

Polski nie stać na średnie ambicje

Oszczędności dzięki szybkiemu
rozwojowi OZE do 2030 r.



Polski nie stać na średnie ambicje

Oszczędności dzięki szybkiemu
rozwojowi OZE do 2030 r.



Instrat Policy Paper 03/2023

Patryk Kubiczek

Michał Smoleń

Warszawa, marzec 2023

Rekomendujemy cytowanie:

P. Kubiczek, M. Smoleń, *Polski nie stać na średnie ambicje. Oszczędności dzięki szybkiemu rozwojowi OZE do 2030 r.*

Instrat Policy Paper 03/2023

Autorstwo:

Patryk Kubiczek, Michał Smoleń

Współpraca:

Michał Hetmański, Bernard Swoczyna,
Wojciech Żelisko

Redakcja:

Julia Zaleska

Projekt okładki i skład:

Anna Olczak

Kontakt:

Michał Smoleń, michal.smolen@instrat.pl

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

Publikacja powstała przy wsparciu Europejskiej Fundacji Klimatycznej (ECF).

Publikacja jest dostępna do pobrania pod adresem: www.instrat.pl/pypsa-marzec-2023.

Wszelkie błędy są nasze.

Stosuje się zwyczajowe zastrzeżenia.

Instrat Policy Paper 03/2023

Warszawa, marzec 2023

ISBN: 978-83-967509-0-7

Spis treści

Kluczowe wnioski i liczby	2
1. Wprowadzenie	3
2. Polski miks elektroenergetyczny do 2030 r.	5
2.1. Założenia dla scenariuszy	5
2.2. Do 2030 r. optaca się rozwijać OZE tak szybko, jak to możliwe	8
2.3. Mniej OZE to wyższy import gazu i prądu	8
3. Nie palmy pieniędzy	12
4. Podsumowanie	15
5. Wybrane szczegóły metodologiczne	17
6. Bibliografia	21

Kluczowe wnioski i liczby



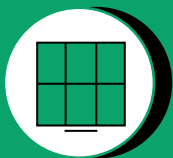
68%
OZE w 2030 r.

tyle według modelowania Fundacji InStrat może wynieść udział odnawialnych źródeł energii w polskim miksie elektroenergetycznym w scenariuszu wysokich ambicji OZE. To o 15 punktów procentowych więcej niż w scenariuszu średnich ambicji.



31 mld zł

wyniesie oszczędność na kosztach zakupu gazu ziemnego oraz uprawnień do emisji CO₂ w scenariuszu wysokich ambicji OZE w porównaniu do scenariusza średnich ambicji (łącznie w latach 2026–2030). To ok. 1% PKB Polski z 2022 r.



12 TWh

tyle może wynieść import netto energii elektrycznej w 2030 r. w scenariuszu średnich ambicji rozwoju OZE. W scenariuszu wysokich ambicji bilans zbliża się do zera netto dzięki wyższej produkcji z elektrowni słonecznych i wiatrowych.



15%
wyższe emisje CO₂

w 2030 r. emisje z elektroenergetyki w scenariuszu średnich ambicji wyniosą 40 mln ton CO₂ wobec 35 mln ton CO₂ w scenariuszu wysokich ambicji. Łącznie w latach 2026–2030 wyższy poziom ambicji rozwoju OZE pozwala uniknąć aż 20 mln ton emisji CO₂.

- Przy użyciu zaktualizowanego modelu PyPSA-PL analizujemy dwie ścieżki rozwoju OZE w Polsce – **scenariusz wysokich ambicji** oraz **scenariusz średnich ambicji**. W obu wariantach szybko ograniczamy wykorzystanie paliw kopalnych w produkcji energii elektrycznej. Jednak jedynie scenariusz wysokich ambicji OZE odpowiada unijnym celom klimatycznym.
- Bez odblokowania energetyki wiatrowej na lądzie, zniesienia barier administracyjnych oraz bezprecedensowego programu modernizacji sieci elektroenergetycznych, podążymy ścieżką co najwyżej średnich ambicji. Przełoży się to na większe uzależnienie od paliw kopalnych, a przede wszystkim importowanego gazu ziemnego.
- Model systemu elektroenergetycznego InStrat uwzględnia konieczność zapewnienia mocy w każdej godzinie roku przy zachowaniu odpowiedniej rezerwy gwarantującej krótkoterminowe bezpieczeństwo energetyczne. Przy pomocy tego narzędzia będziemy w dalszych publikacjach analizować kolejne aspekty polskiej transformacji energetycznej.

1. Wprowadzenie

Elektrownie słoneczne i wiatrowe to najtańsze nowe źródła energii elektrycznej. Rozwój technologiczny doprowadził do obniżenia kosztów wytwarzania energii w takich instalacjach o odpowiednio 88% oraz 68% w porównaniu do roku 2010 (IRENA, 2022, s. 30–31). W odróżnieniu od elektrowni węglowych i gazowych, energetyka odnawialna nie jest uzależniona od zmiennych cen paliw oraz rosnących kosztów uprawnień do emisji dwutlenku węgla. Ich oczywistym ograniczeniem jest natomiast zależność produkcji energii od pogody.

Polska nieodwołalnie wkroczyła na ścieżkę transformacji energetycznej. Od 2019 r. dynamicznie rozwija się energetyka słoneczna (energy.instrat.pl, 2023). W ciągu kilku lat do polskiego systemu elektroenergetycznego mają dołączyć turbiny wiatrowe zlokalizowane u wybrzeży Bałtyku (PSE, 2023a). Przy tych trendach polski system elektroenergetyczny w 2030 r. będzie oparty na źródłach odnawialnych w znacznie większym stopniu niż w 2020 r. Przekroczy też założenia zawarte w scenariuszach dekarbonizacji do 2030 r., które wynikają z dotychczasowych rządowych dokumentów strategicznych (MKiŚ, 2021). To od poziomu rządowych ambicji w dużej mierze zależy będzie jednak to, czy Polska w pełni wykorzysta szanse transformacji czy też pozostanie na dłużej ostatnią dużą gospodarką UE tak mocno opartą na drodzej energii produkowanej z węgla i gazu.

Jak szybko powinna zachodzić dalsza transformacja? Czy system energetyczny może się opierać w większości na źródłach odnawialnych? Jakie będzie to miało konsekwencje i na jakie wyzwania musimy się przygotować? Odpowiedzi na te pytania wymagają odpowiedniej analizy. W cyklu publikacji z 2021 r. eksperci Fundacji Instrat przedstawili scenariusze transformacji do 2040 r. z uwzględnieniem kwestii, takich jak:

- ⦿ tempo odchodzenia od węgla (Czyżak, Wrona, 2021),
- ⦿ potencjał rozwoju OZE (Czyżak, Sikorski i in., 2021),
- ⦿ bezpieczeństwo energetyczne (Czyżak, Wrona i in., 2021).

Niniejszy raport przedstawia pierwsze wnioski z nowej edycji naszego projektu badawczego. Pokazujemy w nim wyniki dotyczące struktury oraz kosztów produkcji energii elektrycznej w latach 2025–2030 oraz wskazujemy na oszczędności dla polskiej gospodarki w scenariuszu ambitnego rozwoju OZE.

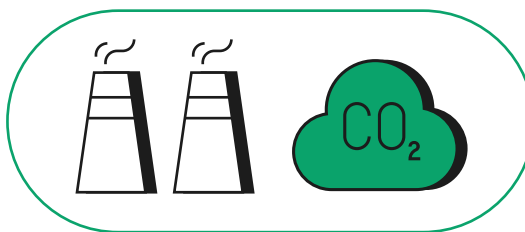
Modelowanie PyPSA-PL



Nasza analiza oparta jest na autorskim modelu systemu energetycznego zbudowanym przy użyciu biblioteki PyPSA (Brown i in., 2018). Nowa wersja naszego modelu, PyPSA-PL v2, pozwala na identyfikację i analizę optymalnych kosztowo scenariuszy rozwoju i funkcjonowania polskiej mocy wytwórczych. Scenariusze te uwzględniają konieczność zapewnienia mocy w każdej godzinie roku przy zachowaniu odpowiedniej rezerwy gwarantującej krótkoterminowe bezpieczeństwo energetyczne.

Opieramy się na autorsko opracowanym zestawie założeń dotyczących zapotrzebowania na energię elektryczną, pogody, kosztów inwestycyjnych i operacyjnych (w tym paliw i uprawnień do emisji), a także możliwościach transgranicznej wymiany energii elektrycznej. Punktem wyjścia jest rok 2025. Zakładamy, że sytuacja na ten rok jest już zdeterminowana przez obecne trendy i procesy inwestycyjne.

Dla roku 2030 nasz model wskazuje na optymalną (z punktu widzenia kosztów inwestycyjnych i operacyjnych) strukturę nowych mocy wytwórczych w fotowoltaice, lądowej energetyce wiatrowej oraz w energetyce gazowej. Następnie model symuluje rok po roku funkcjonowanie całego systemu elektroenergetycznego w latach 2026-2029, przy założeniu ścieżki dochodzenia do docelowych mocy zgodnej z wynikami optymalizacji na rok 2030. Kluczowym założeniem dla scenariuszy na koniec obecnej dekady jest ograniczone tempo rozwoju nowych mocy OZE – instalacja wszystkich potrzebnych turbin wiatrowych lub paneli fotowoltaicznych w ciągu zaledwie kilku lat nie jest możliwa ze względu na ograniczenia sieciowe, infrastrukturalne i administracyjne.



2. Polski miks elektroenergetyczny do 2030 r.

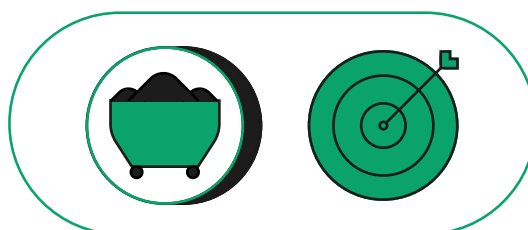
Trwający kryzys energetyczny potwierdził, że uzależnienie od importowanych paliw kopalnych, a w szczególności od gazu ziemnego, stanowi kluczowe zagrożenie dla bezpieczeństwa energetycznego Polski i Europy.

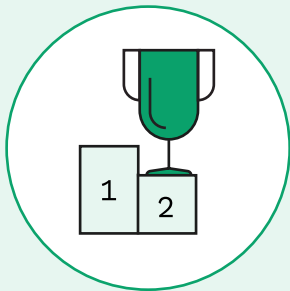
Rozwój niskoemisyjnych źródeł wytwórczych to klucz do zmniejszenia wykorzystania paliw kopalnych w elektroenergetyce. Jest to także warunek konieczny do tego, by elektryfikacja doprowadziła do zmniejszenia zużycia paliw kopalnych na potrzeby sektorów transportu, budynków i przemysłu. To kolejny, obok celów klimatycznych oraz interesu polskiej gospodarki, argument za przyspieszeniem transformacji już w obecnej dekadzie.

W niniejszej analizie rozważyliśmy dwa scenariusze – wysokich i średnich ambicji OZE. Chcemy sprawdzić, jak umożliwienie szybszego włączenia do systemu nowych mocy odnawialnych przekłada się na strukturę produkcji energii elektrycznej. Interesują nas także konsekwencje tych działań: koszty paliw kopalnych, uprawnień do emisji, a także elektryczny bilans handlowy kraju.

2.1. Założenia dla scenariuszy

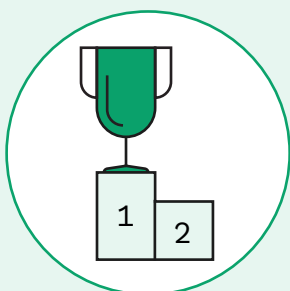
Porównywane scenariusze mają wspólny punkt wyjścia w 2025 r. Oba przyjmują analogiczne założenia dotyczące m.in. kosztów inwestycyjnych poszczególnych technologii, cen paliw i uprawnień do emisji, zapotrzebowania na energię elektryczną, tempa wyłączenia elektrowni węglowych, rozwoju morskiej energetyki wiatrowej oraz przyrostu mocy elektrowni szczytowo-pompowych i bateryjnych magazynów energii. Różnice w założeniach dotyczą tylko maksymalnego tempa rozwoju lądowej energetyki wiatrowej i fotowoltaiki (wykres 1).





Scenariusz średnich ambicji

W tym scenariuszu do 2025 r. udaje się osiągnąć 12,7 GW mocy wiatrowych na lądzie zgodnie z przewidywaniami PSE (PSE, 2023b). Jednak później moc ta nie wzrasta dalej ze względu na jedynie częściową liberalizację zasady 10 H (natomiast najstarsze instalacje zamykają się z powodu przekroczenia ich żywotności)¹. Energetyka słoneczna osiąga 22,2 GW w 2025 r. i rozwija się dalej, jednak ograniczenia sieci elektroenergetycznych spowalniają to tempo do maksymalnie 1,5 GW nowych mocy rocznie, czyli znacznie wolniej niż obecnie.



Scenariusz wysokich ambicji

W tym scenariuszu energetyka wiatrowa na lądzie rozwija się po 2025 r. z maksymalnym tempem 2 GW rocznie (znacznie szybciej niż do tej pory w Polsce). Stanie się to możliwe dzięki poprawie obowiązującego prawa (oprócz dalszej liberalizacji wymogów odległościowych, konieczne będzie znaczne usprawnienie i skrócenie procedur administracyjnych zgodnie z założeniami programu REPowerEU). Warunkiem rozwoju będą też szeroko zakrojone inwestycje w modernizację sieci elektroenergetycznych. Te działania pozwalają również na zachowanie tempa rozwoju energetyki słonecznej, które będzie tylko w niewielkim stopniu ograniczone w stosunku do ostatnich lat i wyniesie maksymalnie 3 GW nowych mocy rocznie, uwzględniając zarówno farmy fotowoltaiczne (przyrost 1 GW rocznie), jak i instalacje prosumenckie (przyrost 2 GW rocznie).

Oba przedstawione warianty odbiegają istotnie od całkowicie zdezaktualizowanych już scenariuszy dekarbonizacji z dotychczasowych dokumentów rządowych, które na 2030 r. przewidywały zaledwie 5–7 GW mocy zainstalowanej w energetyce słonecznej (MKiŚ, 2021). W przeciwieństwie do nich, scenariusze opracowane przez Fundację InStrat odzwierciedlają obecne trendy rynkowe i wysoką gotowość inwestorów do budowy nowych mocy OZE. Od działań rządu zależy natomiast, czy bardziej prawdopodobna stanie się realizacja średnich czy wysokich ambicji rozwoju OZE.

¹ Zakładamy, że częściowa liberalizacja zasady 10 H poprzez dopuszczenie budowy turbin w odległości 700 m od budynków mieszkalnych, przy zachowaniu innych wymogów, nie pozwoli na przyłączenie nowych mocy przed 2030 r., m.in. ze względu na czas trwania procesu inwestycyjnego. Mogłyby one jednak wejść do polskiego systemu elektroenergetycznego we wcześniejszych latach 30.

WYKRES 1. Moc zainstalowana w lądowej energetyce wiatrowej i fotowoltaice – trendy historyczne i prognozy oraz scenariusze maksymalnego przyrostu mocy po 2025 r.



Historyczny trend i prognoza do 2025 r.



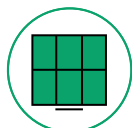
Wysokie ambicje OZE



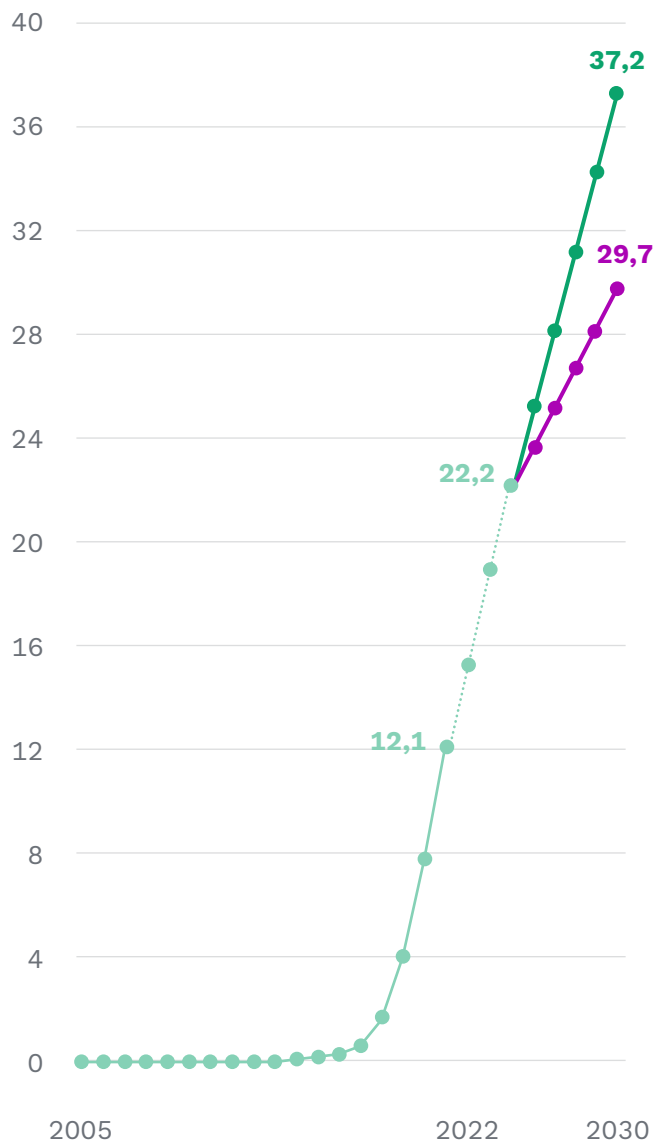
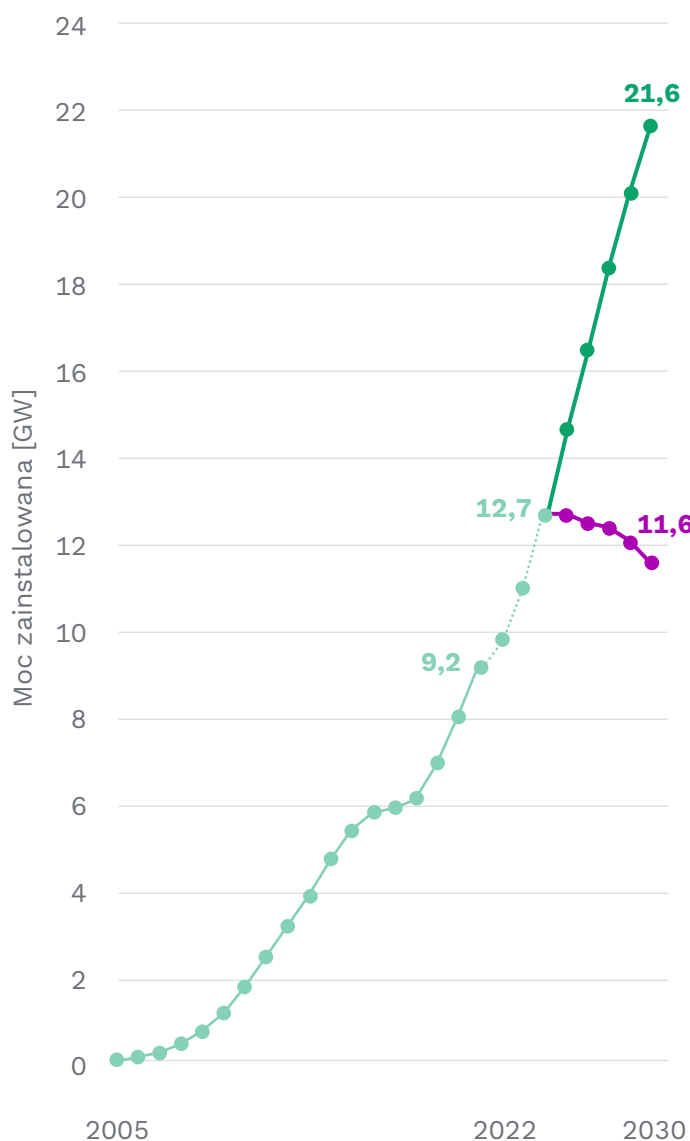
Średnie ambicje OZE



WIATR-LĄD



PV



Źródło: opracowanie własne Instrat. Dla wiatru na lądzie przedstawiamy trzyletnią średnią kroczącą na podstawie danych URE – dane do 2018 r. (URE, 2022a), ENTSO-E – dane na lata 2019–2020 (ENTSO-E, 2023c) i PSE – dane na lata 2021–2025 (PSE, 2023b). Dla fotowoltaiki przedstawiamy dane ARE – do 2022 r. (ARE, 2023) oraz prognozę do 2025 r. opartą na wynikach aukcji OZE (URE, 2022c) i obecnych trendach w fotowoltaice prosumenckiej (PTPIREE, 2023).

2.2. Do 2030 r. opłaca się rozwijać OZE tak szybko, jak to możliwe

W obydwu scenariuszach tania energia ze źródeł odnawialnych sukcesywnie wypiera paliwa kopalne. Kosztowo optymalny poziom rozwoju OZE w 2030 r. (bez ograniczeń na maksymalny roczny przyrost mocy) byłby nawet wyższy niż w scenariuszu wysokich ambicji. Z tego powodu model uznaje za optymalne włączanie nowych mocy wiatrowych i słonecznych w maksymalnym możliwym tempie. Z każdym rokiem scenariusze mocy zainstalowanych coraz bardziej się rozchodzą. W scenariuszu wysokich ambicji w 2030 r. osiągamy 21,6 GW mocy w energetyce wiatrowej wobec 11,6 GW w scenariuszu średnich ambicji. W energetyce słonecznej jest to odpowiednio 37,2 GW wobec 29,7 GW (wykres 2).

Różnica w mocach OZE przekłada się na wyliczony poziom potrzebnych inwestycji w nowe moce gazowe. W scenariuszu wysokich ambicji nie wykraczamy poza 7,6 GW mocy, które według ogłoszonych projektów inwestycyjnych mogą być dostępne już w 2027 r. (Charkowska i in., 2022). W scenariuszu średnich ambicji moce elektrowni na gaz ziemny rozwijane są do 9,6 GW (różnica to 2 GW, czyli tyle, ile wynosi moc planowanych na 2027 r. nowych bloków gazowych Elektrowni Kozienice).

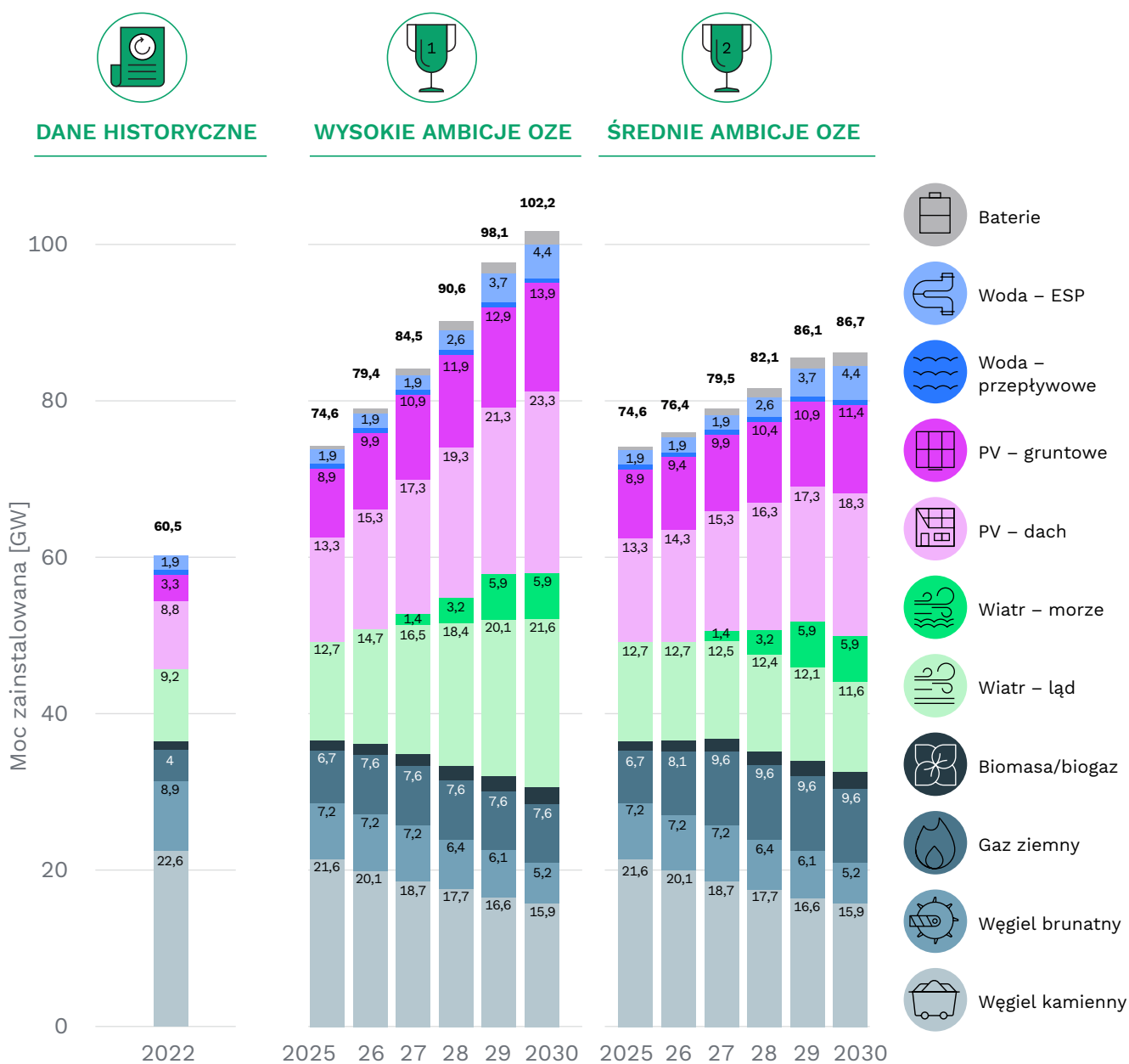
W obu scenariuszach zakładamy ten sam harmonogram wyłączenia elektrowni węglowych. Tempo to jest niższe niż wynikałoby z czystej optymalizacji kosztowej, choć wyższe niż oficjalne plany rządowe. Elektrownie węglowe mogą wciąż pełnić funkcję rezerw w sytuacjach ekstremalnych wykraczających poza nasze modelarskie scenariusze (np. w czasie wyjątkowo silnych mrozów czy na wypadek długotrwałych awarii). Zobacz wykres 2, s. 9.

2.3. Mniej OZE to wyższy import gazu i prądu

W perspektywie 2030 r. rozwój źródeł odnawialnych nie pozwala na pełne wyłączenie elektrowni węglowych i gazowych. Wynika to z konieczności zapewnienia nieprzerwanych dostaw energii w okresach niskiej produkcji OZE. Bariera będą także potrzeby ciepłownicze, które wciąż w dużej mierze będą wymuszać pracę konwencjonalnych elektrociepłowni². Jednostki zasilane paliwami kopalnymi będą jednak mogły pracować przez coraz mniej godzin w roku. Ambicje rozwoju energetyki odnawialnej przekładają się więc przede wszystkim na strukturę produkcji energii elektrycznej, a to ona ma kluczowe znaczenie z punktu widzenia emisji i kosztów zakupu paliw.

² Rozwój rynku pomp ciepła może tę sytuację bardzo poprawić. Integracja sektorów elektroenergetycznego, ciepłowniczego i ogrzewniczego będzie tematem dalszych analiz Fundacji InStrat.

WYKRES 2. Struktura mocy zainstalowanej w scenariuszach wysokich i średnich ambicji rozwoju OZE

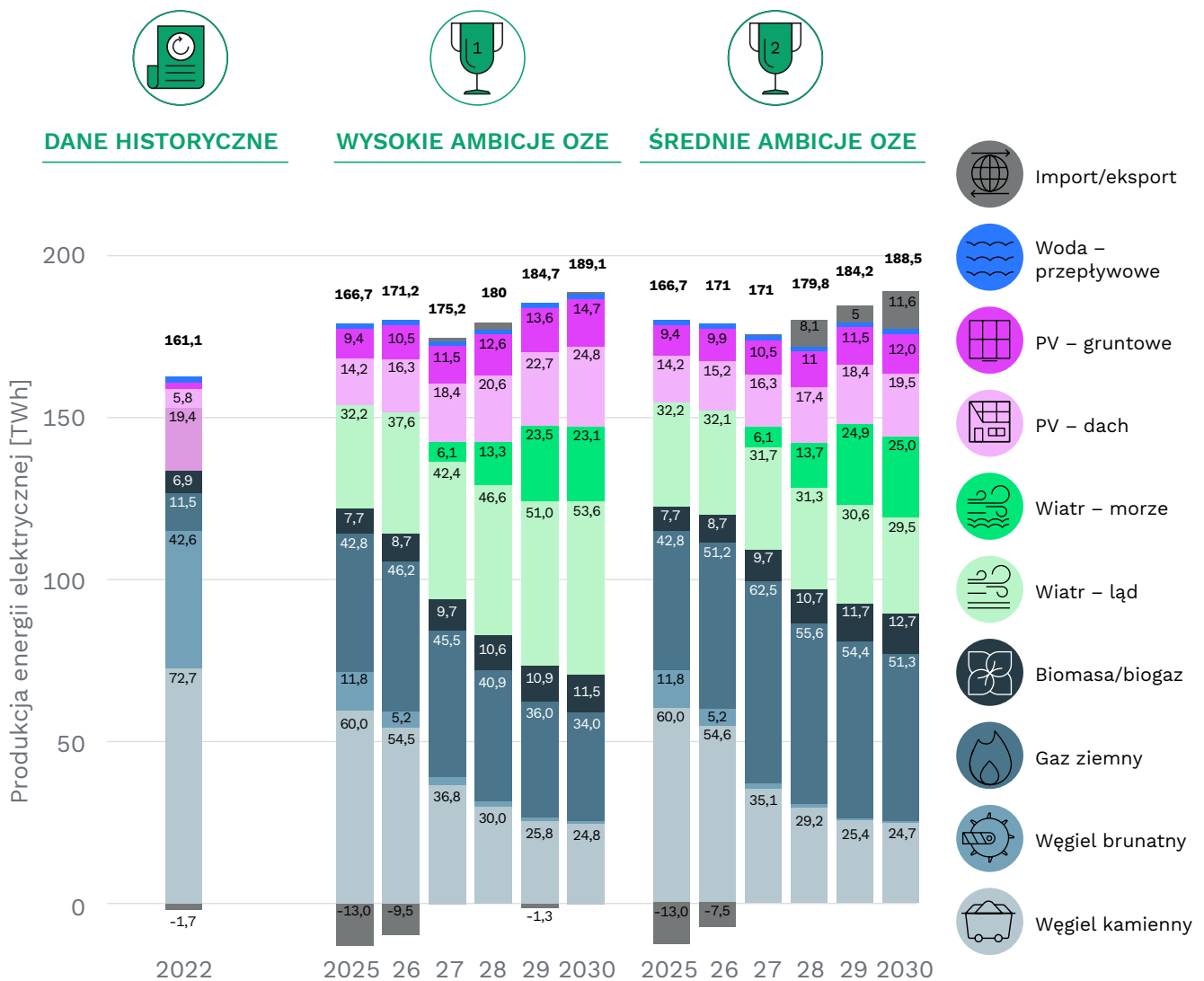


Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie danych historycznych (2022 r.) oraz założeń dotyczących tempa rozwoju poszczególnych technologii i symulacji PyPSA-PL (lata 2025–2030).

W scenariuszu wysokich ambicji już w 2030 r. zbliżamy się do 68% udziału OZE w wypełnianiu krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną. Przez ok. 60% godzin w roku ponad połowa chwilowego poboru mocy (uwzględniając eksport) gwarantowana jest przez krajowe źródła OZE. Dla porównania, w scenariuszu średnich ambicji sytuacja taka wystąpi przez ok. 45% godzin roku, a w roku 2025 przez ok. 20% godzin. Reszta dostaw uzupełniana jest głównie przez wciąż czynne elektrownie węglowe, elastyczne moce gazowe oraz import.

To, czy tańsza będzie energia pozyskiwana z gazu czy węgla, zależy od sytuacji rynkowej. W naszym modelu przyjmujemy na rok 2025 ceny kontraktów długoterminowych na gaz TTF (ICE, 2023) na poziomie ok. 50 euro/MWh. Na rok 2030 przyjmujemy wartości za scenariuszem pośrednim Międzynarodowej Agencji Energetycznej (IEA, 2022) – ok. 30 euro/MWh. Zgodnie z tymi wartościami gaz ziemny może być tańszym paliwem do wytwarzania energii elektrycznej niż węgiel³ i to on będzie stanowił codzienne uzupełnienie dla OZE. Węgiel natomiast znajdzie zastosowanie w elektrociepłowniach oraz podczas dłuższych okresów złej pogody.

WYKRES 3. Struktura produkcji energii elektrycznej w scenariuszach wysokich i średnich ambicji rozwoju OZE



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie danych historycznych Agencji Rynku Energii za 2022 r. (ARE, 2023) oraz symulacji PyPSA-PL (lata 2025–2030).

³ Ze względu na wysokie ceny uprawnień do emisji oraz ok. dwukrotnie wyższą emisyjność energetyki węglowej, spalanie węgla w Unii Europejskiej będzie szczególnie nieoptyczne, co przełoży się na światowe przepływy surowców.

Istotną rolę w bilansowaniu systemu odgrywa transgraniczny handel energią, który analizujemy m.in. z uwzględnieniem uwarunkowań pogodowych w państwach sąsiednich (np. wietrzne dni w Polsce są często wietrzne także w Niemczech). Konserwatywnie zakładamy dostępność tylko połowy transgranicznej mocy przesyłowej względem prognoz wynikających z projektów rozwoju europejskiej sieci przesyłowej (ENTSO-E, 2023b).

W scenariuszu wysokich ambicji Polska ma pod koniec dekady praktycznie zerowe saldo handlowe. Między innymi dzięki możliwości eksportu energii elektrycznej, względnie małym problemem pozostają wymuszone wyłączenia mocy odnawialnych. W scenariuszu wysokich ambicji tracimy w ten sposób ok. 7% możliwej do wyprodukowania energii z wiatru⁴, co nie wpływa istotnie na opłacalność inwestycji w turbiny wiatrowe.

Scenariusz średnich ambicji w 2030 r. to luka 32 TWh produkcji energii elektrycznej wynikająca z zatrzymania rozwoju lądowej energetyki wiatrowej (24 TWh) oraz spowolnienia rozwoju energetyki słonecznej (8 TWh) – sumarycznie stanowi to prawie 17% prognozowanego rocznego zapotrzebowania (wykres 3). Lukę tę wypełniamy przede wszystkim poprzez spalanie większej ilości gazu, który przy naszych założeniach kosztowych na 2030 r. jest bardziej opłacalny niż wykorzystanie węgla.

Oczywiście w praktyce udział węgla może być wyższy ze względu na uwarunkowania polityczne, ale przełożyłoby się to na jeszcze wyższe koszty dla polskiej gospodarki. W scenariuszu średnich ambicji bilans handlowy również staje się negatywny: import netto wynosi prawie 12 TWh energii elektrycznej (częściowo jest to prąd z niemieckich elektrowni wiatrowych). Także w tym przypadku Polska może to sztucznie ograniczyć, np. nie rozwijając infrastruktury przesyłowej, ale za cenę jeszcze wyższych kosztów dla gospodarki.

Co ciekawe, w scenariuszu średnich ambicji nasze elektrownie wiatrowe na morzu produkują nieco więcej prądu ze względu na rzadsze przymusowe wyłączenia, jednak zapełnia to zaledwie 6% luki z pozostałych źródeł odnawialnych⁵.

Turbiny wiatrowe na morzu odgrywają ważną rolę w obu scenariuszach ze względu na skalę oraz profil produkcji. Ewentualne opóźnienia w realizacji tych inwestycji stanowiłyby znaczący problem dla polskiej elektroenergetyki. Są to inwestycje o strategicznym znaczeniu dla bezpieczeństwa energetycznego kraju.

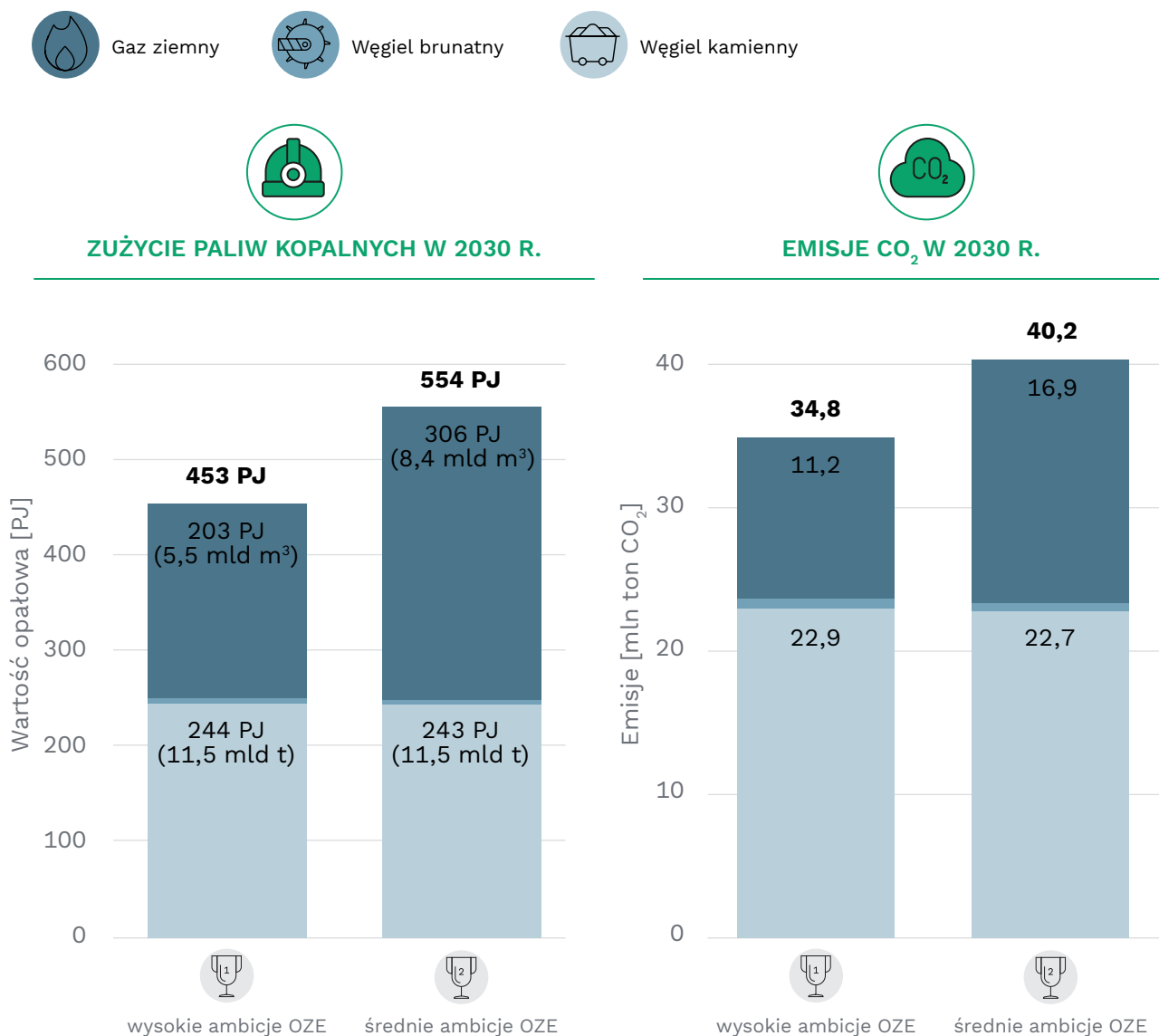
⁴ W rzeczywistości tę wartość podniosą lokalne ograniczenia sieci elektroenergetycznych, a obniży wzrost elastyczności popytu (wykorzystanie nadmiarowej energii np. do ładowania aut elektrycznych).

⁵ W tym scenariuszu polskie moce OZE są więc znacznie bardziej skoncentrowane geograficznie i odległe od głównych obszarów konsumpcji, co rodzi problemy z punktu widzenia sieci elektroenergetycznych oraz bezpieczeństwa energetycznego kraju.

3. Nie palmy pieniędzy

Scenariusz średnich ambicji prowadzi do polskiej elektroenergetyki spalającej w 2030 r. do produkcji energii elektrycznej 50% więcej gazu w porównaniu z realizacją scenariusza wysokich ambicji. Przekłada się to na o 15% wyższe emisje dwutlenku węgla z tego sektora (wykres 4). Średnie ambicje to również większe uzależnienie od importu prądu z zagranicy. Jeśli mielibyśmy wypełnić lukę po OZE węglem, zapłacilibyśmy w kosztach paliwa i uprawnień do emisji zapewne jeszcze więcej.

WYKRES 4. Zużycie paliw kopalnych i emisje CO₂ w sektorze elektroenergetycznym w 2030 r. w scenariuszach wysokich i średnich ambicji rozwoju OZE



Źródło: opracowanie własne Infracore na podstawie symulacji PyPSA-PL.

Jednocześnie należy podkreślić, że scenariusz średnich ambicji nie odpowiada pełnemu zablokowaniu transformacji energetycznej kraju. Dzięki rozwojowi pozyskiwania energii z wiatru na morzu oraz słońca Polska osiąga w 2030 r. nawet 53% energii z OZE⁶. Mówimy więc o poziomie ambicji nieco wyższym niż m.in. w strategii rozwoju sieci PSE (PSE, 2022), która jednak nie uwzględnia rozwoju prosumenckich źródeł słonecznych po 2021 r.



Scenariusz wysokich ambicji przewiduje oszczędności na kosztach paliw kopalnych, opłatach za uprawnienia do emisji oraz na lepszym bilansie handlowym energii elektrycznej.

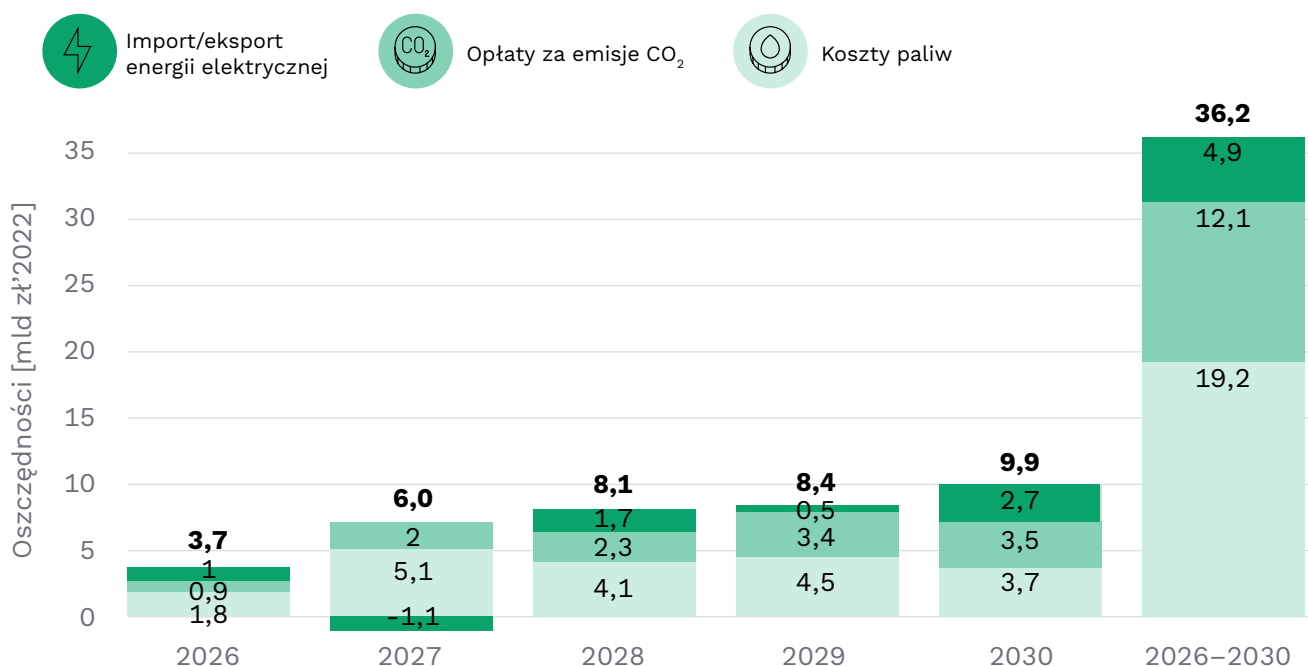
Łącznie w latach 2026-2030 mogą one wynieść ponad 36 mld zł (wykres 5).

Wysokie ambicje oznaczają jednak także wysokie inwestycje. Oszacowana różnica kosztów inwestycyjnych między scenariuszami to ok. 90 mld zł. Przy założeniu, że po 2030 r. roczny poziom oszczędności utrzyma się na stałym poziomie (tj. rzędu 10 mld zł rocznie), inwestycja w dodatkowe moce OZE może się zwrócić już w 2036 r. To na długo przed końcem ich żywotności. Dojdą do tego koszty rozbudowy sieci elektroenergetycznych, które i tak będą musiały być poniesione w perspektywie szerokiej elektryfikacji.

Tania energia z OZE będzie również niezbędna do napędzenia elektryfikacji transportu i ogrzewnictwa, dzięki którym ograniczymy zależność od importowanej ropy czy węgla opałowego. W obu scenariuszach średnioroczna cena hurtowa energii elektrycznej mocno spada dzięki rozwojowi OZE. W scenariuszu wysokich ambicji w 2030 r. może ona nawet zniżyć się do poziomu 408 zł/MWh. To o 75 zł/MWh mniej niż w scenariuszu średnich ambicji (wykres 6). Należy jednak zaznaczyć, że cena energii elektrycznej dla odbiorców końcowych niekoniecznie musi osiągnąć aż tak spektakularny spadek. Wiąże się to z m.in. nieuniknionym wzrostem opłat przesyłowych i dystrybucyjnych, z których finansowany będzie rozwój sieci.

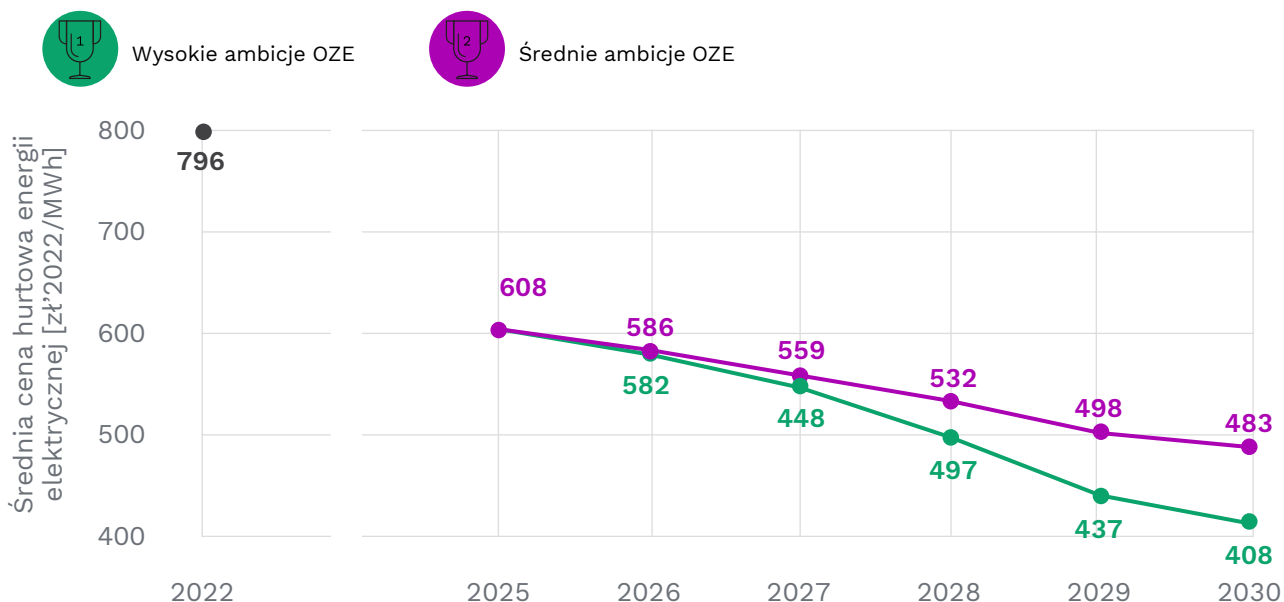
⁶ Rzeczywisty udział OZE w wypełnianiu krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną, przy założonym w obydwu scenariuszach tempie rozwoju OZE, może być niższy od wyników modelu ze względu na dodatkowe ograniczenia techniczne (sieciowe oraz bloków wytwórczych). Wpływ może mieć również wyższy popyt na energię elektryczną wynikający z szybszego rozwoju elektromobilności, elektryfikacji ogrzewnictwa czy produkcji zielonego wodoru.

WYKRES 5. Różnica kosztów paliw, opłat za uprawnienia do emisji oraz salda handlowego energii elektrycznej pomiędzy scenariuszem średnich i wysokich ambicji rozwoju OZE



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie symulacji PyPSA-PL i założeń cenowych.

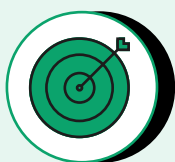
WYKRES 6. Scenariusze dla średniorocznej ceny hurtowej energii elektrycznej



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie symulacji PyPSA-PL i założeń cenowych (lata 2025–2030) oraz dane historyczne Towarowej Giełdy Energii za 2022 r. (TGE, 2023). Ceny dla lat 2025–2030 odzwierciedlają wynikową strukturę produkcji energii elektrycznej w obydwu scenariuszach oraz założenia cenowe, pod warunkiem, że mechanizmem cenotwórczym jest stos cenowy oparty o krótkoterminowe krańcowe koszty zmienne. Wyniki nie stanowią pełnej symulacji rynku energii i prognozy cen.

4. Podsumowanie

Polska potrzebuje transformacji uwzględniającej wszystkie trzy filary zależnej od pogody energetyki odnawialnej – słońca, wiatru na morzu i wiatru na lądzie. Polski rząd powinien w pierwszej kolejności znieść sztuczne bariery prawne, a także usprawnić cały biurokratyczny proces związany z nowymi inwestycjami w energetykę odnawialną. Byłaby to odpowiedź na oczekiwania polskiego przemysłu, samorządów i społeczeństwa obywatelskiego. Działanie takie wpisywałoby się także w kierunek wskazany przez pakiet REPowerEU. Pomimo wyzwań finansowych i technicznych, niezbędne jest przyspieszenie modernizacji sieci elektroenergetycznych, wykraczające nawet poza plany wyrażone w Karcie Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki (URE, 2022b).



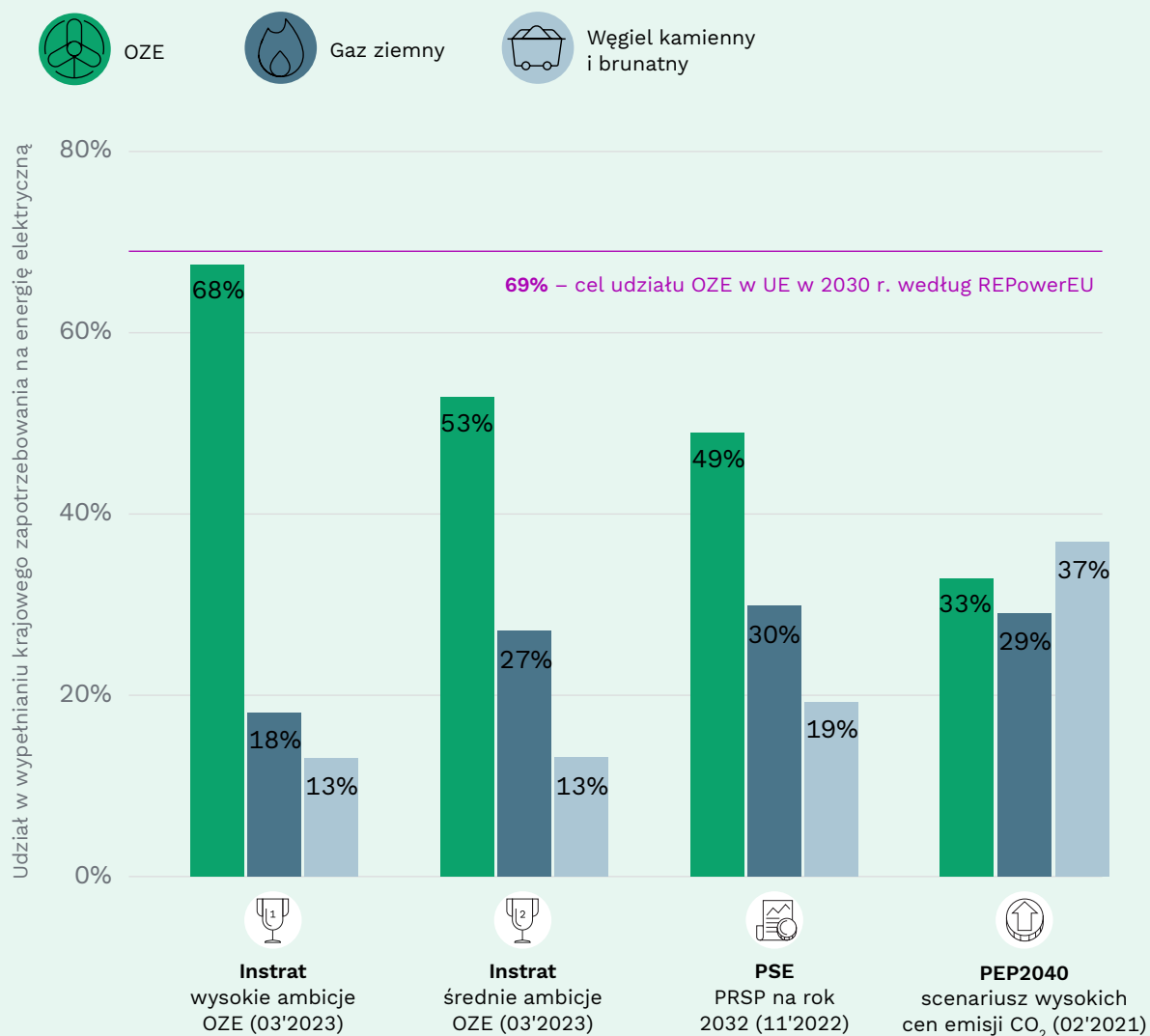
Cele udziału OZE w elektroenergetyce w 2030 r.

Oba analizowane w tym raporcie scenariusze znacząco wykraczają poza plan zawarty w *Polityce Energetycznej Polski do 2040 r.* (MKiŚ, 2021), który zakładał zaledwie 33% udziału OZE w elektroenergetyce do 2030 r. Plany rozwoju sieci przesyłowej PSE wskazują na możliwość osiągnięcia 49% udziału w perspektywie lat 2030–2032 (PSE, 2022).

Według wcześniejszej analizy Instrat, realizacja unijnego celu dotyczącego 40% udziału OZE w końcowym zużyciu energii wymagałaby osiągnięcia ponad 60% udziału OZE w polskiej elektroenergetyce (Wrona, 2021). W przedstawionym w tej analizie scenariuszu wysokich ambicji Polska zrealizowałaby ten cel. Udział OZE w polskiej elektroenergetyce byłby zbliżony do 69%, a więc średnio-unijnego celu wynikającego z założeń programu REPowerEU (Komisja Europejska, 2022).



WYKRES 7. Udział poszczególnych źródeł energii w wypełnianiu krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną w 2030 r.*



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie symulacji PyPSA-PL oraz oficjalnych dokumentów PSE (PSE, 2022) i Ministerstwa Klimatu i Środowiska (MKiŚ, 2021).

*Na wykresie pokazano produkcję źródeł energii jako procent zapotrzebowania (a nie całkowitej produkcji), by zniwelować wpływ importu energii elektrycznej na wynik.

5. Wybrane szczegóły metodologiczne

Proces tworzenia scenariuszy i modelowania systemu elektroenergetycznego wymaga:

- przyjęcia szeregu założeń metodologicznych,
- ustalenia jednolitej interpretacji wielkości fizycznych i pieniężnych,
- odpowiedniej selekcji źródeł danych.


W tej części raportu przedstawiamy wybrane szczegóły metodologiczne w celu ułatwienia interpretacji naszych wyników.

- **Nasze scenariusze nie są prognozami – nie oceniamy prawdopodobieństwa ich realizacji wobec złożonych uwarunkowań społeczno-politycznych.** Model wskazuje na optymalną kosztowo strukturę produkcji, uwzględniając m.in. założone ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla (to one są więc głównym czynnikiem odzwierciedlającym poziom ambicji klimatycznych). Przy obecnych założeniach przedstawiony tutaj scenariusz wysokiej ambicji pozwoliłby polskiemu sektorowi elektroenergetyki przyczynić się do realizacji aktualnych unijnych celów redukcyjnych na rok 2030. Nie jest on jednak wystarczający, by ograniczyć globalne ocieplenie do 1,5°C względem epoki przedprzemysłowej (Wilson i in., 2021).
- Wszystkie wartości pieniężne wyrażamy w cenach realnych z 2022 r. Przeliczeń między walutami dokonujemy na podstawie średniorocznych kursów wymiany (dla 2022 r.: 1 euro – 4,69 zł, 1 dolar amerykański – 4,46 zł).
- Produkcję energii elektrycznej wyrażamy w wartościach netto, pomijając potrzeby własne elektrowni konwencjonalnych. Zakładamy roczne zapotrzebowanie netto na energię elektryczną według prognozy PSE w wariancie znaczącego wzrostu zapotrzebowania (PSE, 2022). Moc zainstalowana to nominalna moc zainstalowana na koniec roku odpowiadająca wartości brutto – na potrzeby symulacji moc netto jest ograniczona o czynnik charakterystyczny dla danej technologii.
- W naszym modelowaniu nie zakładamy konieczności tzw. base load jednostek konwencjonalnych poza wymuszonym profilem działania węglowych i gazowych elektrociepłowni (szacowanym na podstawie analizy historycznych korelacji ich wykorzystania mocy z temperaturą powietrza i krajowym poborem mocy) oraz elektrowni przemysłowych

(stała produkcja). Odbiega to zasadniczo od obecnych założeń operatora sieci przesyłowej PSE, które uwzględniają 7–9 GW systemowego minimum technicznego wynikającego z potrzeby utrzymania parametrów działania KSE, takich jak częstotliwość i napięcie (wnp.pl, 2023). Na podstawie obserwacji planów rozwoju sieci w innych krajach oraz literatury eksperckiej uważamy jednak, że minimum techniczne dotyczące koniecznie funkcjonujących jednostek konwencjonalnych może być mocno zredukowane (Denholm i in., 2020). Na potrzeby symulacji zakładamy, że rozwiązania w tym kierunku będą wdrożone już w latach 2025–2030. Konkretnie wymagania techniczne (poza godzinową rezerwę mocy w wysokości 9% poboru) nie są jednak explicite odwzorowane. Każdy wymóg niezerowego base load zapewnianego przez źródła konwencjonalne będzie obniżał udział OZE w strukturze wytwarzania energii elektrycznej.

- Dla roku 2030 optymalizujemy dla wszystkich jednostek wytwórczych roczne koszty operacyjne, a dla lądowych turbin wiatrowych, fotowoltaiki i elektrowni gazowych CCGT dodatkowo koszty stałe i przeliczone na ratę roczną (przy stopie dyskontowej 3%) całkowite koszty inwestycyjne – przy ograniczeniach rozwoju mocy właściwych dla scenariusza. Dla lat 2025–2029 optymalizujemy tylko koszty operacyjne, a zainstalowane moce wynikają z naszych założeń na temat tempa osiągnięcia docelowych mocy z 2030 r. Profil działania elektrociepłowni, elektrowni przemysłowych oraz przepływowych elektrowni wodnych jest wymuszony i nie podlega optymalizacji. Ponadto, jako skutek systemu wsparcia dla jednostek biogazowych i biomasowych, zakładamy, że nastąpi istotny przyrost ich mocy (w latach 2026–2030 sumarycznie o dodatkowe 1,5 GW). Zakładamy także, że ich średnioroczne wykorzystanie mocy osiągnie nie mniej niż 80% technicznych możliwości.
- Nasze założenia długoterminowych (2030 r.) cen nośników energii oraz opłat za uprawnienia do emisji w systemie ETS oparte są o scenariusz Announced Pledges z publikacji World Energy Outlook 2022 (IEA, 2022). Cena gazu ziemnego na 2025 r. odpowiada obecnej cenie kontraktów TTF na ten rok (ICE, 2023). Pozostałe ceny wynikają z liniowej interpolacji cen z 2022 r. i założeń na 2030 r. (tabela 1). Założenia technologii wytwórczych i związanych z nimi kosztów bazują na danych Duńskiej Agencji Energii (DAE, 2023), co ukazuje tabela 2.

TABELA 1. Założenia cenowe dotyczące kluczowych kosztów zmiennych wytwarzania energii elektrycznej

Cena	2022	2025	2026	2027	2028	2029	2030
 Węgiel kamienny (zł/GJ)	20	17	16	14,9	13,9	12,9	11,9
 Węgiel brunatny (zł/GJ)	17,4	15,2	14,5	13,1	13,1	12,3	11,6
 Gaz ziemny (zł/GJ)	170,5	65,1	59,3	53,5	47,7	41,9	36
 Uprawnienie do emisji CO ₂ (euro/t CO ₂)	81	102,6	109,8	117	124,2	131,4	138,6

Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie danych historycznych, danych rynkowych (ICE, 2023) oraz prognoz World Energy Outlook 2022 (IEA, 2022).

TABELA 2. Założenia dla optymalizacji inwestycyjnej

Technologia	Koszt inwestycyjny (mln zł/MW)	Koszt stały (roczny % kosztu inwestycji)	Koszt zmienny (zł/MWh)	Okres użytkowania (w latach)
 Gaz ziemny (CCGT)	4,2	1,9	23,6	25
 PV – gruntowe	2,5	2,2	0	37,5
 PV – dachowe	4,6	1,2	0	37,5
 Wiatr – ląd	5,9	1,2	7,8	28,5

Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie danych Duńskiej Agencji Energii (DAE, 2023).

- Zakładamy, że mechanizmem cenotwórczym jest stos cenowy oparty o krótkoterminowe krańcowe koszty zmienne, czyli tzw. merit order – cena hurtowa energii elektrycznej ustalana jest przez chwilowy krańcowy koszt jej produkcji. Chwilowy koszt jednostkowy importu/eksportu energii elektrycznej jest utożsamiony z chwilową ceną energii elektrycznej na rynku krajowym.
- Na potrzeby symulacji zakładamy 50% dostępności transgranicznej mocy przesyłowej względem prognozowanych maksymalnych wartości (ENTSO-E, 2023b). Dane godzinowe dostępności mocy OZE oraz chwilowego zapotrzebowania (jako procentu zapotrzebowania rocznego) dotyczą 2012 r., który był rokiem typowym pod względem pogody. Różnice w optymalnym poziomie dyspozycyjnych mocy gazowych i w zużyciu gazu ziemnego między analizowanymi scenariuszami nie zależą w sposób istotny od tych założeń.
- Profile godzinowe dostępności mocy wiatrowej i słonecznej w krajach ościennych (i pośrednio także w Polsce) oparte są o Pan-European Climatic Database (PECD) wykorzystywaną do symulacji przez ENTSO-E (De Felice, 2022). Użyte w naszym modelu profile dla Polski na poziomie województw opierają się o bardziej granularne dane projektu EMHIREs (Gonzalez-Aparicio i in., 2021), które zostały w sposób nieliniowy przeskalowane tak, by w skali kraju zgadzały się z danymi PECD. Ponadto zakładamy, że turbiny wiatrowe zbudowane w latach 2021–2030 mają średnio o 20% lepsze wykorzystanie mocy niż te zbudowane do roku 2020.
- Moce zainstalowane, godzinowe profile zapotrzebowania oraz roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną w krajach ościennych bazują na scenariuszu National Trends z publikacji TYNDP 2022 Scenario Report (ENTSO-E i ENTSO-G, 2022). Godzinowy profil zapotrzebowania (w procentach całkowitego rocznego zapotrzebowania) dla Polski odpowiada profilowi historycznemu 2012 r. (ENTSO-E, 2023a).
- Dane na temat stanu obecnego polskiego systemu elektroenergetycznego, a także trendów jego zmian, to autorska kompilacja Fundacji In-Strat oparta o dane instytucji takich jak: Agencja Rynku Energii (ARE, 2023), Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE, 2023b, 2023a), Urząd Regulacji Energetyki (URE, 2022a), Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPIREE, 2023) oraz wiedzę branżową. Dane raportowane przez te instytucje są często między sobą rozbieżne, przez co trudno wskazać jedno najważniejsze źródło informacji i konieczna staje się własna analiza. W przypadku jednostek konwencjonalnych opieramy nasze scenariusze na bazie energy.instrat.pl (Charkowska i in., 2022), a zakładane daty wyłączeń jednostek węglowych wynikają z algorytmu zbliżonego do tego z naszej wcześniejszej publikacji (Czyżak, Wrona, 2021).

Kod źródłowy modelu PyPSA-PL v2 oraz wszystkie dane wsadowe użyte na potrzeby przedstawionej analizy będą opublikowane w repozytorium <https://github.com/instrat-pl/pypsa-pl/>.

Bibliografia

- ARE. (2023). *Wynikowe informacje statystyczne*. Agencja Rynku Energii. <https://www.are.waw.pl/badania-statystyczne/wynikowe-informacje-statystyczne>.
- Brown, T., Hörsch, J., Schlachtberger, D. (2018). *PyPSA: Python for Power System Analysis*. Journal of Open Research Software, 6(1), 4. <https://doi.org/10.5334/jors.188>.
- Charkowska, Z., Przedlacki, W., Hetmański, M., Swoczyna, B. (2022). *Baza danych elektrowni systemowych ciepłych i elektrociepłowni w Polsce*. Instrat. <https://instrat.pl/baza-danych-o-elektrowniach-rozszerzona/>.
- Czyżak, P., Sikorski, M., Wrona, A. (2021). *Co po węglu? Potencjał OZE w Polsce*. Instrat Policy Paper 06/2021. Instrat. <https://instrat.pl/potencjal-oze/>.
- Czyżak, P., Wrona, A. (2021). *Droga do celu. Odejście od węgla w polskiej elektroenergetyce*. Instrat Policy Paper 01/2021. Instrat. <https://instrat.pl/odejscie-od-węgla/>.
- Czyżak, P., Wrona, A., Borkowski, M. (2021). *Brakujący element układanki. Rozważania o bezpieczeństwie energetycznym*. Instrat Policy Paper 09/2021. Instrat. <https://instrat.pl/ceny-energii/>.
- DAE. (2023). *Technology Data*. Danish Energy Agency. <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data>.
- De Felice, M. (2022). *ENTSO-E Pan-European Climatic Database (PECD 2021.3) in Parquet format* [Data set]. Zenodo. <https://doi.org/10.5281/zenodo.7224854>.
- Denholm, P., Mai, T., Kenyon, R. W., Kroposki, B., O'Malley, M. (2020). *Inertia and the Power Grid: A Guide Without the Spin* (NREL/TP-6A20-73856). National Renewable Energy Lab. <https://doi.org/10.2172/1659820>.
- energy.instrat.pl. (2023). *Moc zainstalowana*. Instrat - Open Energy Data Platform. https://energy.instrat.pl/installed_power.
- ENTSO-E. (2023a). *Total Load—Day Ahead / Actual*. Transparency Platform. <https://transparency.entsoe.eu/load-domain/r2/totalLoadR2/show>.
- ENTSO-E. (2023b). *TYNDP 2022 Project Collection*. <https://tyndp2022-project-platform.azurewebsites.net/projectsheets/transmission>.
- ENTSO-E. (2023c). *Installed Capacity per Production Type*. Transparency Platform. <https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/installedGenerationCapacityAggregation/show>.
- ENTSO-E i ENTSO-G. (2022). *TYNDP 2022 Scenario Report*. <https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/download/>.
- Gonzalez-Aparicio, I., Zucker, A., Careri, F., Monforti, F., Huld, T., Badger, J. (2021). *EMHIRE dataset: Wind and solar power generation* [Data set]. Zenodo. <https://doi.org/10.5281/zenodo.4803353>.
- ICE. (2023). *Dutch TTF Natural Gas Futures*. <https://www.theice.com/products/27996665/Dutch-TTF-Natural-Gas-Futures/data?marketId=6058917>.
- IEA. (2022). *World Energy Outlook 2022*. IEA. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>.

- IRENA. (2022). *Renewable Power Generation Costs in 2021*. International Renewable Energy Agency. <https://www.irena.org/publications/2022/Jul/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2021>.
- Komisja Europejska. (2022). *Implementing the REPowerEU action plan: investment needs, hydrogen accelerator and achieving the bio-methane targets*. (Commission Staff Working Document). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=SWD:2022:230:FIN>.
- MKiŚ. (2021). *Polityka energetyczna Polski do 2040 r.* Ministerstwo Klimatu i Środowiska. <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski>.
- PSE. (2022). *Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-2032*. Polskie Sieci Elektroenergetyczne. <https://www.pse.pl/documents/20182/291785a3-7832-4cb6-a5ae-971d29024b82?safeargs=646f776e6c6f61643d74727565>.
- PSE. (2023a). *Wykaz Podmiotów ubiegających się o przyłączenie przyłączenie do Krajowej Sieci Przesyłowej*. <https://www.pse.pl/obszary-dzialalnosci/krajowy-system-elektroenergetyczny/wykaz-podmiotow-ubiegajacych-sie-o-przylaczenie>.
- PSE. (2023b). *Zasoby wytwórcze—Wg stanu na 2022.01.01*. Informacje o zasobach wytwórczych KSE. <https://www.pse.pl/dokumenty?safeargs=666f6c64657249643d3333393139#>.
- PTPIREE. (2023). *Mikroinstalacje w Polsce*. Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej. <http://www.ptpiree.pl/energetyka-w-polsce/energetyka-w-liczbach/mikroinstalacje-w-polsce>.
- TGE. (2023). *Podsumowanie działalności TGE w grudniu i w całym 2022 r.* Towarowa Giełda Energii. https://tge-test.gpw.pl/aktualnosc-dane-statystyczne-czytaj?cmn_=91528&title=Podsumowanie+dzia%C5%82aln%C5%9Bci+TGE+w+grudniu+i+w+ca%C5%82ym+2022+r.
- URE. (2022a). *Instalacje odnawialnych źródeł energii*. Urząd Regulacji Energetyki. <https://www.ure.gov.pl/pl/oze/potencjal-krajowy-oze/8108,Instalacje-odnawialnych-zrodel-energii-stan-na-31-grudnia-2021-r.html>.
- URE. (2022b). *Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki*. Urząd Regulacji Energetyki. <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/aktualnosc/10630,Rynek-energii-elektrycznej-historyczne-porozumienie-sektorowe-regulatora-i-opera.html>.
- URE. (2022c). *Aukcje OZE 2022: Prezes URE podsumowuje wyniki aukcji na sprzedaż energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych*. Urząd Regulacji Energetyki. <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/aktualnosc/10739,Aukcje-OZE-2022-Prezes-URE-podsumowuje-wyniki-aukcji-na-sprzedaz-energii-elektry.html>.
- Wilson, R., Welder, L., Delfosse, A., Hörsch, J., Ramalope, D., Gidden, M., Hare, B. (2021). *1.5°C Pathways for Europe: Achieving the highest plausible climate ambition*. Climate Analytics. <https://climateanalytics.org/publications/2021/15c-pathways-for-europe-achieving-the-highest-plausible-climate-ambition/>.
- wnp.pl. (2023). *Zaczynamy wyłączać wiatraki. Elektrownie słoneczne też będą zatrzymywane*. wnp.pl. <https://www.wnp.pl/energetyka/zaczynamy-wylaczac-wiatraki-elektrownie-sloneczne-tez-beda-zatrzymywane,673450.html>.
- Wrona, A. (2021). *Czy polski cel OZE będzie zgodny z polityką klimatyczną UE?* (Instrat Policy Note 04/2021). Instrat. <https://instrat.pl/fit-for-55/>.

