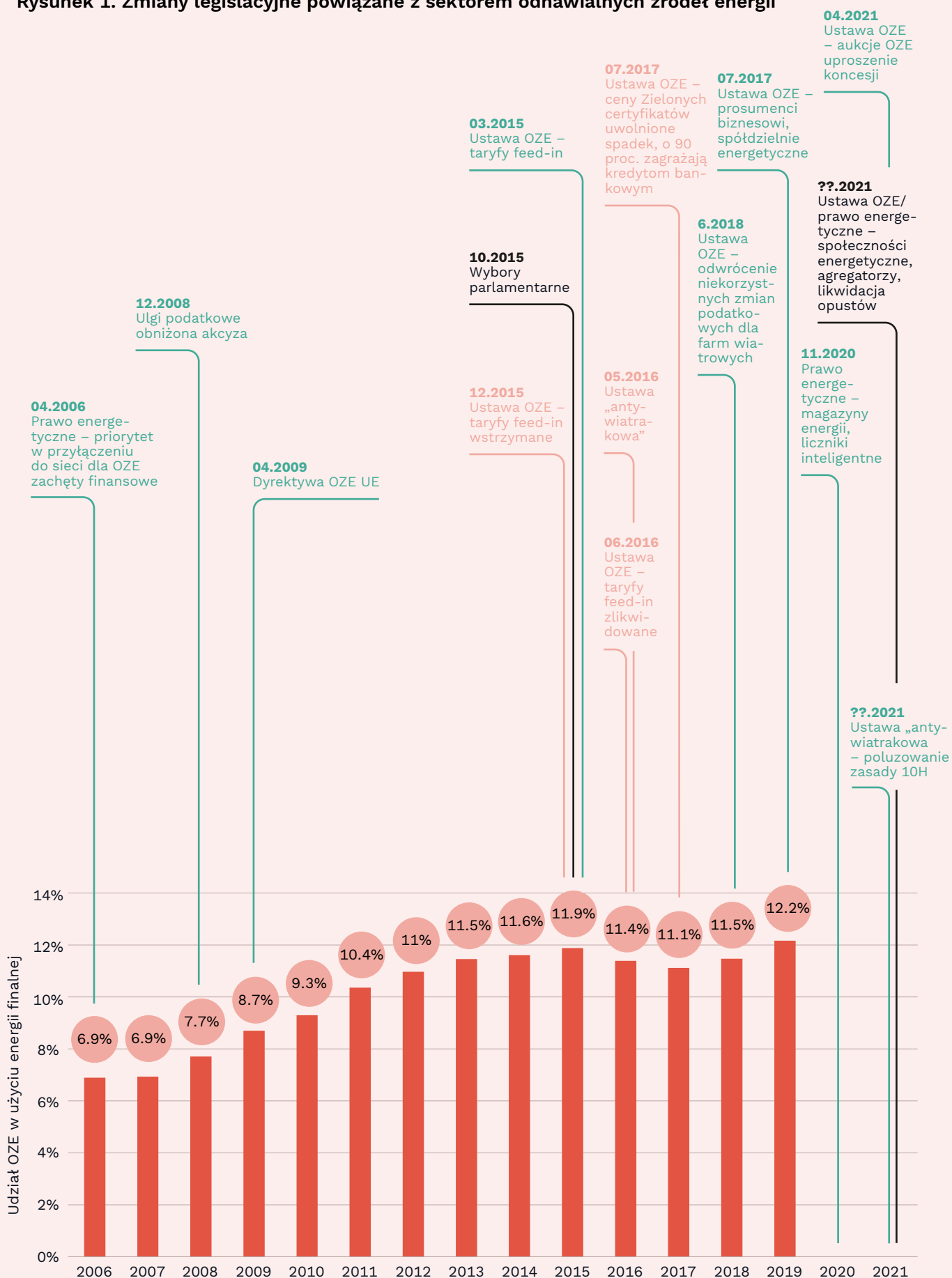
Wykorzystanie potencjału odnawialnych źródeł energii i ich rozwój w zgodzie z unijnymi celami klimatycznymi wymaga usunięcia barier legislacyjnych, które są jednym z kluczowych czynników determinujących tempo implementacji OZE w Polsce. Niezwykle częste zmiany aktów prawnych związanych z sektorem OZE utrudniają długoterminowe planowanie, a niektóre z tych zmian wręcz blokują funkcjonowanie sektora. W latach 2006-2015 stabilne prawo oraz wdrożenie europejskiej Dyrektywy OZE<sup>2</sup> (tzw. RED) doprowadziło do systematycznego wzrostu udziału OZE w zużyciu energii finalnej (Rys. 1) – jednego z trzech celów na 2020 r. zawartych w RED. Polska zadeklarowała osiągnięcie 15 proc. udziału OZE w 2020 r., w okresie 2006-2015 wzrósł on z 6,9 proc. do 11,9 proc. Niestety, szereg niekorzystnych zmian prawnych wprowadzonych po jesieni 2015 zatrzymał rozwój OZE, skutkując wręcz spadkiem udziału OZE w zużyciu energii finalnej. Dopiero w 2019 r. wskaźnik ten przekroczył wartość z 2015 r.. Szansa na uzyskanie 15 proc. w 2020 r. jest niezwykle niska, nawet mimo spadku zapotrzebowania na energię wywołanego pandemią COVID-19.

---

1 Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r.

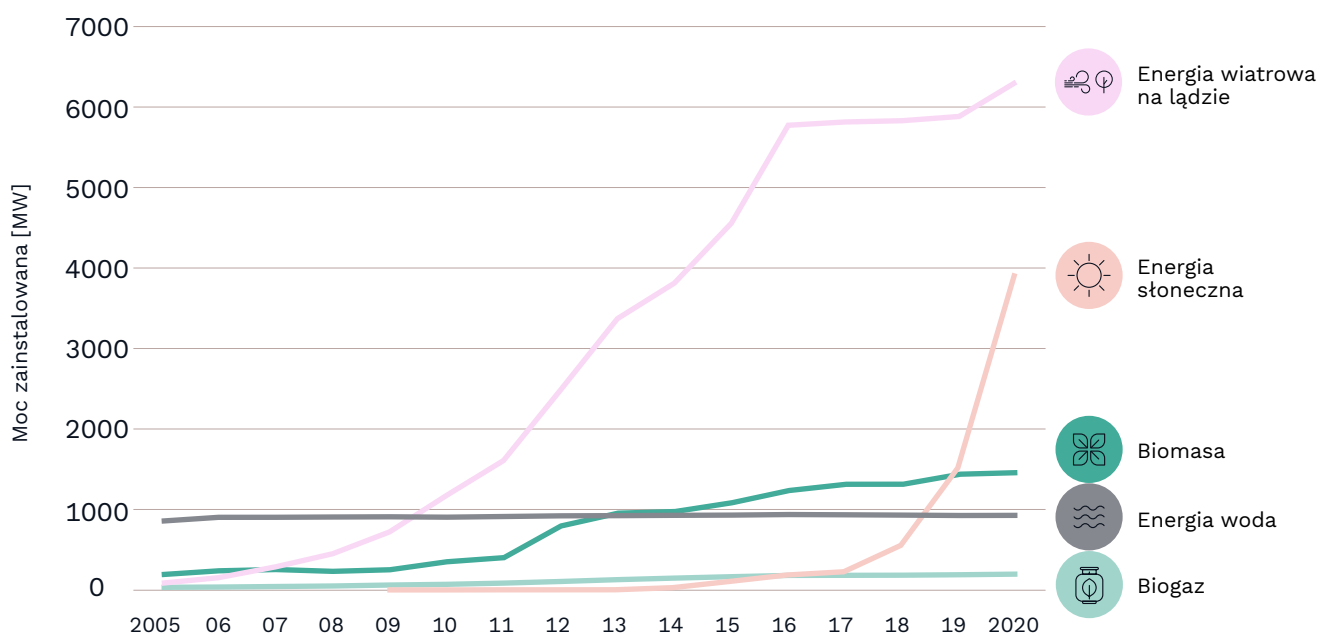
2 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady Europy o użyciu energii ze źródeł odnawialnych, 2009/28/EC, 23.04.2009

Rysunek 1. Zmiany legislacyjne powiązane z sektorem odnawialnych źródeł energii



Źródło: Opracowanie własne Instrat

**Rysunek 2. Moc zainstalowana z OZE w elektroenergetyce w latach 2005-2020**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych URE i ARE

Warto zwrócić uwagę na samą niestabilność prawa – od 2015 r. kilkakrotnie nowelizowano ustawę OZE, wprowadzono też szereg zmian w ustawie Prawo Energetyczne (Rys. 1). Przy czasach realizacji inwestycji OZE sięgających 20-30 lat, tak duża zmienność regulacji stanowi ogromne ryzyko dla inwestorów.

Niestabilność prawa oraz niekorzystne jego zmiany spowodowały zatrzymanie wzrostu mocy zainstalowanej w energetyce wiatrowej na lądzie, obserwowanego w latach 2005-2016 (Rys. 2.). Jednocześnie, utrudniono rozwój pozostałych rodzajów OZE, za co odpowiedzialne były m.in. nowelizacje ustawy o odnawialnych źródłach energii z 2015 r.<sup>3</sup> i 2016 r.<sup>4</sup>, w ramach których najpierw odłożono wprowadzenie taryf gwarantowanych dla prosumentów, a następnie je wycofano. W 2016 r. przyjęto tzw. ustawę “anty-wiatrakową”<sup>5</sup>, która poprzez wprowadzenie nierealistycznych wymagań przestrzennych dla instalacji wiatrowych, doprowadziła do zablokowania wielu już zaawansowanych projektów.

3 Ustawa z Dnia 29 Grudnia 2015 r. o Zmianie Ustawy o Odnawialnych Źródłach Energii Oraz Ustawy – Prawo Energetyczne, Dz.U. z 2015 Poz. 2365

4 Ustawa z Dnia 22 Czerwca 2016 r. o Zmianie Ustawy o Odnawialnych Źródłach Energii Oraz Niektórych Innych Ustaw, Dz.U. z 2016 r. poz. 925

5 Ustawa z Dnia 20 Maja 2016 r. o Inwestycjach w Zakresie Elektrowni Wiatrowych, Dz.U. 2016 poz. 961

W 2018 zaczęto wprowadzać zmiany, które mogą być uznane za pozytywne z punktu widzenia wspierania OZE, a przynajmniej niektórych technologii. W ramach nowelizacji ustawy o OZE z 2019 r.<sup>6</sup> umożliwiono uzyskanie statusu prosumenta przez przedsiębiorstwa, wprowadzono spółdzielnie energetyczne, oraz rozpisano nowe aukcje OZE. Nie bez znaczenia było również wprowadzenie programu “Mój prąd”, gwarantujące bezpośrednie dopłaty do mikroinstalacji fotowoltaicznych dla gospodarstw domowych. Przy jego wsparciu, moc zainstalowana w fotowoltaice wzrosła z poziomu poniżej 1 GW w 2018 r. do obecnie notowanych 4,5 GW (energy.instrat.pl, 2021). Po długich opóźnieniach, w styczniu 2021 r. przyjęto “ustawę offshore”<sup>7</sup>, która ma umożliwić rozwój energetyki wiatrowej na Bałtyku – moc zainstalowana ma wynieść 5,9 GW do 2030 r. i wzrosnąć do 9,6 GW w 2040 r. Natomiast w kwietniu 2021 r. przyjęto kolejną nowelizację ustawy o OZE (MKiŚ, 2021), która wydłuża maksymalne terminy ubiegania się przez wytwórców OZE o wsparcie ze środków publicznych, w efekcie przedłużając do 30 czerwca 2047 r. maksymalny okres otrzymywania wsparcia dla instalacji w ramach tzw. systemów FIT i FIP, wydłużono także funkcjonowanie systemu aukcyjnego do 2027 r.<sup>8</sup> Dodatkowo, nowelizacja wprowadza przepisy ograniczające obowiązki koncesyjne w przypadku małych instalacji OZE dla przedsiębiorstw wykonujących działalność gospodarczą.

Niestety, rozwiązania legislacyjne z lat 2015–2017 spowodowały kilka lat opóźnień w rozwoju OZE, które ciężko będzie nadrobić. To oznacza nie tylko brak osiągnięcia celów klimatycznych na rok 2020, ale także zagrożenie celów na rok 2030. Realizacja tych ostatnich wymagać będzie znacznego przyspieszenia tempa rozwoju OZE, zgodnie ze scenariuszem zaprezentowanym w dalszej części raportu.

W niniejszym rozdziale przyglądamy się najważniejszym, z punktu widzenia rozwoju OZE, obecnie funkcjonującym regulacjom i mechanizmom wsparcia.

## 2.1. Zasada 10H

W latach 2005–2016 energetyka wiatrowa na lądzie notowała dynamiczny wzrost mocy zainstalowanej. Wzrost ten został jednak wstrzymany po 2016 r. (Rys. 2.) za sprawą wprowadzenia tzw. zasady 10H w ramach tzw. “ustawy anty-wiatrakowej”<sup>9</sup>. Zasada 10H oznacza, że każda nowa turbina wiatrowa nie może znajdować się w odległości mniejszej niż 10-krotność swojej wysokości od najbliższych zabudowań mieszkalnych, wybranych

---

6 Ustawa z dnia 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw, Dz.U. 2019 poz. 1524

7 Ustawa z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, Dz.U. z 3 lutego 2021 r. poz. 234

8 Warunkiem wprowadzenia tych zmian jest jednak zgoda Komisji Europejskiej na udzielanie pomocy publicznej.

9 Ustawa z Dnia 20 Maja 2016 r. o Inwestycjach w Zakresie Elektrowni Wiatrowych, Dz.U. 2016 poz. 961



form ochrony przyrody oraz leśnych kompleksów promocyjnych. Zasada 10H uniemożliwia również modernizację już istniejących turbin wiatrowych, które nie spełniają wymogu odległościowego. W konsekwencji, doprowadziło to do zatrzymania prowadzonych projektów inwestycyjnych i generację strat o wysokości niemal 3 mld zł brutto przez 70 proc. farm wiatrowych operujących w Polsce w 2016 r. (WysokieNapięcie, 2017).

W wyniku wprowadzenia zasady 10H, obowiązujące obecnie w Polsce przepisy odległościowe są jednymi z najbardziej rygorystycznych w Europie. Jedynym państwem członkowskim stosującym tak restrykcyjne regulacje odległościowe są Niemcy, przy czym zasada odpowiadająca polskiej 10H obowiązuje tam jedynie w rejonie Bawarii. W większości innych krajów UE przepisy odległościowe stanowią jedynie rekomendację. Najczęściej zalecaną minimalną odległością turbiny od zabudowy mieszkalnej jest 500 metrów (np. we Francji, Grecji, Hiszpanii, Irlandii czy Włoszech). W Belgii i Danii funkcjonuje zasada 4-krotności wysokości elektrowni. Często stosowaną praktyką jest również przeprowadzanie prognoz akustycznych, na podstawie których podejmowane są decyzje dotyczące możliwości realizacji inwestycji (np. w Wielkiej Brytanii czy w krajach skandynawskich).

Dyskutowany obecnie projekt nowelizacji ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych<sup>10</sup> odpowiada w pewnym zakresie na trendy obserwowane w innych krajach UE. Mimo że plan zakłada utrzymanie zasady 10H, nadaje także możliwość jej redukcji w ramach miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego (MPZP), do wartości określonej w ocenie oddziaływania na środowisko (OOS), przy czym minimalnie będzie to 500 m. Gminy nie posiadające MPZP będą musiały je uchwalić, wraz z przeprowadzeniem szeroko zakrojonych konsultacji społecznych. Nowością jest uwzględnienie w procesie decyzyjnym tzw. gmin pobliskich – znajdujących się w całości lub częściowo na obszarze objętym zasadą 10H. Konsultacje MPZP prowadzone będą więc nie tylko na terenie gminy planującej inwestycję, ale także potencjalnie w gminach sąsiednich. Ponadto, jeśli zasięg oddziaływania wynikający z OOS obejmuje gminy pobliskie, one także będą musiały sporządzić plan miejscowy. Wreszcie, nowela przewiduje ustanowienie systemu certyfikacji i weryfikacji firm serwisujących farmy wiatrowe.

Minimalna odległość elektrowni wiatrowej od form ochrony przyrody ma zostać zniesiona – decyzje w tym zakresie mają być podejmowane wyłącznie na podstawie prognoz oddziaływania na środowisko oraz rozstrzygane w ramach MPZP i procedury wydawania przez Regionalnego Dyrektora Ochrony Środowiska (RDOŚ) decyzji środowiskowej dla danej inwestycji. Jak wskazujemy w publikacji z maja 2021 r., brak minimalnej odległości od form ochrony przyrody rodzi wątpliwości natury ekologicznej, przy jednoczesnym ograniczonym wpływie na potencjał elektrowni wiatrowych (Czyżak, Sikorski, Wrona, 2021), rekomenduje się więc pozostawienie minimalnego limitu 500 m, podobnie jak dla budynków mieszkalnych.

---

<sup>10</sup> Projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw z dnia 27 kwietnia 2021 r., UD207

Proponowana nowelizacja zasady 10H jest niewątpliwie krokiem w dobrą stronę i szansą na odblokowanie inwestycji w elektrownie wiatrowe, niezbędnych dla dekarbonizacji polskiej elektroenergetyki, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego i osiągnięcia celów klimatycznych na 2030 rok. Zwiększone obciążenie administracyjne rodzi jednak obawy, że tempo rozwoju projektów będzie zbyt wolne, aby osiągnąć redukcję emisji CO<sub>2</sub> zgodną z unijnym celem GHG-55% (Czyżak, Sikorski, Wrona, 2021). Rekomenduje się więc uproszczenie procedur i przyspieszenie procesów inwestycyjnych, oczywiście z poszanowaniem praw lokalnej społeczności. Sugerowane przez Instytut zmiany w projekcie noweli obejmują m.in.:

- Rezygnację z konieczności sporządzenia planu miejscowego przez gminy pobliskie;
- Zmniejszenie liczby konsultacji publicznych z 4 do 1-2;
- Skrócenie czasu oczekiwania, ogłoszenia, wyłożeń itd. w gminie właściwej oraz pobliskich;
- Zaproponowanie uproszczonej procedury uzyskiwania decyzji środowiskowej.

## 2.2. Aukcje OZE

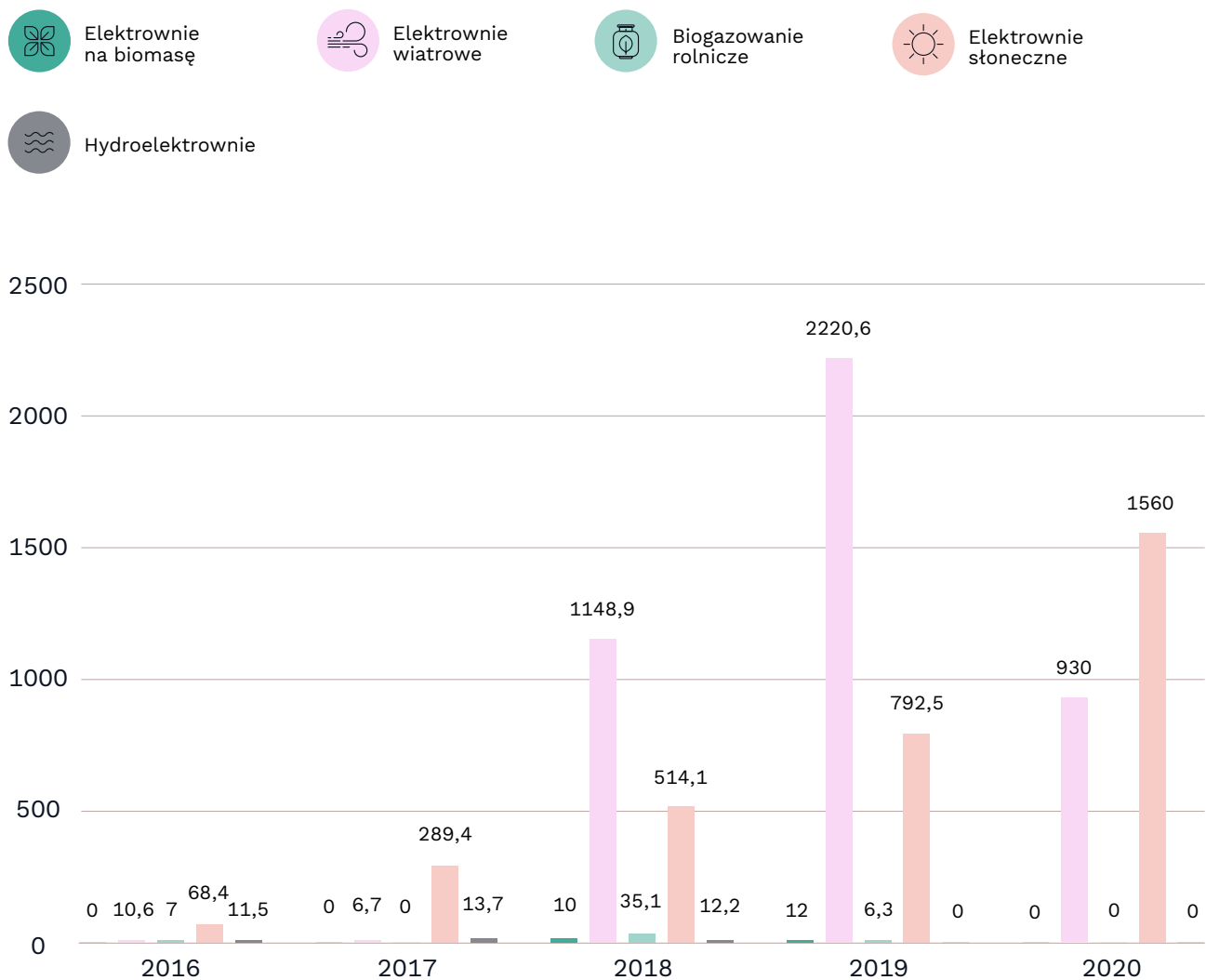
System aukcyjny jest głównym narzędziem wsparcia dla dużych instalacji OZE w Polsce. Pierwsze aukcje OZE odbyły się w grudniu 2016 r., zastępując obowiązujący do tego czasu mechanizm zielonych certyfikatów.<sup>11,12</sup> Największymi beneficjentami systemu aukcyjnego są wytwórcy energii elektrycznej z wiatru na lądzie oraz słońca, i to właśnie w tych technologiach notowany jest dynamiczny wzrost zakontraktowanej mocy (Rys. 3.). W wyniku aukcji z 2016 r. przyłączone zostało 97,5 MW mocy, w 2018 r. zakontraktowano ponad 1,7 GW, przede wszystkim dzięki przyrostowi mocy z farm wiatrowych na lądzie, a w 2019 r. kolejne 3 GW. W 2020 r. ilość zakontraktowanej mocy spadła, lecz wciąż przewiduje się, że w wyniku tychże aukcji powstanie ponad 1,56 GW instalacji fotowoltaicznych oraz 0,93 GW nowych farm wiatrowych (oraz ok. 4 MW mocy w pozostałych technologiach OZE) (URE, 2020). W 2020 r. po raz pierwszy w historii, w segmencie dużych obiektów, liczba ofert z instalacji fotowoltaicznych zrównała się z tymi z elektrowni wiatrowych, a moc zakontraktowana PV przewyższyła tę z wiatru.

---

<sup>11</sup> Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii

<sup>12</sup> W latach 2016 i 2017 zwycięzcy aukcji byli określani wyłącznie na bazie najtańszych ofert sprzedaży energii elektrycznej. Natomiast nowelizacja z 2018 r. wprowadziła dodatkowy system wymuszania konkurencji, w ramach którego zwycięzcy mają być wyłaniani nie tylko na podstawie najniższych cen, ale również wymaga się żeby wygrywające oferty łącznie nie przekroczyły 100 proc. wartości lub ilości energii określonej w aukcji i 80 proc. ilości energii elektrycznej objętej wszystkimi złożonymi ofertami.

**Rysunek 3. Łączna moc zainstalowana elektryczna instalacji wytwórców energii z OZE, którzy wygrali aukcje w latach 2016-2020**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie URE

Z powodu zasady 10H, w aukcjach z 2016 i 2017 nie mogły startować nowe projekty wiatrowe. Od 2018 r. dopuszczono udział w aukcjach projektów, które otrzymały pozwolenie na budowę przez wprowadzeniem “ustawy anty-wiatrakowej”. Pula tych projektów wyczerpuje się i przewiduje się, że w aukcjach w 2021 r. moc zakontraktowana elektrowni wiatrowych znacznie się zmniejszy. W jej miejsce pojawiają się, coraz bardziej konkurencyjne cenowo, duże farmy fotowoltaiczne. W koszyku z dużymi instalacjami OZE (powyżej 1 MW), maksymalna cena sprzedaży w 2020 r. wynosiła 249,90 zł/MWh, a minimalna 190 zł/MWh. Jest to więcej niż w 2019 r., gdy maksymalna cena sprzedanej energii wynosiła 233,29 zł/MWh, a minimalna 162,83 zł/MWh. Efekt ten wynika właśnie z mniejszej podaży bardziej opłacalnych projektów wiatrowych. Sytuacja jest odwrotna w aukcjach dla małych instalacji (poniżej 1 MW), dla których ceny w 2020 r. spadły w stosunku do roku 2019 (Hanas, 2020). Do tych aukcji przystąpili jedynie wytwórcy energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznych (URE, 2020). Aukcje na 2021 r. rozstrzygnięte mają zostać najpóźniej do końca czerwca.

Warto zaznaczyć szczególną sytuację morskich farm wiatrowych. Pierwsza pula projektów (o mocy 5,9 GW) otrzymała wsparcie publiczne w ramach “ustawy offshore” na okres 25 lat. Kolejne projekty będą otrzymywać wsparcie na zasadzie konkurencyjnych aukcji. Pierwsza aukcja dla morskich farm wiatrowych została zaplanowana na 2025 r., kolejna na 2027 r. Mechanizm aukcji będzie analogiczny do tego dla energetyki słonecznej i wiatrowej na lądzie. Ze względu na skalę przeprowadzanych inwestycji i odpowiadających im nakładów kapitałowych, przyjęto, że okres wsparcia będzie dłuższy niż w przypadku pozostałych technologii i wyniesie 25 lat (URE, 2021).

## 2.3. Energetyka prosumencka

Odkąd inwestycje wiatrowe zostały zablokowane, motorem rozwoju OZE w Polsce jest energetyka prosumencka – mikroinstalacje fotowoltaiczne (do 50 kW) na domach jednorodzinnych i w przedsiębiorstwach (od 2018 r.), używane do produkcji energii elektrycznej na potrzeby własne. Mikroinstalacje PV stanowią ok. 77 proc. z ok. 4,5 GW mocy zainstalowanej w energetyce słonecznej (IEO, 2021; energy.instrat.pl, 2021).

Olbrzymi wpływ na rozwój mikroinstalacji PV miał program “Mój prąd”, gwarantujący bezpośrednie dopłaty do paneli fotowoltaicznych dla gospodarstw domowych. Do tej pory (maj 2021) z dofinansowania skorzystało ponad 200 tysięcy gospodarstw domowych (NFOŚiGW, 2021) i zrealizowano instalacje o mocy 1,15 GW.

Prosumenci korzystają obecnie z tzw. systemu opustów, używając Krajowego Systemu Elektroenergetycznego jako magazynu energii – oddając do niego nadwyżkę energii wyprodukowaną np. w ciągu słonecznych dni, a pobierając ją np. w nocy (z 20 proc. prowizją). Mechanizm opustów pozwala prosumentom na uniknięcie opłat dystrybucyjnych, a także redukuje koszty energii w okresach o niskiej produkcji lokalnej – np. zimą i nocami. W chwili pisania raportu konsultowany jest projekt nowelizacji Prawa energetycznego<sup>13</sup>, znoszący system opustów na rzecz mniej korzystnego dla prosumentów mechanizmu rozliczeń. Zgodnie z projektem, prosumenci sprzedawaliby nadwyżki energii wyprodukowanej w ciągu dnia po cenie z Towarowej Giełdy Energii, a w momentach jej niedoboru musieliby tę energię kupić – zazwyczaj po cenach istotnie wyższych (WysokieNapięcie.pl, 2021a).

Proponowana zmiana gwałtownie zmniejsza rentowność mikroinstalacji PV, zmuszając prosumentów do poniesienia dodatkowych kosztów na zakup lokalnych magazynów energii<sup>14</sup>. Przewiduje się więc, że tempo rozwoju

---

<sup>13</sup> Projekt Ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii z dnia 30 kwietnia 2021 r., UC74

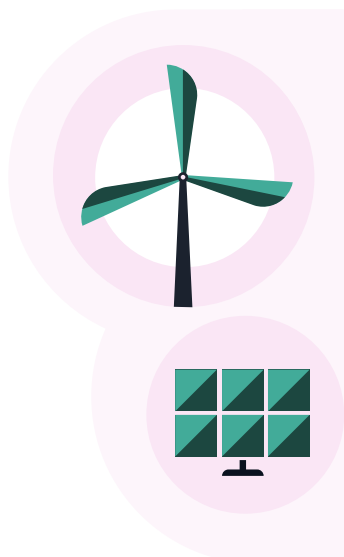
<sup>14</sup> Te ostatnie uzyskują dodatkowe wsparcie w trzeciej edycji programu “Mój prąd”, co może nieco zniwelować negatywne efekty nowelizacji

mikroinstalacji fotowoltaicznych spadnie, zagrażając realizacji celów klimatycznych na 2030 r. W szczególności, wyhamowanie rozwoju instalacji fotowoltaicznych z jednoczesnym opóźnieniem projektów wiatrowych może zatrzymać moc zainstalowaną OZE na obecnym, niewystarczającym poziomie, uniemożliwiając zastąpienie wygaszanych jednostek węglowych (szerzej w raporcie: “Droga do celu”).

Warto zaznaczyć, że proponowana nowelizacja wzbudza szereg wątpliwości, w tym również w samym rządzie. Nie jest więc pewnym, że zmiany zostaną wprowadzone w obecnym kształcie. Niemniej niepewność sytuacji prawnej oraz rosnąca presja ze strony Operatorów Sieci Dystrybucyjnej i spółek obrotu oznaczają, że w przyszłości należy spodziewać się zwiększonych barier dla rozwoju mikroinstalacji PV.

# 3. Możliwa do osiągnięcia moc zainstalowana poszczególnych rodzajów OZE







Otoczenie regulacyjne determinuje przede wszystkim tempo rozwoju OZE. W niniejszym rozdziale skupiono się na maksymalnej możliwej do uzyskania mocy zainstalowanej OZE, abstrahując nieco od samego tempa dojścia do tejże wartości. Mimo że przygotowanie scenariuszy transformacji sektora elektroenergetycznego wymaga uprzedniej drobiazgowej oceny potencjału odnawialnych źródeł energii na badanym obszarze, wyliczenia dotyczące tegoż potencjału są bardzo zróżnicowane. W wielu opracowaniach korzysta się z szacunków Komisji Europejskiej przygotowanych w ramach projektu ENSPRESO (Ruiz Castello, 2019). Wartości te nie uwzględniają w pełni polskich realiów technicznych, ekonomicznych, społecznych czy prawnych. Przygotowano więc autorską analizę polskiego potencjału OZE, bazując na niezwykle szczegółowej metodologii opisywanej w zagranicznej literaturze naukowej, aplikując ją po raz pierwszy do warunków polskich (patrz: Ramka). Opis procesu analitycznego zawarto w podrozdziałach dedykowanych konkretnym technologiom.



Do obliczeń potencjału OZE w Polsce, a w szczególności oceny terenów, na których możliwe jest stawianie elektrowni wiatrowych czy słonecznych, wykorzystano oprogramowanie GLAES (Geospatial Land Availability for Energy Systems) opracowane w Instytucie Badań nad Energetyką i Klimatem (IEK-3) niemieckiego Centrum Badawczego Jülich (Ryberg, Robinius & Stolten, 2017), zaimplementowane w języku programistycznym Python. GLAES bazuje na zdefiniowanych przez użytkownika kryteriach wykluczeń terenów, obejmujących czynniki przestrzenne (np. odległość od lasów, rzek i jezior, dróg), społeczne (odległość od zabudowań mieszkalnych), ekonomiczne (wietrzność, nasłonecznienie, odległość od punktu przyłączenia do sieci). Każdy piksel mapy danego terenu (tu: Polski) jest weryfikowany pod względem wybranych kryteriów i uznawany za dostępny lub niedostępny dla inwestycji OZE. Proces aplikacji wykluczeń opisano w kolejnych podrozdziałach. Ostatecznym wynikiem działania programu jest konkretna propozycja umiejscowienia nowych elektrowni uwzględniająca wybrane kryteria. Zgodnie z wiedzą autorów, prezentowane badanie jest pierwszą tak szczegółową analizą rozmieszczenia OZE w Polsce. Wyniki uwzględniają polskie warunki prawne i społeczne, kształt polskiej sieci przesyłowej i wiele innych czynników pomijanych przez badania pan-europejskie. To oznacza, że przedstawione wartości należy uznać nie tylko za możliwe do osiągnięcia, ale wręcz konserwatywne – rozwój technologii i spadające koszty inwestycyjne mogą otworzyć dodatkowe obszary dla lokalizacji OZE.

Wyniki badań potencjału OZE przedstawiono w Tab. 1. Drobiazgowość przeprowadzonych analiz pozwala sądzić, że prezentowane wartości są całkowicie możliwe do osiągnięcia w polskich warunkach, a jedyną barierą zagrażającą ich realizacji jest otoczenie polityczno-prawne, determinujące także dostępność finansowania (w tym na konieczną modernizację sieci dystrybucyjnych i przesyłowych).

Tabela 1. Potencjalna moc zainstalowana w poszczególnych technologiach [GW]

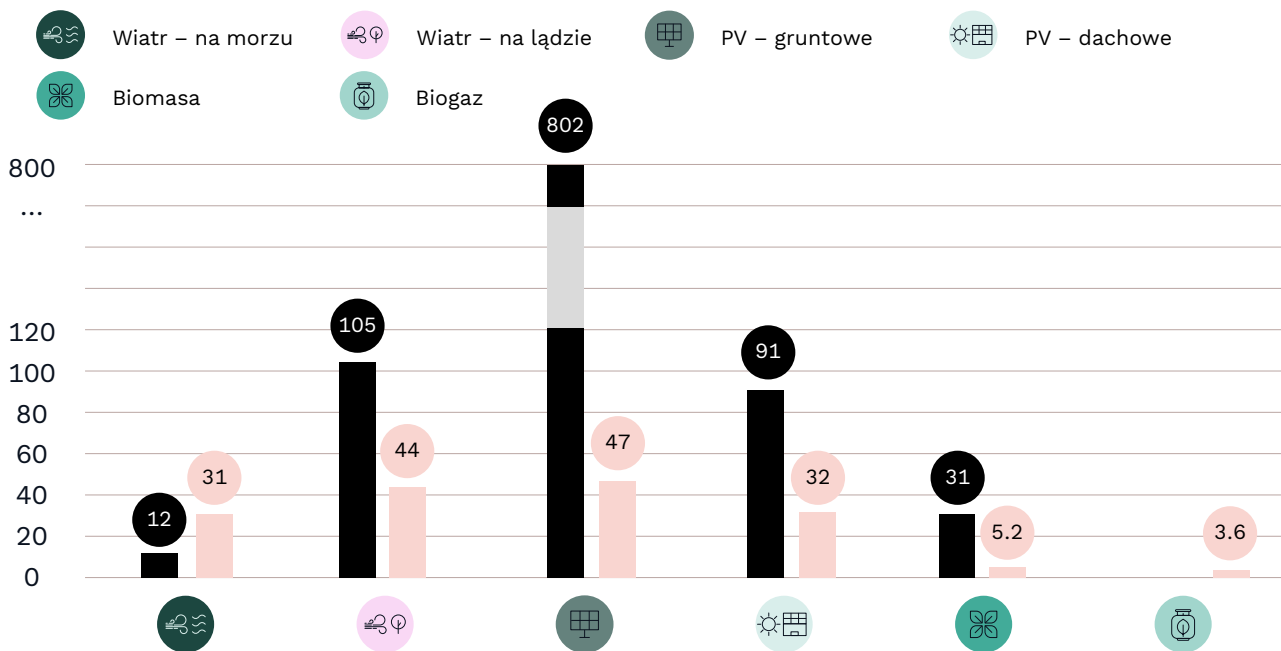
Technologia	Komisja Europejska	Instrat
 Wiatr – na morzu	12	31
 Wiatr – na lądzie	105	44
 PV – gruntowe	802	47
 PV – dachowe	91	32
 Biomasa	31	5,2
 Biogaz	N/A	3,6

Źródło: Opracowanie własne Instrat na podstawie obliczeń własnych oraz (Ruiz Castello, 2019); dla wiatru i biomasy scenariusz referencyjny, dla PV scenariusz 170 MW / km<sup>2</sup> z 3 proc. dostępnością terenów

Wyniki uzyskane przez Instrat są niemal dla wszystkich technologii znacząco niższe niż szacunki Komisji Europejskiej (Tab. 1 i Rys. 4). Wyjątek stanowią elektrownie wiatrowe na morzu, których potencjał KE ocenia na bardzo niski – jedynie 12 GW względem 31 GW prezentowanych przez Instrat. Dla elektrowni wiatrowych na lądzie, biorąc pod uwagę czynniki techniczne, środowiskowe, społeczne i ekonomiczne, szacujemy łączny potencjał na ok. 44 GW (wraz z modernizacją istniejących turbin). Prognoza KE jest 2,5-krotnie wyższa, co należy uznać za mało prawdopodobne, w szczególności pod względem akceptacji społecznej. Jeszcze większy rozdzźwięk między prognozami dotyczy dużych farm słonecznych – zgodnie z naszą oceną potencjalna moc zainstalowana może osiągnąć 47 GW, KE szacuje tę wartość na ponad 800 GW. Potencjał dachowych instalacji fotowoltaicznych (na budynkach mieszkalnych i niemieszkalnych) wynosi 32 GW w prognozie Instratu, niemal 3-krotnie więcej w prognozie KE. W przypadku bioenergii, potencjału nie należy utożsamiać z rekomendacją Instratu dotyczącą jego realizacji. Niemniej jednak, techniczny potencjał wynosi w naszej ocenie 5,2 GW oraz 3,6 GW odpowiednio dla biomasy i biogazu. W projekcie ENSPRESO oszacowano jedynie potencjał biomasy, wynoszący ok. 31 GW – 6-krotnie więcej niż w prognozie Instratu.

Potencjał prezentowany przez Instrat obliczono z uwzględnieniem nie tylko czynników technicznych, ale także społecznych czy ekonomicznych. Mimo przyjęcia rygorystycznych kryteriów, możliwa do osiągnięcia moc zainstalowana OZE jest wystarczająca aby zrealizować scenariusz transformacji elektroenergetyki opisany w dalszych rozdziałach, a tym samym osiągnąć tempo redukcji emisji gazów cieplarnianych zgodne z unijnymi celami na rok 2030, oraz odejść od węgla w sektorze elektroenergetycznym w latach 30-tych XXI w. Co więcej, dostępny potencjał pozwala na niemal całkowitą dekarbonizację miksu elektroenergetycznego w roku 2040.

**Rysunek 4. Porównanie potencjału OZE w Polsce wg Instratu i Komisji Europejskiej [GW]**



Źródło: Opracowanie własne Instrat na podstawie obliczeń własnych oraz (Ruiz Castello, 2019); dla wiatru i biomasy scenariusz referencyjny, dla PV scenariusz 170 MW / km<sup>2</sup> z 3 proc. dostępnością terenów

W analizie pominięto energię geotermalną, wskazano także ograniczenia energii wodnej. Zastosowanie pierwszej skupia się w warunkach polskich niemal wyłącznie na wytwarzaniu ciepła, z ograniczonymi możliwościami wytwarzania energii elektrycznej wynikającymi z niskiej temperatury źródeł geotermalnych (tudzież ich dużej głębokości) i, tym samym, ograniczonej opłacalności. Energia wodna (z wyjątkiem elektrowni szczytowo-pompowych) z kolei zmagają się z kontrowersjami natury ekologicznej, przy jednoczesnym niskim potencjale produkcji energii wynikającym z niskiego spadku rzek, a także narastającego problemu suszy, nie należy się więc spodziewać wzrostu mocy zainstalowanej.

W poniższych rozdziałach skupiono się na samym potencjale mocy zainstalowanej, a pominięto rozważania o samym tempie jego realizacji, zawarte w rozdziale 4.



## 3.1. Energia wiatrowa na lądzie

W latach 2005-2016 energetyka wiatrowa na lądzie notowała dynamiczny wzrost mocy zainstalowanej – do 6 GW mocy zainstalowanej w roku 2016. Jednak wprowadzenie tzw. zasady 10H doprowadziło do zatrzymania prowadzonych projektów inwestycyjnych i niemożności budowy nowych mocy wiatrowych, a w konsekwencji także [zagrożenia dla osiągnięcia przez Polskę unijnego celu 15 proc. udziału OZE w zużyciu energii finalnej w 2020 r. oraz celów klimatycznych na rok 2030.](#)

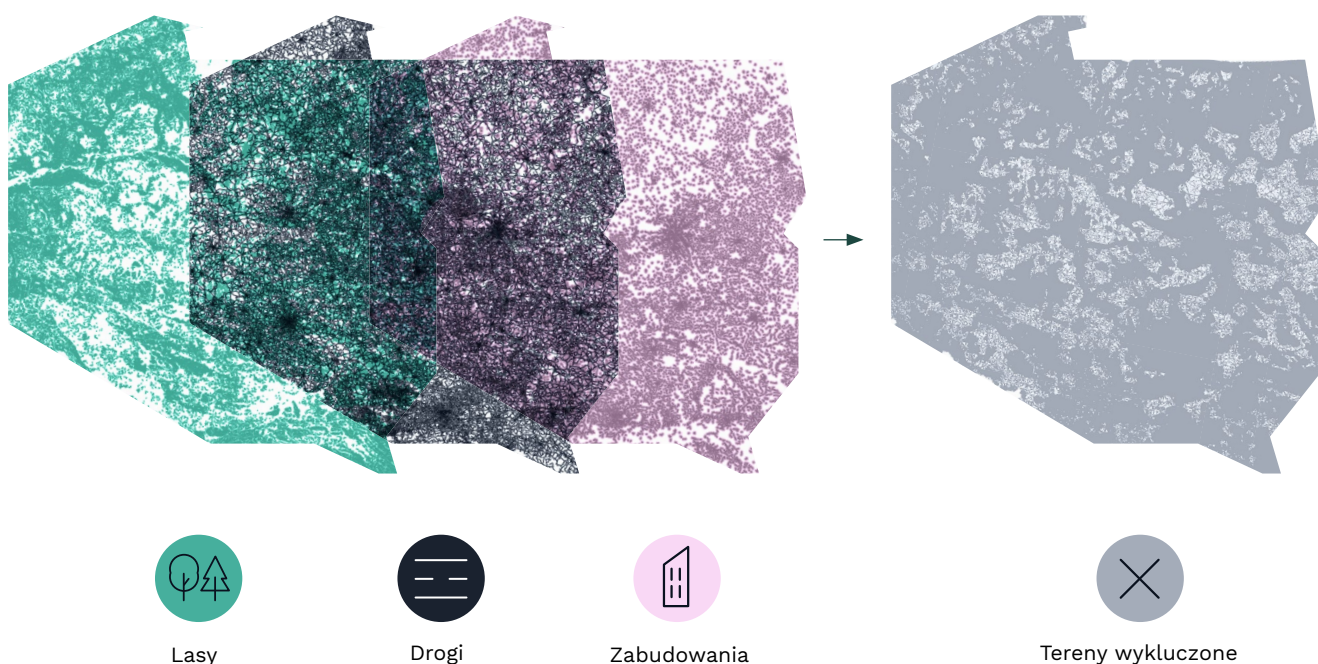
Odpowiadając na ogromne poparcie społeczne dla energii wiatrowej w Polsce (MKiŚ, 2021) oraz konieczność transformacji polskiego systemu elektroenergetycznego, planowana jest liberalizacja zasady 10H (BIP, 2021). W chwili pisania raportu, projekt nowelizacji zasady 10H jest na etapie konsultacji publicznych, a jego finalny kształt może się jeszcze zmienić. W związku z tym na potrzeby analizy potencjału wiatrowego w Polsce przygotowano cztery scenariusze odpowiadające możliwym kształtom noweli:

- **10H**  
ustawa pozostaje w obecnym kształcie, w praktyce oznacza to odległość od zabudowań i obszarów ochrony przyrody ok. 1500 m dla starszych wiatraków np. Vestas V90 i ok. 2000 m dla nowych wiatraków klasy Vestas V150;
- **Ochrona przyrody**  
zniesienie limitu 10H dla budownictwa mieszkalnego i obszarów ochrony przyrody w zależności od zapisów planu miejscowego (MPZP) oraz decyzji środowiskowej (OOŚ), z zachowaniem odległości minimalnej 500 m zarówno dla budynków, jak i form ochrony przyrody
- **Liberalizacja**  
zniesienie limitu 10H dla budownictwa mieszkalnego i obszarów ochrony przyrody w zależności od MPZP i OOŚ, z zachowaniem min. 500 m od budynków mieszkalnych. Dla lasów i obszarów ochrony przyrody zakłada się odległość minimalną 300 m wynikającą z uwarunkowań technicznych, nie legislacyjnych.
- **Maksimum potencjału**  
zniesienie limitu 10H dla budownictwa mieszkalnego i obszarów ochrony przyrody w zależności od MPZP i OOŚ, z zachowaniem min. 500 m jedynie od budynków mieszkalnych. Całkowite usunięcie minimalnej odległości od lasów i obszarów ochrony przyrody – należy to uznać za mało realne technicznie, ale scenariusz ten obrazuje maksymalny potencjał zabudowy.

Jak wspomniano, obliczenia potencjału lądowej energetyki wiatrowej wykonano za pomocą narzędzia GLAES (Ryberg, Robinius & Stolten, 2017). Proces aplikacji kolejnych wykluczeń terenów zilustrowano na Rys. 5. Dla każdego punktu na mapie Polski walidowane są kryteria z Tab. 2, co eliminuje poszczególne obszary z możliwości lokalizowania tam wiatrowych. Wykluczenia (Tab. 2) dostosowano do badanych scenariuszy, uwzględniając rozważane kształty legislacji, a także bazując na literaturze naukowej (Ryberg, 2017). Informacje konieczne do oceny kryteriów pochodziły z szeregu źródeł danych przestrzennych:

- CLC (Copernicus Land Monitoring Service, 2012)
- EuroStat (GISCO, 2013)
- OSM (OpenStreetMap, 2012)
- EuroDEM (EEA, 2013)
- HydroLakes, WWF (GISCO, 2014)
- WDPA (UNEP-WCMC, 2016)
- GWA (DTU, 2021).

**Rysunek 5. Ilustracja procesu ewaluacji terenów pod inwestycje wiatrowe**



Źródło: Opracowanie własne Instrat

Oprócz wykluczeń wynikających z Tab. 2., przy planowaniu rozmieszczenia nowych farm wiatrowych uwzględniono także czynniki ekonomiczne. Tereny nadające się bowiem do realizacji inwestycji muszą nie tylko nie podlegać wykluczeniu, ale także być atrakcyjne pod względem finansowym – zapewniać odpowiednią produkcję energii wynikającą z warunków wiatrowych i nie wymagać poniesienia ponadprzeciętnych nakładów związanych z przyłączeniem do sieci elektroenergetycznej.

W analizie uwzględniono także lokalizację istniejących turbin wiatrowych (stan na koniec 2020 r.) zakładając, że nowe turbiny mogą powstać w odległości wynoszącej co najmniej 1500 m od istniejących. W modelu użyto nowoczesnych turbin Vestas V150 o mocy 4,2 MW dostosowanych do polskich, stosunkowo ograniczonych, warunków wiatrowych.

Aby określić ekonomicznie zasadny próg wietrzności, zbadano średnią siłę wiatru w miejscu zainstalowania każdej z istniejących farm wiatrowych w Polsce. Średnia w tych lokalizacjach wyniosła 7,47 m/s i taką wartość przyjęto w modelu. Założono także, że nowe farmy wiatrowe budowane będą w odległości maksymalnie 10 km od linii 110 kV, co umożliwi utrzymanie kosztów przyłączenia na poziomie nie zagrażającym rentowności inwestycji<sup>15</sup>. Odległość pomiędzy pojedynczymi turbinami wynosiła 1500 m, bazując na 10-krotności średnicy turbiny Vestas V150. Przyjęte tu założenie jest konserwatywne, w praktyce odległość ta może być znacząco mniejsza<sup>16</sup>.

Ponieważ w proponowanych zmianach legislacyjnych decyzję o zmniejszeniu zasady 10H podejmują władze lokalne, w ocenie potencjału społeczno-ekonomicznego uwzględniono także wyniki badań akceptacji społecznej dla energetyki wiatrowej przeprowadzonych przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska (MKiŚ, 2021b). Zgodnie z tymi, aż 75 proc. respondentów mieszkających w pobliżu istniejącej elektrowni wiatrowej popiera dalsze inwestycje w energię wiatrową. Założono więc, że taki sam procent gmin udzieli zgody na redukcję zasady 10H do zakładanego minimum 500 m od zabudowań mieszkalnych i o taką wartość przeskalowano ostateczne wartości potencjału.

---

15 Dla istniejących farm wiatrowych, średnia odległość od linii 110 kV to 2,5 km, a dla 98% z nich odległość ta nie przekracza 10 km. Przy rosnącej ekspansji energii wiatrowej należy jednak założyć, że odległość średnia będzie wzrastać, a 10 km stanowi wartość graniczną używaną w literaturze naukowej (Ryberg, 2017).

16 Przykładowo, dla farmy "Lotnisko" w Kopaniewie jest to ok. 5-krotności średnicy turbiny

Tabela 2. Kryteria wyboru terenów pod inwestycje wiatrowe

Kryterium	10H	Ochrona przyrody	Liberalizacja	Maksimum potencjału
Odległość od zabudowań	>2000 m	>500 m	>500 m	>500 m
Odległość od form ochrony przyrody (parki narodowe i krajobrazowe, rezerваты, obszary Natura 2000)	>2000 m	>500 m	>300 m	>0 m
Odległość od lasów nie podlegających ochronie	>300 m	>300 m	>300 m	>0 m
Odległość od rzek i jezior			>300 m	
Odległość od infrastruktury transportowej (drogi, torowiska)			>300 m	
Odległość od linii średniego i wysokiego napięcia			>250 m	
Odległość od istniejących farm wiatrowych			>1500 m	
Odległość od obiektów przemysłowych			>300 m	
Odległość od lotnisk			>5100 m	
Wysokość terenu			<1750 m n.p.m	
Nachylenie terenu			<8,5 stopnia	

Źródło: Opracowanie własne na podstawie obliczeń własnych oraz (Ryberg, 2020; Ryberg, 2017)

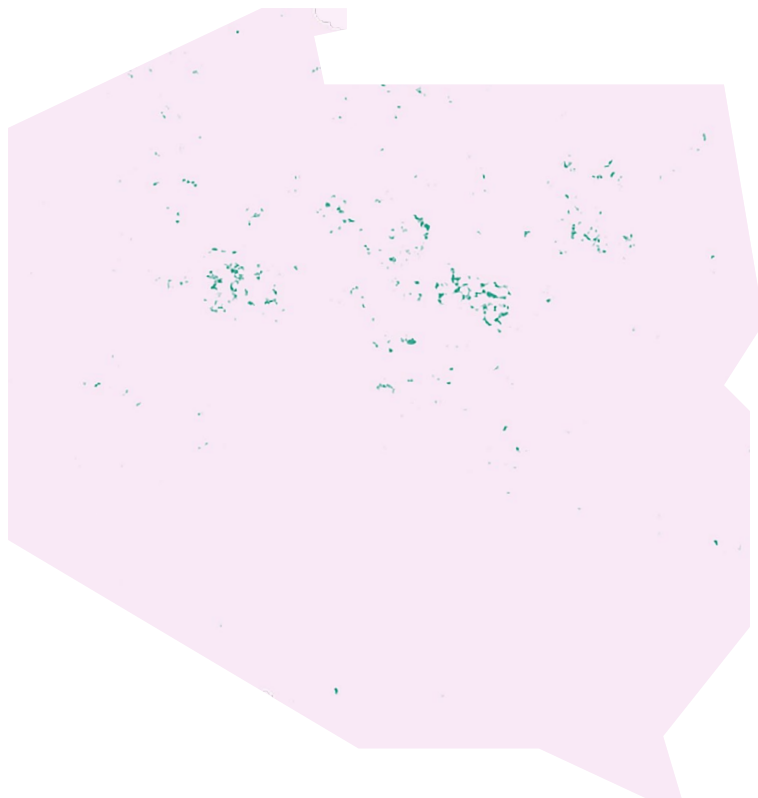
Ponieważ w proponowanych zmianach legislacyjnych decyzję o zmniejszeniu zasady 10H podejmują władze lokalne, w ocenie potencjału społeczno-ekonomicznego uwzględniono także wyniki badań akceptacji społecznej dla energetyki wiatrowej przeprowadzonych przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska (MKiŚ, 2021b). Zgodnie z tymi, aż 75 proc. respondentów mieszkających w pobliżu istniejącej elektrowni wiatrowej popiera dalsze inwestycje w energię wiatrową. Założono więc, że taki sam procent gmin udzieli zgody na redukcję zasady 10H do zakładanego minimum 500 m od zabudowań mieszkalnych i o taką wartość przeskalowano ostateczne wartości potencjału.

Rysunek 6. Dostępność terenów pod inwestycje wiatrowe przed i po liberalizacji zasady 10H

## 10H

Wykluczone: 99,72%

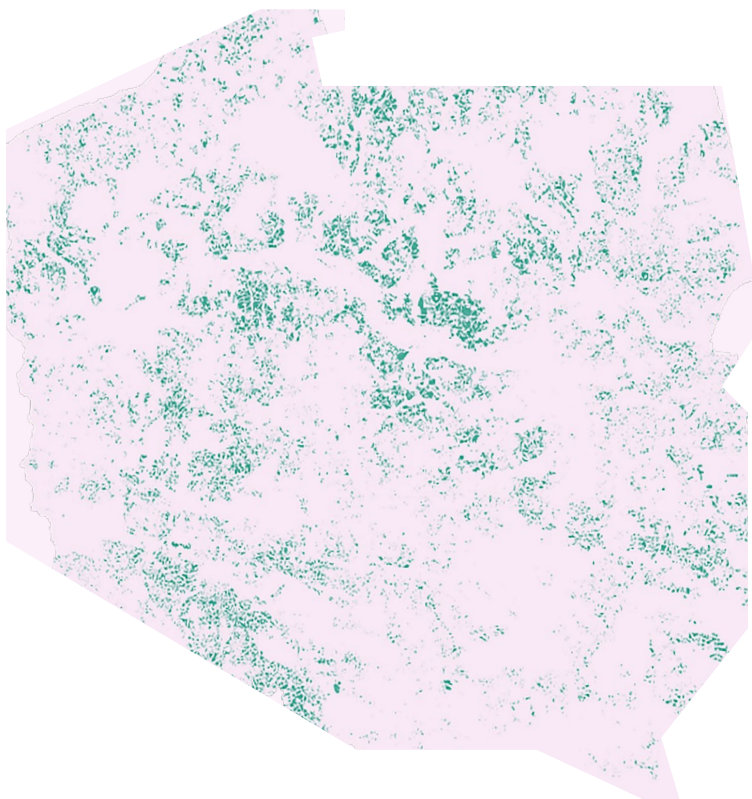
Dostępne: 0,28%



## Ochrona przyrody

Wykluczone: 92,92%

Dostępne: 7,08%



Źródło: Opracowanie własne Instrat

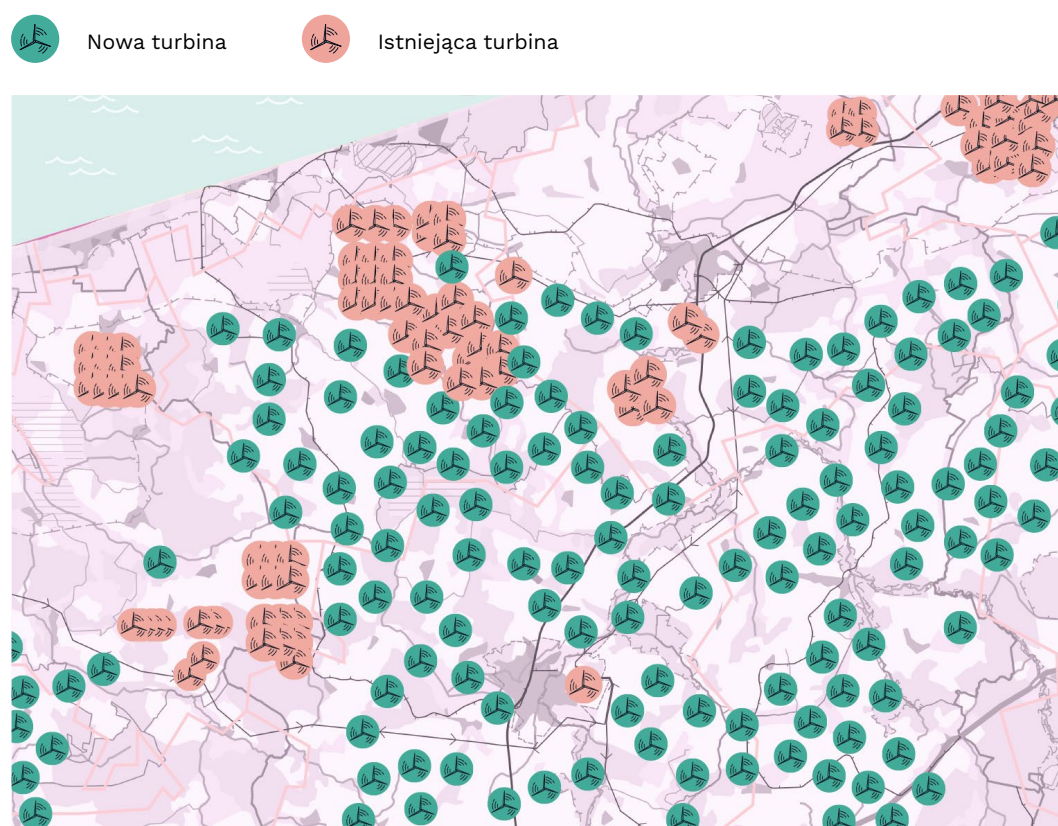
Biorąc pod uwagę kryteria wynikające z obecnego kształtu zasady 10H, dla elektrowni wiatrowych dostępnych pozostaje jedynie 0,28 proc. powierzchni Polski (Rys. 6.). Liberalizacja zasady 10H w kształcie wynikającym ze scenariusza *Ochrona przyrody* pozwala na zwiększenie dostępności terenów do 7,08 proc. – ponad 25-krotnie. Co istotne, odblokowanych zostaje wiele atrakcyjnych terenów na północy kraju, w szczególności w województwach pomorskim i zachodniopomorskim.

Dla scenariusza *Liberalizacja*, zakładającego redukcję odległości minimalnej od form ochrony przyrody do wartości wynikającej z czynników technicznych (300m), wyniki są bardzo zbliżone – dostępność terenów wzrasta jedynie o 0,33 proc. względem scenariusza *Ochrona przyrody* (Tab. 3). Wreszcie, scenariusz Maksimum potencjału zwiększa dostępność terenów do 11,41 proc., ale jak wspomniano w jego opisie, należy ten scenariusz uznać za mało realistyczny – przy turbinach o średnicy przekraczającej 100 m minimalna odległość od lasu nie może być mniejsza niż 200-300m.

W kolejnym kroku, na wyniki oceny dostępności terenów nałożono warunki ekonomiczne – wietrzność oraz odległość od stacji transformatorowej. Kryteria te pozwalają określić, w jakich lokalizacjach elektrownia wiatrowa przyniesie oczekiwane przez inwestorów zyski. Uwzględnienie tych aspektów redukuje dostępność terenów do jedynie 365 km<sup>2</sup> dla scenariusza 10H. W scenariuszach *Ochrona przyrody* i *Liberalizacja* powierzchnia ta rośnie do ok. 5 tys. km<sup>2</sup>.

Na ostatnim etapie analizy, GLAES proponuje rozmieszczenie turbin wiatrowych na atrakcyjnych ekonomicznie i akceptowalnych społecznie terenach, z zachowaniem założonych odstępów między turbinami. Przykład takiego rozmieszczenia dla fragmentu województwa zachodniopomorskiego zaprezentowano na Rys. 7. Nowe turbiny lokalizowane są poza obszarami zabudowanymi, lasami, jeziorami i rzekami, obiektami infrastrukturalnymi itd., zgodnie z przedstawionymi kryteriami wykluczeń. Na Rys. 7. można zauważyć, że proponowane rozmieszczenie nowych turbin jest znacząco rzadsze niż dla istniejących elektrowni, co wynika z zastosowania wyższych wież, większej średnicy wirnika, ale także z założenia odstępu wynoszącego 10-krotność średnicy wirnika pomiędzy turbinami. Odstęp ten może być zmniejszony, aby grupować turbiny np. bliżej wspólnej stacji transformatorowej, co oznacza, że prezentowane szacunki należy uznać za konserwatywne.

## Rysunek 7. Przykład rozmieszczenia turbin wiatrowych



Źródło: Opracowanie własne Instrat

Liczba turbin przekłada się na łączną moc zainstalowaną nowych elektrowni wiatrowych. W modelu założono zastosowanie turbin Vestas V150 o mocy znamionowej 4,2 MW. W scenariuszu 10H, dostępność terenów ogranicza moc nowych turbin do 2,3 GW. Łącznie z istniejącymi (w styczniu 2021 r. 6447 MW), moc lądowych farm wiatrowych wyniosłaby 8,7 GW – znacząco poniżej wartości koniecznej do spełnienia unijnych celów klimatycznych na 2030 r. W scenariuszu Ochrona przyrody, potencjał nowych mocy wiatrowych wzrasta do 30,7 GW, dla scenariusza *Liberalizacja* jest to 32 GW.

W ostatniej kolumnie Tab. 3 zawarto łączną, możliwą do uzyskania, moc energii wiatrowej w Polsce z uwzględnieniem modernizacji istniejących turbin, której potencjał szacuje się na dodatkowe 6-7 GW po liberalizacji zasady 10H<sup>17</sup>. To oznacza, że w stanie docelowym, **w Polsce mogłoby działać ponad 44 GW elektrowni wiatrowych**. Jest to jednocześnie ponad dwukrotnie mniej niż w prognozach Komisji Europejskiej, które należy uznać za nierealne z punktu widzenia aspektów społecznych, technicznych i ekonomicznych.

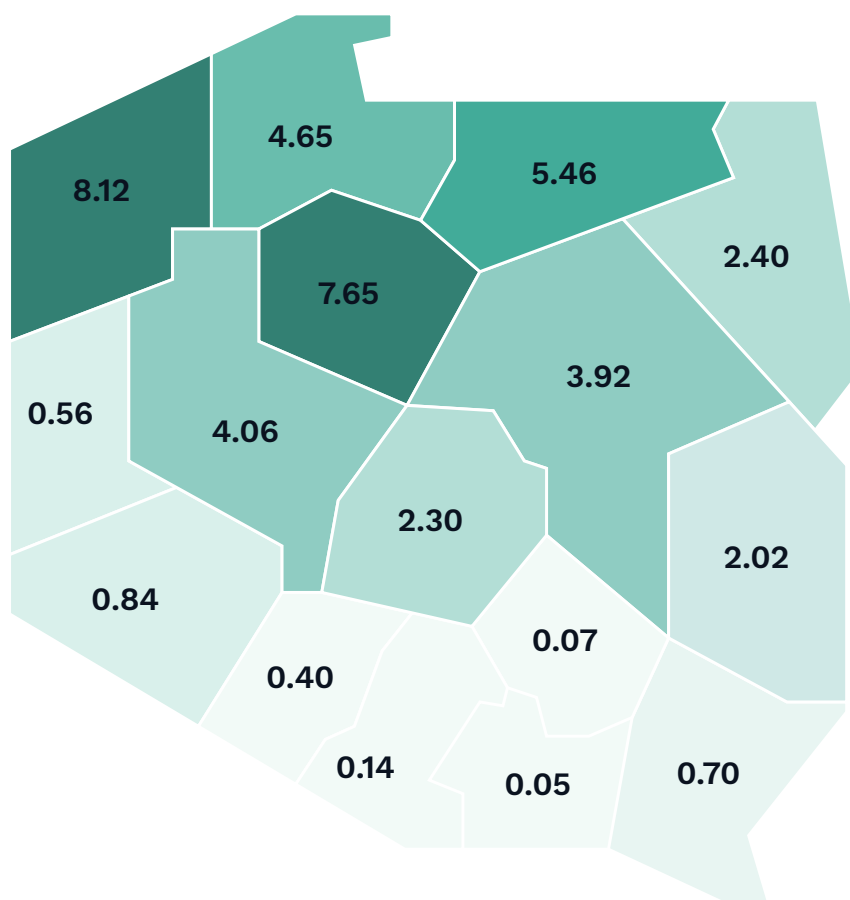
<sup>17</sup> Temat modernizacji istniejących turbin szerzej opisano w rozdziale 4

Tabela 3. Wyniki symulacji rozmieszczenia turbin wiatrowych na lądzie dla różnych rozwiązań legislacyjnych

Scenariusz	Tereny wyłączone (%)	Tereny inwestycyjne (km <sup>2</sup> )	Potencjał społeczno- -ekonomiczny (#)	Potencjał społeczno- -ekonomiczny (GW)	Moc zainsta- lowana nowe + moderniza- cja (GW)
10H	99,7%	375	543	2,3	8,7
Ochrona przyrody	92,9%	4831	7298	30,7	44,2
Liberalizacja	92,6%	5042	7619	32,0	45,5
Maksimum potencjału	88,6%	6871	9683	40,7	54,2

Źródło: Opracowanie własne Instrat; moc istniejących elektrowni wiatrowych: dane ARE za energy.instrat.pl

Rysunek 8. Moc zainstalowana farm wiatrowych w poszczególnych województwach



Źródło: Opracowanie własne Instrat

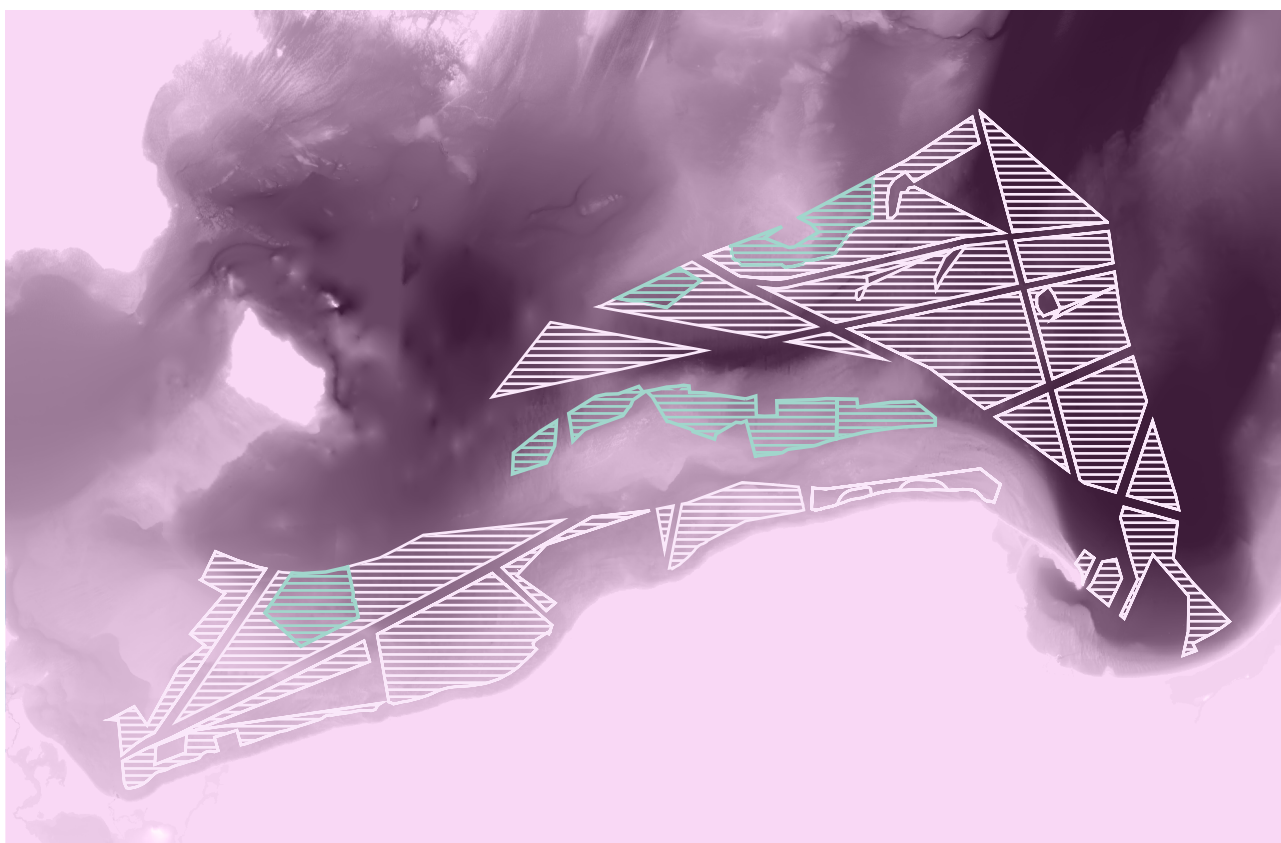


Potencjał turbin wiatrowych na lądzie kumuluje się na północy kraju – w województwach zachodniopomorskim, kujawsko-pomorskim, pomorskim i warmińsko-mazurskim (Rys. 8)<sup>18</sup>. Niemal całkowity brak potencjału wykazuje południe kraju – w tym województwa o bardzo dużym poborze energii jak śląskie, małopolskie czy dolnośląskie, co rodzi wyzwania związane z lokalnym bilansowaniem systemu oraz przesyłem energii na duże odległości.

## 3.2. Morskie farmy wiatrowe

Morskie farmy wiatrowe stanowią jeden z priorytetów rządowej polityki energetycznej. W PEP2040 planuje się uruchomienie 5,9 GW elektrowni na morzu do 2030 r. i 9,6 GW do 2040 r. Potencjał rozwoju energetyki morskiej jest jednak większy, a jego skala zależy od warunków technicznych. W niniejszej analizie obliczamy maksymalny potencjał inwestycji na morzu, z uwzględnieniem tychże uwarunkowań.

**Rysunek 9. Mapa akwenów morskich na tle mapy głębokości**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie (EMODnet, 2021) oraz Planu Zagospodarowania Przestrzennego Morskich Wód Wewnętrznych, Morza Terytorialnego i Wyłączonej Strefy Ekonomicznej

<sup>18</sup> Na rysunku przedstawiono sumę potencjału nowych turbin oraz potencjału wynikającego z modernizacji elektrowni istniejących

Jako podstawę obliczeń w programie GLAES przyjęto obszar obejmujący polskie morze terytorialne oraz wyłączną strefę ekonomiczną, który wynosi około 28,5 tysiąca km<sup>2</sup>. Ponieważ głównym czynnikiem technicznym determinującym możliwość lokalizacji morskiej elektrowni wiatrowej jest głębokość dna morskiego (Rys. 9.)<sup>19</sup>, w obliczeniach wykluczono obszary o głębokości większej niż 50 metrów. Zawężiło to przestrzeń dostępną na rozwój energetyki wiatrowej na morzu do ok. 14 tys. km<sup>2</sup>. Następnie, przy wykorzystaniu danych pochodzących z zasobów SIPAM (SIPAM, 2021), wykluczono również obszary objęte programem Natura 2000, co dalej zmniejszyło dostępną pod inwestycję przestrzeń do ok. 8,2 tysięcy km<sup>2</sup>.

Kolejnym czynnikiem decydującym o możliwości dokonania inwestycji są czynniki prawne. Zgodnie z Planem Zagospodarowania Przestrzennego Morskich Wód Wewnętrznych, Morza Terytorialnego i Wyłącznej Strefy Ekonomicznej<sup>20</sup>, wznoszenie morskich elektrowni wiatrowych dopuszczalne będzie wyłącznie na akwenach, których funkcją podstawową jest pozyskiwanie energii odnawialnej (oznaczenie "E") oraz tych, które oznaczone są jako rezerwa dla przyszłego rozwoju (oznaczenia "P" oraz "PW"). Na dzień dzisiejszy istnieje 7 obszarów klasy E oraz 24 obszary klas "P" i "PW" (Rys. 9). W ustawie offshore znalazły się dokładne współrzędne 21 obszarów morskich przeznaczonych pod inwestycje wiatrowe w akwenach klasy E o łącznej powierzchni ok 2,3 tys. km<sup>2</sup><sup>21</sup>. Dla siedmiu obszarów prowadzone są prace przygotowawcze, a zgłoszona moc projektów wynosi ok. 8 GW (Energy.instrat.pl, 2021). Przy założeniu podobnej średniej gęstości mocy zainstalowanej jak dla planowanych obecnie projektów – 8 MW / km<sup>2</sup>, można ocenić, że na pozostałych obszarach klasy "E" możliwa będzie instalacja kolejnych 9,5 GW mocy. **Łącznie daje to potencjał 17,5 GW na obszarach już wyznaczonych i objętych ustawą offshore.**

Przewidywane rozszerzenie inwestycji o akweny klas "P" oraz "PW" przyczyni się do dalszego wzrostu mocy farm wiatrowych na morzu. **Powierzchnia wszystkich akwenów spełniających wymagane warunki (wraz z akwenami "P" i "PW") to ok. 3,9 tys. km<sup>2</sup>** (Rys. 10.). Przy średniej gęstości mocy zainstalowanej 8 MW / km<sup>2</sup> **daje to potencjał w wysokości 31,2 GW.** Jest to ok. dwa i pół raza więcej niż szacuje KE (Tab. 1), ale blisko prognoz Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej – 28 GW (PSEW, 2020). Należy zauważyć, że obecnie na obszarach rezerwowych nie jest możliwe wznoszenie konstrukcji trwale związanych z dnem, co może w istotny sposób wpłynąć na ekonomiczną opłacalność inwestycji wiatrowych w tych miejscach.

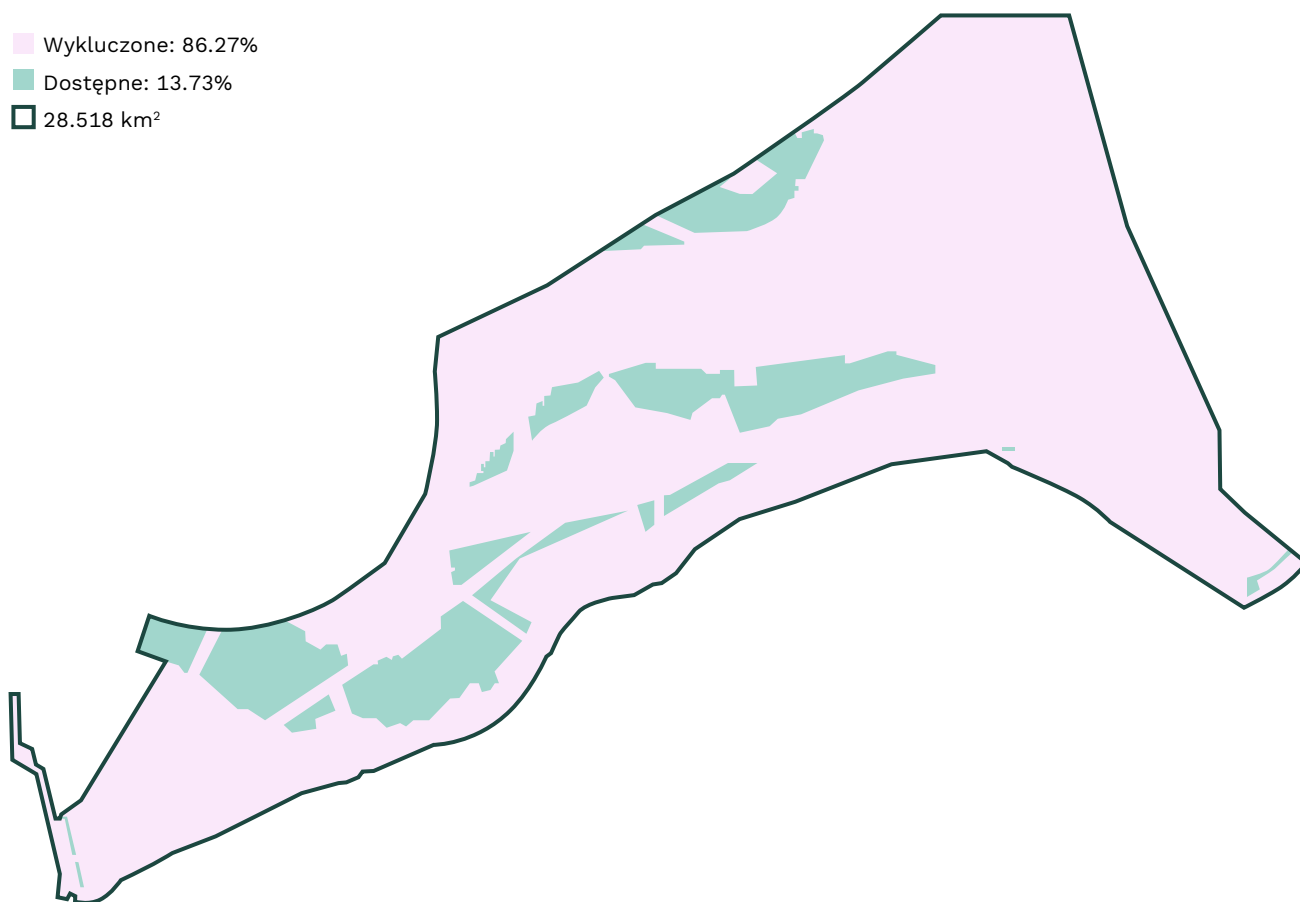
---

19 Do niniejszego opracowania zaaplikowano także mapę batymetryczną pochodzącego z projektu EMODnet#.

20 Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 14 kwietnia 2021 r. w sprawie przyjęcia planu zagospodarowania przestrzennego morskich wód wewnętrznych, morza terytorialnego i wyłącznej strefy ekonomicznej w skali 1:200 000, (Dz.U. 2021 r. poz. 935)

21 Ustawa o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz.U. 2021 r. poz. 234)

Rysunek 10. Mapa obszarów dostępnych dla morskiej energetyki wiatrowej



Źródło: Opracowanie własne Instrat

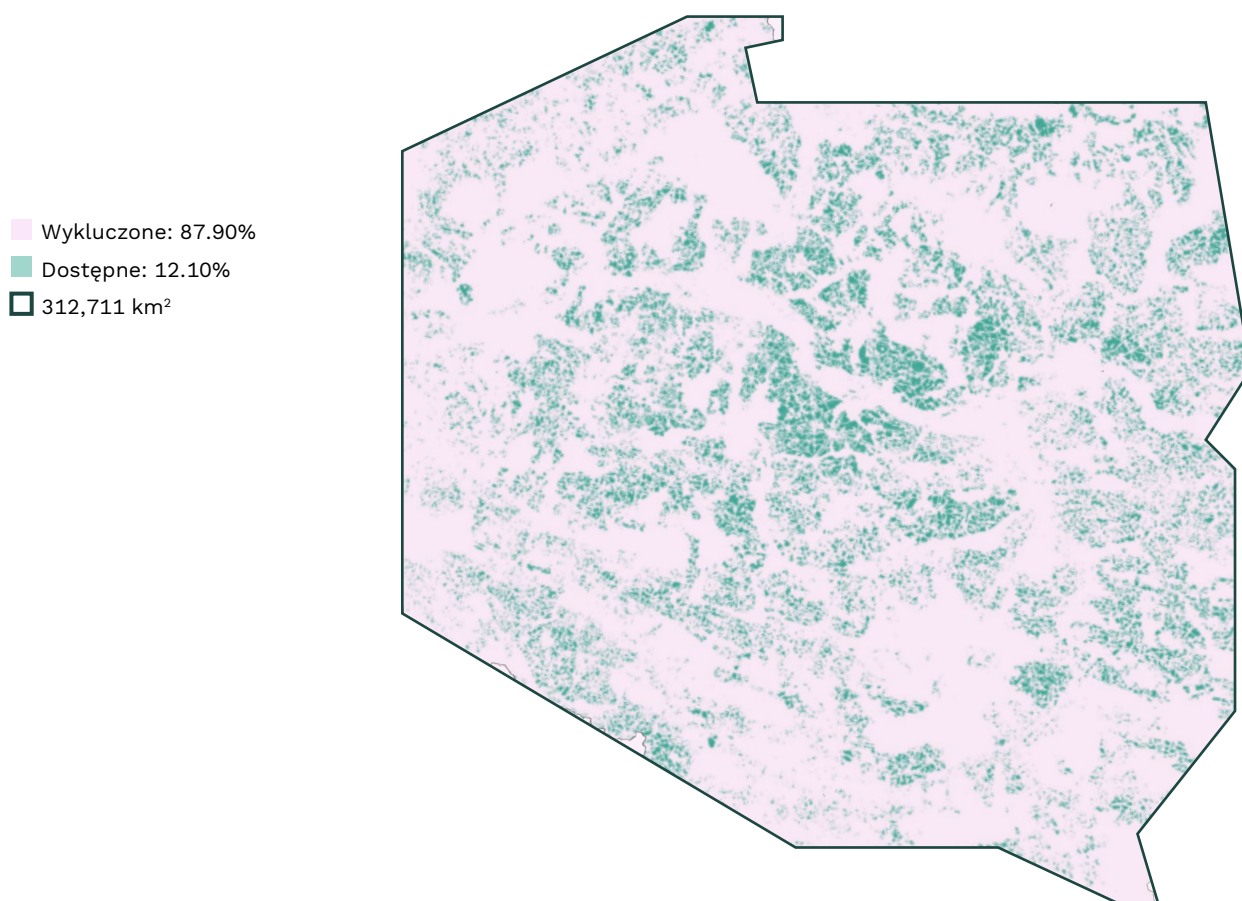
### 3.3. Wielkoskalowa energetyka słoneczna

Obecnie w Polsce dominują prosumenckie mikroinstalacje fotowoltaiczne, także dzięki wprowadzeniu programu “Mój prąd”. Przewiduje się jednak, że w przyszłości zwiększy się rola dużych farm fotowoltaicznych w strukturze łącznej mocy zainstalowanej elektrowni słonecznych. Potencjał gruntowych instalacji fotowoltaicznych w Polsce nie został dotąd szczegółowo oszacowany, a szeroko stosowane prognozy Komisji Europejskiej (ponad 800 GW) znacznie odbiegają od rzeczywistości – inwestorzy już teraz wskazują, że znalezienie gruntów pod duże farmy PV nie jest zadaniem trywialnym.

Podobnie jak w przypadku oceny potencjału energetyki wiatrowej, szacunki dotyczące potencjału elektrowni słonecznych wykonano za pomocą oprogramowania GLAES. W pierwszej fazie ustalono wielkość terenów spełniających podstawowe kryteria przestrzenne (np. odległość od lasów, rzek i jezior, dróg) i społeczne (odległość od zabudowań mieszkalnych). W ten sposób otrzymano bazowy obszar (Rys. 11), który następnie poddano bardziej szczegółowym analizom.

Bazowe wykluczenia oparto o aktualną literaturę naukową (Tab. 4) i należy je traktować jako konserwatywne wartości minimalne – w praktyce możliwe jest budowanie farm fotowoltaicznych w bliższym sąsiedztwie np. zabudowań, lasów itd., ale mogłoby to prowadzić do utrudnień technicznych, a także sprzeciwu społecznego.

**Rysunek 11. Dostępność terenów pod farmy PV po zastosowaniu bazowych wykluczeń**



Źródło: Opracowanie własne Instrat

Przy planowaniu elektrowni słonecznych na gruncie, bierze się pod uwagę czynniki dodatkowe, warunkujące prawną i ekonomiczną możliwość realizacji inwestycji:

- Klasę gruntu rolnego, determinującą możliwość jego zabudowy/przekształcenia,
- Zapisy Miejscowego Planu Zagospodarowania Przestrzennego (lub jego brak),
- Obecność na terenie form ochrony przyrody,
- Zacienienie,
- Powierzchnię i kształt działki,
- Odległość od miejsca przyłączenia (dla małych farm do kilkuset metrów od linii SN, dla dużych farm do kilku kilometrów od GPZ),
- Brak ryzyka zalania, tereny nie podmokłe,
- Stan prawny nieruchomości.

W modelu uwzględniono wybrane czynniki z powyższej listy determinujące potencjał farm słonecznych w Polsce.

Po pierwsze, wybrany teren musi spełniać warunki prawne zezwalające na budowę na nim farmy słonecznej. W Polsce wyróżnia się 8 klas gruntów (I, II, IIIa, IIIb, IVa, IVb, V, VI)<sup>22</sup>. Według funkcjonujących obecnie przepisów prawa, przeznaczenie gruntów kategorii I-IIIb na cele nierolnicze i nieleśne (w tym budowę paneli słonecznych) wymaga uzyskania zgody ministra właściwego do spraw rozwoju wsi. Obowiązek ten nie dotyczy gruntów kategorii IV-VI gdzie do odrolnienia wymagany jest jedynie odpowiedni zapis w MPZP lub wydanie decyzji WZ<sup>23</sup>.

---

22 Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 12 września 2012 r. w sprawie gleboznawczej klasyfikacji gruntów (Dz.U. 2012 poz. 1246)

23 Ustawa z dnia 3 lutego 1995 r. o ochronie gruntów rolnych i leśnych. (Dz.U. 1995 nr 16 poz. 78)

**Tabela 4. Bazowe kryteria wyboru terenów pod gruntowe instalacje fotowoltaiczne**

<b>Kryterium</b>	<b>Odległość</b>
Odległość od zabudowań	>500m
Odległość od form ochrony przyrody (parki narodowe i krajobrazowe, rezerваты, obszary Natura 2000)	>300m
Odległość od lasów nie podlegających ochronie	>300m
Odległość od rzek i jezior	>300m
Odległość od infrastruktury transportowej (drogi, torowiska)	>300m
Odległość od linii wysokiego napięcia	>250m
Odległość od obiektów przemysłowych	>300m
Odległość od lotnisk	>5100m
Wysokość terenu	<1750 m n.p.m
Nachylenie terenu	<20 stopni
Nachylenie terenu w kierunku północnym	<5 stopni

Źródło: Opracowanie własne na podstawie obliczeń własnych oraz (Ryberg, 2020; Ryberg, 2017)

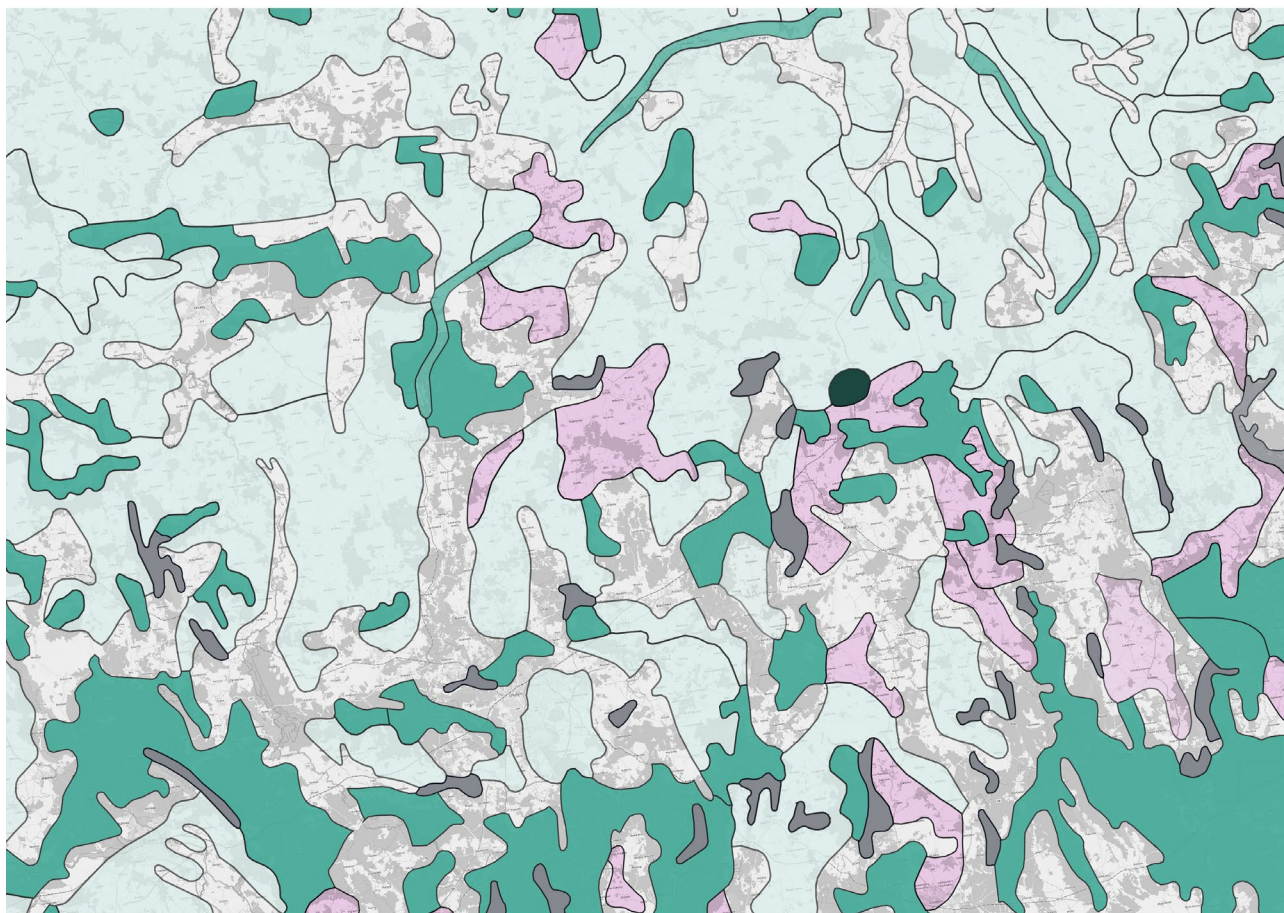
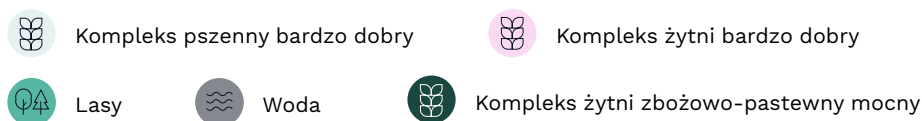
Na podstawie mapy kompleksów przydatności rolniczej zawierającej 17 podtypów gleb (IUNG, 2021) (Rys. 12) przygotowano mapę klas bonitacyjnych gleb, która była podstawą wykluczeń (Tab. 5.). Zastosowane kryteria zmniejszyły 2.5-krotnie dostępną pod inwestycje przestrzeń do 4,55 proc. powierzchni kraju (ok 14,2 tys. km<sup>2</sup>). Warto zaznaczyć, że większość ziem w Polsce nie ma ustalonych Miejscowych Planów Zagospodarowania Przestrzennego, ale jeśli dana nieruchomość jest nim objęta, plan ten musi uwzględniać budowę elektrowni słonecznych.

**Tabela 5. Kompleksy przydatności rolniczej i klasy bonitacyjne gleb**

Symbol	Nazwa kompleksu	Klasa bonitacyjna
3	pszenny wadliwy	IIIb, IVa, IVb
5	żytni dobry	IVa, IVb
6	żytni słaby	IVb, V
7	żytni bardzo słaby	VI
9	zbożowo-pastewny słaby	IVb, V
11	zbożowy górski	IVa, IVb
12	owsiano-ziemniaczany górski	
13	owsiano-pastewny górski	
14	gleby orne przeznaczone pod użytki zielone	
3z	użytki zielone słabe i bardzo słabe	V, VI

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 12 września 2012 r. w sprawie gleboznawczej klasyfikacji gruntów (Dz.U. 2012 poz. 1246) oraz (Fajer, 2014)

## Rysunek 12. Mapa glebowo-rolnicza dla przykładowego obszaru

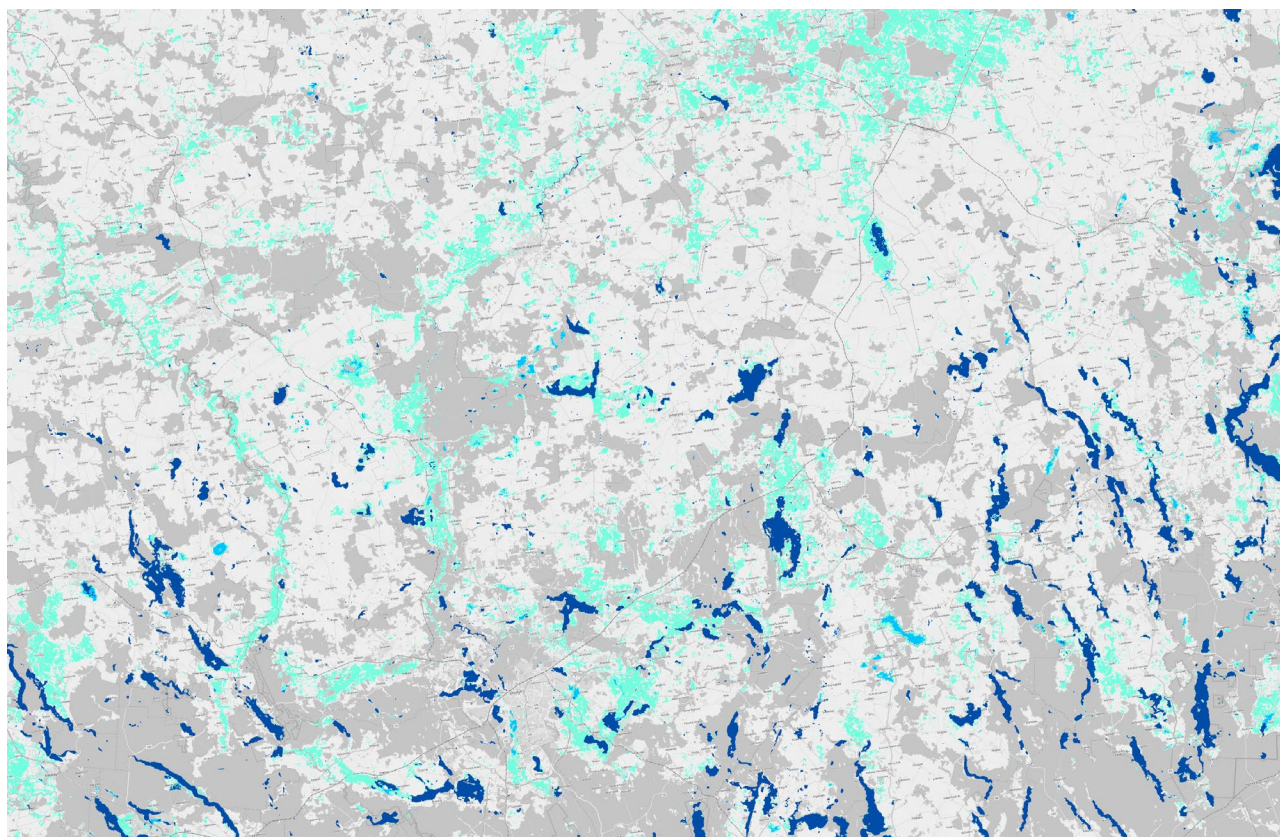
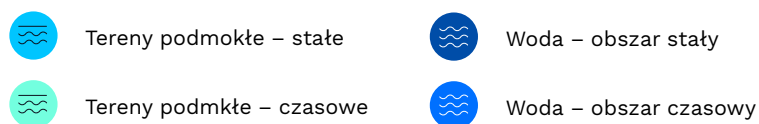


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych IUNG Puławy

Farma słoneczna nie może powstać na terenie objętym ochroną – np. na obszarze Natura 2000. Jednakże, kryterium to zaadresowano w ramach podstawowych czynników wykluczeń zawartych w Tab. 4. Podstawowe wykluczenia zaadresowały także problem zacienienia gruntu – założono bowiem istotne bufory odległości od typowych elementów zaciniających – budynków, linii elektroenergetycznych, czy też lasów. W kolejnym kroku analizy uwzględniono ryzyko zalania terenów – na podstawie danych pochodzących ze zbioru Water & Wetness 2018 (Copernicus Land Monitoring Service, 2018) wykluczono akweny wodne (stałe oraz zalewowe) a także obszary podmokłe (stałe oraz czasowe) (Rys. 13).



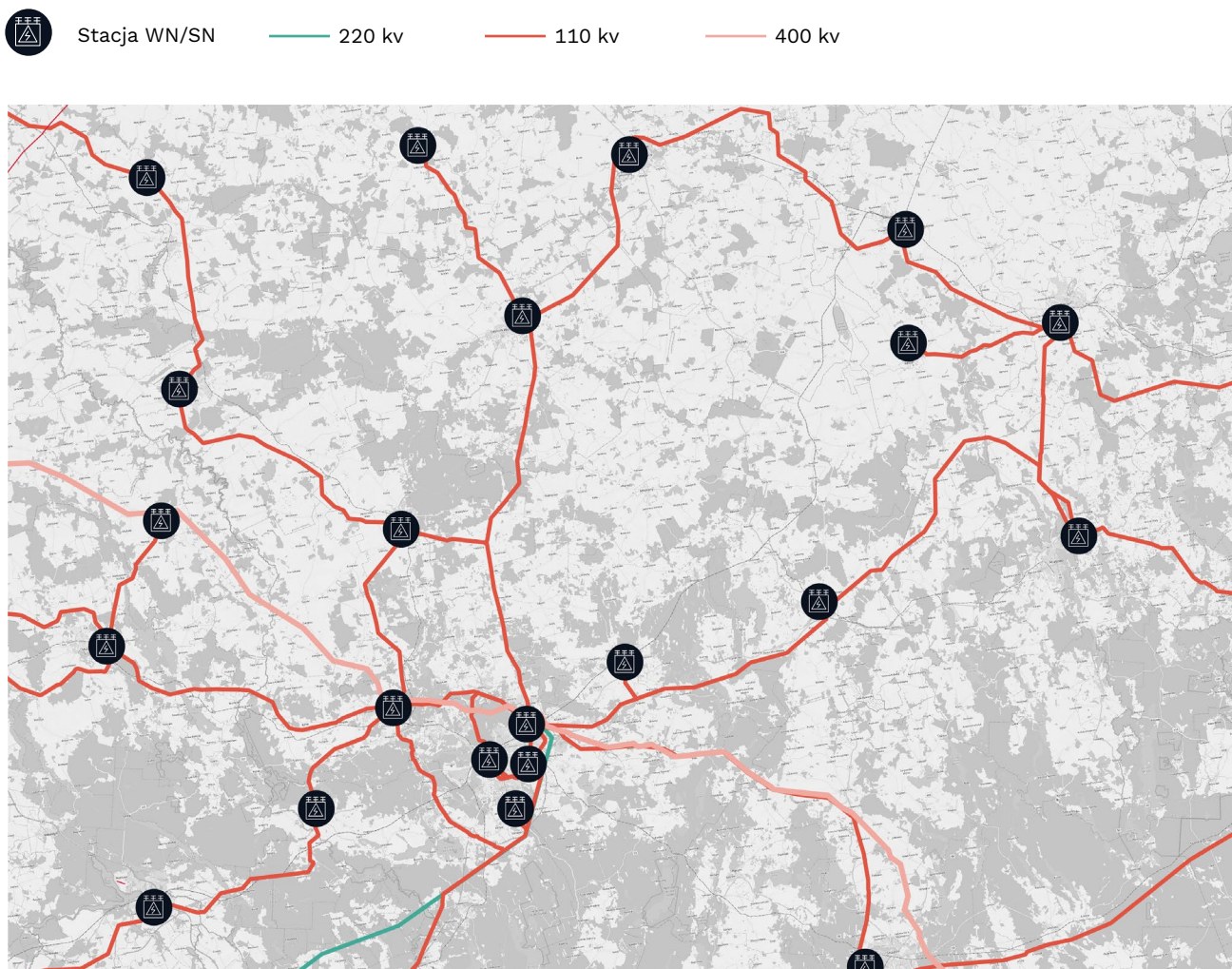
### Rysunek 13. Mapa terenów zalewowych dla przykładowego obszaru



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Copernicus Water & Wetness

Wreszcie, w analizie zaadresowano czynniki wpływające na rentowność instalacji fotowoltaicznej. Jednym z istotnych komponentów kosztów inwestycyjnych jest koszt przyłączenia elektrowni do sieci elektroenergetycznej (Rys. 14). Im większa jest odległość od punktu przyłączenia, tym większy będzie koszt poprowadzenia nowej linii średniego bądź wysokiego napięcia ponoszony przez inwestora. W przypadku średnich i większych farm, przyłączenie następuje typowo do stacji elektroenergetycznej WN/SN (Chmarzyński, 2021). Do celów niniejszej analizy wykorzystano lokalizacje stacji dostępne w bazie danych OSM (OpenStreetMap, 2021). Bazując na informacjach uzyskanych od inwestorów branżowych, za odległość od punktu przyłączenia gwarantującą wystarczającą rentowność dużych projektów PV, uznano 5 km. W przypadku największych projektów, dopuszczalna odległość może być większa, a poczynione założenie należy uznać za konserwatywne.

Rysunek 14. Mapa sieci elektroenergetycznej, w tym stacji WN/SN, dla przykładowego obszaru






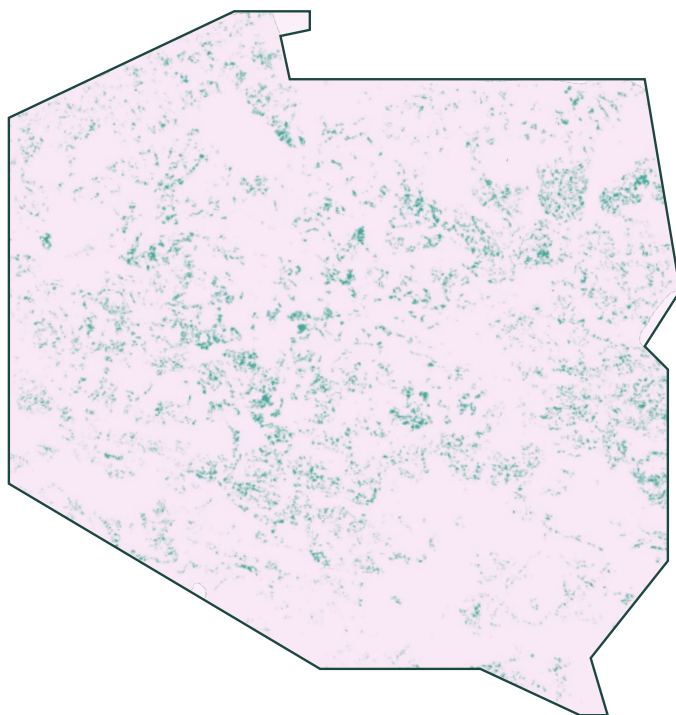
Źródło: Opracowanie własne Instraat na podstawie danych OpenInfraMap

W efekcie zastosowania powyższych kryteriów, dostępny obszar inwestycyjny zmniejszył się do 0,25 proc. obszaru kraju (ok. 782 km<sup>2</sup>) – Rys. 15. Aby przeliczyć dostępną powierzchnię na potencjalną moc zainstalowaną gruntowych farm słonecznych, użyto faktycznej gęstości zabudowy terenu panelami fotowoltaicznymi, osiągniętej dla jednej z największych powstających obecnie elektrowni słonecznych w Polsce – w Brudzewie (ZE PAK, 2020). W przypadku tego projektu, na terenie około 100 ha planowane jest zainstalowanie elektrowni o mocy 70 MW. W obliczeniach przyjęto więc współczynnik zabudowy terenu na poziomie 70 MWp / km<sup>2</sup>. Przy takim założeniu, w Polsce możliwe jest zbudowanie farm słonecznych o łącznej mocy 47,4 GWp.




Rysunek 15. Dostępność terenów pod farmy PV

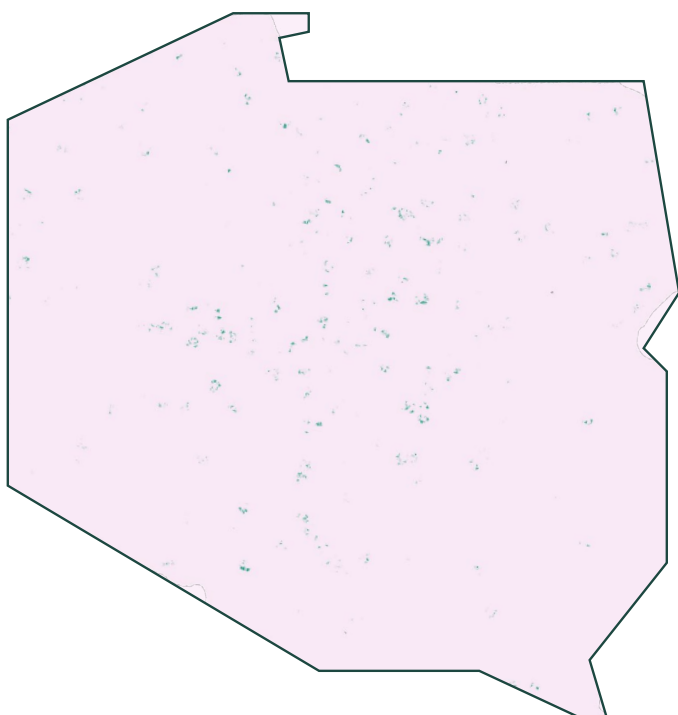
## Potencjał prawny

Wykluczone: 95.45%   
Dostępne: 4.55%   
312,711 km<sup>2</sup> 



## Potencjał ekonomiczny

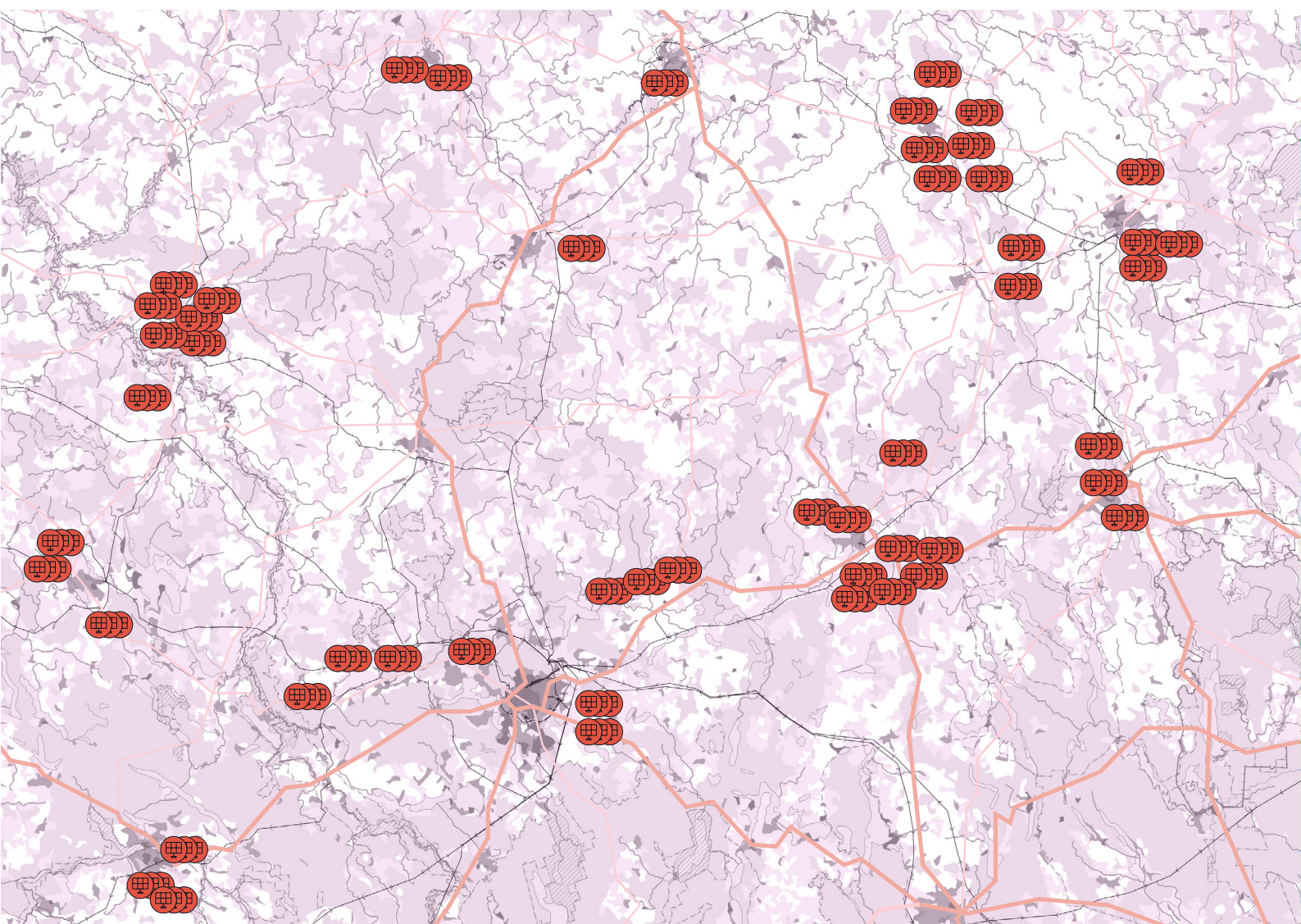
Wykluczone: 99.75%   
Dostępne: 0.25%   
312,711 km<sup>2</sup> 



Źródło: Opracowanie własne Instrat

Na Rys. 16. pokazano przykładowe rozmieszczenie farm słonecznych na wybranym obszarze Polski. Widoczne jest klastrowanie projektów inwestycyjnych w okolicy stacji elektroenergetycznych – to właśnie te projekty będą miały szansę być rentowne. Wraz ze spadkiem kosztów inwestycyjnych i rozwojem infrastruktury sieciowej, możliwe będzie budowanie opłacalnych elektrowni słonecznych na kolejnych obszarach.

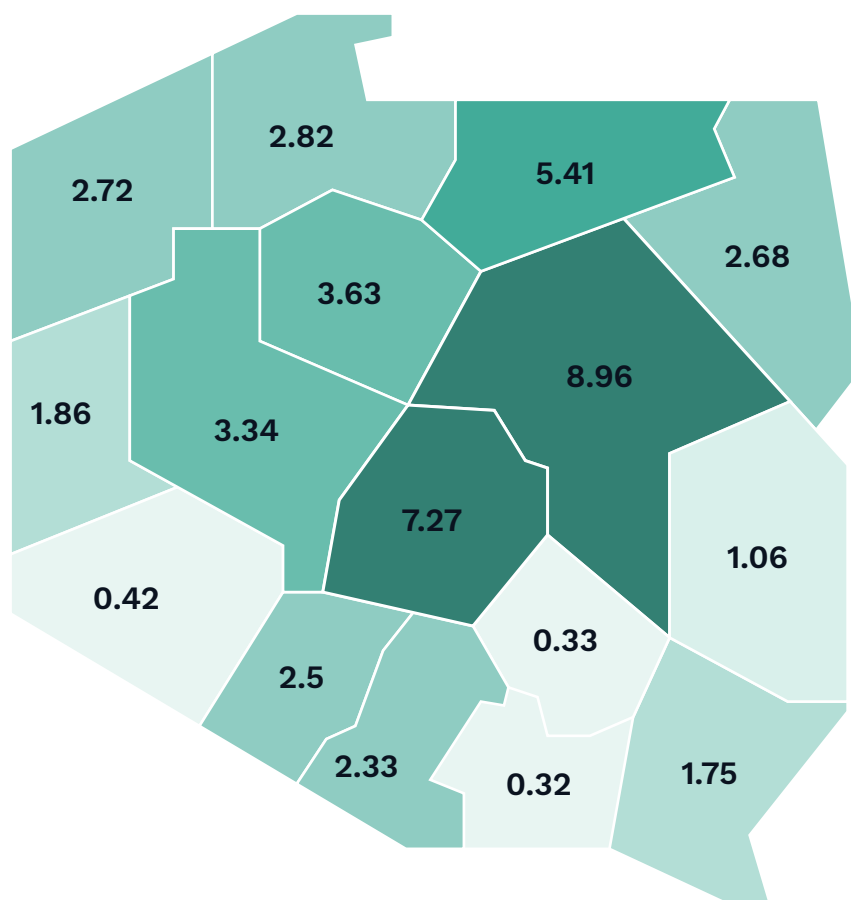
## Rysunek 16. Przykładowe rozmieszczenie farm słonecznych



Źródło: Opracowanie własne Instrat

Sumę mocy zainstalowanej w poszczególnych województwach pokazano na Rys. 17. Najwięcej farm słonecznych może powstać w województwach mazowieckim i łódzkim – nawet 7-8 GW, dzięki stosunkowo płaskiemu ukształtowaniu terenu, dużej powierzchni, małemu zalesieniu i wilgotności, niskiej klasy gleb. W dalszej kolejności jest to woj. warmińsko-mazurskie – ok. 5 GW. Najmniejszy potencjał wykazują województwa małopolskie, świętokrzyskie i dolnośląskie, między innymi z powodu górzystego ukształtowania terenu.

Rysunek 17. Moc zainstalowana gruntowych farm słonecznych w poszczególnych województwach



Źródło: Opracowanie własne Instrat

## 3.4. Dachowe instalacje PV

Dachowe instalacje PV, w szczególności mikroinstalacje na domach jednorodzinnych, stały się w ciągu ostatnich lat siłą napędową polskiego sektora OZE. Jak zostanie wykazane, ich potencjał jest jednak wciąż daleki od wyczerpania.

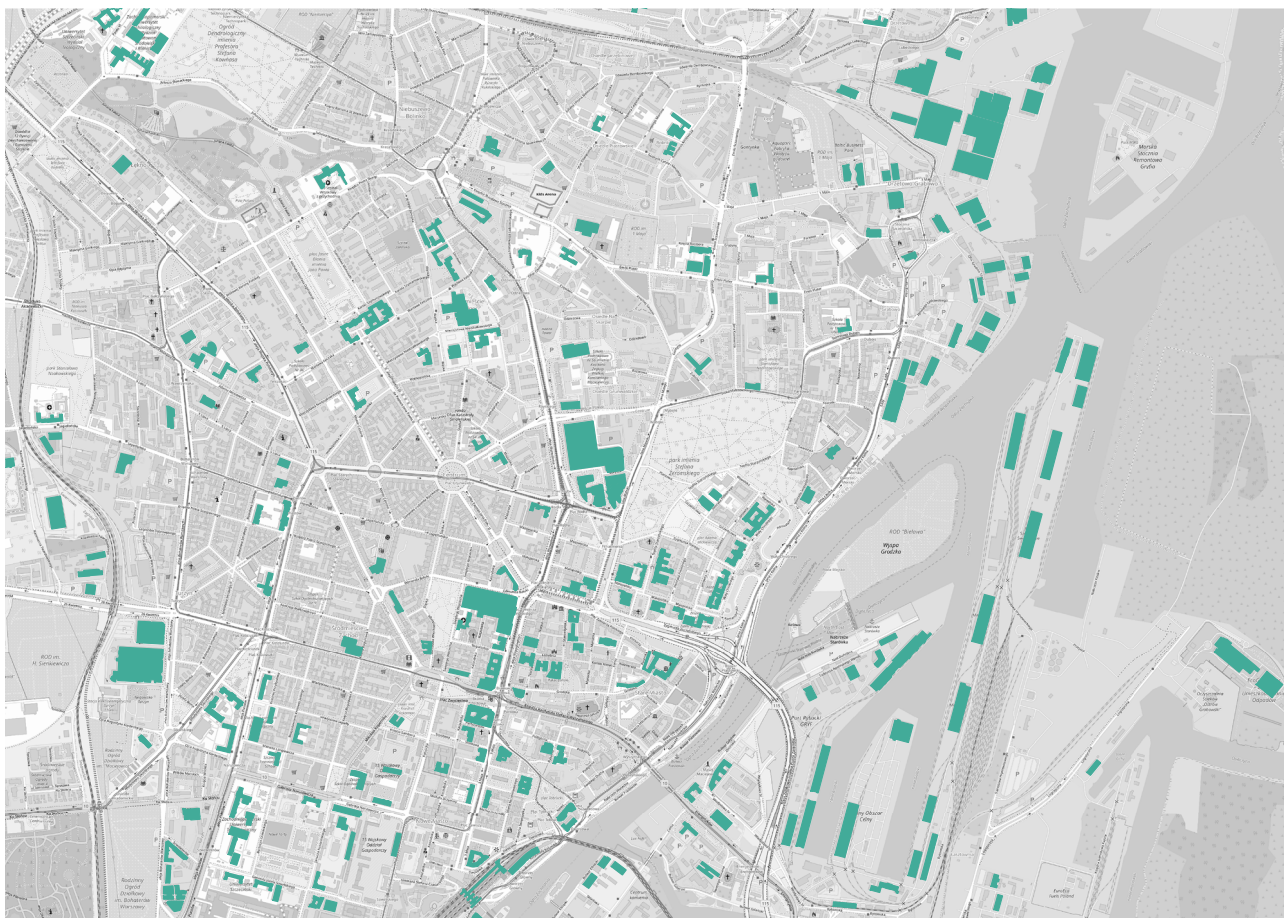
Obliczenia podzielono na dwie kategorie. Pierwszą – obejmującą budynki jednorodzinne oraz drugą – obejmującą budynki niemieszkalne wielkopowierzchniowe. Z obliczeń potencjału wyłączono budynki wielorodzinne, gdyż obecna legislacja dot. spółdzielni energetycznych nie pozwala na ich efektywne zagospodarowanie<sup>24</sup>, nie mogą też być traktowane jako instalacje

<sup>24</sup> W najbliższych miesiącach może się to zmienić – dyskutowana jest bowiem nowelizacja Prawa energetycznego i Ustawy o OZE zawierająca m.in. usprawnienia dot. spółdzielni energetycznych: <https://legislacja.gov.pl/projekt/12347450/katalog/12792164#12792164>

prosumenckie (moc powyżej 50 kW). Konstrukcja dachowa budynków wielorodzinnych jest bardziej skomplikowana niż np. hal magazynowych i sklepów. Oznacza to jednak, że potencjał dachowych instalacji PV może w przyszłości wzrosnąć właśnie o segment budynków wielorodzinnych.

Do obliczenia potencjału PV na budynkach mieszkalnych skorzystano z danych statystycznych GUS (GUS, 2013). Z danych tych wynika, że w Polsce istnieje przynajmniej 5 milionów zamieszkałych budynków jednorodzinnych oraz 0,5 miliona budynków wielorodzinnych. Mieszkańcy budynków jednorodzinnych mają możliwość skorzystania z dopłat do instalacji fotowoltaicznych oferowanych w ramach programu “Mój prąd”. Do tej pory (maj 2021) z dofinansowania skorzystało ponad 200 tysięcy gospodarstw domowych (NFOŚiGW, 2021). Moc zainstalowana wyniosła 1,15 GW. Średnia wielkość pojedynczej instalacji to 5,7 kW mocy zainstalowanej. Aplikując ten współczynnik do ilości budynków jednorodzinnych otrzymano potencjał techniczny w wysokości 28,5 GW. Według najnowszych badań opinii (Sunday Polska, 2021) 67 proc. właścicieli domów jednorodzinnych planuje inwestycje w energię słoneczną w ciągu najbliższych trzech lat. Zakładając, że inwestycje te będą możliwe technicznie, daje to potencjał **ok. 19,1 GW** mocy w mikroinstalacjach PV na domach jednorodzinnych.

**Rysunek 18. Budynki niemieszkalne potencjalnie dostępne dla instalacji PV**



Źródło: Opracowanie własne Instrat na podstawie danych OpenStreetMap

Do obliczenia potencjału PV obiektów niemieszkalnych wykorzystano dane z bazy Openstreetmap (Geofabrik, 2021) zawierającej ponad 15 milionów budynków znajdujących się na terytorium Polski. Pod uwagę wzięto jedynie budynki o powierzchni obrysu większej niż 1000 m<sup>2</sup> – próg przyjęto jako typową powierzchnię średniej wielkości sklepów np. sieci Biedronka. Zawężyło to liczbę budynków branych pod uwagę na dalszym etapie do ok. 150 tysięcy o łącznej powierzchni 381 km<sup>2</sup>. W następnym etapie wykluczono budynki:

- mieszkalne (z przyczyn omówionych wyżej),
- sakralne,
- wojskowe,
- rolnicze nienadające się do instalacji PV (np. szklarnie i biogazownie),
- stadiony,
- budynki w budowie,
- ruiny.

W efekcie otrzymano 135 tysięcy budynków o łącznej powierzchni 310 km<sup>2</sup>. Przykładowe oznaczenie potencjalnie dostępnych dachów pod instalacje PV pokazano na Rys. 18. Ocenia się, że średnio w UE około połowy (49-64 proc.) dachów nadaje się do montażu PV m.in. z powodu swojej nośności, stanu technicznego budynku, konstrukcji dachu, orientacji budynku (Bódis, 2019).

Nawet w tak zmniejszonej puli budynków, nie cała powierzchnia może być wykorzystana na cele instalacji fotowoltaicznej. Na dużych budynkach o płaskich dachach zakłada się zastosowanie odstępów montażowych od skraju dachu rzędu 20 proc. wysokości budynku (Szymański, 2019) – typowo 1-2 m, co zmniejsza dostępną powierzchnię nawet o kilka procent (ok. 6 proc. dla budynku o powierzchni 1000 m<sup>2</sup>). Należy także wykluczyć elementy konstrukcyjne dachu – kominy, szyby wentylacyjne, elementy systemu klimatyzacji, okna dachowe. Ponieważ jednak moduły fotowoltaiczne muszą być montowane w odstępach, dozwolona jest pewna elastyczność ich rozmieszczenia z uwzględnieniem elementów konstrukcyjnych. Założono, że powyższe czynniki konstrukcyjne wykluczą łącznie ok. 20 proc. powierzchni dachu. Największy wpływ na szacowanie faktycznej mocy możliwej do uzyskania w instalacji PV na płaskim dachu mają odstęp między rzędami modułów PV, wynikające z ich nachylenia (a tym samym zacielenia kolejnych rzędów). W polskich warunkach, optymalnym nachyleniem modułów jest nawet 30-35 stopni, jednak z powodu ograniczonej dostępności powierzchni, w instalacjach dachowych stosuje się nachylenia poniżej 20 stopni. W tym przypadku założono nachylenie 10 stopni, które oznacza uzyskanie współczynnika wykorzystania powierzchni montażowej na poziomie 60 proc. (Szymański, 2019). Biorąc pod uwagę wszystkie powyższe kryteria, dla instalacji PV dostępne jest 24 proc. z 310 km<sup>2</sup> wskazanych powyżej – 73 km<sup>2</sup>. Przy zastosowaniu paneli o wydajności 180 W/m<sup>2</sup><sup>25</sup> daje to potencjał **13,2 GW mocy zainstalowanej na dachach budynków niemieszkalnych**.

---

<sup>25</sup> Współczynnik używany przez Komisję Europejską (Kapetaki, 2020). W praktyce, powszechnie dostępne panele monokrystaliczne o mocach powyżej 400 W uzyskują współczynniki powyżej 200 W/m<sup>2</sup>, potencjalna moc może więc w przyszłości wzrosnąć.

## 3.5. Biomasa i biogaz

Elektrownie na biomasę i biogaz pełniły dotychczas ograniczoną rolę w polskim miksie energetycznym, a moc zainstalowana od kilku lat w zasadzie się nie zmienia.

Według opracowań wykonanych przez Instytut Uprawy Nawożenia i Gleboznawstwa – Państwowy Instytut Badawczy (IUNG, 2015) potencjał techniczny biomasy w Polsce wynosi:

- 12,6 mln ton słomy ze zbóż,
- 295 tys. ton słomy z roślin oleistych,
- 199 tys. ton siana,
- 20 mln ton roślin energetycznych (głównie wierzby, miskanta i ślázowca pensylwańskiego).

Warto zaznaczyć, że wśród zrównoważonych źródeł pozyskiwania biomasy nie wskazuje się biomasy drzewnej. Kolejne opracowania, w tym Komisji Europejskiej, wskazują zagrożenia związane z wycinką lasów na cele energetyczne (Camia et. al., 2021). Unia Europejska rekomenduje państwom członkowskim stosowanie coraz surowszych norm dotyczących zrównoważonego pozyskiwania surowców biomasowych. W opracowaniu założono więc zastosowanie jedynie substratów z powyższej listy i całkowite odejście od spalania biomasy drzewnej.

Zakładając wartość opałową na poziomie 15 MJ / kg (Krawczyk, 2011; Terlikowski, 2012)<sup>26</sup> oraz sprawność wytwarzania energii elektrycznej na poziomie 30 proc. (zgodnie z PEP2040), Polska mogłaby produkować z biomasy nawet 41,4 TWh energii elektrycznej rocznie – niemal dziesięciokrotnie więcej niż obecnie (4,8 TWh w 2020 r. nie licząc współspalania z węglem). Spalarnie biomasy w Polsce pracują z współczynnikiem wykorzystania mocy jedynie ok. 40 proc., teoretycznie możliwe jest znaczne jego zwiększenie. Przy współczynniku 90 proc. moc zainstalowana odpowiadająca potencjałowi technicznemu to **5,2 GW**.

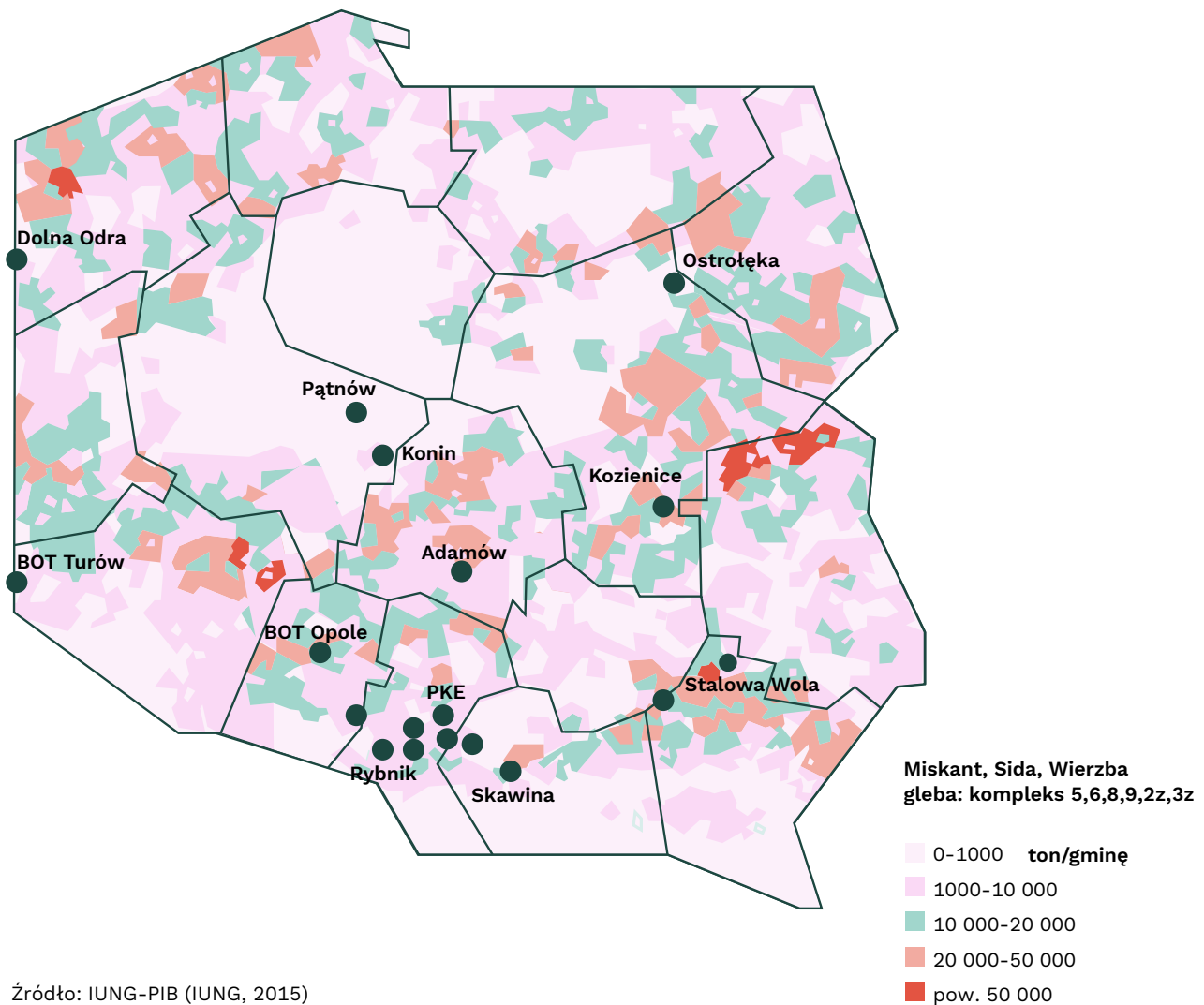
Warto nadmienić, że potencjał biomasy, w szczególności pochodzącej z roślin energetycznych, nie rozkłada się równomiernie w skali kraju (Rys. 19). W woj. kujawsko-pomorskim, wielkopolskim, małopolskim, potencjał ten praktycznie nie występuje. Możliwość pozyskiwania substratów największa jest w województwach podlaskim, łódzkim, opolskim, zachodniopomorskim. Planowane rozmieszczenie elektrowni musi uwzględniać dostępność paliwa, która jest w skali Polski silnie zróżnicowana.

---

<sup>26</sup> Wartości opałowe różnią się nieznacznie, jednak dla przytoczonych materiałów mieszczą się typowo w zakresie 14–16 MJ/kg



Rysunek 19. Potencjał biomasy energetycznej w poszczególnych gminach



Źródło: IUNG-PIB (IUNG, 2015)

Z powodu wątpliwości dotyczących biomasy drzewnej oraz wysokiej emisyjności procesu spalania ok. 0,403 tCO<sub>2</sub> / MWth (EPA, 2014) przewiduje się nakładanie coraz większych ograniczeń na finansowanie elektrowni biomasowych. Jednocześnie, koszty inwestycyjne w przeliczeniu na 1 MW są kilkukrotnie wyższe niż dla instalacji słonecznych i wiatrowych. Nie należy więc spodziewać silnego wzrostu mocy zainstalowanej elektrowni na biomasę w Polsce. Zwiększenie współczynnika wykorzystania mocy w istniejących elektrowniach mogłoby zwiększyć produkcję do nawet 10-11 TWh rocznie przy zachowaniu obecnej mocy zainstalowanej.

Powyższe wątpliwości nie dotyczą biogazowni, które cechują się dużo mniejszą emisyjnością – 0,178 tCO<sub>2</sub> / MWth (EPA, 2014). Paliwo stosowane w biogazowniach ma także mniejszy negatywny wpływ na wykorzystanie ziemi uprawnej – korzysta się przede wszystkim z odpadów, a nie z sadzonych konkretnie pod ten cel roślin energetycznych.

Według opracowania naukowców Pracowni Ekotechnologii Instytutu Inżynierii Biosystemów Uniwersytetu Przyrodniczego w Poznaniu, zrównoważony potencjał produkcji biogazu w Polsce wynosi 13,5 mld m<sup>3</sup> biogazu rocznie (Magazyn Biomasa, 2018). Potencjał ten został obliczony na podstawie analizy wydajności biogazowni dla ponad 1,5 tys. różnego rodzaju substratów oraz dostępności poszczególnych materiałów odpadowych, która wynosi:

- ok. 90 mln t obornika, gnojowicy i pomiotu,
- 8 mln t słomy, zbóż i rzepaku,
- 4 mln t słomy kukurydzianej.

W obliczeniach uwzględniono także wykorzystanie:

- odpadowej biomasy roślinnej (np. z obszarów chronionych, cennych przyrodniczo itp.)
- odpadów z przetwórstwa żywności, cukrowni, rzeźni, ubojni, mleczarni, gorzelni itp.;

Autorzy opracowania szacują roczny potencjał produkcji energii elektrycznej na 30,5 TWh przy mocy zainstalowanej 3,6 GW<sup>27</sup>.

Z powodu dużej emisyjności zarówno biogazu, jak i biomasy, nie należy zakładać ich istotnej roli w kształtowaniu przyszłego miksu energetycznego. Spośród obu technologii, dwukrotnie niższa emisyjność biogazu pozwala sądzić, że ewentualny rozwój bioenergii nastąpi właśnie w tym obszarze. Jednocześnie jednak, w coraz liczniejszych opracowaniach zwraca się uwagę na spadającą konsumpcję mięsa i nabiału, która przełoży się na spadek dostępności substratów odzwierzęcych (Komisja Europejska, 2020), a tym samym ograniczenie potencjału biogazu w perspektywie długoterminowej.

## 3.6. Energia wodna

Energetyka wodna już od lat nie pełni w Polsce znaczącej roli. W 2020 r. elektrownie wodne wytworzyły 1,62 TWh energii elektrycznej, co stanowi

---

<sup>27</sup> Odpowiada to współczynnikowi wykorzystania mocy na poziomie 96 proc. Obecnie jest to 57 proc.

jedynie 1 proc. krajowej produkcji. Tak mały udział tej technologii w miksie energetycznym jest spowodowany konkretnymi czynnikami ekonomiczno-technicznymi. Ekonomiczność inwestycji w elektrownie wodną jest uzależniona od warunków geograficznych kraju – dostępność rzek o dużym spadku przekłada się na większy potencjał energetyki wodnej. W krajach korzystających z tej technologii, takich jak Szwajcaria, elektrownie wodne notują spadki rzędu setek metrów, natomiast w Polsce nominalny spadek np. elektrowni we Włocławku wynosi jedynie 8,8 metra. W związku z powyższym, koszty wytwarzania energii elektrycznej w polskich elektrowniach wodnych są wyższe niż przychody z jej sprzedaży, a utrzymywanie ich przy życiu możliwe jest jedynie za sprawą wysokich dopłat. Maksymalne ceny gwarantowane dla elektrowni wodnych wynoszą 535 zł / MWh dla obiektów o mocy powyżej 1 MW i aż 620 zł / MWh dla elektrowni mniejszych niż 0,5 MW.

Kolejnym problemem jest wpływ elektrowni na środowisko naturalne, tamy wodne stanowią bowiem znaczną ingerencję w ekosystem, pogłębiają problem suszy, są także źródłem emisji metanu – gazu cieplarnianego o większej szkodliwości niż dwutlenek węgla.

Szkody wyrządzane przez przepływowe elektrownie wodne zostały zauważone przez Komisję Europejską, która w ramach Unijnej Ramowej Dyrektywy Wodnej nakłada na wszystkie kraje obowiązek doprowadzenia wszystkich rzek do dobrego stanu najpóźniej do 2027 r., wymuszając likwidację tam na rzekach (WysokieNapięcie.pl, 2021). Należy się więc liczyć ze zmniejszeniem mocy zainstalowanej elektrowni wodnych w Polsce.

Wyjątkiem są elektrownie szczytowo-pompowe, dostarczające możliwości magazynowania energii, kluczowych przy rosnącym udziale OZE w miksie energetycznym. Elektrownie te mogą być budowane w np. wyrobiskach zlikwidowanych kopalń węgla brunatnego, a tym samym bez ingerencji w środowisko naturalne. W raporcie „Droga do celu” zaproponowano budowę tego typu jednostki na terenie Kopalni Turów, korzystając z projektu Zgorzeleckiego Klastra Rozwoju Odnawialnych Źródeł Energii (ZKlaster), Politechniki Warszawskiej i Krajowej Izby Kłastrów Energii (Węgrzyn i in., 2020). Moc magazynu wyniosłaby 2300 MW przy pojemności 165 GWh. Podobne rozwiązanie mogłoby być zastosowane na terenie Kopalni Bełchatów.

# 4. Przewidywane tempo rozwoju wybranych technologii wytwarzania i magazynowania energii

W poprzednim rozdziale skupiono się na maksymalnej możliwej do osiągnięcia mocy zainstalowanej dla poszczególnych typów odnawialnych źródeł energii. W niniejszym punkcie omówiono samo tempo zwiększania mocy w perspektywie 2040. W praktyce, mało realnym wydaje się wyczerpanie całości potencjału w którejkolwiek z prezentowanych technologii do roku 2040, przede wszystkim z powodu barier legislacyjnych (rozdział 2). Tempo rozwoju OZE jest jednak kluczowe w kontekście realizacji celów klimatycznych na rok 2030, przyspieszających wyłączeń nierentownych bloków węglowych, rosnących cen i importu energii, opóźnień w realizacji programu energetyki jądrowej.

## 4.1. Energia wiatrowa

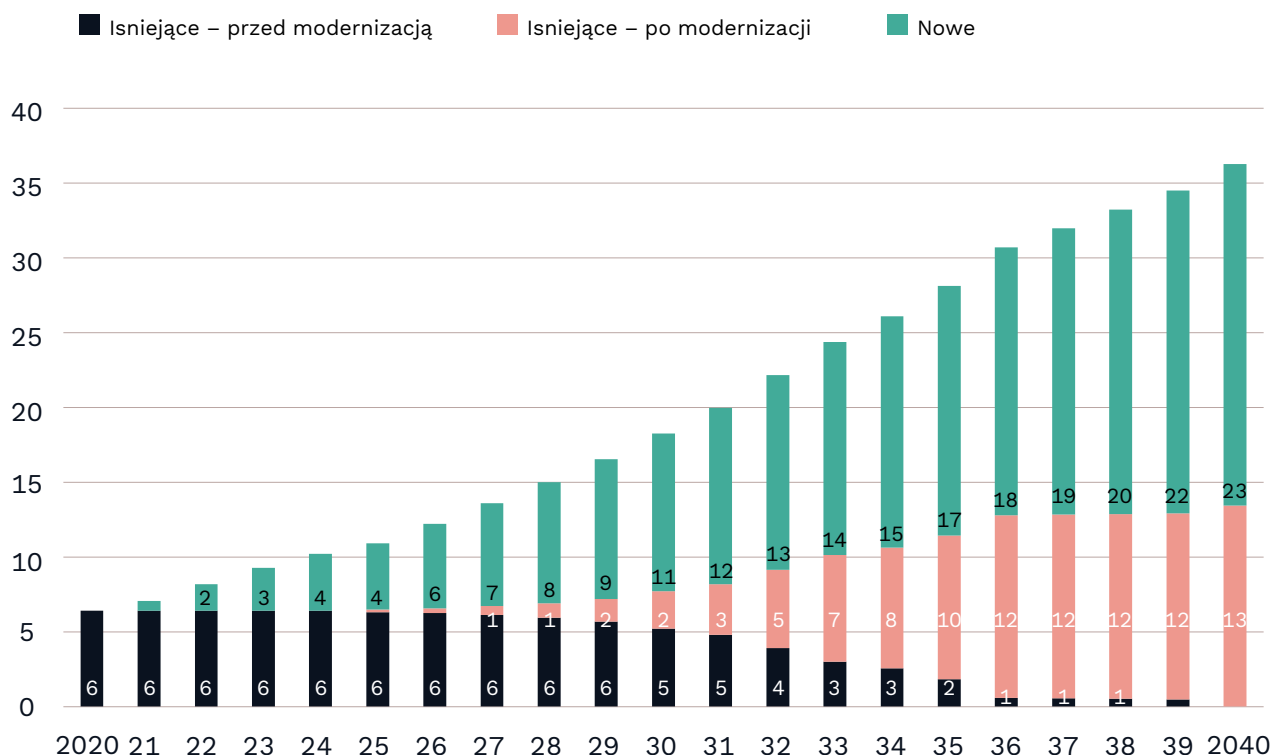
Energia wiatrowa na lądzie rozwijała się dynamicznie do roku 2016, w którym przyrost mocy osiągnął aż 1,23 GW. Od roku 2018, projekty inwestycyjne z pozwoleniem na budowę uzyskanym przed 2016 r. mogły startować w aukcjach OZE. W wyniku aukcji z lat 2018-2020 przewiduje się wzrost mocy elektrowni wiatrowych do ok. 10 GW w 2024 roku<sup>28</sup>. W aukcji rozstrzyganej w czerwcu 2021 pula dla elektrowni wiatrowych wynosi 600 MW, jeśli zostanie w całości wykorzystana, moc zainstalowana wzrośnie do 10,8 GW do 2025 roku.

Dalsza przyszłość energetyki wiatrowej obarczona jest niepewnością związaną z kształtem nowelizacji ustawy “anty-wiatrakowej” (Czyżak, Sikorski, Wrona, 2021). Proponowane zwiększenie obciążenia administracyjnego może spowodować opóźnienie projektów do końca lat 20-tych. W modelu założono jednak, że w noweli uwzględniona zostanie pilność realizacji celów klimatycznych na 2030, a czas implementacji projektów inwestycyjnych nie zwiększy się względem obecnych 3-5 lat. Jeśli nowela wejdzie w życie w 2022 r., można się spodziewać szybkiego rozwoju wiatraków już od roku 2026.

---

<sup>28</sup> Zakładając, że projekty zostaną oddane do użytku w trzy lata po wygraniu aukcji.

Rysunek 20. Prognoza wzrostu mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych na lądzie [GW]



Źródło: Opracowanie własne Instraat

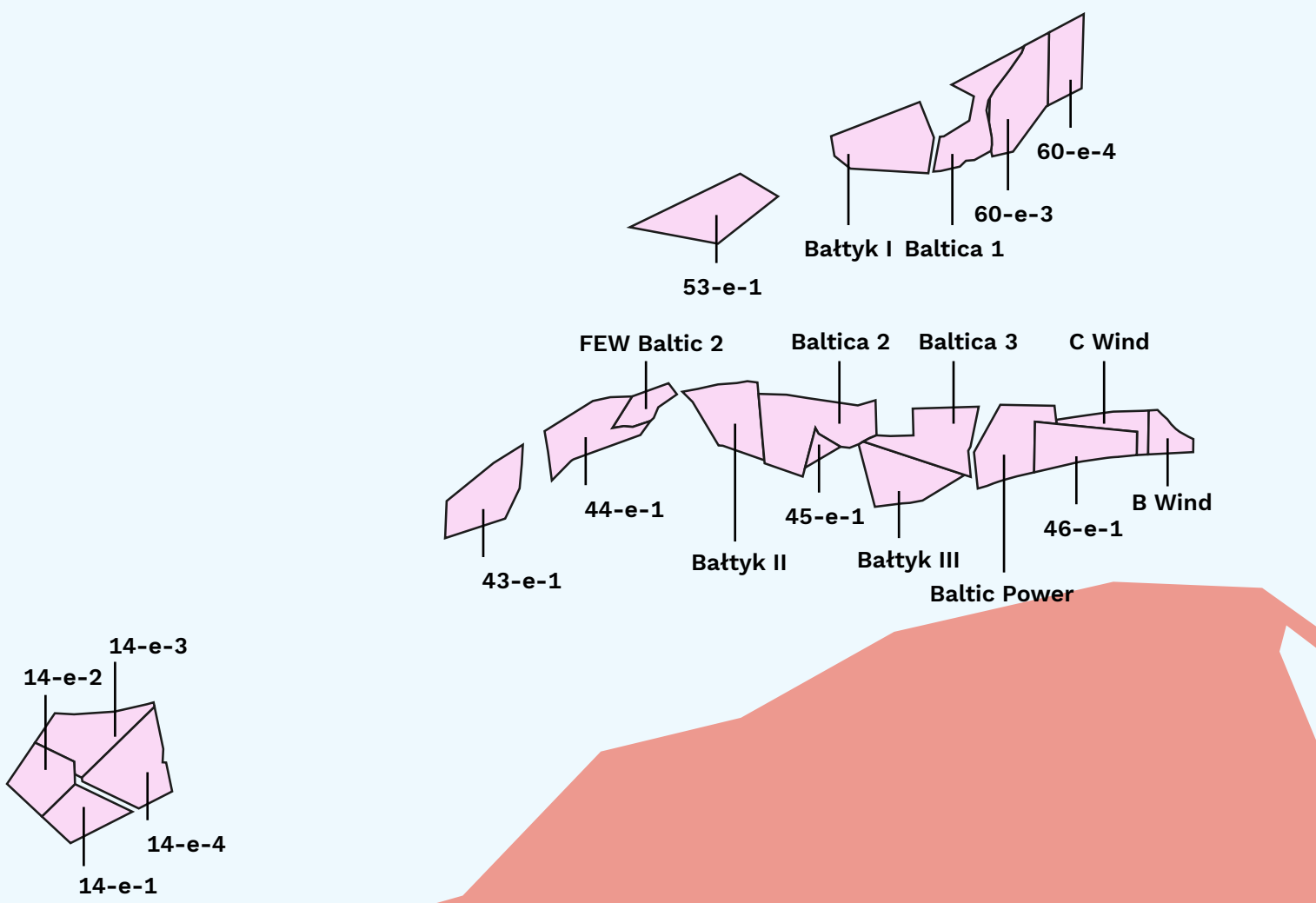
W modelu założono, że możliwe będzie wtedy uzyskanie przyrostu na poziomie historycznych 1,23 GW rocznie – co z jednej strony jest wartością ambitną, a z drugiej zostało już osiągnięte aż 10 lat wcześniej, przy gorszym poziomie technologii i wyższych kosztach inwestycyjnych. Jest więc wysoce prawdopodobne, że po usunięciu barier legislacyjnych, tempo rozwoju energetyki wiatrowej będzie znacznie szybsze.

W modelu uwzględniono modernizację istniejących turbin. Projekt nowelizacji ustawy “anty-wiatrakowej” nie proponuje w tym zakresie ułatwień legislacyjnych, co oznacza, że tempo tzw. repoweringu (zwiększenia mocy istniejącej elektrowni przez np. wymianę turbiny) byłoby spowolnione. Zakłada się jednak, że zostanie wypracowane rozwiązanie umożliwiające sprawny repowering istniejących turbin, konieczny dla osiągnięcia wymaganej mocy zainstalowanej. W modelu założono, że w istniejących turbinach moc zwiększona zostanie średnio 2,1-krotnie<sup>29</sup> po 20-latach od ich budowy. To spowoduje stopniową wymianę floty w latach 2025-2040 i dodatkowy przyrost mocy w wysokości 6-7 GW.

<sup>29</sup> Zakładając zmianę typowych turbin Vestas V80/90 o mocy 2 MW na turbiny np. Vestas V117 o podobnej łącznej wysokości, ale mocy 4,2 MW. Oczywiście dla mniejszych turbin, przyrost mocy będzie większy.

Bazując na powyższych założeniach, przygotowano scenariusz rozwoju lądowych elektrowni wiatrowych – Rys. 20. Moc zainstalowana wzrośnie z 6,4 GW na koniec 2020 r. do niemal 11 GW w 2025 r., 18 GW w 2030 r., 28 GW w 2035 r. i 36 GW w 2040 r. Wartość uzyskana w 2040 r. nie wykorzystuje całości potencjału wskazanego w rozdziale 3 (Tab. 1), dalsze możliwości wzrostu są jednak mniejsze niż w przypadku pozostałych technologii (wykorzystuje się bowiem aż 82 proc. potencjału energetyki wiatrowej na lądzie).

Rysunek 21. Mapa planowanych morskich farm wiatrowych



Źródło: Opracowanie własne Instrat na podstawie danych energy.instrat.pl

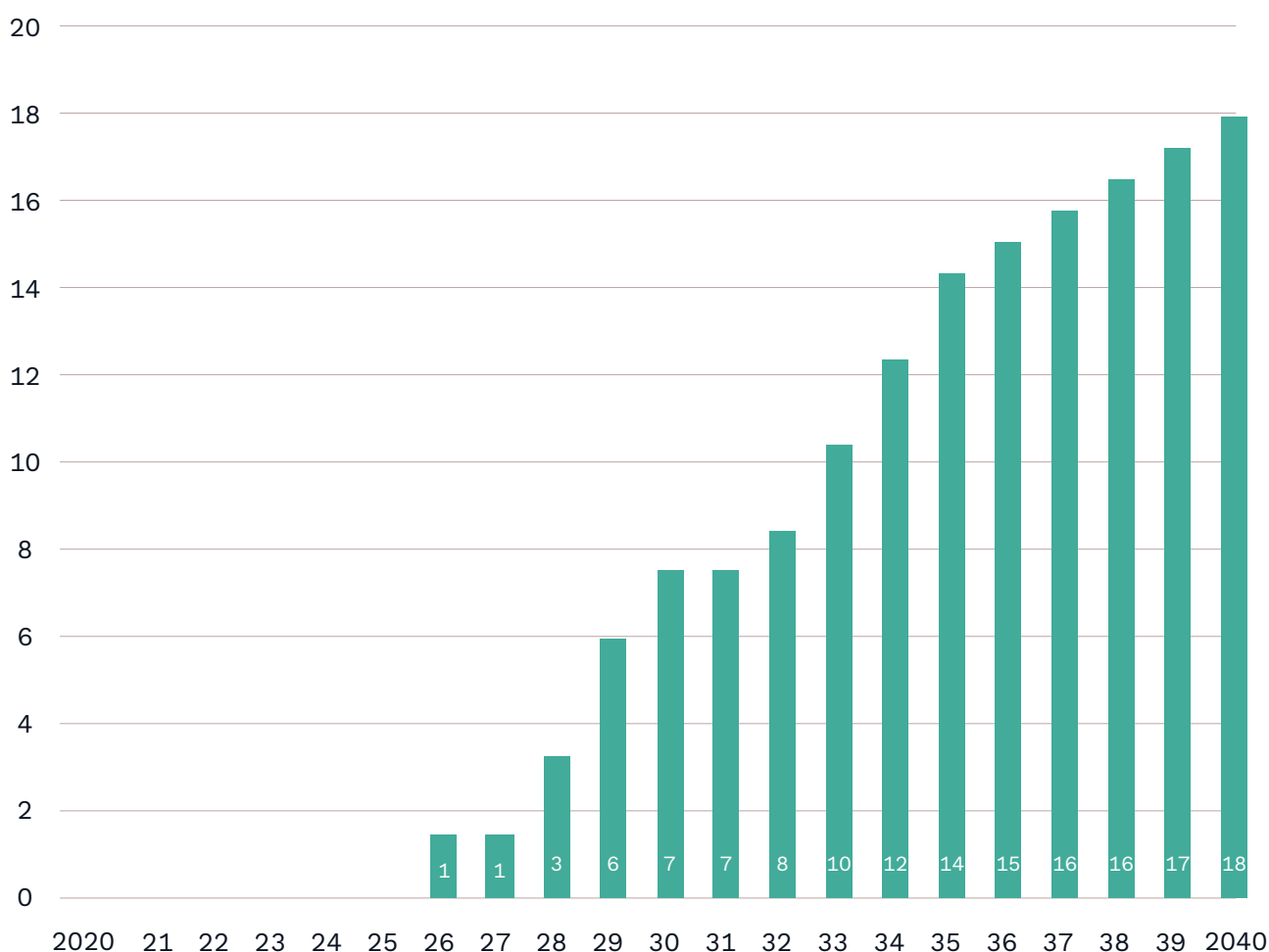
Projekt	Właściciel	Moc przyłączeniowa [MW]	Potencjał obszaru [MW]	Data uruchomienia*
Bałtyk III	Polenergia / Equinor	720		2026
Bałtyk II	Polenergia / Equinor	720		2026
B Wind	EDP Renewables	200		2028
C Wind	EDP Renewables	200		2028
Baltica 3	PGE / Orsted	1045		2028
FEW Baltic 2	RWE	350		2028
Baltic Power	PKN Orlen	1200		2029
Baltica 2	PGE / Orsted	1498		2029
Bałtyk I	Polenergia / Equinor	1560		2030
Baltica 1	PGE / Orsted	896		2032
60-e-4			620	do 2035
60-e-3			1143	do 2035
53-e-1			1202	do 2035
46-e-1			895	do 2035
45-e-1			138	do 2035
44-e-1			971	do 2035
43-e-1			947	do 2035
14-e-4			1181	do 2040
14-e-3			1008	do 2040
14-e-2			729	do 2040
14-e-1			659	do 2040

\* Pierwszy pełny rok pracy zgodnie z umową przyłączeniową. W przypadku MFW Bałtyk I rok uruchomienia przyspieszono z 2031 do 2029 względem raportu "Droga do celu", zgodnie ze zaktualizowanym w maju 2021 r. wykazem (PSE, 2021). Dla niezagospodarowanych jeszcze obszarów przyjęto daty maksymalne 2035 (projekty przyłączone w Słupsku i Żarnowcu) i 2040 (projekty przyłączone w okolicach Koszalina i Świnoujścia – np. GPZ Dunowo i GPZ Reclaw).

Źródło: Opracowanie własne Instrat na podstawie danych energy.instrat.pl oraz Wykazu podmiotów ubiegających się o przyłączenie do Krajowej Sieci Przesyłowej (PSE, 2021). Stan na dzień 31.05.2021

Tempo rozwoju morskich farm wiatrowych można oszacować na bazie już rozwijanych projektów (Rys. 21 i Tab. 6), z których wiele ma już podpisane umowy przyłączeniowe z Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi. Pierwsze elektrownie na morzu mają być uruchomione już na koniec 2025 r. Zgodnie z PEP2040, w 2030 r. moc zainstalowana ma osiągnąć 5,9 GW, podobną wartość przyjęto w raporcie “Droga do celu” bazując na danych wynikających z umów przyłączeniowych. Zaktualizowany w maju 2021 Wykaz podmiotów ubiegających się o przyłączenie do Krajowej Sieci Przesyłowej (PSE, 2021) wskazuje jednak na przyspieszenie daty uruchomienia MFW Bałtyk I – z 2031 r. do listopada 2029 r. To oznacza, że moc morskich farm wiatrowych w 2030 r. może osiągnąć nawet 7,5 GW (Rys. 22). W perspektywie 2040 założono zagospodarowanie pozostałych obszarów zawartych w ustawie “offshore” i PZPPOM z liniowym wzrostem mocy zainstalowanej aż do **18 GW w 2040 r.** Oznacza to wciąż wykorzystanie jedynie 58 proc. potencjału wskazanego w rozdziale 3 (Tab. 1).

**Rysunek 22. Prognoza wzrostu mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych na morzu [GW]**



Źródło: Opracowanie własne Instrat na podstawie danych energy.instrat.pl oraz Wykazu podmiotów ubiegających się o przyłączenie do Krajowej Sieci Przesyłowej (PSE, 2021). Stan na dzień 31.05.2021

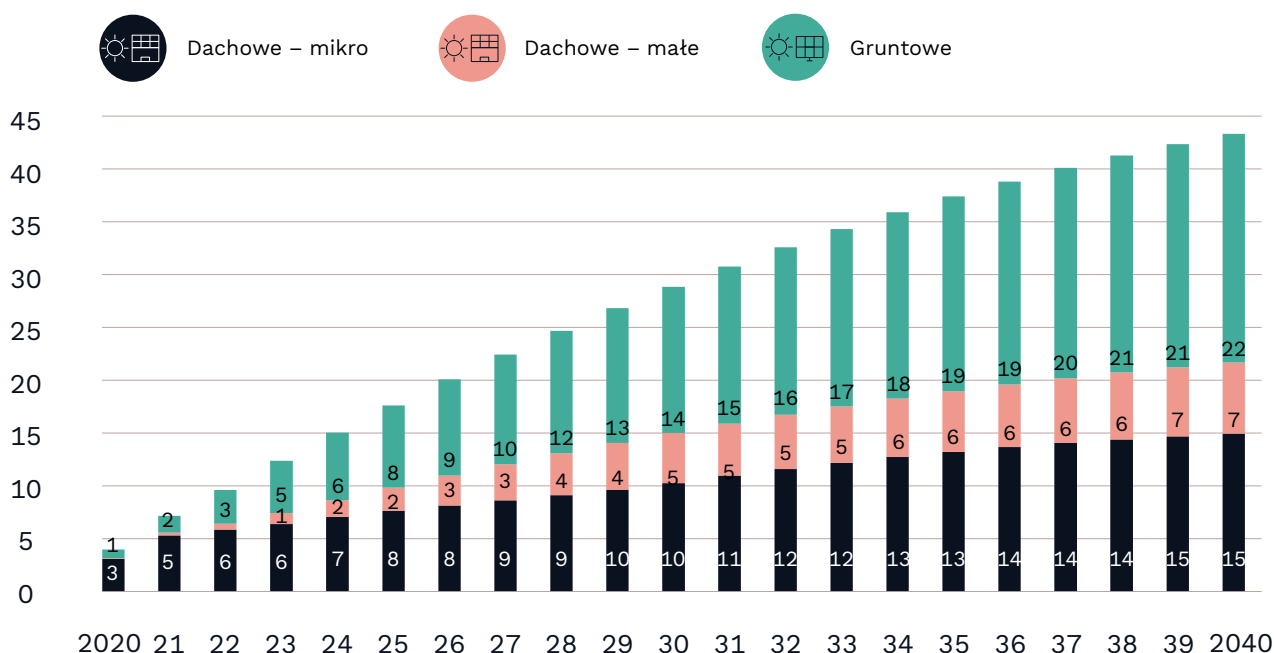


## 4.2. Energia słoneczna

Rozwój energetyki słonecznej był w ostatnich latach niezwykle dynamiczny – zarówno w obszarze mikroinstalacji za sprawą programu “Mój prąd”, jak i w obszarze dużych farm PV wspieranych przez aukcje OZE. W 2020 moc tych pierwszych wzrosła o 1,8 GW do 3,1 GW, tych drugich o 0,6 GW do 0,8 GW. Łącznie, w 2020 roku oddano do użytku rekordowe 2,4 GW nowych elektrowni słonecznych.

W świetle aktualnych wydarzeń, zaktualizowano prognozę rozwoju fotowoltaiki w stosunku do scenariusza z raportu “Droga do celu”, w tym w szczególności strukturę podziału mocy na instalacje dachowe i gruntowe. W aukcjach OZE rozstrzyganych w czerwcu 2021 r. zapowiadane jest zakontraktowanie rekordowej mocy elektrowni słonecznych na poziomie 1,8 GW. Jednocześnie, konsultowane są kontrowersyjne zmiany dotyczące systemu rozliczania dla prosumentów (rozdział 2), które nawet w złagodzonej formie wpłyną na zmniejszenie tempa rozwoju mikroinstalacji PV. Prognozuje się więc zmianę struktury mocy elektrowni słonecznych ze zdominowanej przez mikroinstalacje do takiej z większością rolą dużych farm PV (IEO, 2021). Warto zaznaczyć, że niepewność legislacyjna i proponowane zmiany systemu opustów od stycznia 2022 r. prawdopodobnie spowodują zwiększony popyt na mikroinstalacje do końca roku 2021 r. Już dane z pierwsze miesiące 2021 r. wskazują, że wzrost mocy PV najprawdopodobniej przekroczy rekordową wartość z 2020 r. Do końca kwietnia 2021 r. oddano do użytku aż 730 MW elektrowni słonecznych, w tym samym okresie 2020 r. było to 537 MW. Tempo przyrostu mocy typowo rośnie w drugiej połowie roku, łączny wzrost mocy zainstalowanej PV w 2021 r. szacuje się więc na 3,2-3,3 GW.

Rysunek 23. Prognoza wzrostu mocy zainstalowanej elektrowni słonecznych [GW]



Źródło: Opracowanie własne Instrat

Konserwatywną prognozę z raportu “Droga do celu” uaktualniono więc bazując na trendach oraz zmianach legislacyjnych zaobserwowanych w pierwszej połowie roku 2021, a także uwzględniając niedawno opublikowaną aktualizację raportu “Rynek fotowoltaiki w Polsce” Instytutu Energetyki Odnawialnej (IEO, 2021). Oprócz mikroinstalacji i farm słonecznych, w modelu uwzględniono także małe instalacje fotowoltaiczne (50-500 kW) – przede wszystkim na budynkach komercyjnych. Potencjał tych był do 2020 r. praktycznie niewykorzystany, ale wejście w życie opłaty mocowej i rosnące rachunki za prąd w przedsiębiorstwach spowodowały gwałtowny wzrost popularności tej grupy instalacji PV. Szacuje się, że w samym 2021 r. wzrost mocy w tym segmencie wyniesie 200 MW i będzie on w kolejnym latach przyspieszał (IEO, 2021).

Podobnie jak w raporcie “Droga do celu”, prognoza na lata 2022 – 2040 zakłada, że łącznie dla wszystkich segmentów, tempo wzrostu mocy w energetyce słonecznej będzie malejące, z 3,2 GW w 2021 r. do ok. 1 GW rocznie w 2040. Poczynając od 2022 roku nastąpi zapewne istotne spowolnienie w segmencie mikroinstalacji – z ok. 2 GW w latach 2020 i 2021 r. do ok. 0,5 GW rocznie. Oddanie do użytku farm słonecznych z rekordowych aukcji w 2020 i 2021 r. częściowo zredukuje negatywne efekty spowolnienia w obszarze instalacji prosumenckich. Aukcje OZE w obecnym kształcie funkcjonować będą co najmniej do końca 2027 r., jednak ciągły spadek kosztów inwestycyjnych oraz wzrost hurtowych cen energii oznacza, że można spodziewać się rosnącej puli projektów funkcjonujących poza systemem aukcyjnym – np. w formule PPA. Zakłada się więc, że udział dużych elektrowni słonecznych w rocznym przyroście będzie utrzymywał się na poziomie ok. 50 proc.

Łącznie, do 2030 należy spodziewać się osiągnięcia mocy elektrowni słonecznych na poziomie 29 GW, w 2040 r. będzie to ok. 43 GW (Rys. 23) – jak wspomniano, jest to nieco więcej niż w raporcie “Droga do celu” z powodu uwzględnienia trendów i wydarzeń z pierwszej połowy 2021 r. Wartości prognozowane na rok 2040 są dalekie od wyczerpania potencjału – w segmencie mikroinstalacji zrealizowane zostanie 78 proc. potencjału, w segmencie małych instalacji (głównie biznesowych) będzie to 51 proc., a w segmencie dużych farm PV 46 proc. Należy więc oczekiwać dalszego rozwoju energetyki słonecznej po 2040 roku.

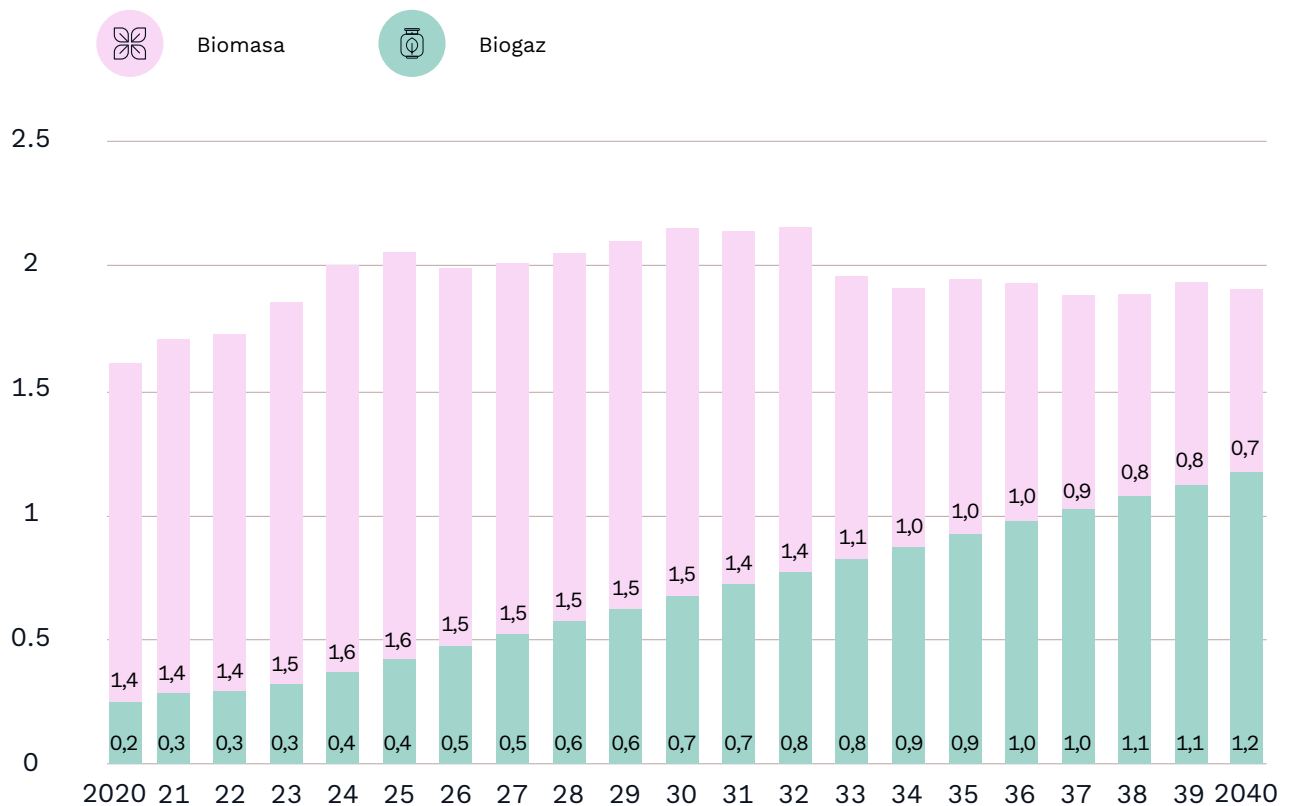
## 4.3. Biomasa i biogaz

W raporcie “Droga do celu” założono istotny wzrost znaczenia bioenergii w produkcji energii elektrycznej. W szczególności, przyjęto ambitne tempo rozwoju biogazowni, bazując m.in. na deklaracjach rządu, PGNiG, PKN Orlen. Abstrahując od kontrowersji ekologicznych dot. pozyskiwania biomasy czy też spadającej podaży surowców dla biogazu (p. 3.5.), duża emisyjność obu technologii prowadziłaby do tego, że w 2040 r. bioenergia łącznie odpowiadałaby za 54 proc. emisji CO<sub>2</sub> w elektroenergetyce, utrudniając osiągnięcie pełnej dekarbonizacji sektora.

W związku z tym, przygotowano scenariusz ze zredukowanym udziałem bioenergii. Zakłada się jedynie nieznaczny wzrost mocy spalarni biomasy (zgodnie z rezultatami aukcji OZE) w krótkiej perspektywie czasowej, a następnie stopniowy spadek mocy spowodowany wyłączeniem istniejących elektrowni po 20 latach eksploatacji. Taki scenariusz prowadzi do redukcji mocy zainstalowanej spalarni biomasy do 731 MW w 2040 r., przy czym większość z tego stanowią duże bloki biomasowe w elektrociepłowniach. Obniżono także prognozę dot. rozwoju biogazowni w stosunku do proponowanej w raporcie "Droga do celu", zakładając tempo wzrostu na poziomie ok. 50 MW rocznie, zgodnie z szacunkami przedstawionymi w publikacji Magazynu Biomasa i Polskiego Funduszu Rozwoju na bazie trendów z lat 2005-2016 (Magazyn Biomasa, 2020). Tak skonstruowany scenariusz oznacza osiągnięcie mocy biogazowni rzędu 600-700 MW w 2030 r. i niemal 1200 MW w 2040 r.

Oczywiście, rozwój elektrowni na biomasę i biogaz będzie w dużym stopniu determinowany działaniami rządu w tym zakresie, gdyż wysokie koszty inwestycyjne nie będą pozwalały na funkcjonowanie sektora bez dedykowanych krajowych programów wsparcia.

**Rysunek 24. Zmiana mocy zainstalowanej elektrowni na biomasę i biogaz [GW]**



Źródło: Opracowanie własne Instraat

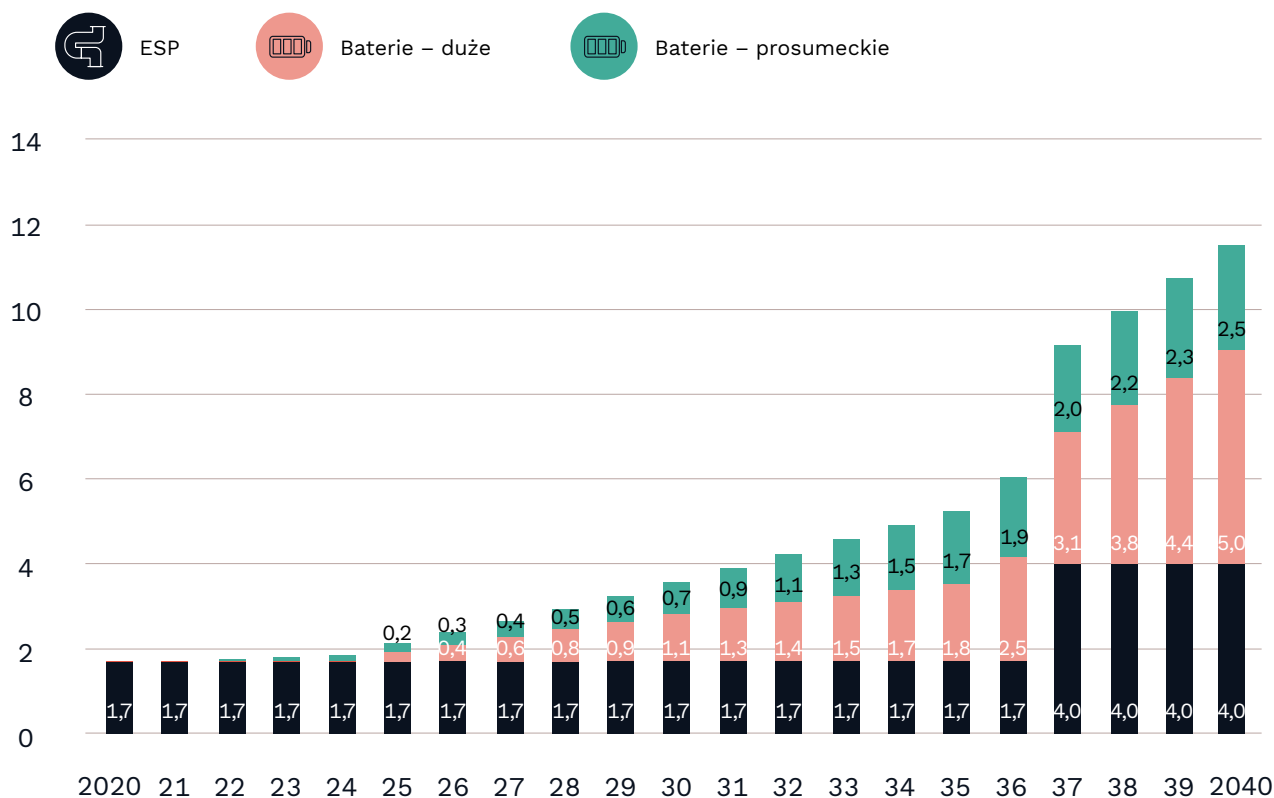
## 4.4. Magazyny energii i inne

Zapewnienie ciągłości dostaw energii w obliczu planowanych wyłączeń bloków węglowych wymaga nie tylko zwiększenia mocy OZE, ale także rozwoju technologii magazynowania. Obecnie w Polsce funkcjonuje 5 elektrowni szczytowo-pompowych oraz kilka małych bateryjnych magazynów energii. Łączna moc tych pierwszych to 1,7 GW, pojemność największej elektrowni w Żarnowcu to 3,6 GWh. Zgodnie ze scenariuszem opisanym w raporcie „Droga do celu”, założono uruchomienie nowej elektrowni szczytowo-pompowej o mocy 2,3 GW i pojemności 165 GWh w miejscu Kopalni Turów w 2037 roku (Węgrzyn, 2020). Przyjęto sprawność ESP na poziomie 75 proc.

Przewidujemy także silny rozwój dużych bateryjnych magazynów energii. Sama PGE planuje uruchomić 800 MW tychże do 2030 roku (PGE, 2020), a szereg projektów już jest rozwijanych. Dyskutowane jest rozszerzenie aukcji OZE o tzw. instalacje hybrydowe zawierające magazyn energii, 2 GW magazynów energii zgłoszono także do tegorocznej aukcji rynku mocy z datą uruchomienia w 2026 r. (BiznesAlert.pl, 2021). Jednocześnie, koszty inwestycyjne bateryjnych magazynów energii spadają niezwykle szybko, skutecznie konkurując z jednostkami gazowymi jako narzędzie pokrycia szczytowego zapotrzebowania na moc w momentach niskiej generacji OZE (energy-storage.news, 2021). W Wielkiej Brytanii moc zainstalowana dużych magazynów bateryjnych wynosi 1,1 GW, kolejne 10,5 GW jest już w fazie konstrukcji lub ma wydane pozwolenia na budowę (edie.net, 2021). W Polsce, przy dodatkowym wsparciu z aukcji OZE i/lub rynku mocy, należy się więc spodziewać gwałtownego rozwoju w tym obszarze – nawet do 5 GW mocy zainstalowanej w roku 2040. Dla nowych projektów założono relację pojemności do mocy 4:1, typową dla dużych baterii np. Tesla Powerpack, oraz sprawność 90 proc.

Odpowiadając na szereg aktualnych wydarzeń, scenariusz rozszerzono o domowe magazyny energii uzupełniające instalacje PV. Dyskutowane obecnie zmiany legislacyjne w systemie opustów spowodują gwałtowny spadek rentowności mikroinstalacji fotowoltaicznych, a jedynym sposobem uniknięcia tegoż będzie uzupełnienie inwestycji o magazyn energii. Jednocześnie, wraz z ogłoszeniem rozszerzenia programu „Mój prąd” o właśnie magazyny energii, koszty inwestycji spadną, co będzie stanowiło dodatkową zachętę zakupową. W scenariuszu założono więc, że od 2022 (po zmianie systemu opustów), 10 proc. nowych mikroinstalacji PV będzie także zawierało magazyn energii. Procent penetracji magazynów będzie liniowo wzrastał do 100 proc. w 2040 (przy czym konserwatywnie założono, że dotyczy to tylko nowych inwestycji). Warto zaznaczyć, że w Niemczech już w 2020 r. nawet 70 proc. nowych instalacji PV zawierało magazyn energii a ich moc wyniosła 2,3 GWh (energy-storage.news, 2021a). Założono, że w bateriach domowych, proporcja pojemności do mocy to średnio 2:1 (zgodnie z parametrami najpopularniejszych produktów). Bazując na scenariuszu rozwoju mikroinstalacji PV i powyższych założeniach, moc zainstalowana w domowych magazynach energii może wynieść 0,7 GW w 2030 r. i 2,5 GW w 2040 r.

Rysunek 25. Zmiana mocy zainstalowanej magazynów energii [GW]



Źródło: Opracowanie własne Instraat

Łącznie moc wszystkich typów magazynów energii może wynieść 3,5 GW w 2030 r. i 11,5 GW w 2040 r. Po roku 2040 należy się spodziewać dalszego przyrostu mocy bateryjnych magazynów energii, a także potencjalnie budowy nowych elektrowni szczytowo-pompowych. Warto podkreślić, że rozwój lokalnych magazynów energii niweluje w pewnym stopniu wyzwania związane z przyłączeniem mikroinstalacji PV, pozwalając na bilansowanie mocy w ramach pojedynczych gospodarstw domowych, ze znacznie mniejszym wolumenem energii oddawanej do KSE.

Wśród technologii wykorzystywanych w modelu zawarto interwencyjną redukcję poboru (DSR). Zgodnie z wynikami aukcji rynku mocy, obecna dostępność DSR na poziomie 800 MW powinna wzrosnąć do ok. 1 GW w 2025. Docelowo, potencjał DSR szacuje się na 2,5 GW i założono osiągnięcie tej wartości w 2040 r. (gramwzielone.pl, 2019). Cena usługi DSR jest bardzo wysoka (1000 zł / MWh i więcej) co oznacza, że jest ona uruchamiana tylko w sytuacjach krytycznych i należy ją traktować jako bufor bezpieczeństwa. W modelu stanowi ona więc jeden z elementów zapewnienia wymaganej nadwyżki mocy, jednak zakłada się możliwość zbilansowania systemu w każdej godzinie roku bez udziału DSR.

Wreszcie, w dalszej perspektywie czasowej (od roku 2035) w modelu uwzględniono zastosowanie zielonego wodoru w wytwarzaniu energii elektrycznej. Zgodnie z rekomendacjami *Zespołu ds. Rozwoju Przemysłu OZE i Korzyści dla Polskiej Gospodarki* przy Ministerstwie Klimatu (Kupecki et. al., 2020), zielony wodór może być wykorzystany m.in. do spalania w elektrowniach CCGT zamiast/obok gazu ziemnego i produkcji energii w ogniwach paliwowych. Produkcja zielonego wodoru w procesie elektrolizy pozwala na wykorzystanie nadwyżek energii z OZE, które w perspektywie 2040 są istotnym czynnikiem zagrażającym rentowności inwestycji w elektrownie słoneczne i wiatrowe. Spalanie tak wytworzonego zielonego wodoru w blokach CCGT umożliwi zmniejszenie importu gazu ziemnego, zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub>, a wreszcie utrzymanie budowanych jednostek CCGT przy życiu w warunkach rosnących cen CO<sub>2</sub> i konkurencji ze strony OZE i baterii. Z kolei ogniwa paliwowe zasilane zielonym wodorem sprawdzić się mogą w roli szczytowych źródeł zasilania, zapewniając wymaganą nadwyżkę mocy. Pierwsze wielkoskalowe projekty tego typu, dostarczające zieloną energię w sposób ciągły, planuje się uruchomić jeszcze przed rokiem 2030 (np. RechargeNews.com, 2021). Po 2030 roku, współspalanie wodoru może też być możliwe w elektrociepłowniach gazowych, czego jednak nie uwzględniono w proponowanym scenariuszu.

Projekt Polskiej Strategii Wodorowej (MKiŚ, 2021a) zakłada budowę 2 GW elektrolizerów już w perspektywie 2030. Ma to pozwolić na wytworzenie ok. 193643 ton zielonego wodoru. Zgodnie ze *Strategią Wodorową UE* (Komisja Europejska, 2020a), do 2030 r. zakłada się budowę 40 GW elektrolizerów, do 2050 ma być to aż 500 GW. Polska docelowo mogłaby mieć ich nawet powyżej 20 GW. Po stronie popytowej, wodór spalany jest w dwóch blokach CCGT w Ostrołęce i Dolnej Odrze, a także w elektrowniach szczytowych o łącznej mocy 3 GW w 2040 r.<sup>30</sup> Warto zaznaczyć, że nadwyżki energii z OZE w omawianym scenariuszu pozwalają na wyprodukowanie ilości wodoru znacząco przekraczającej zapotrzebowanie (rozdział 5). Otwiera to więc potencjał eksportu zielonego wodoru w przyszłości, a także jego wykorzystania w innych sektorach gospodarki – np. transporcie i przemyśle.

## 4.5. Moc przyłączeniowa

W powyższych rozważaniach pominięto kwestię dostępności mocy przyłączeniowej po stronie Operatorów Sieci Dystrybucyjnych i Operatora Sieci Przesyłowej. Zgodnie z prognozą Instytutu Energetyki Odnawialnej (IEO, 2021), moc przyłączeniowa dostępna dla nowych źródeł energii elektrycznej to obecnie 11,6 GW. Planowany jest jej wzrost do 14,2 GW w 2025 r., o maksymalnie 1,1 GW rocznie. Do 2025 roku łączny przyrost mocy instalacji fotowoltaicznych i wiatrowych na lądzie to 18 GW, co oznaczałoby przekroczenie dostępnej mocy przyłączeniowej o ok. 4 GW. Z drugiej strony, nawet w konserwatywnym *Planie rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przy-*

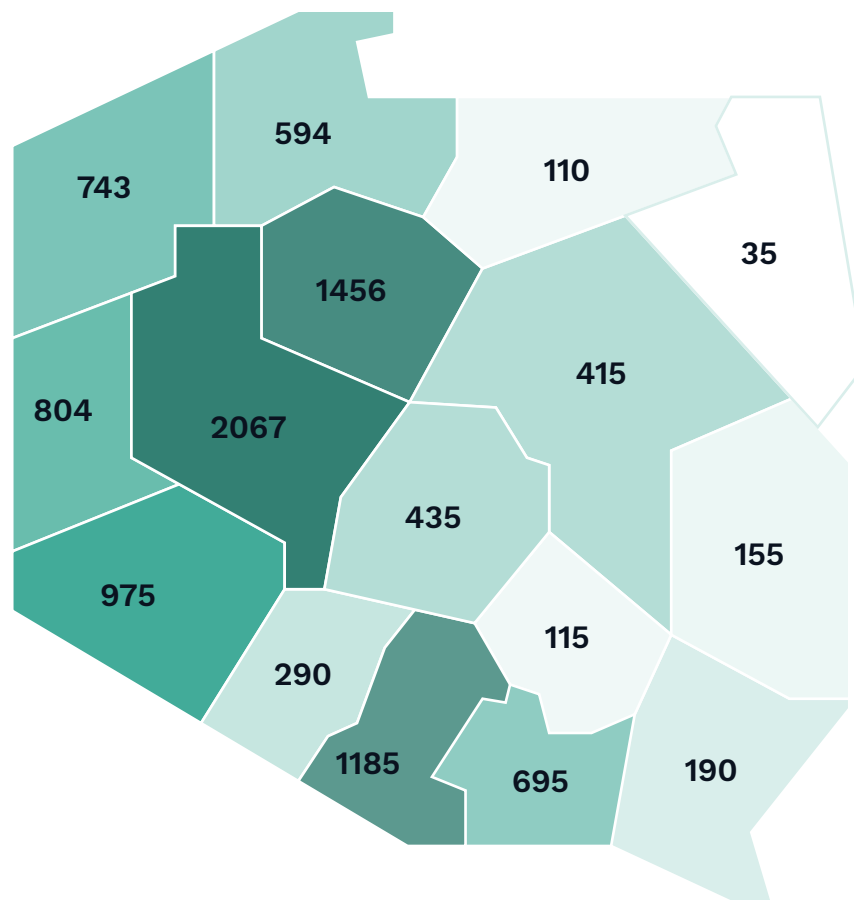
---

<sup>30</sup> Modelowanych jako jednostki OCGT ze sprawnością 40 proc.

szłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030 oczekuje się wyłączenia 4,9 GW jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych w horyzoncie 2025 (PSE, 2020), w samym roku 2021 będzie to 2,1 GW (przy czym włączono do eksploatacji nowy blok w Turowie o mocy 0,5 GW). W scenariuszu InStrat, wyłączenia jednostek węglowych w latach 2021-2025 to nawet 12 GW. Dodatkowe wyłączenia obejmą elektrociepłownie węglowe, jednak te będą systematycznie zastępowane jednostkami gazowymi więc zostały pominięte w niniejszych rozważaniach.

W kolejnych latach, przyrost mocy przyłączeniowej na poziomie ok. 1 GW rocznie może nie być wystarczający dla wymaganego tempa rozwoju OZE, nawet po uwzględnieniu wyłączeń bloków węglowych. Dodatkowo, w latach 2026-2027 do mixu energetycznego włączone zostaną morskie farmy wiatrowe (dla których przewiduje się co prawda dedykowaną infrastrukturę sieciową) oraz potencjalnie nowe bloki gazowe (które jednak przyłączone będą

**Rysunek 26. Dostępność mocy przyłączeniowej w poszczególnych województwach [MW]**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych IEO

w miejsce jednostek węglowych). Duże nadzieje pokładać można w rozwoju magazynów energii, które zmniejszą obciążenie sieci oraz przepływy w kierunku od prosumentów, potencjalnie zwiększając moce przyłączeniowe dostępne dla innych technologii.

Dużym wyzwaniem jest przestrzenne rozłożenie dostępnej mocy przyłączeniowej – jest ono obecnie bardzo nierównomierne (Rys. 26) i jedynie częściowo pokrywa się z potencjałem energii wiatrowej i słonecznej (Rys. 8 i Rys. 17). O ile zachodnia część kraju dysponuje dobrymi warunkami przyłączenia instalacji OZE, o tyle np. w woj. warmińsko-mazurskim, cechującym się ogromnym potencjałem OZE, niemal niemożliwe jest przyłączanie nowych mocy.

Nakłady inwestycyjne na poziomie sieci przesyłowych i dystrybucyjnych muszą więc zostać zwiększone, a osiągnięcie wymaganego tempa rozwoju OZE, a tym samym celów klimatycznych UE, będzie wymagało ogromnej mobilizacji po stronie operatorów sieci. Zagadnienie kosztów modernizacji sieci przesyłowych omówiono szerzej w trzeciej publikacji z cyklu: “Brakujący element układanki. Rozważania o bezpieczeństwie energetycznym”.



# 5. Wpływ rozwoju OZE na Krajowy System Elektroenergetyczny

Założenia dotyczące rozwoju poszczególnych technologii wykorzystano do stworzenia scenariusza transformacji sektora elektroenergetycznego, a następnie przeprowadzenia optymalizacji za pomocą modelu PyPSA-PL opisanego w raporcie “Droga do celu” (Brown, Hörsch, Schlachtberger, 2018). W niniejszej pracy zaproponowano aktualizację scenariusza z marca 2021 r., a wyniki porównano z uchwaloną w lutym 2021 r. PEP2040<sup>31</sup>.

Wyniki analizy przedstawiono w Tab. 7 i omówiono szczegółowo w kolejnych podrozdziałach. Przy konserwatywnym tempie uruchamiania nowych elektrowni wiatrowych i słonecznych, udział OZE w produkcji energii elektrycznej może w 2030 r. przekroczyć 70 proc. Udział węgla w tym czasie spada do 12 proc., a po 2030 r. bloki węglowe używane są sporadycznie, funkcjonując jako jednostki rezerwowe. Co ciekawe, jeśli w scenariuszu PEP2040 umożliwiono korzystanie z importu energii (w zgodzie z unijnym prawem), udział węgla w produkcji energii elektrycznej w 2030 r. spadłby z deklarowanych 37 proc. do jedynie 22 proc. Wynika to z wysokiego kosztu wytwarzania energii w PEP2040, stymulującego import z krajów sąsiednich, gdzie energia może być nawet dwukrotnie tańsza. Negując rozwój OZE, scenariusz PEP2040 może doprowadzić do niemal czterokrotnego wzrostu wolumenu importu w ciągu dekady. Zastosowanie scenariusza rozwoju OZE proponowanego przez InStrat może zmniejszyć koszt wytwarzania energii w 2030 r. o 31-50 proc. w stosunku do PEP2040, docelowo zmniejszając import do połowy wartości z 2020 r. Jednocześnie, osiągnięta jest redukcja emisji CO<sub>2</sub> w elektroenergetyce w zgodzie z unijnym celem GHG-55% – o 65 proc. w stosunku do roku 2015, a emisje w roku 2030 są ponad dwukrotnie niższe niż zadeklarowano w niezgodnej z celami klimatycznymi PEP2040.

---

31 Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r.

Tabela 7. Porównanie scenariusza PEP2040\* i Instrat na tle celów klimatycznych UE 2030

	2030				Instrat
	GHG-55% – Cel	GHG-55% – konsekwencja dla Polski	PEP2040 – bez importu	PEP2040 – z importem	
Redukcja emisji CO <sub>2</sub> względem 2015	-70%		-25%		-65%
Emisje CO <sub>2</sub>		40	100		46
Udział węgla w produkcji energii elektrycznej	2%		37%	22%	12%
Produkcja energii elektrycznej z węgla brutto [TWh]		22	75	34	20
Udział OZE w produkcji energii elektrycznej	68%		32%	44%	71%
Średni koszt wytwarzania energii [PLN/ MWh]			554	404	279
Import energii [TWh]			0	48	28

\*Scenariusz Wysokich Cen CO<sub>2</sub>

Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelowania, PEP2040, (Komisja Europejska, 2020) i (Ecologic, 2020)

## 5.1. Aktualizacja scenariusza optymalnego Instrat

Scenariusz z raportu “Droga do celu” zaktualizowano biorąc pod uwagę bieżące wydarzenia: zmiany legislacyjne, gwałtowny wzrost cen CO<sub>2</sub>, rozwój OZE w Polsce w pierwszej połowie 2021 r., zapowiedzi inwestycyjne spółek, najnowsze publikacje naukowe i branżowe. Zredukowano także rolę bioenergii, co przełożyło się na pogłębioną redukcję emisji CO<sub>2</sub> po roku 2030.

W Tab. 8 przedstawiono parametry kosztowe, które zmieniły się w stosunku do raportu “Droga do celu” (Tab. Z.1. tamże). Ponieważ cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> przekroczyła w maju 2021 r. 50 EUR/t (energy.instrat.pl, 2021a), a analitycy przewidują jej wzrost nawet do 65 EUR/t w IV kw. 2021 r. (Montel, 2021), dotychczasowe założenia zostały zaktualizowane zgodnie z najnowszą prognozą BNEF (BNEF, 2021) – do 69,1 EUR/t w 2025 r. i 109,3 EUR/t od roku 2030. Warto podkreślić, że w dalszej perspektywie czasowej możliwy jest wzrost nawet do 150-200 EUR/t (Pietzcker, Osorio, Rodrigues, 2021), jednak z powodu dużej niepewności prognoz długoterminowych, w modelu konserwatywnie założono stabilizację cen CO<sub>2</sub> na poziomie z roku 2030. Aktualizacji poddano także prognozy dotyczące cen zielonego wodoru – najnowsze dane BNEF wskazują bowiem na spadek cen nawet poniżej 1,5 EUR/kg w 2030 r. i do poniżej 1 EUR/kg w 2050 r. (za: RechargeNews.com, 2021). Na 2040 r. przyjęto więc wartość minimalną wskazywaną w *Strategii Wodorowej UE* (Komisja Europejska, 2020a) – 1,1 EUR/kg. Pozostałe parametry kosztowe – ceny węgla, gazu itd. pozostają w zgodzie z raportem “Droga do celu” (Tab. Z.1.).

**Tabela 8. Zaktualizowane parametry kosztowe użyte w modelowaniu**

Parametr	Jednostka	2020	2025	2030	2035	2040	Źródło
Cena uprawnień do emisji CO <sub>2</sub>	EUR/t	26,5	69,1	108,3	108,3	108,3	(BNEF, 2021)
Cena zielonego wodoru	EUR/kg				1,5	1,1	(Renew Economy, 2021; RechargeNews, 2021 za: BNEF)

Źródło: Opracowanie własne

W stosunku do raportu “Droga do celu” zaktualizowano bazę planowanych elektrociepłowni gazowych zgodnie z najnowszymi planami inwestycyjnymi, co zmniejszyło nieco moc w segmencie elektrociepłowni węglowych – o 0,8 GW w 2040 r., zwiększając jednocześnie moc gazowych jednostek CHP o 1,2 GW w 2040 r.

Wreszcie, uaktualniono tempo rozwoju fotowoltaiki i bateryjnych magazynów energii bazując na trendach z pierwszej połowy 2021 r. i zmianach legislacyjnych (zgodnie z p. 4.2. i p. 4.4.), oraz uwzględniono najnowsze daty uruchomienia projektów morskich farm wiatrowych (p. 4.1.). Zaproponowano także znaczące zmniejszenie roli bioenergii na rzecz jednostek szczytowych spalających zielony wodór (p. 4.4.). Warto wspomnieć, że jako szczytowe generatory na zielony wodór zastosowano bloki OCGT, które jednak mogą być zrealizowane także na bazie ogniw paliwowych, jeśli technologia ta osiągnie konkurencyjność kosztową.

## 5.2. Wpływ rozwoju OZE na funkcjonowanie sektora elektroenergetycznego

Opisany scenariusz zaimplementowano w modelu PyPSA-PL, optymalizując koszty zmienne wytwarzania energii. System elektroenergetyczny bilansuje się w każdej godzinie roku bez użycia usługi DSR, stanowiącej dodatkowy bufor bezpieczeństwa w wysokości nawet 2,5 GW w 2040 r. Jak wspomniano, w modelu zastosowano także szczytowe generatory wodnorowe w celu uzyskania wymaganej nadwyżki mocy. Szczegółowe rozważania dotyczące bilansu mocy oraz bezpieczeństwa energetycznego, także w kontekście PEP2040, zawarto w trzeciej publikacji cyklu: “Brakujący element układanki”.

Podobnie jak w raporcie “Droga do celu”, założenia dot. rocznego zapotrzebowania na energię i moc pochodziły z PEP2040/PRSP – Tab. 9, przy czym użyto godzinowego profilu zapotrzebowania dla roku 2019 (energy.instrat.pl, 2021d). Różnica między zapotrzebowaniem netto a brutto wyniosła +10 proc.

**Tabela 9. Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną netto i na moc netto w szczycie rocznym [GW]**

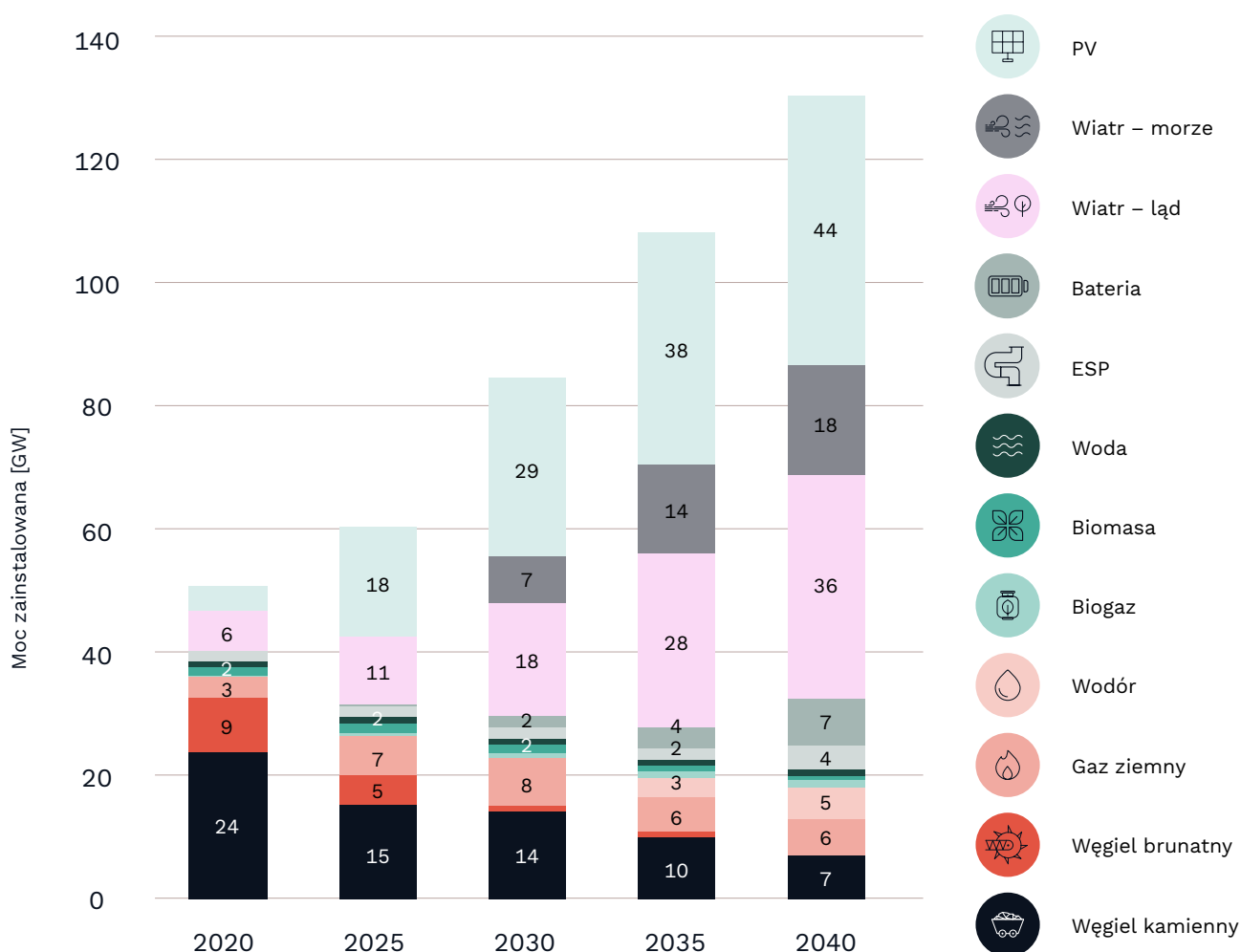
	2020	2025	2030	2035	2040
<b>Zapotrzebowanie na energię elektryczną netto [TWh]</b>	159,9	170,1	181,1	191,9	204,2
<b>Zapotrzebowanie na moc netto w szczycie rocznym [GW]</b>	24,5	25,9	27,7	29,5	31,3

Źródło: PEP2040 za: (PSE, 2020)

Strukturę mocy zainstalowanej dla jednostek wytwórczych i magazynów energii pokazano na Rys. 27. Zmiana mocy jednostek węglowych wynika ze scenariusza wyłączeń opisanego w raporcie “Droga do celu”. Oprócz mocy zawartych na Rys. 27, zakłada się funkcjonowanie usługi DSR na poziomie od obecnych 800-900 MW do 2500 MW w 2040 r. Zachowano konserwatywną prognozę rozwoju połączeń transgranicznych opisaną w “Drodze do celu” – z obecnych 4,6 GW do 7,3 GW w 2030 r.

W roku 2040, moc dyspozycyjna wynosi 35 GW – jest to wartość niemal identyczna jak w PEP2040 (35,8 GW), mimo że w tej ostatniej zakłada się optymistycznie wybudowanie do tego czasu aż 4,4 GW elektrowni atomowych. Proponowana struktura mocy pozwala na bilansowanie systemu w rocznym szczycie zapotrzebowania przy całkowitym braku produkcji z wiatru i słońca, oraz niedostępności połączeń transgranicznych. Bilansowanie z samych źródeł krajowych jest w PEP2040 możliwe tylko przy terminowej realizacji elektrowni jądrowej. Dalsze opóźnienia PPEJ spowodowałyby więc długotrwałe uzależnienie Polski od importu energii (szerzej w publikacji: “Brakujący element układanki”).

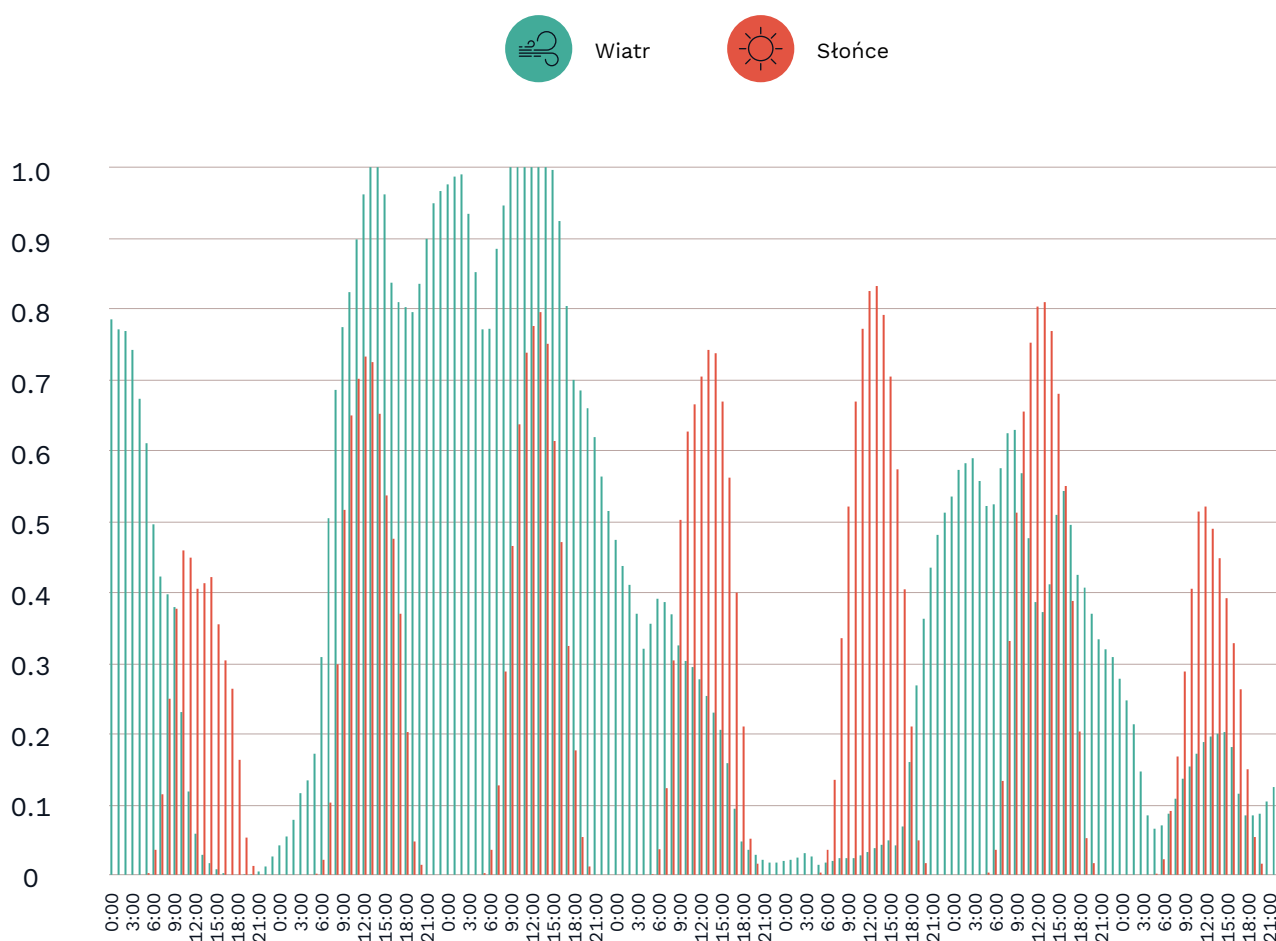
**Rysunek 27. Moc zainstalowana dla poszczególnych technologii [GW]**



Źródło: opracowanie własne Instrat, dla roku 2020 dane ARE za: energy.instrat.pl

Podobnie jak w raporcie “Droga do celu”, użyto profili produkcji energii z wiatru i słońca z bazy EMHIREs Komisji Europejskiej (Energy.instrat.pl, 2021b), oraz projektu renewables.ninja (Pfenninger & Staffell, 2016; Pfenninger & Staffell, 2016a). Nie zmienił się także profil produkcji energii elektrycznej w elektrociepłowniach, bazujący na rzeczywistych uśrednionych wartościach za rok 2019 (Energy.instrat.pl, 2021c). Profil produkcji energii z wiatru i słońca dla przykładowego letniego tygodnia pokazano na Rys. 28.

Rysunek 28. Przykładowy tygodniowy profil produkcji energii z wiatru i słońca



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych EMHIRES za: [energy.instrat.pl](http://energy.instrat.pl)

Prognozę struktury produkcji energii elektrycznej w perspektywie 2040 przedstawiono na Rys. 29. W stosunku do raportu “Droga do celu” widoczne są korzystne zmiany wynikające z aktualizacji założeń. Z powodu konwersji większej liczby elektrociepłowni na gazowe zmniejsza się produkcja energii elektrycznej z węgla na rzecz gazu ziemnego. W 2030 r. węgiel odpowiada za jedynie 20 TWh energii elektrycznej – jest to wartość zgodna z trajektorią wynikającą z unijnego celu GHG-55% (Czyżak & Wrona, 2021). Znacząco ograniczono produkcję energii z biomasy i biogazu, która wynosi docelowo 12 TWh w 2040 r. Przyspieszenie uruchomienia MFW Bałtyk I pozwala na redukcję importu w 2030 r. Rozwój OZE przyczynia się do zmniejszenia importu w długim horyzoncie czasowym – w 2040 r. niemal o połowę w stosunku do wartości z roku 2020. Oczywiście, w perspektywie średnio-terminowej import wzrasta z powodu wysokich kosztów wytwarzania energii z węgla. Po 2035 r. w miksie energetycznym pojawia się zielony wodór – docelowo mógłby on zastąpić całość gazu ziemnego i węgla (po konwersji wszystkich elektrociepłowni i jednostek przemysłowych).



Jako punkt odniesienia, w modelu PyPSA-PL zaimplementowano scenariusz “Wysokich cen CO<sub>2</sub>” z PEP2040, bazując na mocach zainstalowanych z Zał. 2 do PEP2040 (w wersji uchwalonej w lutym 2021 r.). Zbadano dwie możliwe sytuacje – z blokadą importu energii (zgodnie ze strukturą generacji zamieszczoną w rządowym dokumencie), oraz z umożliwieniem importu handlowego (zgodnie z unijnym prawem). Moc łączy transgranicznych i koszty importu pozostawiono na takim samym poziomie jak w scenariuszu Instrat, podobnie jak podstawowe założenia cenowe, techniczne itd.

W 2030 r. udział OZE w produkcji energii elektrycznej przekracza 70 proc. (Rys. 30). Jest to nieznacznie mniej niż w scenariuszu z “Drogi do celu”, a wynika to z ograniczenia wykorzystania biomasy i biogazu. Należy podkreślić, że 71-procentowy udział OZE uzyskiwany jest mimo konserwatywnych założeń dot. tempa budowy nowych elektrowni wiatrowych i słonecznych. W PEP2040 udział OZE w 2030 r. miałby wynieść 32 proc., lecz jest to wartość zupełnie nierealistyczna – uzyskiwana jedynie w warunkach zablokowania importu energii, co nie jest możliwe w Unii Europejskiej. Gdyby w scenariuszu PEP2040 dopuścić import na zasadach rynkowych, wzrósłby on gwałtownie – do nawet 48 TWh w 2030 r. (Rys. 31)<sup>32</sup>. To z kolei wypchnęłoby z miksu energetykę węglową, zwiększając udział OZE w krajowej produkcji do 44 proc. i zmniejszając udział węgla do 22 proc. w 2030 r. W świetle tych rozważań, udział węgla na poziomie 12 proc. w scenariuszu Instrat staje się znacznie mniej kontrowersyjny.

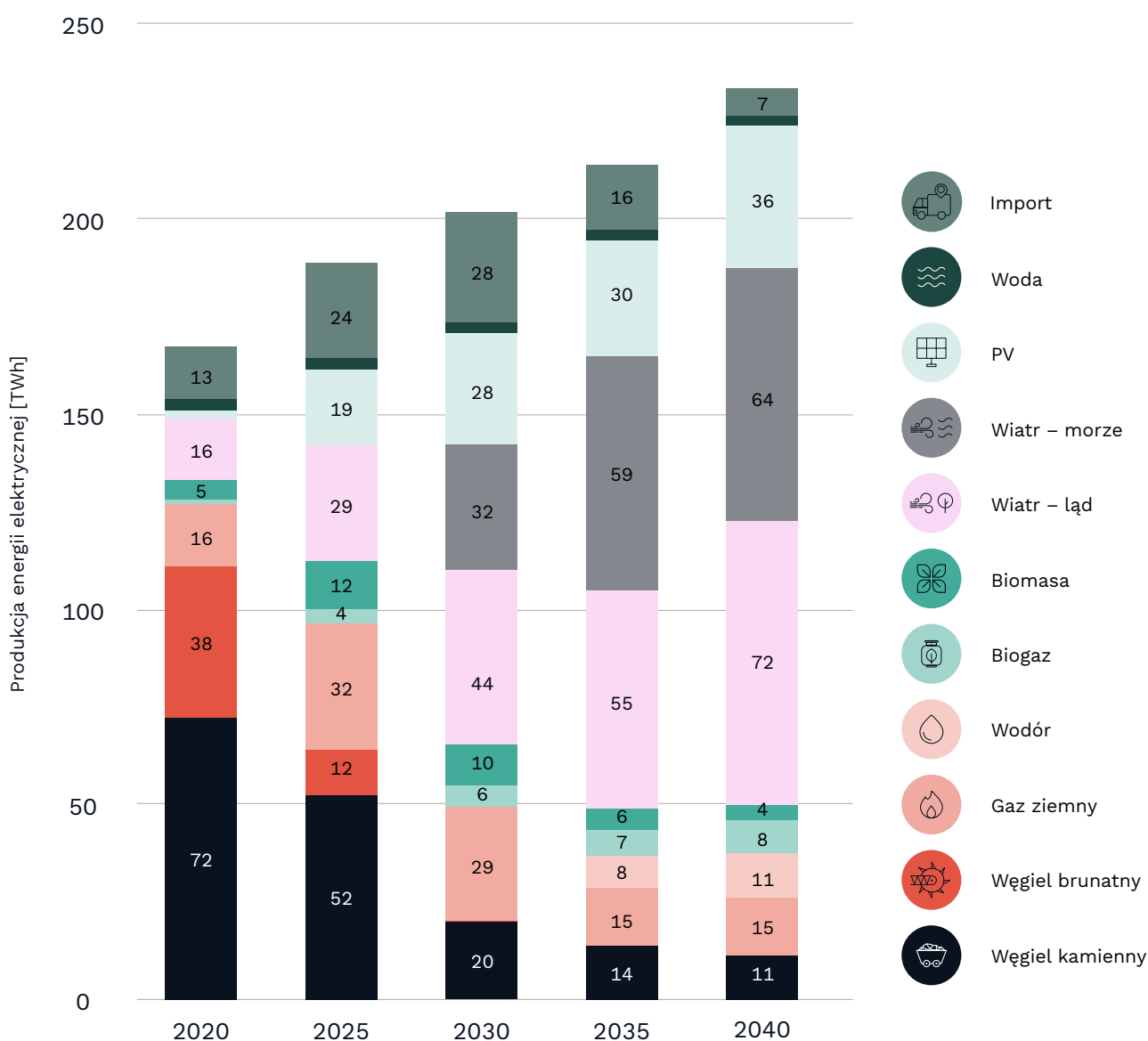
Dramatycznie niskie ambicje dotyczące rozwoju OZE w PEP2040 prowadzą nie tylko do uzależnienia Polski od importu energii, ale także do gwałtownego wzrostu kosztów wytwarzania energii. W scenariuszu “Wysokich cen CO<sub>2</sub>” bez importu (czyli zgodnie z założeniami PEP2040), średni krańcowy koszt produkcji energii elektrycznej<sup>33</sup> do 2030 r. rośnie ponad dwukrotnie (o 123 proc.) w stosunku do wartości z końca 2020 r. i jest dwukrotnie wyższy niż w scenariuszu Instratu. Należy wspomnieć, że wzrost cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w pierwszej połowie 2021 r. oznacza, że już teraz koszt wytwarzania jest bliżej wartości z 2025 r. – przy cenach ETS 50 EUR/t wynosi on ok. 344 PLN/MWh. Nawet przy takim punkcie odniesienia, scena-

32 Zakładając pełną podaż energii w krajach sąsiednich, co nie musi być zawsze spełnione. Patrz: wyjaśnienie w dalszej części rozdziału oraz publikacja: “Brakujący element układanki”

33 SRMC – krańcowy koszt wytwarzania energii elektrycznej, nie przekłada się on wprost na ceny energii w gospodarstwach domowych, ale należy go traktować jako wartość, poniżej której nie może spaść hurtowa cena energii / cena energii na rynku kontraktów terminowych. Te z kolei kształtują taryfy (co może się odbywać z pewnym opóźnieniem, bo wymaga zatwierdzenia przez Urząd Regulacji Energetyki). Szerzej temat omówiono w publikacji “Brakujący element układanki”.

riusz PEP2040 będzie prowadził do dalszego wzrostu SRMC w perspektywie 2025 i 2030. W latach 2030-2040, SRMC dla scenariusza PEP2040 z importem wynosi kolejno o 44 proc., 96 proc. i 146 proc. więcej niż w scenariuszu Instrat. Dla scenariusza PEP2040 bez importu, już w 2030 r. SRMC jest o 98 proc. wyższe niż w scenariuszu Instrat, a w dalszych latach jest to różnica nawet 218 proc. W scenariuszu Instrat już w roku 2030 koszt wytwarzania spada poniżej wartości z pierwszej połowy 2021 r., a w roku 2040 jest on o 44 proc. niższy niż w roku 2020, co redukuje również import o 48 proc. w stosunku do 2020 r. W scenariuszu PEP2040 SRMC maleje nieco od roku 2035 r. z powodu planowanego uruchomienia elektrowni atomowej, jednak nawet wartości w 2040 r. kształtują się powyżej wartości z 2020 r. Oznacza to, że Polska nadal miałaby droższy miks energetyczny niż kraje sąsiednie i skazana by była na bycie importerem netto energii elektrycznej.

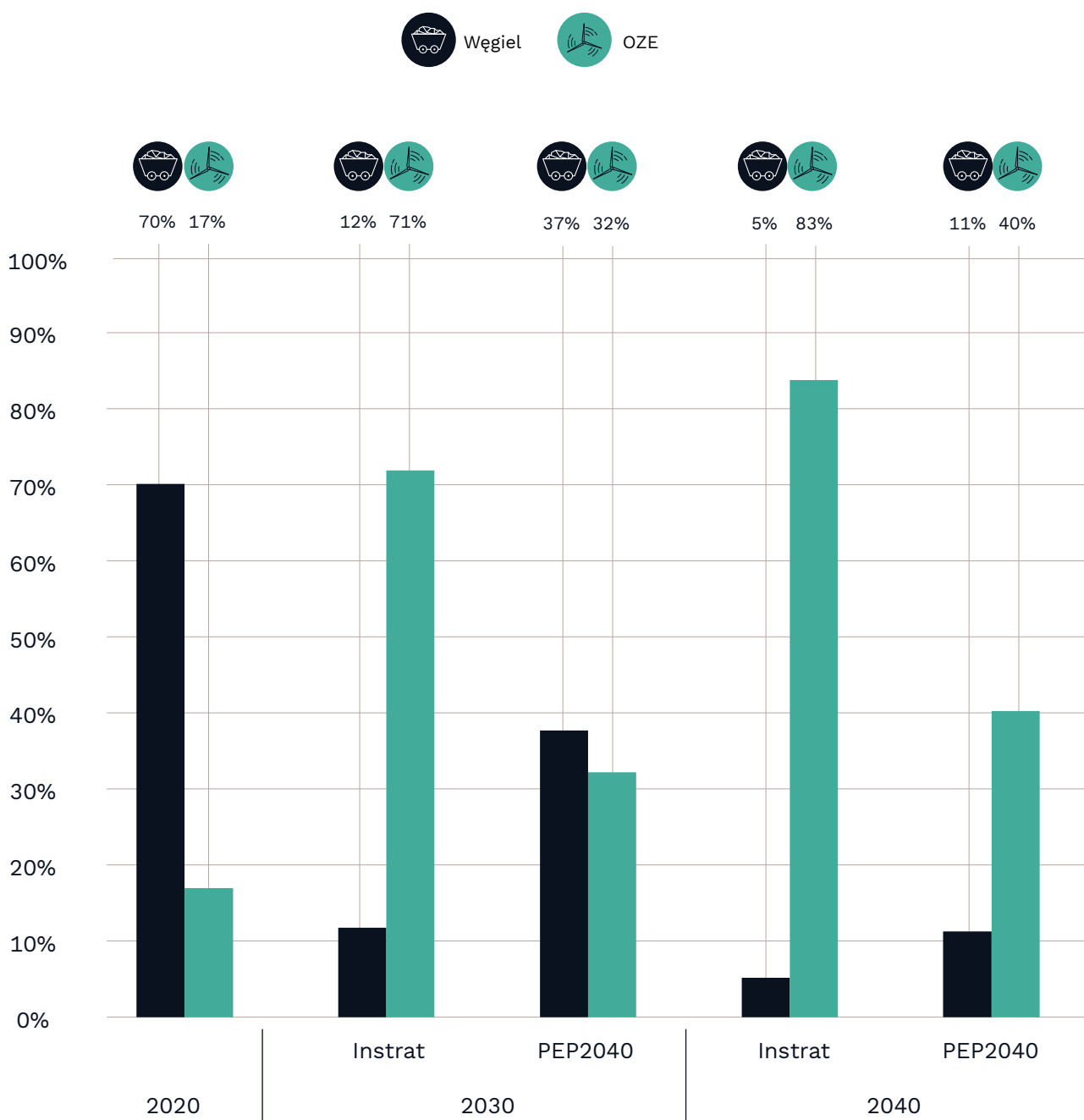
**Rysunek 29. Produkcja energii elektrycznej brutto dla poszczególnych technologii [TWh]**



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelowania, dla roku 2020 dane ARE za: energy.instrat.pl



Rysunek 30. Udział paliw kopalnych i OZE w krajowej produkcji energii elektrycznej

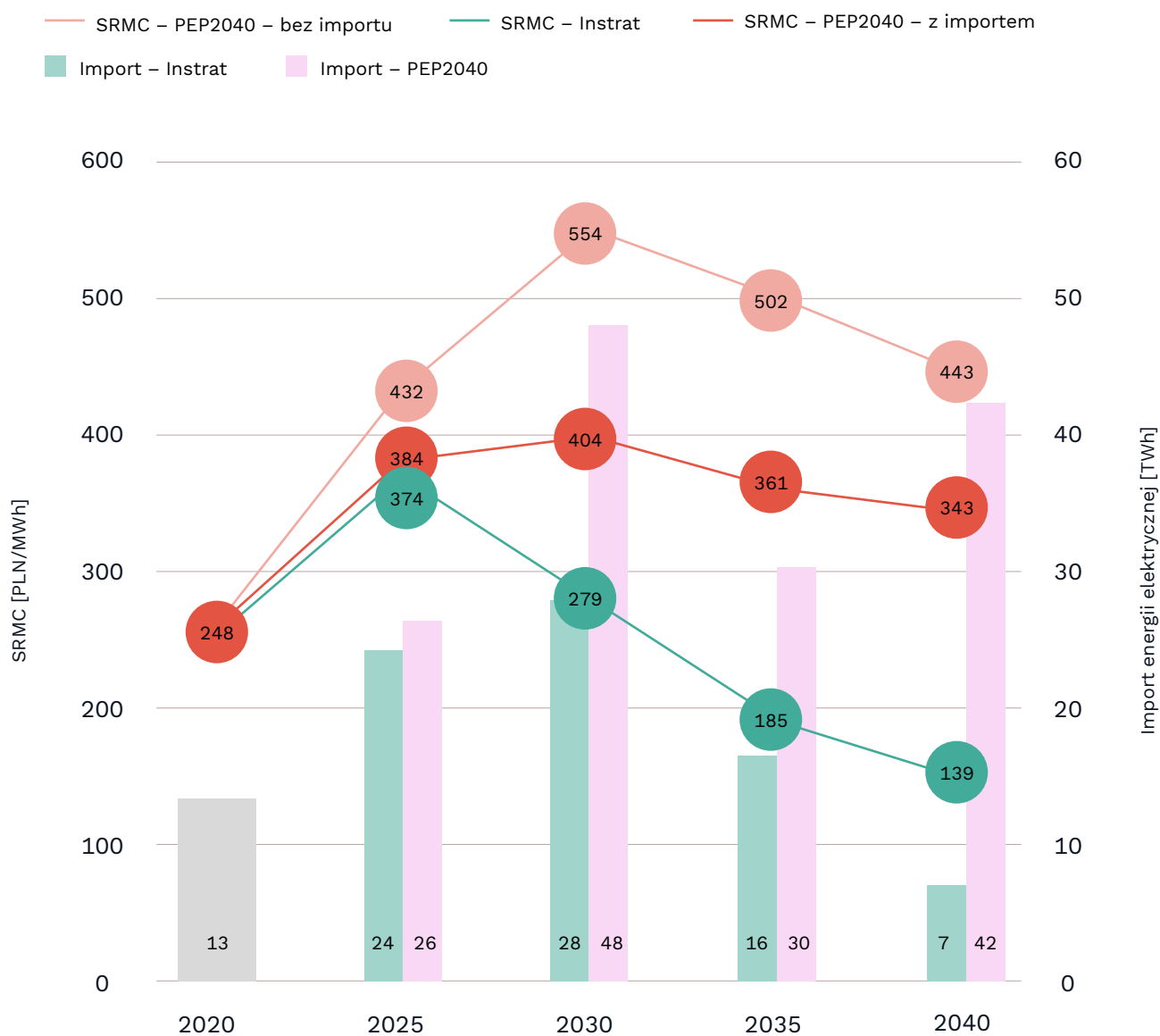


Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelowania oraz PEP2040, dla roku 2020 dane ARE za: [energy.instrat.pl](http://energy.instrat.pl)

Warto nadmienić, że w scenariuszu Instrat, wzrost obciążenia połączeń transgranicznych nie rośnie znacząco w stosunku do 2020 r. – w 2020 r. wyniosło ono 33 proc., a w 2030 r. wzrosłyby do 43 proc. Oznacza to, że realizacja wartości importu wynikających z optymalizacji kosztowej nie powinna stanowić wyzwania pod względem technicznym. Zgodnie z unijnymi regulacjami, od 2025 r. Operator Systemu Przesyłowego ma obowiązek udostępniać 70 proc. technicznej przepustowości łączy transgranicznych na przepływy handlowe. Wysokie SRMC scenariusza PEP2040 będzie więc prowadziło do gwałtownego wzrostu importu, który w roku 2030 r. osią-

gnie aż 75 proc. technicznej przepustowości łączy. Taka wartość może nie być możliwa do realizacji, co oznaczałoby konieczność uruchamiania większej niż optymalna liczby jednostek wytwórczych na węgiel, a tym samym zwiększenie SRMC. Zakłada się także pełną dostępność podaży energii po stronie krajów sąsiednich, co jest oczywistym uproszczeniem. W scenariuszu PEP2040 z importu korzysta się jednak nie tylko w momentach szczytowego zapotrzebowania i ograniczonej podaży energii z wiatru/słońca (jak w scenariuszu In strat), ale przede wszystkim w miejsce drogich polskich jednostek węglowych. To oznacza, że import odbywa się także w momentach występowania ogromnych nadwyżek energii w innych krajach, które mogą sprzedawać je Polsce po wyższych cenach niż na swoim rynku krajowym, wciąż konkurując skutecznie z polskimi elektrowniami.

**Rysunek 31. Średni koszt krańcowy produkcji energii elektrycznej**



Źródło: Opracowanie własne In strat

Oczywiście, rozważania o średnim koszcie wytwarzania energii nie dają pełnego obrazu kształtowania cen na rynku energii, w szczególności z powodu stosowania taryf regulowanych dla gospodarstw domowych. Temat szerzej omówiono w publikacji: “Brakujący element układanki”. Warto jednak poruszyć jeden z ważnych aspektów rozwoju OZE – występowanie nadwyżek energii. Zmienność profili produkcji energii z wiatru i słońca, oraz niedopasowanie ich do profilu zapotrzebowania oznacza, że w poszczególnych godzinach roku występuje niedobór lub nadwyżka energii z OZE. Zjawisko to można częściowo niwelować stosowaniem magazynów energii czy dynamicznym sterowaniem popytem. Jednak w większości scenariuszy z dużym udziałem OZE w miksie energetycznym, nadwyżki sięgają nawet kilkudziesięciu procent zdolności produkcyjnych, co z kolei stanowi ryzyko dla rentowności instalacji OZE i/lub konieczność dodatkowej kompensacji utraconych zysków przez państwo. Jednym ze sposobów odpowiedzi na to wyzwanie jest wykorzystanie nadwyżek energii z OZE do produkcji zielonego wodoru w procesie elektrolizy.

Instalacja 10 GW elektrolizerów do 2040 r. pozwoliłaby na wyprodukowanie 0,97 mln t zielonego wodoru<sup>34</sup>. Jest to znacząco więcej niż wynosi zapotrzebowanie na wodór w proponowanych blokach CCGT i OCGT – 0,62 mln t w 2040 r.. Możliwa byłaby więc także produkcja wodoru na potrzeby transportu czy przemysłu. Wyprodukowanie wspomnianych 0,97 mln t zielonego wodoru pochłonęłoby ok. 50,4 TWh energii elektrycznej<sup>35</sup> – niemal całość nadwyżek energii z OZE w 2040 r. (57 TWh)<sup>36</sup>. Zgodnie z szacunkami Aurora Energy Research (2021), zastosowanie elektrolizerów może zmniejszyć współczynnik niewykorzystanej energii<sup>37</sup> ze słońca do 1 proc. i wiatru na lądzie do 5 proc. w 2040 r. Wykorzystanie elektrolizerów zwiększyłoby także współczynnik wykorzystania mocy w potencjalnej elektrowni atomowej. Warto zaznaczyć, że w omawianym scenariuszu łączna sprawność wykorzystania zielonego wodoru jest bardzo niska (rzędu 30 proc.) z powodu spalania go m.in. w blokach OCGT. W przyszłości należy się spodziewać wzrostu efektywności elektrolizerów oraz powszechnego zastosowania ogniwi paliwowych, co zwiększyłoby sprawność całego procesu (energia elektryczna – > wodór – > energia elektryczna) do nawet 50 proc.

Zaktualizowany scenariusz InStrat prowadzi do pogłębionej redukcji emisji CO<sub>2</sub> w elektroenergetyce – aż o 65,5 proc. w 2030 r. względem roku 2015 (Rys. 32), co niemalże odpowiada wartości planowanej dla całej UE – 70 proc. (Komisja Europejska, 2020). Po roku 2030 możliwa jest dalsza

---

34 przy założeniu 5000 godzin pracy rocznie i sprawności 70 proc. – zgodnie z projektem Polskiej Strategii Wodorowej (MKiŚ, 2021a).

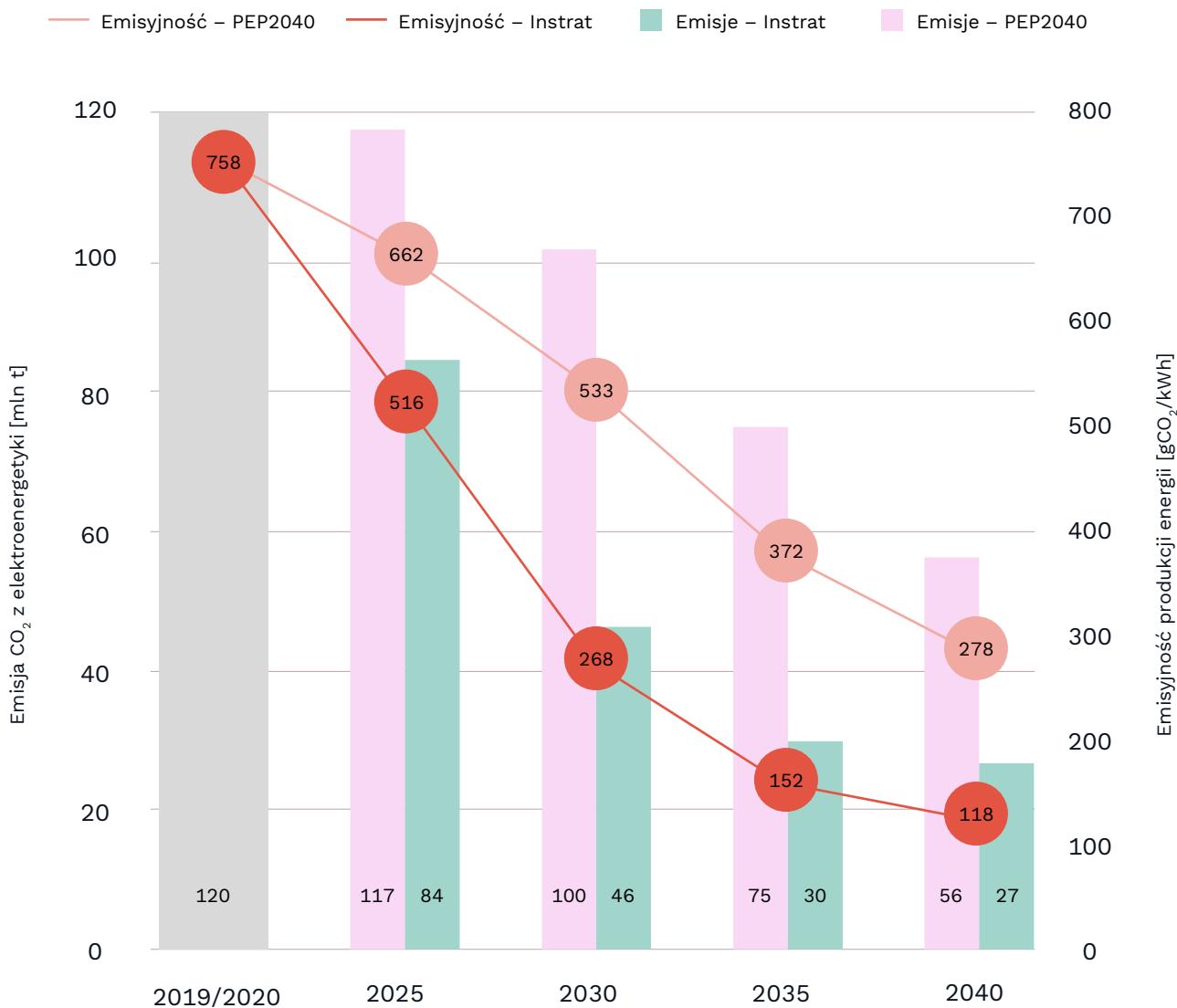
35 j.w. przy sprawności 70 proc. i kaloryczności 130 MJ / kg.

36 Szczegółowa analiza zagadnienia wymagałaby implementacji elektrolizerów w modelu co wykracza poza zakres niniejszego opracowania. Przy braku optymalizacji profilu produkcji wodoru i czerpaniu energii jedynie w momentach występowania nadwyżki OZE, elektrolizery o mocy 10 GW mogłyby skonsumentować 28 TWh z tych nadwyżek. Zakłada się jednak dynamiczne sterowanie produkcją wodoru, w tym dopasowanie obciążenia elektrolizerów do krajowego zapotrzebowania na energię, produkcji z poszczególnych źródeł, profilu importu itd., co pozwala na optymalizację ich wykorzystania i maksymalne ograniczenie nadwyżek energii z OZE.

37 ang. curtailment, czyli różnica między tym, co instalacja OZE mogłaby wyprodukować, a co może przyjąć w danym momencie system elektroenergetyczny.

redukcja emisji do 27 mln t w 2040 r. – jest to o 40 proc. mniej niż w raporcie “Droga do celu”, co wynika przede wszystkim z ograniczenia wysokoemisyjnego spalania biomasy i biogazu. Wartość uzyskiwana w latach 2030 i 2040 jest o ponad połowę niższa niż w scenariuszu PEP2040, który nie jest kompatybilny z unijnym celem GHG-55%. Emisyjność na jednostkę wyprodukowanej energii elektrycznej spada w scenariuszu Instrat do 268 gCO<sub>2</sub>/kWh w 2030 r. i 118 gCO<sub>2</sub>/kWh – w 2040 r. jest to niemal dziesięciokrotnie mniej niż w niektórych blokach Elektrowni Bełchatów czy Pątnów. Najlepsze bloki na węgiel kamienny osiągają emisyjność rzędu 700 gCO<sub>2</sub>/kWh (Jaworzno 2 B7, Kozienice B11, Opole B5-6, Łagisza B10). W PEP2040 emisyjność w latach 2030-2040 jest mniej więcej dwukrotnie wyższa niż w scenariuszu Instrat, w 2035 r. wciąż przekracza wartość typowo zakładaną dla energetyki gazowej – 300-350 gCO<sub>2</sub>/kWh, a to oznaczałoby, że w latach 30-tych Polska wciąż miałaby najbardziej emisyjny miks elektroenergetyczny w Unii Europejskiej.

**Rysunek 32. Emisje CO<sub>2</sub> z sektora elektroenergetycznego**



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelowania oraz danych Eurostat, ARE, EEA, KOBiZE, energy.instrat.pl, PEP2040

W strukturze emisji w 2040 r. dominują elektrociepłownie – 38,5 proc., w dalszej kolejności elektrownie przemysłowe – 24,2 proc., biogaz i biomasa – 22,1 proc. i pozostałe jednostki konwencjonalne nJWCD – 12 proc. Wysiłki na rzecz całkowitej dekarbonizacji sektora elektroenergetycznego muszą się więc skupić na segmencie ciepła systemowego, w którym jednostki węglowe powinny być zamieniane na gazowe ze współspalaniem wodoru. Podobną transformację należy przeprowadzić wśród elektrowni i elektrociepłowni przemysłowych. W perspektywie 2050 r., spalarnie biomasy i biogazu będą prawdopodobnie musiały być wyposażone w systemy wychwytu i składowania CO<sub>2</sub>. **Należy jednak podkreślić, że proponowany przez Instraat scenariusz prowadzi do czterokrotnej redukcji emisji CO<sub>2</sub> w latach 2020-2040, umożliwiając nie tylko realizację celów UE na rok 2030, ale także przenosząc polską energetykę w pobliże celu neutralności klimatycznej w roku 2050.**

# Bibliografia

- Aurora Energy Research. (2021). Decarbonising the Polish power sector: net zero pathways and security of supply: <https://auroraer.com/insight/decarbonising-the-polish-power-sector-net-zero-pathways-and-security-of-supply/>
- Biuletyn Informacji Publicznej. (2021). Projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw: <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12346353/katalog/12785197#12785197>
- Brown, T., Hörsch, J., Schlachtberger, D. (2018). PyPSA: Python for Power System Analysis, *Journal of Open Research Software*, 6(1), arXiv:1707.09913, DOI: 10.5334/jors.188
- Bódis, K., Kougias, I., Jäger-Waldau, A., Taylor N., Szabó, S. (2019). A high-resolution geospatial assessment of the rooftop solar photovoltaic potential in the European Union, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 114: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032119305179#!>
- BNEF. (2021). The EU's Carbon Market is About to Enter Its Turbulent 20s: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-04-01/the-eu-s-carbon-market-is-about-to-enter-its-turbulent-20s>
- Camia, A., Giuntoli, J., Jonsson, R., Robert, N., Cazzaniga, N.E., Jasinevičius, G., Avitabile, V., Grassi, G., Barredo, J.I., Mubareka, S. (2021). The use of woody biomass for energy purposes in the EU, EUR 30548 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, ISBN 978-92-76-27867-2, doi:10.2760/831621, JRC122719
- Chmarzyński, W. (2021). Chmarzyński: Grunty pod farmy fotowoltaiczne to towar deficytowy: <https://globenergia.pl/chmarzynski-grunty-pod-farmy-fotowoltaiczne-to-towar-deficytowy/>
- Copernicus Land Monitoring Service. European Environmental Agency (EEA). (2012). Corine Land Cover (CLC), v. 18.5.1.
- Copernicus Land Monitoring Service. (2018): <https://land.copernicus.eu/pan-european/high-resolution-layers/water-wetness/status-maps/water-wetness-2018>
- Czyżak, P., Sikorski, M., Wrona, A. (2021). Wiatr w żagle. Zasada 10H a potencjał lądowej energetyki wiatrowej w Polsce. In: *Strat Policy Note 01/2021*: <http://instrat.pl/zasada-10h/>
- Czyżak, P., Wrona, A. (2021). Droga do celu. Odejście od węgla w polskiej elektroenergetyce. In: *Strat Policy Paper 01/2021*: <http://instrat.pl/odejscie-od-węgla/>
- Dziennik Urzędowy Rzeczypospolitej Polskiej. (2021). Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r. MONITOR POLSKI: <https://monitorpolski.gov.pl/M2021000026401.pdf>
- Ecologic & Climact. (2020). Analysing the impact assessment on raising the EU climate target: [https://www.ecologic.eu/sites/files/publication/2020/eu2030-ia-analysis\\_final.pdf](https://www.ecologic.eu/sites/files/publication/2020/eu2030-ia-analysis_final.pdf)
- edie.net. (2021). UK's energy storage pipeline passes 16GW: <https://www.edie.net/news/8/UK-s-energy-storage-pipeline-passes-16GW/>
- EMODnet Digital Bathymetry (DTM): <https://www.emodnet-bathymetry.eu/>
- Energy.instrat.pl. (2021). Dane: [http://energy.instrat.pl/offshore\\_map](http://energy.instrat.pl/offshore_map)
- Energy.instrat.pl. (2021a). Dane: [http://energy.instrat.pl/co2\\_prices](http://energy.instrat.pl/co2_prices)
- Energy.instrat.pl. (2021b). Dane: [http://energy.instrat.pl/pv\\_potential](http://energy.instrat.pl/pv_potential) i [http://energy.instrat.pl/wind\\_potential](http://energy.instrat.pl/wind_potential)
- Energy.instrat.pl. (2021c). Dane: [http://energy.instrat.pl/generation\\_by\\_unit](http://energy.instrat.pl/generation_by_unit)
- Energy.instrat.pl. (2021d). Dane: [http://energy.instrat.pl/total\\_load](http://energy.instrat.pl/total_load)
- energy-storage.news. (2021). Battery storage 30% cheaper than new gas peaker plants, Australian study finds: <https://www.energy-storage.news/news/battery-storage-30-cheaper-than-new-gas-peaker-plants-australian-study-find>

- energy-storage.news. (2021a). More than 300,000 battery storage systems installed in German households: <https://www.energy-storage.news/more-than-300000-battery-storage-systems-installed-in-german-households>
- EPA. (2014). Emission Factors for Greenhouse Gas Inventories: [https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-07/documents/emission-factors\\_2014.pdf](https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-07/documents/emission-factors_2014.pdf)
- European Environment Agency (EEA). (2013). Digital Elevation Model over Europe (EU-DEM): [https://www.eea.europa.eu/ds\\_resolveuid/ca503256de1b4231b029e4145d0a8b7b](https://www.eea.europa.eu/ds_resolveuid/ca503256de1b4231b029e4145d0a8b7b)
- Fajer, M. (2014). Bonitacja gleb. Encyklopedia Województwa Śląskiego: [http://ibrbs.pl/media-wiki/index.php/Bonitacja\\_gleb](http://ibrbs.pl/media-wiki/index.php/Bonitacja_gleb)
- Geofabrik. (2021). OpenStreetMap Data Extracts: <https://download.geofabrik.de/>
- GISCO. (2013). Transport Networks: Airports 2013. Eurostat: <http://ec.europa.eu/eurostat/web/gisco/geodata/reference-data/transport-networks>
- GISCO. (2014). Hydrography (LAEA). Eurostat: <http://ec.europa.eu/eurostat/web/gisco/geodata/reference-data/elevation/hydrography-laea>
- gramwzielone.pl. (2019). ak DSR może pomóc polskiej energetyce: <https://www.gramwzielone.pl/trendy/101598/jak-dsr-moze-pomoc-polskiej-energetyce-rozmowa>
- GUS. (2013). ZAMIESZKANE BUDYNKI, Narodowy Spis Powszechny Ludności i Mieszkań 2011, WARSZAWA 2013
- Hanas, I. (2020). Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ogłosił wyniki aukcji przeprowadzonych w 2020 r., 2020: <http://www.codozasady.pl/prezes-urzedu-regulacji-energetyki-oglosil-wyniki-aukcji-przeprowadzonych-w-2020-r/>
- Instytut Energetyki Odnawialnej. (2021). Rynek fotowoltaiki w Polsce 2021: <https://ieo.pl/pl/aktualnosci/1538-rynek-fotowoltaiki-w-polsce-2021>
- IRENA. (2015). Biomass for Heat and Power: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA-ETSAP\\_Tech\\_Brief\\_E05\\_Biomass-for-Heat-and-Power.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA-ETSAP_Tech_Brief_E05_Biomass-for-Heat-and-Power.pdf)
- IUNG. (2015). Potencjał biomasy w Polsce: <http://biomasa.pw.iung.pl/publikacje.html>
- IUNG. (2021). Mapa glebowo-rolnicza. [dostęp ograniczony]
- Kapetaki, Z., Ruiz Castillo, P., Armani, R., Bodis, K., Fahl, F., Gonzalez Aparicio, I., Jaeger-Waldau, A., Lebedeva, N., Pinedo Pascua, I., Scarlat, N., Taylor, N., Telsnig, T., Uihlein, A., Vazquez Hernandez, C. and Zangheri, P., (2020). Clean energy technologies in coal regions, Kapetaki, Z. editor(s), EUR 29895 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, ISBN 978-92-76-12330-9, doi:10.2760/063496, JRC117938
- Komisja Europejska. (2020). Stepping up Europe's 2030 climate ambition: Investing in a climate-neutral future for the benefit of our planet: [https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/eu-climate-action/docs/impact\\_part2\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/eu-climate-action/docs/impact_part2_en.pdf)
- Komisja Europejska. (2020a). A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen\\_strategy.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf)
- Krawczyk, A. (2011). SEMINARIUM Odnawialne źródła energii Piechowice 20-21 września 2011 r.: <https://www.dodr.pl/II/5/22/4/6/5.pdf>
- Kupecki, J., Deuzkiewicz, M., Korda-Burza, A., Milewski J., Pawlak, S., Rostonek, G., Skrzypkiewicz, M., Świerczek, K., Teodorczyk, A., Wieczorek, W. (2020). Gospodarka wodorowa: <https://klasterwodorowy.pl/images/zdjecia/Gospodarka%20Wodorowa.%20Rekomendacje%20grupy%204.pdf>
- Magazyn Biomasa. (2018). Potencjał biomasowy w Polsce – aktualne dane: <https://magazynbiomasa.pl/potencjal-biogazowy-w-polsce-aktualne-dane/>
- Magazyn Biomasa. (2020). Biogaz w Polsce – raport 2020: <https://magazynbiomasa.pl/biogaz-w-polsce-raport-2020-dzis-premiera-publicacji/>
- Mazowiecka Agencja Energetyczna. (2009). Biogaz roliczy – produkcja i wykorzystanie: [http://www.mae.com.pl/files/poradnik\\_biogazowy\\_mae.pdf](http://www.mae.com.pl/files/poradnik_biogazowy_mae.pdf)
- Ministerstwo Klimatu i Środowiska. (2021). Nowelizacja ustawy o OZE przyjęta przez Radę Ministrów: <https://www.gov.pl/web/klimat/nawelizacja-ustawy-o-oze-przyjeta-przez-rade-ministrow>
- Ministerstwo Klimatu i Środowiska. (2021a). Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do 2040 r.: <https://bip.mos.gov.pl/strategie-plany-programy/polska-strategia-wodorowa-do-roku-2030-z-perspektywa-do-2040-r/>
- Ministerstwo Klimatu i Środowiska. (2021b). Co mieszkańcy Polski sądzą o energetyce wiatrowej: <https://www.gov.pl/web/klimat/co-mieszkanicy-polski-sadza-o-energetyce-wiatrowej>

- Montel. (2021). CO2 prices to average EUR 56.72 in Q3 – analysis: <https://www.montelnews.com/en/story/co2-prices-to-average-eur-5672-in-q3--analysts-/1230423>
- NFOŚiGW. (2021). Mój Prąd: <https://mojprad.gov.pl/>
- OpenStreetMap contributors. (2012). Planet dump.
- OpenStreetMap. (2021): <https://www.openstreetmap.org/>, klucz – power, wartości transformer oraz substation
- Pietzcker, R.C., Osorio, S., Rodrigues, R. (2021). Tightening EU ETS targets in line with the European Green Deal: Impacts on the decarbonization of the EU power sector. *Applied Energy* 293: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261921003962>
- Pfenninger, S., and Staffell, I. (2016). Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. *Energy* 114, pp. 1251-1265: <https://www.renewables.ninja/>
- PGE. (2020). Strategia Grupy PEG: neutralność klimatyczna w 2050 r.: <https://www.gkpge.pl/strategia2030>
- PSE. (2020). Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030: [https://www.pse.pl/documents/20182/21595261/Dokument\\_glowny\\_PRSP\\_2021-2030\\_20200528.pdf](https://www.pse.pl/documents/20182/21595261/Dokument_glowny_PRSP_2021-2030_20200528.pdf)
- PSE. (2021). Wykaz podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródeł do Krajowej Sieci Przesyłowej: [https://www.pse.pl/documents/20182/51490/Wykaz\\_podmiotow\\_ubiegajacych\\_sie\\_o\\_przylaczenie.pdf](https://www.pse.pl/documents/20182/51490/Wykaz_podmiotow_ubiegajacych_sie_o_przylaczenie.pdf)
- PSEW. (2020). Power from the Baltic Sea to green the Polish economy: <http://psew.pl/en/2020/09/30/power-from-the-baltic-sea-to-green-the-polish-economy/>
- RechargeNews.com. (2020). Plans unveiled for 1GW green-hydrogen power plant fuelled by wind and solar: <https://www.rechargenews.com/transition/plans-unveiled-for-1gw-green-hydrogen-power-plant-fuelled-by-wind-and-solar/2-1-812928>
- RechargeNews.com. (2021). By 2030, blue hydrogen will make little economic sense vs green: BNEF: <https://www.rechargenews.com/energy-transition/by-2030-blue-hydrogen-will-make-little-economic-sense-versus-green-bnef/2-1-991590>
- Ruiz, P., Nijs, W., Tarvydas, D., Sgobbi, A., Zucker, A., Pili, R., ... & Thrän, D. (2019). ENSPRE-SO-an open, EU-28 wide, transparent and coherent database of wind, solar and biomass energy potentials. *Energy Strategy Reviews*, 26, 100379: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X19300720>
- Ryberg, D. S., Robinius, M., & Stolten, D. (2017). Methodological Framework for Determining the Land Eligibility of Renewable Energy Sources. *ArXiv*
- Ryberg, D.S.; Tulemat, Z.; Stolten, D.; Robinius, M. (2020). Uniformly constrained land eligibility for onshore European wind power, *Renewable Energy* 146
- SIPAM. (2021). System Informacji Przestrzennej Administracji Morskiej: [www.sipam.gov.pl](http://www.sipam.gov.pl)
- Staffell, I., and Pfenninger, S. (2016a). Using Bias-Corrected Reanalysis to Simulate Current and Future Wind Power Output. *Energy* 114, pp. 1224-1239: <https://www.renewables.ninja/>
- Sunday Polska. (2021). ASM – Centrum Badań i Analiz Rynku dla Sunday Polska: <http://media.sundaypolska.pl/134661-badanie-sunday-polska-boom-na-fotowoltaike>
- Szymański, B. (2019). Instalacje fotowoltaiczne, Wydanie VIII, Globenergia, Kraków 2019
- Technical University of Denmark. (2021). Global Wind Atlas: <https://globalwindatlas.info/downloads/gis-files>
- Terlikowski, J. (2012). Biomasa z trwałych użytków zielonych jako źródło energii odnawialnej: [http://yadda.icm.edu.pl/yadda/element/bwmeta1.element.baztech-article-BAR-0-0066-0028/c/httpwww\\_itep\\_edu\\_plwydawnictwopirzeszyt752012jterlikowski2020biomasa.pdf](http://yadda.icm.edu.pl/yadda/element/bwmeta1.element.baztech-article-BAR-0-0066-0028/c/httpwww_itep_edu_plwydawnictwopirzeszyt752012jterlikowski2020biomasa.pdf)
- UNEP-WCMC and IUCN. (2016). Protected Planet: The World Database on Protected Areas (WDPA): <https://www.iucn.org/theme/protected-areas/our-work/world-database-protected-areas>
- Urząd Regulacji Energetyki. (2020). Prezes URE rozstrzygnął ostatnią aukcję OZE i podsumowuje wyniki wszystkich tegorocznych aukcji na sprzedaż zielonej energii: <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/9191,Prezes-URE-rozstrzygnal-ostatnia-aukcje-OZE-i-podsumowuje-wyniki-wszystkich-tego.html>



- Urząd Regulacji Energetyki. (2021). Offshore: wchodzi w życie ustawa o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych: <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/aktualnosci/9306,Offshore-wchodzi-w-zycie-ustawa-o-promowaniu-wytwarzania-energii-elektrycznej-w-.html>
- Węgrzyn, A., Cybulski, O., Mielczarkowska, A., Tomaszczak D., Szymański, K., Pawlak, M. (2020). Analiza porównawcza możliwości zastąpienia konwencjonalnych źródeł energii źródłami OZE, na potrzeby transformacji energetycznej w ramach Łużyciego Zielonego Ładu: <https://www.cire.pl/item,205370,1,29,30,0,352087,0,turow-magazynem-i-klastrem-energii.html>
- Wysokienapięcie.pl. (2017). 70% farm wiatrowych przyniosło straty: <https://wysokienapiecie.pl/2337-70-farm-wiatrowych-przyniosla-straty/>
- Wysokienapięcie.pl. (2021). Nowa elektrownia na Wiśle: ogromne koszty, marne skutki: <https://wysokienapiecie.pl/36795-nowa-elektrownia-na-wisle-gigantyczne-koszty-marne-skutki/>
- Wysokienapięcie.pl. (2021a). Nowe zasady rozliczania prosumentów gorsze o 1000 zł rocznie: <https://wysokienapiecie.pl/38116-nowe-zasady-rozliczania-prosumentow-gorsze-o-1000-zl-rocznie/>
- ZE PAK. (2020). Raport bieżący nr 44/2020: <https://ri.zepak.com.pl/pl/raporty/raporty-biezsce/1463-umowa-dotyczaca-budowy-farmy-fotowoltaicznej-o-mocy-70-mwp-w-brudzewie.html>





