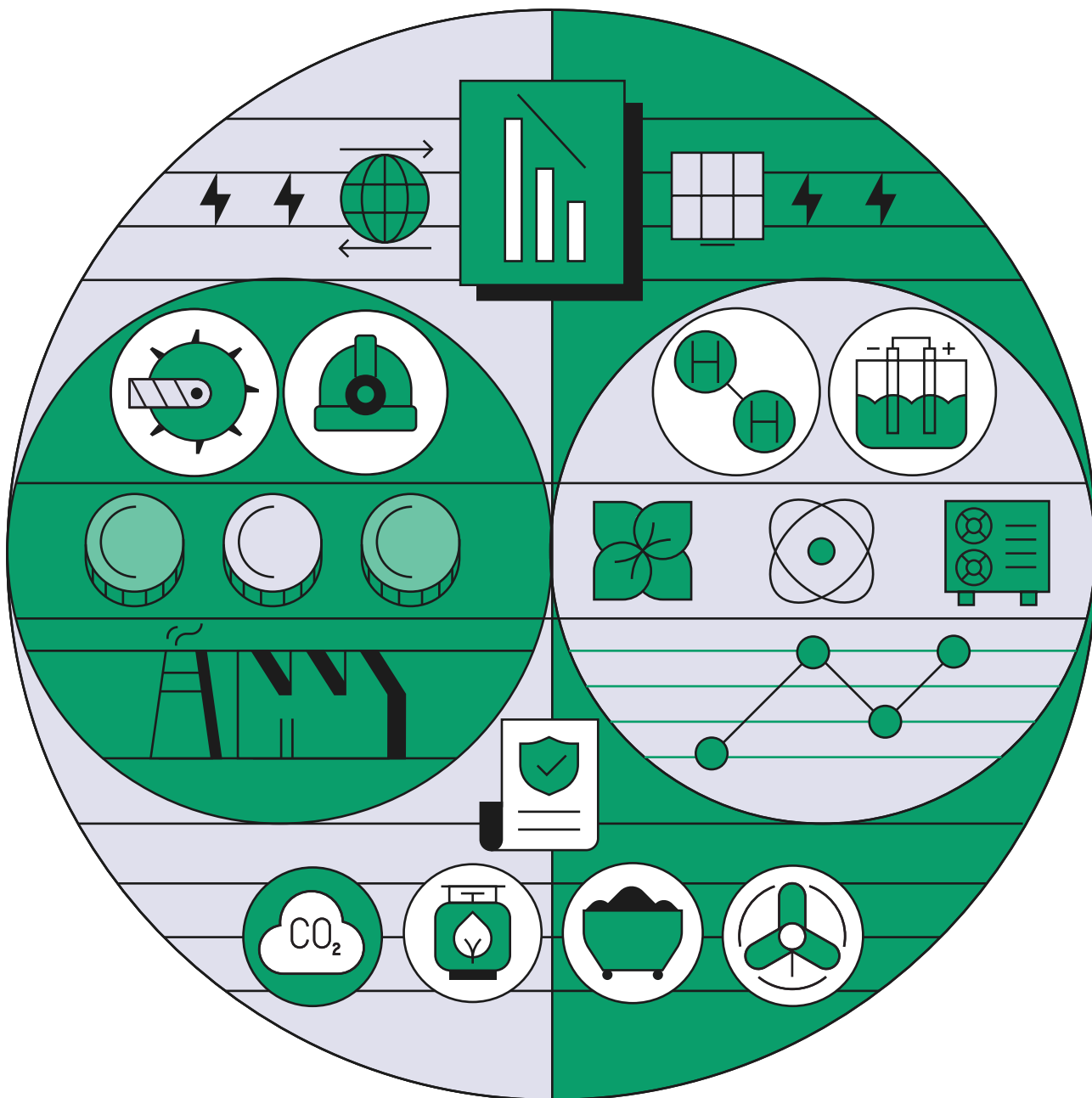


Polska prawie bezemisyjna

Cztery scenariusze transformacji energetycznej do 2040 r.



Polska prawie bezemisyjna

Cztery scenariusze transformacji
energetycznej do 2040 r.



Instrat Policy Paper 06/2023

Patryk Kubiczek

Michał Smoleń

Wojciech Żelisko

Warszawa, grudzień 2023

Rekomendujemy cytowanie:

Kubiczek, P., Smoleń, M., Żelisko, W. (2023).
Polska prawie bezemisyjna. Cztery scenariusze transformacji energetycznej do 2040 r.
Instrat Policy Paper 06/2023.

Autorstwo:

Patryk Kubiczek
Michał Smoleń
Wojciech Żelisko

Współpraca:

Bernard Swoczyna
Jarosław Kopeć
Michał Hetmański

Kontakt:

Patryk Kubiczek
patryk.kubiczek@instrat.pl

Michał Smoleń
michal.smolen@instrat.pl

Redakcja:

Julia Zaleska

Projekt okładki i skład:

Anna Olczak

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



Niniejsza publikacja powstała przy wsparciu Europejskiej Fundacji Klimatycznej (ECF).

Publikacja dostępna jest do pobrania pod adresem: www.instrat.pl/polska-2040

Dane wejściowe i wyjściowe symulacji przedstawionych w publikacji dostępne są do pobrania pod adresem:
<https://zenodo.org/records/10246018>

Wszelkie błędy są nasze.
Stosuje się zwyczajowe zastrzeżenia.

Instrat Policy Paper 06/2023

Warszawa, grudzień 2023

ISBN: 978-83-970396-0-5

Spis treści

Kluczowe liczby i wnioski	4
1. Przyszłość pod znakiem źródeł czystej energii oraz elektryfikacji	6
2. Założenia modelowania	8
2.1. Analiza przy użyciu modelu PyPSA-PL	8
2.2. Czym są nasze wyniki?	10
2.3. Co nowego w porównaniu do poprzednich analiz?	11
3. Jak powstały nasze scenariusze?	12
4. Cztery scenariusze rozwoju polskiej energetyki	14
4.1. Scenariusz 1: ambitny rozwój OZE i energetyki jądrowej	15
4.2. Scenariusz 2: ambitny rozwój OZE bez energetyki jądrowej	22
4.3. Scenariusz 3: bazowy	28
4.4. Scenariusz 4: opóźniona transformacja	34
4.5. Porównanie emisji CO ₂ , zużycia paliw i kosztów systemowych pomiędzy scenariuszami	40
5. Jak zmieniają się sektory? Wnioski dla strategii polskiej transformacji	47
5.1. Elektroenergetyka	47
5.2. Ciepłownictwo systemowe i ogrzewnictwo	52
5.3. Elektromobilność pojazdów lekkich	55
5.4. Wytwarzanie wodoru	56
Objaśnienia i skróty	58
Wykaz obiektów	59
Bibliografia	61
Aneks A – szczegółowe założenia scenariuszy	63
Aneks B – wybrane szczegóły metodologiczne	67
B1. Źródła danych i założenia mające wpływ na wyniki	67
B2. Ograniczenia modelu PyPSA-PL	71
Aneks C – rozszerzone dane na temat struktury kosztów	72

Kluczowe liczby i wnioski



84%

To realistyczny i ekonomicznie uzasadniony cel udziału odnawialnych źródeł energii w wypełnieniu krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną w 2040 r. w scenariuszu ambitnego rozwoju OZE i energetyki jądrowej (S1). Pozostałą część tego zapotrzebowania pokrywają energia jądrowa (14%) i gaz ziemny (5%). W scenariuszu ambitnego rozwoju OZE bez energetyki jądrowej (S2) udział OZE osiąga 92%.



-68%

Tyle wynosi potencjał redukcji emisji CO₂ w analizowanych sektorach (odpowiadających za ok. 75% krajowych emisji) w perspektywie 2040 r. względem 2020 r. Względem bazowego dla Polski 1988 r. to ok. -80%.



6 mld zł/rok

To roczne oszczędności na kosztach OPEX i CAPEX w elektroenergetyce, ciepłownictwie oraz w sektorze wodorowym w scenariuszu ambitnego rozwoju OZE i energetyki jądrowej (S1) w porównaniu do scenariusza bazowego (S3) w 2040 r. Względem scenariusza opóźnionej transformacji (S4) różnica ta wynosi 21 mld zł/rok.



1,3 mln t H₂

Potencjał ekonomicznej produkcji wodoru z elektrolizy w 2040 r. według scenariusza ambitnego rozwoju OZE i energetyki jądrowej (S1). To więcej niż obecne krajowe zużycie wodoru produkowanego z gazu ziemnego.



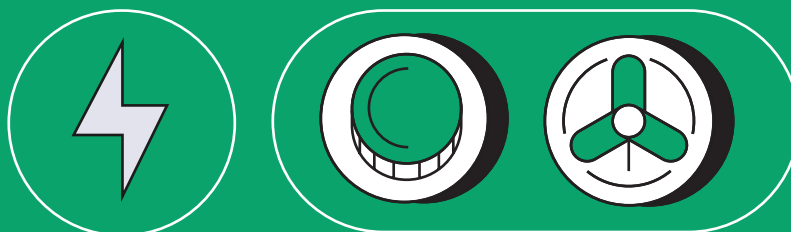
80 GW

Tyle może wynieść obciążenie systemu elektroenergetycznego w najbardziej wietrzne i słoneczne godziny w 2040 r. w scenariuszach ambitnego rozwoju OZE (S1, S2).

- Przy użyciu modelu optymalizacyjnego polskiego systemu energetycznego PyPSA-PL analizujemy **cztery scenariusze transformacji energetycznej**:

- S1 – scenariusz ambitnego rozwoju OZE i energetyki jądrowej (OZE+EJ),
- S2 – scenariusz ambitnego rozwoju OZE bez energetyki jądrowej (OZE),
- S3 – scenariusz bazowy (BAZA),
- S4 – scenariusz opóźnionej transformacji (OT).

- Na potrzeby analiz **rozszerzyliśmy model PyPSA-PL o nowe sektory** ściśle zintegrowane z sektorem elektroenergetycznym: ciepłownictwo systemowe, ogrzewnictwo, elektromobilność pojazdów lekkich oraz wytwarzanie wodoru. Dodatkowo, uwzględniamy zapotrzebowanie na energię przez inne sektory, a także emisje związane ze zużyciem energetycznym paliw kopalnych w innych sektorach jako zestaw założeń dla modelu. PyPSA-PL wskazuje na optymalny pod kątem kosztów inwestycyjnych i operacyjnych miks technologiczny dla całego systemu energetycznego, przy założeniu jednolitego kosztu emisji dwutlenku węgla (CO₂) we wszystkich sektorach.
- **Dostęp do czystej energii odnawialnej pozwala na odchodzenie od paliw kopalnych w całej gospodarce.** System produkujący więcej prądu, okazjonalnie stabilizowany przy pomocy paliw kopalnych, może być korzystniejszy pod kątem redukcji emisji niż mniejszy system w pełni oparty o bezemisyjne elektrownie. Dodatkowa produkcja może bowiem zasilać pompy ciepła, samochody elektryczne czy elektrolizery, powodując spadek zużycia węgla, gazu, benzyny czy oleju napędowego.
- **Energetyka jądrowa może wesprzeć polską transformację energetyczną, ale nie będzie jej filarem.** Nie można wstrzymywać inwestycji w OZE w nadziei na szybki rozwój energetyki jądrowej. Analizy zawarte w tym raporcie pokazują jednak, że obie te technologie mogą ze sobą dobrze współpracować.
- **Zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego w scenariuszu opóźnionej transformacji (S4) wymagałoby większych inwestycji w infrastrukturę na gaz ziemny oraz jej większego wykorzystania.** Całkowity koszt zapewnienia usług energetycznych w ciągu roku jest w tym scenariuszu wyższy niż w pozostałych. Dlatego twierdzenie, że ambitna transformacja energetyczna ukierunkowana na OZE to nadmierne obciążenie dla polskiej gospodarki, nie jest uzasadnione.



1. Przyszłość pod znakiem źródeł czystej energii oraz elektryfikacji

Polska nieodwracalnie wkroczyła na ścieżkę transformacji energetycznej. Nasz kraj włącza się w globalne i europejskie działania zmierzające do ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, co jest związane przede wszystkim ze spalaniem paliw kopalnych. W Unii Europejskiej do wykorzystywania węgla i gazu w elektrowniach zniechęcają rosnące opłaty za emisje CO₂.

Postęp technologiczny zwiększa atrakcyjność paneli słonecznych, baterii czy pomp ciepła. Odejście od paliw kopalnych staje się bardziej opłacalne również wobec ich wysokich cen. Wynikają one z globalnego kryzysu energetycznego oraz wysokich kosztów wydobywania w większości polskich kopalń (WysokieNapiecie.pl, 2023).

W przeszłości zmiany w polskiej elektroenergetyce nie zawsze przebiegały w sposób zaplanowany i kompleksowy. Zablokowanie nowych inwestycji w elektrownie wiatrowe na lądzie w latach 2016–2023 to najgłośniejszy przykład takiego błędu. Niedocenienie korzyści płynących z szybszego rozwoju OZE przyczyniło się również do zaniedbań w zakresie rozwoju i modernizacji sieci elektroenergetycznych czy dostosowania elektrowni konwencjonalnych do współpracy z zależnymi od pogody instalacjami fotowoltaicznymi i turbinami wiatrowymi. Oczekując na realizację długofalowych krajowych megaprojektów (energetyka wiatrowa na morzu, energetyka jądrowa), nie wykorzystaliśmy w pełni możliwości szybkiego ograniczenia wykorzystania paliw kopalnych poprzez rozwój rozproszonej energetyki słonecznej i wiatrowej na lądzie.

Polskie strategie transformacji niedostatecznie uwzględniały rolę elektryfikacji sektorów, takich jak ciepłownictwo systemowe i ogrzewnictwo, transport czy przemysł. Pompy ciepła czy inne technologie oparte na energii elektrycznej cechuje wyższa efektywność w porównaniu do konwencjonalnych rozwiązań. Włączanie ich do coraz mniej emisyjnego polskiego systemu elektroenergetycznego przełoży się na rosnące korzyści dla klimatu i środowiska.

Transformacja systemu elektroenergetycznego będzie miała dwa aspekty:

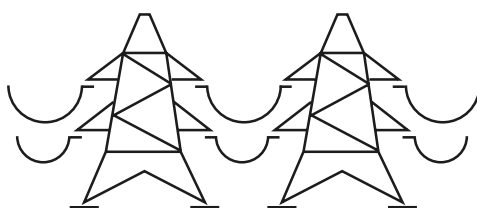
- zaspokojenie obecnego popytu na energię elektryczną przy użyciu bardziej ekologicznych źródeł,
- pokrycie nowego popytu wynikającego z rozpowszechnienia technologii opartych na energii elektrycznej w różnych sektorach gospodarki.



W niniejszym raporcie Fundacja InStrat przedstawia cztery różne scenariusze rozwoju polskiego systemu energetycznego do 2040 r. Ich celem jest wsparcie dyskusji i pomoc w tworzeniu polityk publicznych dotyczących przyszłości polskiej energetyki, m.in. w kontekście koniecznej aktualizacji *Polityki energetycznej Polski do 2040 r.* oraz *Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030*.

Nasze opracowanie zawiera również szacunki dotyczące osiągalnego celu redukcji emisji gazów cieplarnianych, co może stanowić polski wkład w dyskusje na forach unijnych i międzynarodowych na temat wyznaczania takiego celu na 2040 r.

Wierzymy, że wyniki tego opracowania przyczynią się do określenia ambitnego celu klimatycznego dla polskiego rządu oraz wyznaczenia mapy drogowej dla polskiej gospodarki – zarówno dla przedsiębiorstw, samorządów i instytucji finansowych, jak również dla obywateli włączonych od początku w realizację tego celu.



2. Założenia modelowania

Niniejszy raport przedstawia wyniki analiz scenariuszowych prowadzonych przy użyciu narzędzia PyPSA-PL, rozwijanego wewnątrznie przez zespół InStrat w porozumieniu z międzynarodową społecznością ekspertów PyPSA (Python for Power System Analysis). Głównym punktem odniesienia dla naszej analizy są badania wykonywane przy użyciu modelu optymalizacyjnego europejskiego systemu energetycznego PyPSA-Eur, które m.in. wskazują korzyści płynące z integracji sektorów oraz rozwoju paneuropejskiej sieci elektroenergetycznej (Neumann i in., 2023).

2.1. Analiza przy użyciu modelu PyPSA-PL

PyPSA-PL to narzędzie pozwalające na identyfikację i symulację optymalnych kosztowo ścieżek rozwoju polskiego systemu energetycznego. Modelowanie odbywa się w oparciu o szereg danych i założeń. Dotyczą one m.in. obecnej struktury polskiej energetyki, przyszłych cen paliw kopalnych i uprawnień do emisji gazów cieplarnianych, kosztów inwestycji w nowe elektrownie, a także popytu na różne nośniki energii w każdej godzinie danego roku. Uwzględniliśmy również pewne ograniczenia techniczne dotyczące m.in. tempa budowy nowych elektrowni czy zapewnienia odpowiednich parametrów pracy systemu elektroenergetycznego.

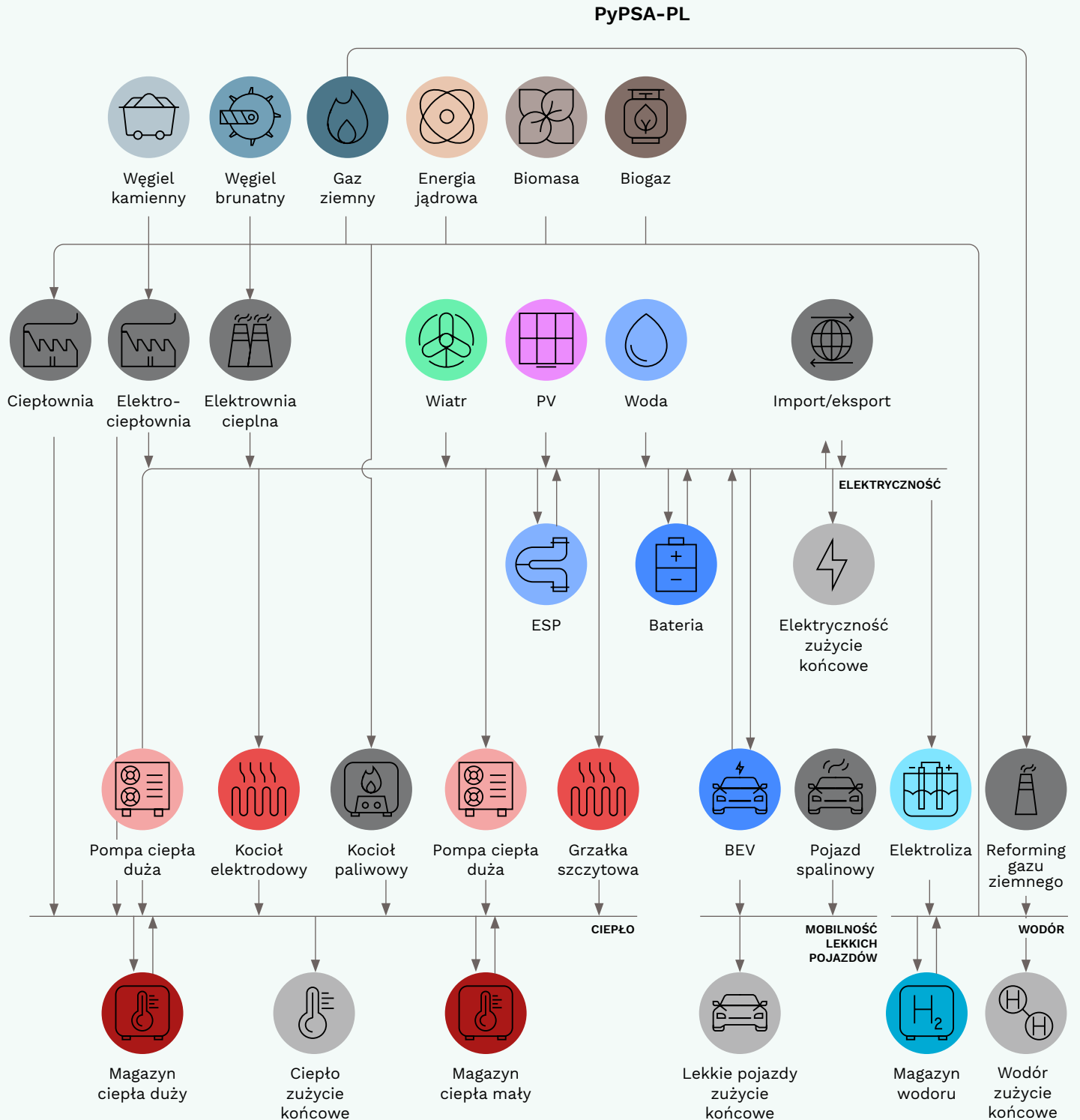
W obecnej wersji modelu analizujemy nie tylko zaopatrzenie odbiorców w energię elektryczną, ale również w ciepło systemowe i indywidualne (integracja ciepłownictwa i ogrzewnictwa), energię do napędzania lekkich pojazdów drogowych oraz wodór (wykorzystywany w przemyśle).

Profil zasilania pomp ciepła, baterii samochodów elektrycznych czy elektrolizerów do produkcji wodoru jest przedmiotem optymalizacji. W ten sposób odzwierciedlamy nie tylko wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, ale również czekające nas zmiany w charakterystyce jej wykorzystania (np. ładowanie aut elektrycznych w okresach niższych cen energii). Nasz model w dalszym ciągu nie uwzględnia całej gospodarki, jednak bezpośrednio symuluje funkcjonowanie sektorów odpowiadających obecnie w sumie za ok. 60% emisji gazów cieplarnianych w Polsce¹.

Na następnej stronie przedstawiamy poglądowy schemat najnowszej wersji modelu PyPSA-PL (schemat 1). Bardziej szczegółowe informacje na temat założeń i działania modelu znajdują się w aneksach A i B, natomiast cały model wraz z kompletem założeń jest również sukcesywnie publikowany na platformie GitHub na otwartej licencji, bez opłat, co umożliwia jego rozwój i replikację przez środowisko eksperckie (Kubiczek, 2023b). Pełne wyniki analiz przeprowadzonych na potrzeby niniejszego raportu są dostępne na platformie Zenodo (Kubiczek, 2023c).

¹ Razem z emisjami z pozostałych zastosowań energetycznych paliw kopalnych, które reprezentujemy w modelu w sposób pośredni, jest to ok. 75%.

SCHEMAT 1. Technologie oraz nośniki i przepływy energii w sektorowo-zintegrowanej wersji modelu PyPSA-PL



Źródło: opracowanie własne Instrat. Schemat ma charakter uproszczony, nie wszystkie przedstawione powyżej kombinacje paliw i technologii są dozwolone.

2.2. Czym są nasze wyniki?

Jaki będzie najtańszy sposób zaopatrywania polskich odbiorców w energię elektryczną i ciepło w przyszłości? Model PyPSA-PL pozwala odpowiedzieć na to pytanie w oparciu o określony zestaw założeń dotyczących cen oraz kwestii technicznych. Optymalizujemy zarówno koszty inwestycyjne (takie jak budowa nowej elektrowni), jak i operacyjne (np. zakup paliwa).

Szczególną rolę w modelu odgrywają ceny uprawnień do emisji CO₂. To właśnie ten kluczowy instrument polityki klimatycznej Unii Europejskiej sprawia, że obniżanie emisji jest opłacalne – lepiej budować turbiny wiatrowe niż płacić za coraz droższe uprawnienia niezbędne do spalania węgla.

Nasz model nie przyjmuje z góry ściśle zdefiniowanego celu redukcyjnego (np. spadek emisji o 90% do 2040 r.). Tempo dekarbonizacji nadane jest przez założenie dotyczące kosztów emisji CO₂. W modelu przyjmujemy wartości odpowiadające scenariuszowi Announced Pledges z *World Energy Outlook 2022* Międzynarodowej Agencji Energetycznej (IEA, 2022) dla grupy krajów, które zobowiązały się zredukować swoje emisje do poziomu zera netto. Oznacza to cenę ok. 140 euro/t CO₂ w 2030 r. i 180 euro/t CO₂ w 2040 r. Nasze wyniki wskazują, że taka wycena emisji tworzy ekonomiczne zachęty do szybkiej transformacji uwzględnionych sektorów.

W niniejszym raporcie przedstawiamy cztery scenariusze rozwoju polskiego systemu energetycznego. Każdy z nich oparty jest na innym zestawie założeń dotyczących możliwego tempa zmian w tym systemie. Przykładowo, scenariusz ambitnego rozwoju OZE i energetyki jądrowej (S1) zakłada, że szybki przyrost mocy w tych technologiach jest technicznie możliwy. Model weryfikuje natomiast, na ile jest on faktycznie opłacalny. Z drugiej strony, scenariusz opóźnionej transformacji (S4) również obejmuje optymalizację inwestycji i działań, ale w granicach wyznaczonych przez założenia o niewystarczającej gotowości infrastruktury sieciowej czy otoczenia regulacyjnego.

Każde modelowanie – w tym nasze – opiera się na określonych założeniach lub uproszczeniach, o których należy pamiętać podczas interpretacji wyników. Model PyPSA-PL nie uwzględnia kosztów inwestycji w sieci elektroenergetyczne. Zamiast tego zakładamy, że sprawność instytucji państwowych oraz operatorów sieci (OSD, OSP) i polskiej gospodarki w zakresie rozwoju sieci to jedno z kluczowych czynników różnicujących poszczególne scenariusze transformacji. Analogicznie jak w przypadku innych modeli, uwzględniamy pewne techniczne ograniczenia funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego tylko w przybliżony sposób.

Podobne ograniczenie dotyczy ciepłownictwa systemowego, które traktujemy w sposób zbiorczy, podczas gdy w rzeczywistości składa się na nie wiele różnych i odizolowanych od siebie systemów. Nasz model nie analizuje też kwestii związanych np. z bezpieczeństwem dostaw poszczególnych paliw kopalnych czy surowców krytycznych. Jednak należy wziąć pod uwagę, że wynikająca z analiz cenowych konieczność szybkiego rozwoju OZE oraz elektryfikacji gospodarki pozwoli na zmniejszenie uzależnienia od importu gazu ziemnego w kolejnych dekadach.

Nie symulujemy szczegółowo działania rynku energii czy rynku uprawnień do emisji CO₂ (np. posunięć dużych spółek energetycznych) – dokonujemy optymalizacji całego systemu. Zdajemy sobie sprawę, że rynki energii posiadają swoje ograniczenia, przez które inwestycje w nowe moce nie przebiegają w sposób optymalny. To jednak pole dla interwencji państwa. Analogicznie, co do zasady nie symulujemy obecnego kształtu regulacji i innych niż ceny uprawnień do emisji interwencji (np. kontraktów różnicowych dla produkcji wodoru)². Zakładamy zamiast tego, że będą się one zmieniać, aby umożliwić pozytywne zmiany w polskiej i europejskiej energetyce (szczególnie w scenariuszach ambitnych). Te oraz inne ograniczenia naszej metodologii zostały opisane szczegółowo w aneksie B.

2.3. Co nowego w porównaniu do poprzednich analiz?

Fundacja InStrat przedstawiła pierwszy scenariusz ambitnej transformacji energetycznej w cyklu publikacji z 2021 r.: *Droga do celu* (Czyżak i Wrona, 2021), *Co po węglu?* (Czyżak, Sikorski i in., 2021) oraz *Brakujący element układanki* (Czyżak, Wrona i in., 2021). Optymalna ścieżka wykorzystująca potencjał odnawialnych źródeł energii zainspirowała nie tylko dyskusje eksperckie, ale przyczyniła się również do wzrostu prognozowanych mocy OZE w propozycji nowego scenariusza PEP2040.

Analizy te stanowiły punkt wyjścia dla nowej edycji projektu badawczego, który rozpoczęliśmy w 2022 r. W jego ramach w marcu 2023 r. opublikowaliśmy analizę *Polski nie stać na średnie ambicje. Miliardy złotych oszczędności dzięki szybkiemu rozwojowi OZE* (Kubiczek i Smoleń, 2023), w której zaprezentowaliśmy korzyści z bardziej dynamicznych zmian w elektroenergetyce do 2030 r. Natomiast w sierpniu 2023 r. przedstawiliśmy opracowanie *Praca w podstawie. Modelowanie kosztów niskiej elastyczności polskiego systemu elektroenergetycznego* (Kubiczek, 2023a) zawierający analizę przyczyn i konsekwencji ograniczeń w integracji wysokich poziomów produkcji z elektrowni wiatrowych i słonecznych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym.

W tym raporcie idziemy o krok dalej, obejmując analizę do 2040 r. W szerszym zakresie uwzględnia on także elektryfikację ciepłownictwa, transportu lekkiego i produkcji wodoru. Bierze również pod uwagę ograniczenia techniczne związane z udziałem tzw. źródeł niesynchronicznych w miksie elektroenergetycznym³. Po raz pierwszy nasz model optymalizuje nie tylko produkcję energii, ale również jej wykorzystanie (oprócz uwzględnianego już wcześniej zasilania magazynów energii).

² Dopuszczamy jednak pewne wyjątki od tej reguły – zakładamy, że pewne technologie mogą się rozwijać szybciej niż to optymalne ze względu na wsparcie publiczne. Dotyczy to np. inwestycji w instalacje biogazowe czy elektrolizery do produkcji wodoru.

³ Zgodnie z metodologią opisaną w raporcie *Praca w podstawie*, zakładamy, że w każdym momencie udział źródeł niesynchronicznych, tj. elektrowni słonecznych i wiatrowych, baterii, a także interkonektorów na prąd stały, nie może przekroczyć zadanej wartości.

3. Jak powstały nasze scenariusze?

Niniejszy raport przedstawia cztery ścieżki transformacji polskiego systemu energetycznego do 2040 r. Przeanalizowaliśmy dwa scenariusze ambitnej transformacji, różniące się między sobą uwzględnieniem energetyki jądrowej (S1, S2), scenariusz bazowy (S3), w którym rozwój OZE pokrywa się z ambicjami przedstawionymi przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska w czerwcu 2023 r. (MKiŚ, 2023), a także pesymistyczny scenariusz opóźnionej transformacji (S4), w którym pozytywne zmiany zachodzą znacznie wolniej.

WYBRANE ZAŁOŻENIA RÓŻNICUJĄCE SCENARIUSZE

Założenia cenowe są tożsame dla wszystkich scenariuszy. Różnią się one jednak od siebie założeniami dotyczącymi m.in. możliwego tempa budowy nowych mocy oraz wartościami rocznego zapotrzebowania na różne formy energii. Założenia różnicujące scenariusze:

- Maksymalny poziom zainstalowanej mocy w źródłach wiatrowych i słonecznych w danym roku lub maksymalne tempo przyrostu tych mocy – im ambitniejszy scenariusz, tym poziom mocy OZE może być większy.
- Maksymalne tempo rozwoju innych mocy – w tym mocy jądrowych i gazowych.
- Zapotrzebowanie na zużycie końcowe energii elektrycznej poza modelowanymi sektorami – zakładamy, że dostępność tańszej energii z OZE przekłada się na szybszą elektryfikację w przemyśle, ciężkim transporcie czy gospodarstwach domowych, zwiększając bazowe zapotrzebowanie na energię elektryczną (bez uwzględnienia produkcji ciepła czy zasilania samochodów elektrycznych).
- Zapotrzebowanie na ciepło grzewcze – zakładamy, że w ambitniejszych scenariuszach termomodernizacja polskich budynków następuje szybciej, zmniejszając zapotrzebowanie na ciepło do ich ogrzewania.
- Transport samochodowy – w ambitniejszych scenariuszach tempo przyrostu floty samochodów elektrycznych jest wyższe, a zapotrzebowanie na indywidualny transport samochodowy spada dzięki wsparciu dla opcji alternatywnych (transport publiczny, rowerowy itd.).
- Zapotrzebowanie na wodór – w scenariuszach ambitnych jest ono nieco wyższe ze względu na wyższe oczekiwania dotyczące możliwości wykorzystania niskoemisyjnego wodoru w sektorze transportowym czy przemyśle.
- Maksymalny chwilowy udział źródeł niesynchronicznych (tj. farm wiatrowych i słonecznych, a także baterii) w miksie produkcji energii elektrycznej – w ambitniejszych scenariuszach inwestycje w sieci energetyczne i rozwój usług systemowych pozwalają na lepszą integrację OZE (Kubiczek, 2023a).

Szczegółowe informacje na temat tych założeń znajdują się w aneksie A.

ANALIZOWANE SCENARIUSZE

W analizie uwzględniliśmy następujące scenariusze:

- **S1 – scenariusz ambitnego rozwoju OZE i energetyki jądrowej (OZE+EJ)**
– w tym scenariuszu państwo uznaje transformację energetyczną za kluczowe wyzwanie naszych czasów. Kilkukrotny wzrost nakładów oraz mobilizacja instytucji państwowych, zarządców infrastruktury i sektora prywatnego przyczyniają się do modernizacji i rozbudowy sieci elektroenergetycznej. Przepisy dotyczące planowania przestrzennego są przyjazne dla rozwoju OZE, a urzędy posiadają dostateczne zasoby, by odpowiednie procesy administracyjne przebiegały bez zbędnych opóźnień. Program jądrowy jest realizowany w spektakularnie szybkim jak na Europę tempie (z opóźnieniem zaledwie ok. 2 lat wobec obecnych deklaracji). Po 2030 r. nie budujemy już nowych elektrowni gazowych, nawet jeżeli alternatywne rozwiązania są początkowo droższe. Polskie budynki przechodzą gruntowną termomodernizację dzięki szeroko zakrojonym programom wsparcia, pozwalając na zmniejszenie zapotrzebowania na ciepło do ich ogrzewania. Polki i Polacy stopniowo przesiadają się na samochody elektryczne, jak również transport publiczny.
- **S2 – scenariusz ambitnego rozwoju OZE bez energetyki jądrowej (OZE)**
– ten scenariusz jest tożsamy z poprzednim (S1), jednak program rozwoju energetyki jądrowej zostaje zarzucony lub istotnie opóźniony tak, że przynajmniej do 2040 r. nie udaje się uruchomić żadnego reaktora.
- **S3 – scenariusz bazowy (BAZA)** – w tym scenariuszu państwo tworzy dobre warunki dla transformacji energetycznej, jednak w mniejszym stopniu niż w scenariuszach ambitnych. Z tego powodu maksymalne tempo rozwoju OZE odpowiada wskaźnikom przedstawionym w rządowym dokumencie *Scenariusz 3. do prekonsultacji aktualizacji KPEiK/PEP2040* (MKiŚ, 2023) opublikowanym w czerwcu 2023 r. Należy podkreślić, że osiągnięcie nawet takich wskaźników wymaga podjęcia szeregu działań, np. gruntownej modernizacji sieci elektroenergetycznej. W tym scenariuszu energetyka jądrowa może rozwijać się równie szybko, jak w scenariuszu S1 (bardzo wysokie tempo).
- **S4 – scenariusz opóźnionej transformacji (OT)** – w tym scenariuszu niska sprawność państwa przekłada się na niskie tempo transformacji. Inwestycje w energetykę wiatrową na lądzie i słoneczną odbijają się od braku zgód przyłączeniowych lub utykają w długich, kosztownych procesach administracyjnych. Program jądrowy jest realizowany z pięcioletnim opóźnieniem. Problem opóźnień dotyczy również energetyki wiatrowej na morzu czy nawet nowych mocy gazowych. Zapotrzebowanie na ciepło utrzymuje się na wysokim poziomie ze względu na wolne tempo termomodernizacji budynków.

Należy podkreślić, że założenia do scenariuszy nie dotyczą bezpośrednio mocy np. w energetyce słonecznej czy wiatrowej. Wyznaczają jedynie maksymalne pułapy, które mogą zostać osiągnięte, jeżeli będzie to opłacalne z punktu widzenia całego systemu.

4. Cztery scenariusze rozwoju polskiej energetyki

W niniejszym rozdziale przedstawiamy wyniki modelowania dla czterech scenariuszy polskiej transformacji energetycznej. Zostały one opracowane zgodnie z założeniami przedstawionymi w poprzednich rozdziałach.

Jako punkt odniesienia podajemy dane historyczne dla średniej z przyjętego przez nas okresu referencyjnego przypadającego na lata 2019–2021⁴ lub, w przypadku elektroenergetyki, dla 2022 r. Zakładamy, że pierwsze istotne różnice w trajektorii systemu energetycznego pomiędzy scenariuszami pojawiają się w 2030 r. na skutek różnic w inwestycjach ukończonych w 2026 r. i później.

Wykonujemy optymalizację kosztów działania systemu energetycznego sekwencyjnie dla 2030, 2035 i 2040 r. Dla tych progów czasowych dla każdego ze scenariuszy przedstawiamy następujące informacje:

- **Kluczowe dane o elektroenergetyce:**

- **Elektryczna moc zainstalowana** – moc zainstalowana elektrowni różnego rodzaju, a także magazynów energii, dostępnej mocy interkonektorów (do handlu międzynarodowego) oraz DSR (usługa ograniczenia poboru mocy elektrycznej przez odbiorców końcowych za odszkodowaniem na żądanie operatora systemu przesyłowego).
- **Produkcja i wymiana energii elektrycznej** – struktura produkcji w całym roku, z podziałem na różnego rodzaju elektrownie, uwzględniająca także eksport bądź import netto oraz wykorzystanie DSR.
- **Struktura krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną** – wykorzystanie energii elektrycznej, z wyróżnieniem zasilania ciepłownictwa systemowego, ogrzewania indywidualnego, samochodów elektrycznych i elektrolizerów, a także pozostałego końcowego zużycia w gospodarstwach domowych, przemyśle i innych zelektryfikowanych sektorach.

- **Kluczowe dane o ciepłownictwie:**

- **Moc zainstalowana w ciepłownictwie systemowym** – cieplna moc zainstalowana w ciepłowniach i elektrociepłowniach według technologii oraz w magazynach ciepła.
- **Produkcja ciepła w ciepłownictwie systemowym** – struktura produkcji ciepła przez cały rok, z uwzględnieniem poszczególnych rodzajów technologii wytwarzania ciepła w kogeneracji (lub bez) oraz magazynów ciepła.

⁴ W dalszej części raportu określanego po prostu jako 2020 r.

- **Moc zainstalowana w ogrzewnictwie** – cieplna moc zainstalowana w indywidualnych instalacjach grzewczych (kotły konwencjonalne, pompy ciepła, grzałki szczytowe) oraz rozproszonych magazynach ciepła.
- **Produkcja ciepła w ogrzewnictwie** – struktura produkcji ciepła w całym roku według technologii instalacji grzewczych i magazynów ciepła.
- **Przykładowy przebieg produkcji i wykorzystania energii elektrycznej w 2040 r. w trzydniowym okresie:**
 - **majowym** – cechującym się dobrą wietrznością w dwa z trzech dni, słonecznymi dniami, niskim, lecz niezerowym, zapotrzebowaniem na ciepło (relatywnie korzystny okres dla systemu energetycznego opartego o OZE),
 - **lutowym** – niska wietrzność i nasłonecznienie, wysokie zapotrzebowanie na ciepło (niekorzystny okres dla systemu energetycznego opartego o OZE).

W dalszej części tego rozdziału przedstawiamy porównawcze dane dotyczące kosztów systemowych i emisji dla poszczególnych scenariuszy. Kolejny rozdział zawiera natomiast opis pogłębionych wyników dla poszczególnych sektorów.

4.1. Scenariusz 1: ambitny rozwój OZE i energetyki jądrowej

W scenariuszu 1 (scenariusz OZE+EJ) model posiada najwięcej swobody w poszukiwaniu najefektywniejszej ścieżki dla polskiego systemu energetycznego. Nasze założenia dopuszczają możliwość szybkiego rozwoju OZE oraz energetyki jądrowej. Optymalne okazuje się niemal pełne wykorzystanie tego potencjału.



ELEKTROENERGETYKA – WYKRES 1

W 2040 r. polskie elektrownie wiatrowe i słoneczne odpowiadają za 73% rocznej produkcji energii elektrycznej.

- W latach 20. Polska dalej zaspokaja lukę wynikającą z dotychczasowych zaniedbań, przede wszystkim, jeżeli chodzi o energetykę wiatrową. Czysty, tani prąd z OZE wypiera z miksu elektroenergetycznego paliwa kopalne obciążone cenami uprawnień do emisji CO₂.
- W latach 30. wiatr i słońce odgrywają kluczową rolę w elektryfikacji innych sektorów, przyczyniając się do spadku zużycia węgla i gazu ziemnego w domowych kotłach, benzyny czy oleju napędowego w transporcie oraz metanu w przemysłowej produkcji wodoru.

- W 2040 r. Polska dysponuje już 59 GW w energetyce słonecznej i 52 GW w energetyce wiatrowej (w tym ponad 17 GW na Bałtyku). W tym celu konieczne będzie drastyczne zwiększenie tempa inwestycji w modernizację sieci elektroenergetycznych, a także dostosowanie systemu – zarówno od strony technicznej, poprzez umożliwienie świadczenia usług systemowych przez instalacje OZE oraz bateryjne magazyny energii, jak i rynkowej, poprzez stworzenie odpowiednich zachęt do wykorzystywania energii głównie w godzinach generacji z OZE.

Dzięki prawie 6 GW energii jądrowej Polska może ograniczyć pracę w podstawie elektrowni emisyjnych. W scenariuszach ambitnych (S1 i S2) uznajemy, że do 2040 r. polski system energetyczny w większości uniezależni się od wymuszonej pracy w podstawie elektrowni dyspozycyjnych wyposażonych w turbiny, choć nie w pełni (zakładamy, że muszą one odpowiadać za 5% chwilowej produkcji, wobec ok. 35–40% produkcji obecnie). Elektrownie jądrowe mogą zastąpić w tej roli emisyjne elektrownie węglowe lub gazowe, szczególnie wobec wysokich kosztów biogazu czy wodoru. Energetyka jądrowa stanowi także wsparcie w momentach niskiej generacji z OZE, aczkolwiek ze względu na ograniczone moce, jest w stanie zaspokoić tylko ułamek chwilowego zapotrzebowania. Należy natomiast pamiętać, że budowa energetyki jądrowej może potrwać dłużej niż zakładamy lub nigdy nie zostać ukończona, generując miliardowe koszty.

W 2040 r. wciąż potrzebujemy wielu dyspozycyjnych elektrowni na paliwa kopalne, ale odpowiadają one jedynie za niecałe 5% rocznej produkcji. Wraz z rozwojem źródeł czystej energii, produkcja z paliw kopalnych ogółem szybko maleje. Coraz częściej będą służyć one już tylko jako stabilizacja większościowej produkcji z wiatru i słońca (zanim zostaną zastąpione w tej roli przez usługi elastyczności czy elektrownie jądrowe). Z drugiej strony, w 2040 r. także będą zdarzać się przecież dłuższe okresy niekorzystnej dla OZE pogody, wymagające uruchomienia bloków węglowych lub gazowych. Pełne odstawienie elektrowni konwencjonalnych będzie znacznie trudniejsze niż minimalizacja ich wykorzystania. Utrzymanie sporadycznie wykorzystywanych bloków będzie wymagało stosowania odpowiednich instrumentów rynkowych, np. kontynuacji rynku mocy. Docelowo rolę dyspozycyjnych mocy szczytowych mogą przejmować elektrownie zasilane wodorem (lub innymi paliwami syntetycznymi), biogazem czy biometanem, aczkolwiek barierą są wysokie koszty produkcji tych paliw i ich ograniczona skalowalność.

Zapotrzebowanie na prąd z węgla będzie spadać szczególnie szybko – z obecnych ok. 115 TWh do zaledwie ok. 8% tej liczby już w 2030 r. Dotyczyć będzie to nie tylko węgla brunatnego, którego zużycie już wtedy spada w polskim miksie praktycznie do zera (wciąż ma jednak rolę do odegrania w szczególnie zimnych okresach roku), ale też węgla kamiennego. Oznaczać to będzie spadek zapotrzebowania na węgiel kamienny do produkcji prądu z obecnych ok. 40 mln ton rocznie do ok. 5 mln ton rocznie – stanowi to ekwiwalent produkcji dwóch lub trzech średniej wielkości kopalń węgla kamiennego.

Nasz scenariusz cenowy wskazuje, że węgiel – dotychczasowy fundament polskiego systemu energetycznego – będzie przegrywał nie tylko z czystymi źródłami energii, ale również z nowymi mocami gazowymi obciążonymi niższymi kosztami ETS. Model sugeruje, że resztki energetyki węglowej (najbardziej sprawne bloki o nadkrytycznych parametrach) mogą dotrwać do 2040 r. w sposób uzasadniony ekonomicznie, głównie dzięki założeniu o braku możliwości finansowania budowy nowych mocy gazowych po 2030 r.

Dostępność czystej energii sprzyja elektryfikacji sektorów. Dotyczy to w pierwszej kolejności ogrzewnictwa, w ograniczonym zakresie ciepłownictwa systemowego, a później także produkcji wodoru, przez co roczne zużycie energii elektrycznej rośnie w 2040 r. do prawie 310 TWh (wobec 160 TWh w 2022 r.). Szybki rozwój energetyki wiatrowej i słonecznej zwiększa opłacalność inwestycji w technologie power-to-heat, tj. pompy ciepła i kotły elektrodowe. W 2030 r. wykorzystanie 2 GW elektrolizerów (zgodnie z celem *Polskiej Strategii Wodorowej*) jest minimalne, ale znacząco rośnie w kolejnej dekadzie (wyniki dla wodoru zawiera dział 5.4). Znaczenie elektryfikacji dla przyszłości elektroenergetyki wynika nie tylko z dodatkowego zapotrzebowania, ale także z jego częściowej elastyczności (np. możliwości zasilenia elektrolizerów w momentach wysokiej generacji z OZE). Bez wyższej elastyczności popytu transformacja polskiej energetyki byłaby znacznie trudniejsza i kosztowniejsza.



CIEPŁOWNICTWO – WYKRES 2

Głębokim przeobrażeniem w sektorze elektroenergetyki towarzyszą gruntowne przemiany w produkcji ciepła, jednak miejskie systemy ciepłownicze oraz domowe instalacje grzewcze podążają odmiennymi ścieżkami.

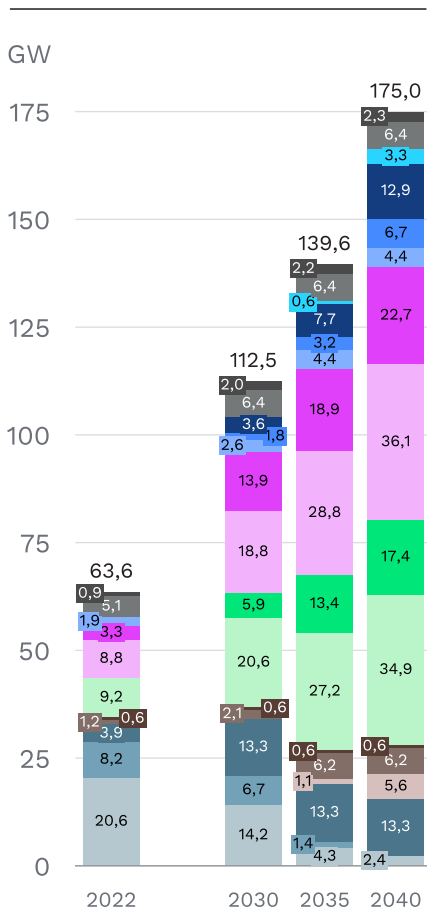
W ciepłownictwie systemowym wiodącym trendem jest przejście w kierunku efektywnej kogeneracji – początkowo także gazowej, a po 2030 r. opartej o zrównoważoną środowiskowo biomasę rolniczą i biogaz. Jeżeli potencjał bioenergii napotka ograniczenia związane z dostępnością surowca, przełoży się to na wyższe wykorzystanie paliw kopalnych. Ważną rolę odgrywają duże magazyny ciepła stanowiące jedną z kluczowych technologii magazynowania energii w skali całej gospodarki energetycznej kraju.

W ogrzewaniu indywidualnym budynków przyszłością jest przede wszystkim elektryfikacja – to głównie pompy ciepła (2/3 produkcji ciepła w 2040 r.) wyposażone we wspierające je grzałki szczytowe. W scenariuszu ambitnym odchodzimy od spalania węgla w gospodarstwach domowych już w 2030 r. (w celu poprawy jakości powietrza, ale również z powodów ekonomicznych), natomiast gaz odstawiamy do 2040 r. Założyliśmy, że udział biomasy w ogrzewnictwie pozostaje niezmienny.

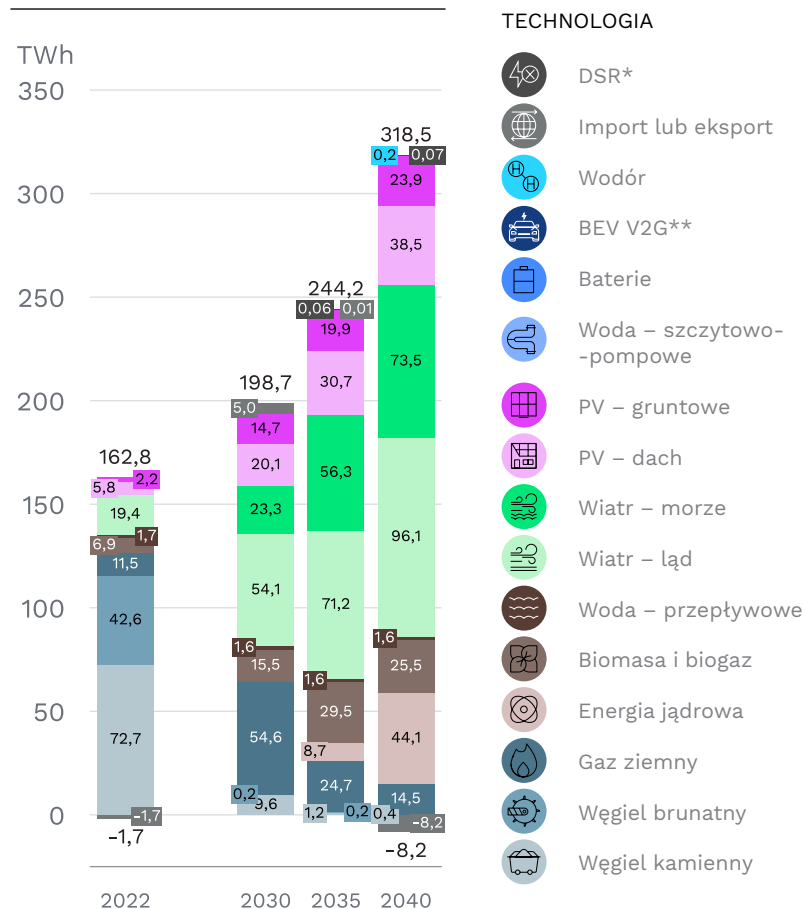
Elektryfikację ogrzewania indywidualnego w budynkach wspiera interakcja pomiędzy elektroenergetyką a ciepłownictwem systemowym. Kogeneracja w systemach ciepłowniczych ratuje system elektroenergetyczny w bezwietrzne zimowe noce, a także sprzyja stabilizacji parametrów pracy systemu przez cały rok. Natomiast wykorzystanie pomp ciepła w budynkach pozwala na odejście od najmniej efektywnego sposobu wykorzystania węgla i gazu – spalania ich w domowych kotłach.

WYKRES 1. Elektroenergetyka w scenariuszu ambitnego rozwoju OZE i energetyki jądrowej (S1)

A. ELEKTRYCZNA MOC ZAINSTALOWANA (GW)



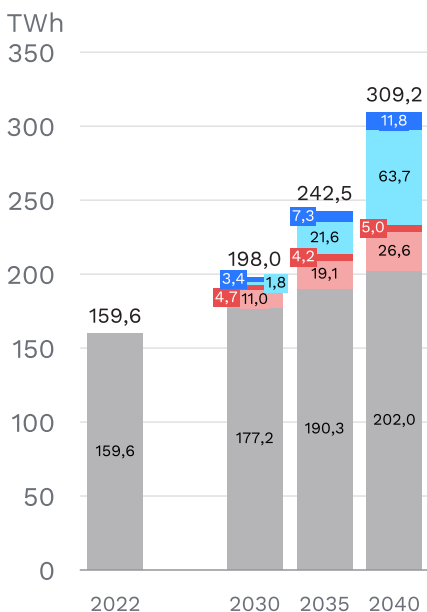
B. PRODUKCJA I WYMIANA ENERGII ELEKTRYCZNEJ (TWh)



TECHNOLOGIA

- DSR*
- Import lub eksport
- Wodór
- BEV V2G**
- Baterie
- Woda – szczytowo-pompowe
- PV – gruntowe
- PV – dach
- Wiatr – morze
- Wiatr – ląd
- Woda – przepływowa
- Biomasa i biogaz
- Energia jądrowa
- Gaz ziemny
- Węgiel brunatny
- Węgiel kamienny

C. STRUKTURA KRAJOWEGO ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ (TWh)



ZAPOTRZEBOWANIE

- BEV
- Elektroliza
- Power-to-heat*** – systemowe
- Power-to-heat*** – indywidualne
- Elektryczność – zużycie końcowe

Źródło: opracowanie własne Instraat.

2022 r. – dane historyczne na podstawie ARE. Lata 2030-2040 – wyniki modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Podano moce i produkcję netto, tj. bez zapotrzebowania własnego jednostek wytwórczych. Zapotrzebowanie na energię elektryczną zawiera w sobie straty przesyłowe i dystrybucyjne.

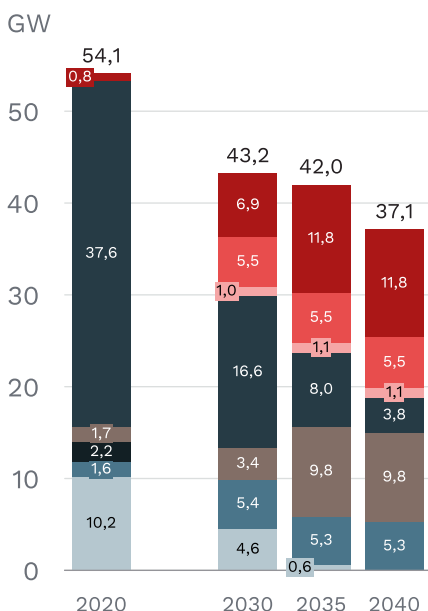
* DSR – ang. *Demand Side Response*, czyli usługa ograniczenia zużycia przez odbiorców końcowych.

**V2G – *vehicle-to-grid*, czyli usługa dostarczenia mocy do sieci przez baterie pojazdów elektrycznych (BEV).

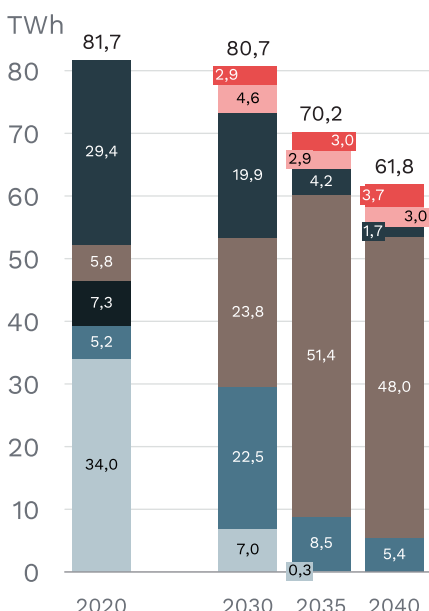
*** Power-to-heat systemowe to duże pompy ciepła i kotły elektrodowe w sieciach ciepłowniczych, indywidualne to małe pompy ciepła i grzałki szczytowe w budynkach.

WYKRES 2. Ciepłownictwo w scenariuszu ambitnego rozwoju OZE i energetyki jądrowej (S1)

A. CIEPŁOWNICTWO SYSTEMOWE – CIEPLNA MOC ZAINSTALOWANA (GW)



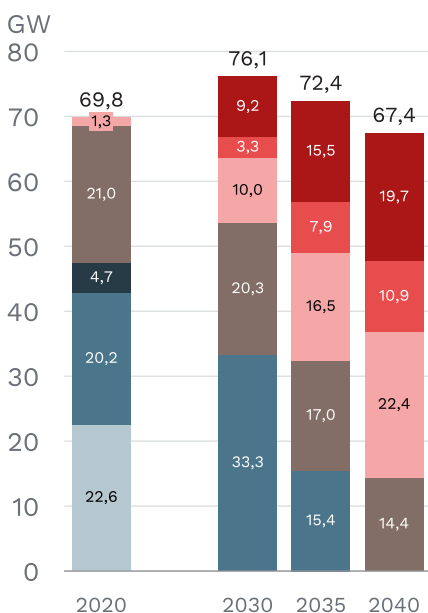
B. CIEPŁOWNICTWO SYSTEMOWE – PRODUKCJA CIEPŁA (TWh)



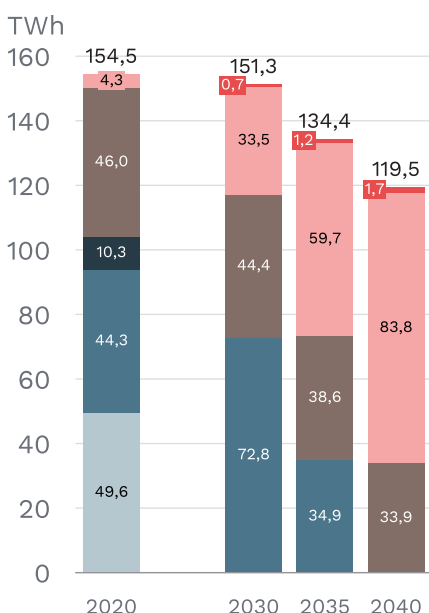
TECHNOLOGIA

- Magazyn ciepła duży
- Kocioł elektrodowy duży
- Pompa ciepła duża
- Kocioł szczytowy
- Biomasa i biogaz – kogeneracja
- Inne nie-OZE – kogeneracja
- Gaz ziemny – kogeneracja
- Węgiel kamienny – kogeneracja

C. OGRZEWNICTWO – CIEPLNA MOC ZAINSTALOWANA (GW)



D. OGRZEWNICTWO – PRODUKCJA CIEPŁA (TWh)

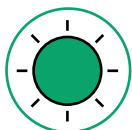


TECHNOLOGIA

- Magazyn ciepła mały
- Grzałka szczytowa
- Pompa ciepła mała
- Kocioł na biomasę
- Kocioł na olej
- Kocioł na gaz ziemny
- Kocioł na węgiel kamienny

Źródło: opracowanie własne Instrat. 2020 r. – średnia za dane historyczne w latach 2019–2021. Dane historyczne dla ciepłownictwa systemowego na podstawie ARE, URE, Forum Energii i własnych założeń, dla ogrzewnictwa na podstawie GUS, Eurostatu i własnych założeń. Historyczna moc zainstalowana w ogrzewnictwie jest szacunkowa. Lata 2030–2040 – wynik modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Zakładamy, że od 2030 r. kotły szczytowe spalają tylko gaz ziemny. W przypadku ogrzewnictwa zakładamy, że mała pompa ciepła działa w jednym układzie z grzałką szczytową i magazynem ciepła (bez kotłów paliwowych stanowiących osobne układy). Podana moc zainstalowana pompy ciepła to niezależna od temperatury założona moc szczytowa.

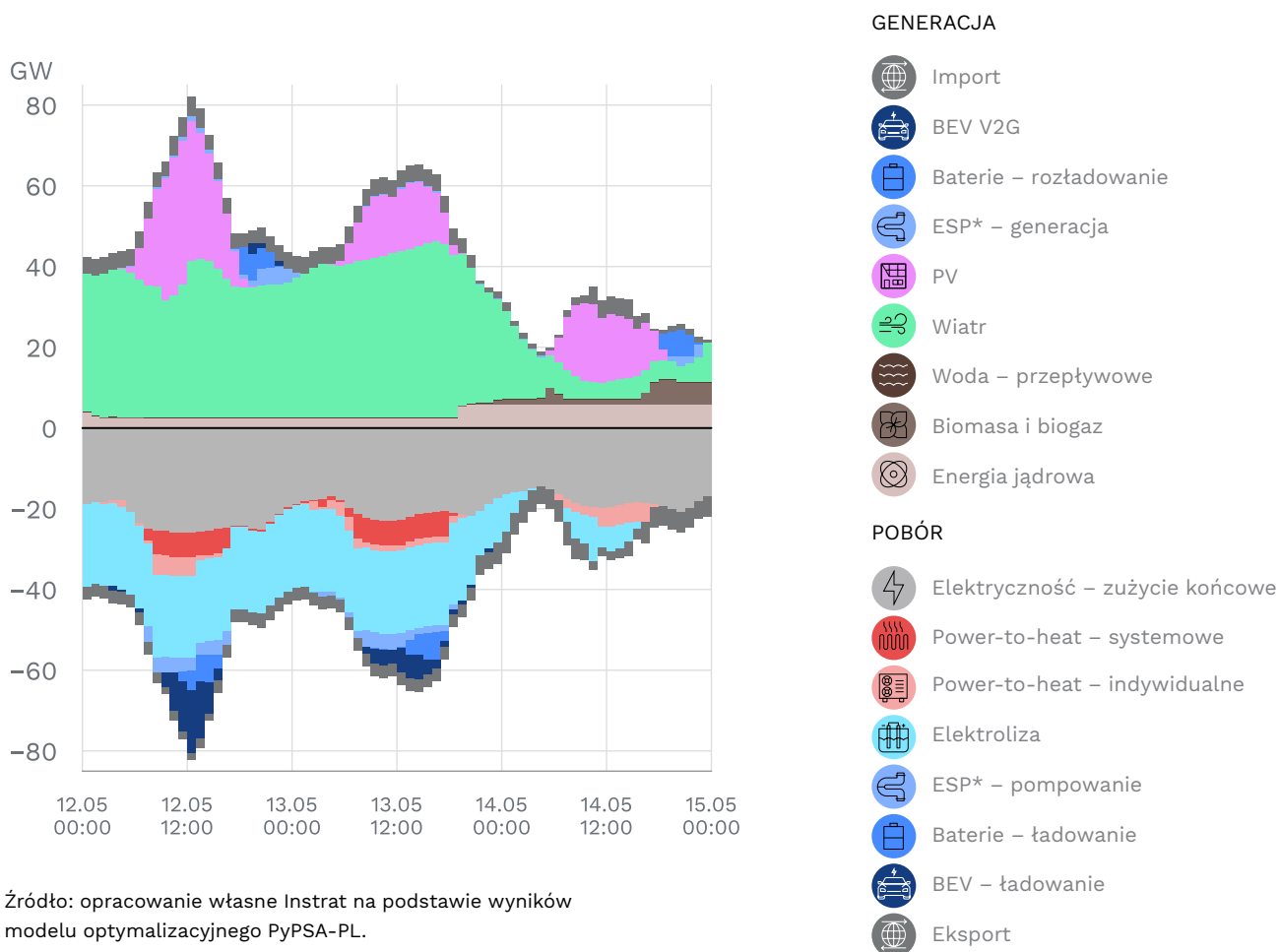
PRZYKŁADOWE OKRESY DZIAŁANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO



PÓŻNA WIOSNA – WYKRES 3

W dwa pierwsze dni przykładowego majowego okresu nasz system energetyczny dotyka klęska urodzaju – wysoka generacja ze źródeł wiatrowych pozwala na zasilenie floty elektrolizerów do produkcji wodoru. Słoneczne godziny to dobry moment na ładowanie aut elektrycznych, bateryjnych magazynów energii i elektrowni szczytowo-pompowych, a także na wykorzystanie dużych pomp ciepła czy pieców elektrodowych do zgromadzenia ciepła w miejskich systemach ciepłowniczych. Magazyny energii elektrycznej i cieplnej pozwalają później na zaspokojenie części zapotrzebowania po zachodzie słońca. W trzeciej dobie generacja z wiatru znacząco spada. Elektrownie jądrowe osiągają pełną dostępną moc, elektrolizery i domowe pompy ciepła są uruchamiane tylko w godzinach słonecznych, a po zmroku ruszają również elektrownie na biomasę czy biogaz, zapewniając potrzebną systemowi elastyczność.

WYKRES 3. Przykładowy przebieg produkcji i poboru energii elektrycznej późną wiosną 2040 r. (GW) w scenariuszu ambitnego rozwoju OZE i energetyki jądrowej (S1)



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL.

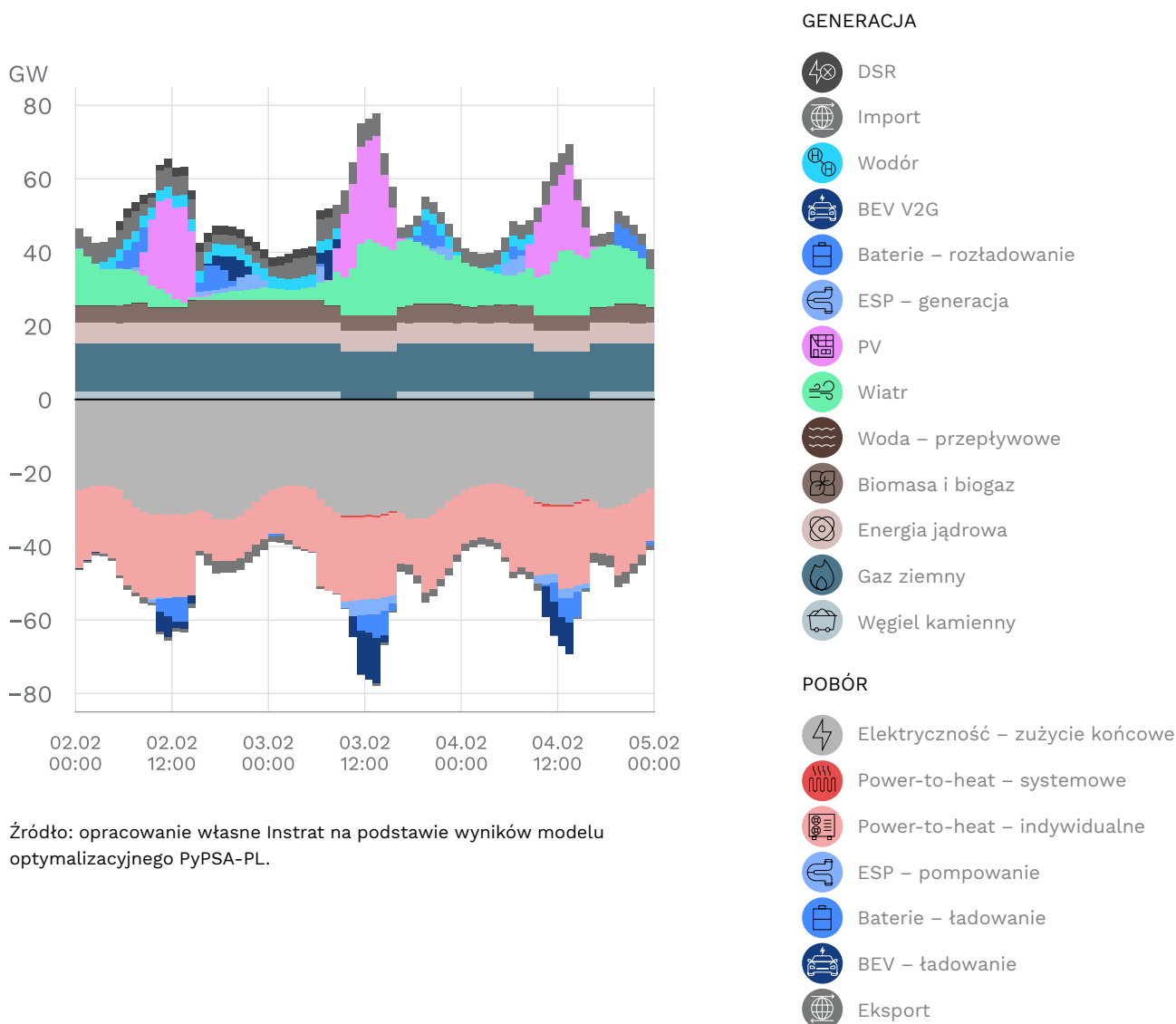
* ESP – elektrownie szczytowo-pompowe.



ZIMA – WYKRES 4

Przykładowy okres niekorzystnej pogody w lutym (słaby wiatr, niska temperatura) stanowi duże wyzwanie dla naszego systemu elektroenergetycznego. Elektrownie słoneczne działają tylko przez kilka godzin dziennie, a generacja z wiatru również pozostaje na niewysokim poziomie. Zapotrzebowanie na energię elektryczną drastycznie rośnie ze względu na konieczność zasilania dużej liczby pomp ciepła pracujących w niskiej temperaturze. Ponieważ elektrownie jądrowe zaspokajają tylko niewielką część zapotrzebowania, trzeba uruchamiać miejskie elektrociepłownie, elektrownie gazowe i wodoro- we, jednostki na biomasę i biogaz, a nawet resztki energetyki węglowej. Analiza tego okresu pokazuje, dlaczego utrzymanie mocy dyspozycyjnych jest konieczne, szczególnie wobec elektryfikacji produkcji ciepła w budyn- kach. Podkreślić należy również rolę powszechnej termomodernizacji, bez której elektryfikacja ciepłownictwa przekładałaby się na jeszcze wyższe szczyty zapotrzebowania na moc w KSE.

WYKRES 4. Przykładowy przebieg produkcji i poboru energii elektrycznej zimą 2040 r. (GW) w sce- nariuszu ambitnego rozwoju OZE i energetyki jądrowej (S1)



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL.

4.2. Scenariusz 2: ambitny rozwój OZE bez energetyki jądrowej

Polska gospodarka może drastycznie zredukować emisje także bez udziału energetyki jądrowej. Proces większościowej dekarbonizacji polskiej elektroenergetyki powinien, tak czy inaczej, dokonać się zanim ewentualny pierwszy blok zostanie przyłączony do sieci. Scenariusze S1 (OZE+EJ) i S2 (OZE) są więc niemal identyczne do 2035 r., a znaczące różnice pojawiają się dopiero w 2040 r.



ELEKTROENERGETYKA – WYKRES 5

W scenariuszu S2 w 2040 r. osiągamy 59 GW w energetyce słonecznej i 56 GW w energetyce wiatrowej. Razem te technologie odpowiadają za 82% całej produkcji energii elektrycznej. Zarzucenie rozwoju energetyki jądrowej przekłada się jeszcze na nieco wyższy poziom optymalnych inwestycji w energetykę wiatrową na morzu (21 GW w 2040 r.), które za cenę wyższych kosztów inwestycyjnych niż dla lądowej energetyki wiatrowej, oferują stabilniejszy profil produkcji. Osiągnięcie takiej mocy zainstalowanych w zależnych od pogody źródłach OZE wymaga potężnych inwestycji w sieć elektroenergetyczną – taka ścieżka transformacji nie powiedzie się bez wysokiej sprawności instytucjonalnej państwa.

Biomasa i biogaz to 6 GW w 2040 r. mocy dyspozycyjnych pracujących w podstawie systemu elektroenergetycznego. Charakteryzują się one także pewną elastycznością. Zgodnie z naszymi założeniami, w 2040 r. nasz system potrzebuje przynajmniej 5% takich źródeł w produkcji energii elektrycznej w każdej godzinie roku. Szczegółowe modelowanie rozwoju bioenergii jest szczególnie złożone ze względu na integrację z sektorem rolniczym i leśnym. Barię dla jej rozwoju może być ograniczona dostępność surowców, szczególnie wobec rosnących standardów w zakresie ochrony bioróżnorodności. Jeżeli bioenergia nie rozwinie się do wskazanego poziomu, przełoży się to na wyższe wykorzystanie paliw kopalnych.

Elektrownie gazowe funkcjonują w systemie jako moce szczytowe. Choć ich moc jest przeszło dwa razy wyższa od niskoemisyjnych jednostek biomasowych i biogazowych, ich roczna produkcja jest o ok. 20% niższa ze względu na obciążenie kosztami emisji. Potrzebne, ale tylko sporadycznie wykorzystywane (i to już w 2035 r.), są elektrownie węglowe. Ze względu na koszty inwestycyjne, utrzymanie 4 GW mocy w węglu do 2040 r. może być bardziej opłacalne niż zastępowanie ich dodatkowymi mocami elektrowni wodorowych, które i tak osiągają ok. 6 GW. Ogółem wykorzystanie paliw kopalnych jest jednak wyższe w porównaniu do scenariusza S1 (OZE+EJ), a pozostała w 2040 r. moc w blokach na paliwa kopalne jest wyższa także w porównaniu do scenariusza bazowego S3 (BAZA) o dużo niższych ambicjach OZE.

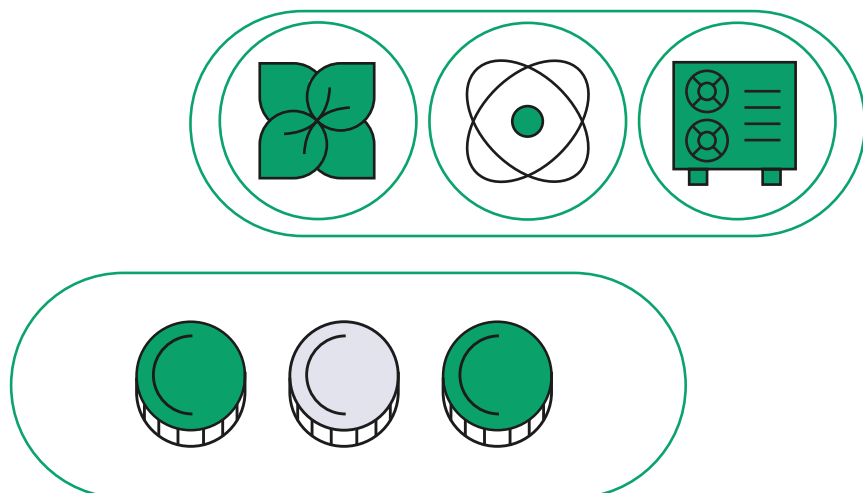
Szybki rozwój OZE sprzyja elektryfikacji sektorów. Podobnie jak w poprzednim scenariuszu, do roku 2030 największe znaczenie ma elektryfikacja ogrzewnictwa, natomiast później rośnie pobór elektrolizerów konsumujących nadwyżki produkcji ze źródeł odnawialnych (53 TWh w 2040 r.). Luka po energii jądrowej jest jednak zauważalna, szczególnie w poziomie wykorzystania elektrolizerów (spadek o ok. 15% – por. dział 5.4) oraz zelektryfikowanego ciepła systemowego (spadek o 30%), co wynika również z większej roli konwencjonalnych, biomasowych i biogazowych elektrociepłowni.



CIEPŁOWNICTWO – WYKRES 6

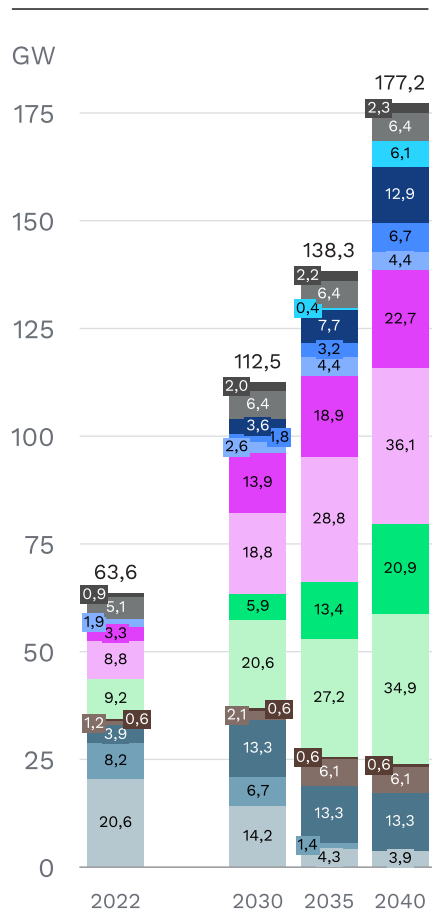
Transformacja ciepłownictwa systemowego przebiega w scenariuszu S2 w sposób zbliżony do S1, przy czym rezygnacja z energii jądrowej przekłada się na nieco wyższą (o ok. 2 TWh) produkcję ciepła w elektrociepłowniach gazowych. Jeszcze bardziej spada natomiast rola elektryfikacji.

W budynkach ponownie dominują małe pompy ciepła współpracujące z grzałkami szczytowymi oraz magazynami ciepła. Ze względu na wyzwania związane z zaspokojeniem zapotrzebowania szczytowego w okresie zimowym, proces elektryfikacji ciepłownictwa zachodzi nieco wolniej, ale różnice w mocy i generacji pomp ciepła wynoszą tylko kilka procent. Wynika to z generalnie wysokiej efektywności tych technologii w redukcji zużycia paliw kopalnych. Różnica pomiędzy scenariuszami OZE+EJ oraz scenariuszem OZE jest bardziej widoczna w produkcji wodoru, procesie o znacznie niższej opłacalności.

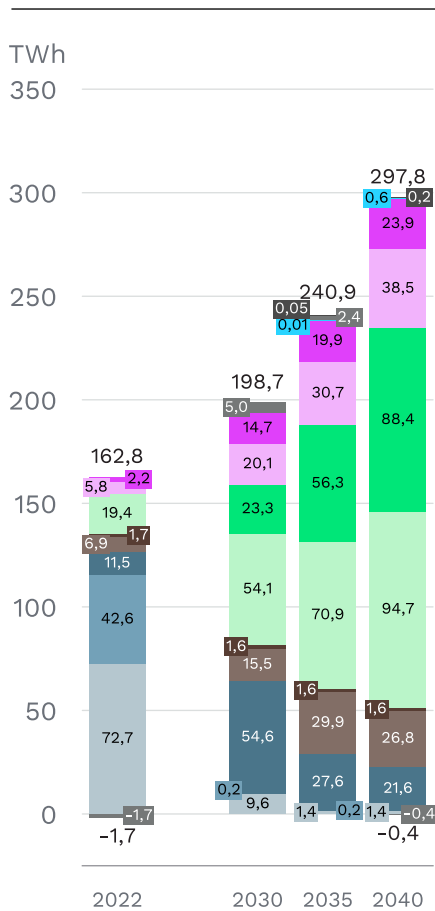


WYKRES 5. Elektroenergetyka i ciepłownictwo w scenariuszu ambitnego rozwoju OZE bez energetyki jądrowej (S2)

A. ELEKTRYCZNA MOC ZAINSTALOWANA (GW)



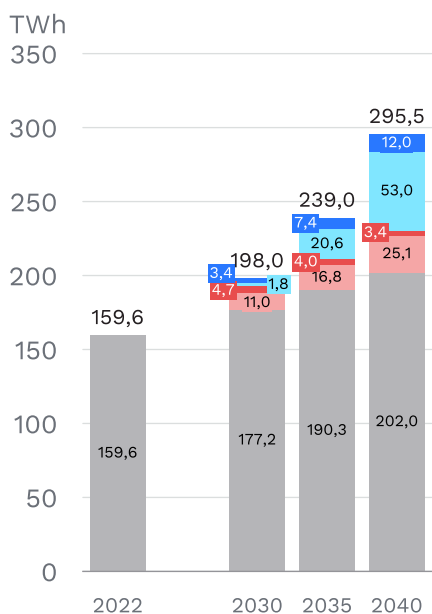
B. PRODUKCJA I WYMIANA ENERGII ELEKTRYCZNEJ (TWh)



TECHNOLOGIA

- DSR
- Import lub eksport
- Wodór
- BEV V2G
- Baterie
- Woda – szczytowo-pompowe
- PV – gruntowe
- PV – dach
- Wiatr – morze
- Wiatr – ląd
- Woda – przepływowe
- Biomasa i biogaz
- Gaz ziemny
- Węgiel brunatny
- Węgiel kamienny

C. STRUKTURA KRAJOWEGO ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ (TWh)



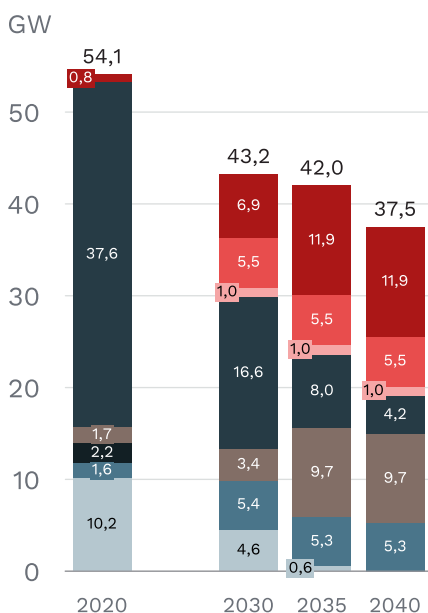
ZAPOTRZEBOWANIE

- BEV
- Elektroliza
- Power-to-heat – systemowe
- Power-to-heat – indywidualne
- Elektryczność – zużycie końcowe

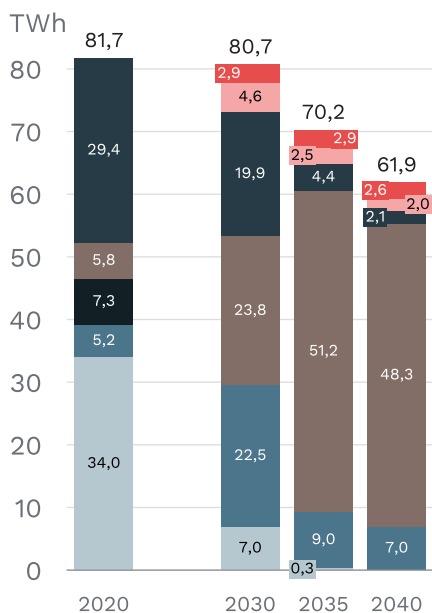
Źródło: opracowanie własne Instrat. 2022 r. – dane historyczne na podstawie ARE. Lata 2030–2040 – wyniki modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Podano moce i produkcję netto, tj. bez zapotrzebowania własnego jednostek wytwórczych. Zapotrzebowanie na energię elektryczną zawiera w sobie straty przesyłowe i dystrybucyjne.

WYKRES 6. Ciepłownictwo w scenariuszu ambitnego rozwoju OZE bez energetyki jądrowej (S2)

A. CIEPŁOWNICTWO SYSTEMOWE – CIEPLNA MOC ZAINSTALOWANA (GW)



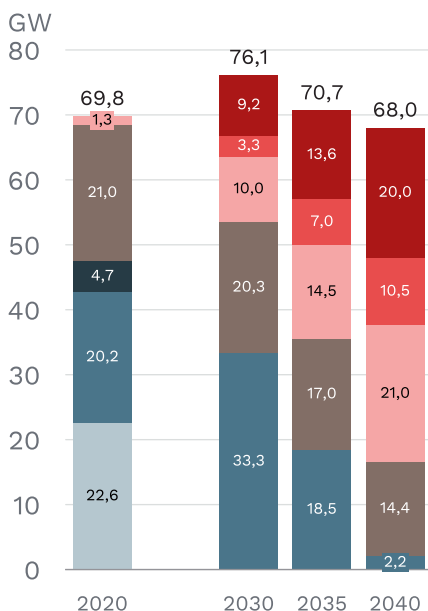
B. CIEPŁOWNICTWO SYSTEMOWE – PRODUKCJA CIEPŁA (TWh)



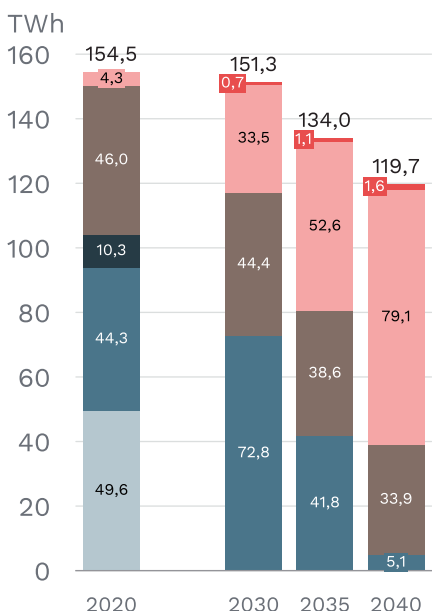
TECHNOLOGIA

- Magazyn ciepła duży
- Kocioł elektrodowy duży
- Pompa ciepła duża
- Kocioł szczytowy
- Biomasa i biogaz – kogeneracja
- Inne nie-OZE – kogeneracja
- Gaz ziemny – kogeneracja
- Węgiel kamienny – kogeneracja

C. OGRZEWNICTWO – CIEPLNA MOC ZAINSTALOWANA (GW)



D. OGRZEWNICTWO – PRODUKCJA CIEPŁA (TWh)

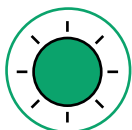


TECHNOLOGIA

- Magazyn ciepła mały
- Grzałka szczytowa
- Pompa ciepła mała
- Kocioł na biomasę
- Kocioł na olej
- Kocioł na gaz ziemny
- Kocioł na węgiel kamienny

Źródło: opracowanie własne Instraat. 2020 r. – średnia za dane historyczne w latach 2019–2021. Dane historyczne dla ciepłownictwa systemowego na podstawie ARE, URE, Forum Energii i własnych założeń, dla ogrzewnictwa na podstawie GUS, Eurostatu i własnych założeń. Historyczna moc zainstalowana w ogrzewnictwie jest szacunkowa. Lata 2030–2040 – wynik modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Zakładamy, że od 2030 r. kotły szczytowe spalają tylko gaz ziemny. W przypadku ogrzewnictwa zakładamy, że mała pompa ciepła działa w jednym układzie z grzałką szczytową i magazynem ciepła (bez kotłów paliwowych stanowiących osobne układy). Podana moc zainstalowana pompy ciepła to niezależna od temperatury założona moc szczytowa.

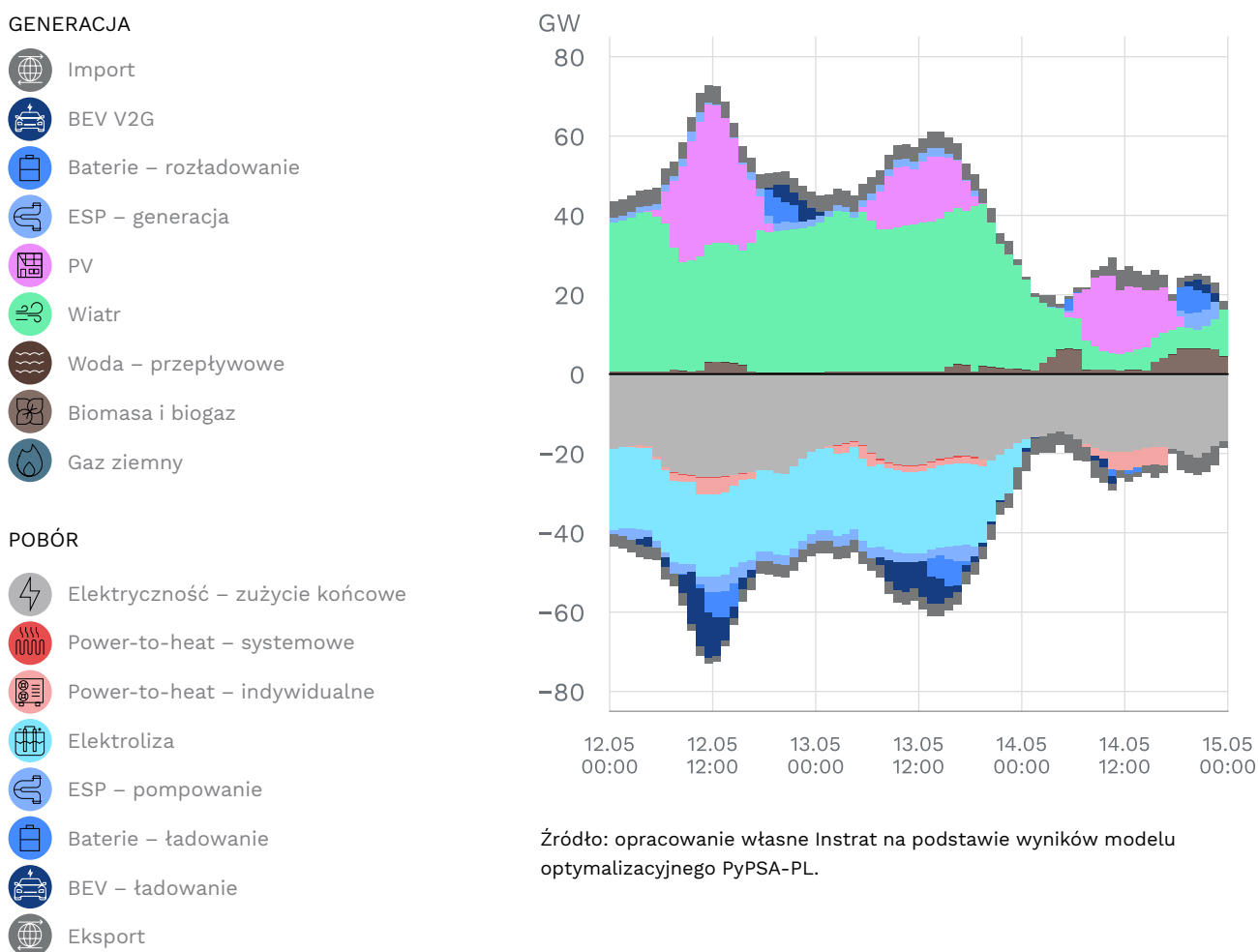
PRZYKŁADOWE OKRESY DZIAŁANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO



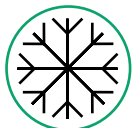
PÓŻNA WIOSNA – WYKRES 7

W pierwszych dwóch dniach działanie systemu jest zbliżone do scenariusza S1 (OZE+EJ). System opiera się na wysokiej produkcji z wiatru i słońca, a stabilizowany jest przez dyspozycyjne, synchroniczne elektrownie biomasowe czy biogazowe oraz elektrownie szczytowo-pompowe (ESP)⁵. W godzinach wieczornych część zapotrzebowania może zostać pokryta przez baterie aut elektrycznych w ramach rozwiązań V2G. Trudniejsza jest natomiast trzecia doba – wobec niskiej generacji z wiatru, konieczne jest wyłączenie elektrolizerów, a po zmroku włączone zostają moce biomasowe.

WYKRES 7. Przykładowy przebieg produkcji i poboru energii elektrycznej późną wiosną 2040 r. (GW) w scenariuszu ambitnego rozwoju OZE bez energetyki jądrowej (S2)



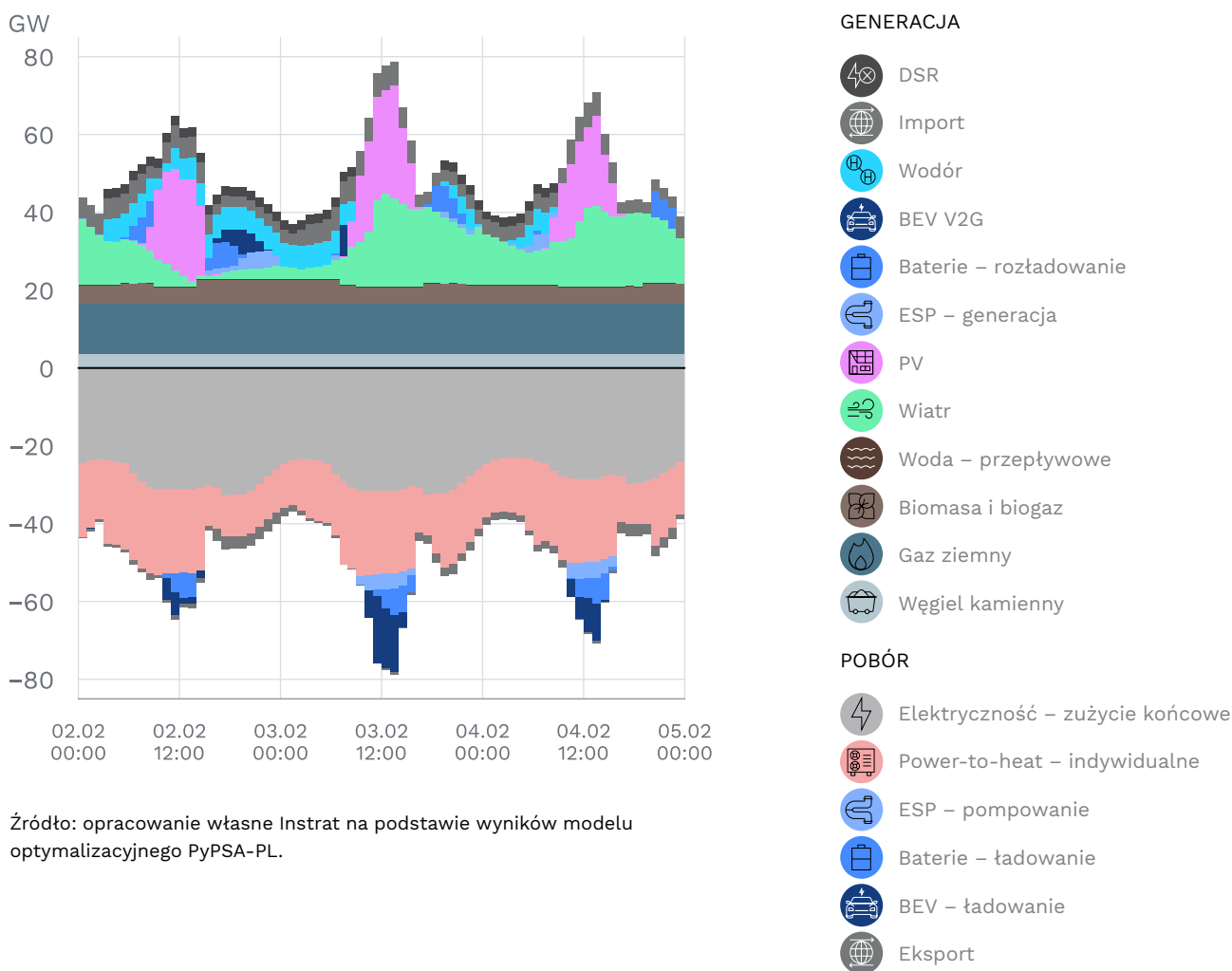
⁵ Część krajowych ESP może pompować wodę, a inna część ESP może równolegle spuszczać ją w dół dla generacji energii. Może to wydawać się nieuzasadnione ekonomicznie, ale dostarcza do systemu synchroniczną i sterowalną moc, zaspokaja potrzeby na inercję itd., dlatego może być bardziej opłacalne niż uruchomienie elektrowni cieplnej tylko w celach regulacyjnych. Alternatywnie można wykorzystać turbiny ESP działające na biegu jałowym jako tzw. kompensatory synchroniczne.



ZIMA – WYKRES 8

Ograniczona generacja z wiatru i słońca w lutym pozostawia lukę ok. 20 GW zapotrzebowania, którą muszą zaspokoić elektrownie ciepłownicze (gazowe, biogazowe i biomasowe, węglowe, a w niektórych momentach wodorowe). Obciążeniem dla systemu jest zelektryfikowane ogrzewanie domów. Domowe magazyny ciepła oraz inne magazyny energii, a także częściowo elastyczne zapotrzebowanie aut elektrycznych, pozwalają na lepsze wykorzystanie kilku słonecznych godzin. Przez część analizowanych godzin, uruchamiane są usługi DSR pozwalające na niedostarczenie do 2,3 GW mocy za wysokim odszkodowaniem dla odbiorców końcowych. W sumie w ciągu roku niedostarczonych jest 200 GWh – to najwięcej ze wszystkich analizowanych scenariuszy. Zapłacenie odszkodowań za ten wolumen jest bardziej opłacalne niż utrzymywanie dodatkowych mocy szczytowych, uruchamianych przez ok. 100 godzin w roku.

WYKRES 8. Przykładowy przebieg produkcji i poboru energii elektrycznej zimą 2040 r. (GW) w scenariuszu ambitnego rozwoju OZE bez energetyki jądrowej (S2)



4.3. Scenariusz 3: bazowy

W scenariuszu bazowym (BAZA) maksymalny rozwój OZE odpowiada prognozom przedstawionym przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska w czerwcu 2023 r. (MKiŚ, 2023). Maksymalne tempo rozwoju energetyki jądrowej jest natomiast opóźnione o dwa lata w stosunku do oficjalnych planów. Ten zestaw założeń można uznać za bardzo optymistyczny odnośnie rozwoju energetyki jądrowej i umiarkowanie optymistyczny wobec morskich farm wiatrowych, natomiast umiarkowanie pesymistyczny wobec energetyki słonecznej oraz wiatru na lądzie.



ELEKTROENERGETYKA – WYKRES 9

W scenariuszu bazowym polska elektroenergetyka w 2040 r. zbliża się do dekarbonizacji – z paliw kopalnych produkujemy już tylko 6% energii elektrycznej.

Wolniejsze tempo transformacji przekłada się jednak na wyższe emisje w okresie przejściowym, a także w 2040 r. Bardziej ograniczony dostęp do czystej i taniej energii z OZE zmniejsza opłacalność elektryfikacji innych sektorów.

Głównym źródłem energii w 2040 r. są zależne od pogody OZE. Odpowiadają one za ok. 66% rocznej produkcji energii elektrycznej. W tym scenariuszu szczególnie dużą rolę odgrywają morskie farmy wiatrowe. Dla wszystkich źródeł wiatrowych i słonecznych opłacalne jest osiągnięcie najwyższego dopuszczalnego w założeniach poziomu mocy. Wskazuje to, że nawet w 2040 r. w systemie jest za mało mocy OZE – ich zwiększenie mogłoby zmniejszyć zapotrzebowanie na gaz ziemny i biogaz w elektroenergetyce, ciepłownictwie i przemyśle. Niezbędne byłyby szerokie inwestycje w sieć elektroenergetyczną, aczkolwiek nie na tak dużą skalę, jak w przypadku poprzednich scenariuszy (S1 i S2). W porównaniu do scenariusza MKiŚ, straty energii z OZE są znacznie niższe dzięki większej elastyczności systemu, częściowej optymalizacji popytu oraz na skutek nieco wolniejszego rozwoju elektrowni jądrowych.

Energetyka jądrowa odgrywa w tym scenariuszu relatywnie największą rolę w porównaniu do pozostałych ścieżek – odpowiada ona za 16% rocznej produkcji energii elektrycznej i pozwala w latach 30. częściowo wyprzeć dyspozycyjne źródła biomasowe, biogazowe lub oparte na gazie ziemnym. Jest także istotna z punktu widzenia dostarczania inercji do systemu elektroenergetycznego – w scenariuszu bazowym zakładamy, że w 2040 r. źródła synchroniczne muszą zawsze stanowić co najmniej 15% miksu generacji. Moce jądrowe pracują bez przerwy, przynajmniej na poziomie minimum technicznego.



Scenariusz bazowy w szczególny sposób opiera się na energetycznych megaprojektach, związanych z wdrażaniem technologii jeszcze w naszym miksie nieobecnych (elektrownie jądrowe, morskie farmy wiatrowe). Opóźnienia w ich realizacji byłyby więc szczególnie kosztowne.

Późniejszy rozwój czystej energii sprawia, że scenariusz bazowy obejmuje okres przejściowy oparty na wyższym zużyciu gazu ziemnego. Co więcej, ze względu na częstsze uruchamianie elektrowni na paliwa kopalne w latach 30., opłacalne staje się wybudowanie dodatkowych bloków gazowych, które zastąpią wysokoemisyjne i drogie w wykorzystaniu elektrownie węglowe. Duże inwestycje w gazową infrastrukturę wytwórczą przed 2030 r. powodują, że pozostawianie elektrowni węglowych jako rezerwy mocy aż do 2040 r. nie jest uzasadnione.

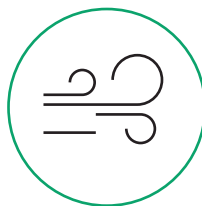
Bez taniej energii z OZE elektryfikacja postępuje wolniej. Dotyczy to szczególnie systemowych źródeł ciepła oraz produkcji wodoru. Ta druga jest o połowę niższa niż w scenariuszu S1 (dział 5.4). Szybki rozwój gospodarki wodorowej, opartej na krajowej produkcji, jest bezpośrednio uzależniony od wzrostu mocy OZE w systemie elektroenergetycznym.



CIEPŁOWNICTWO – WYKRES 10

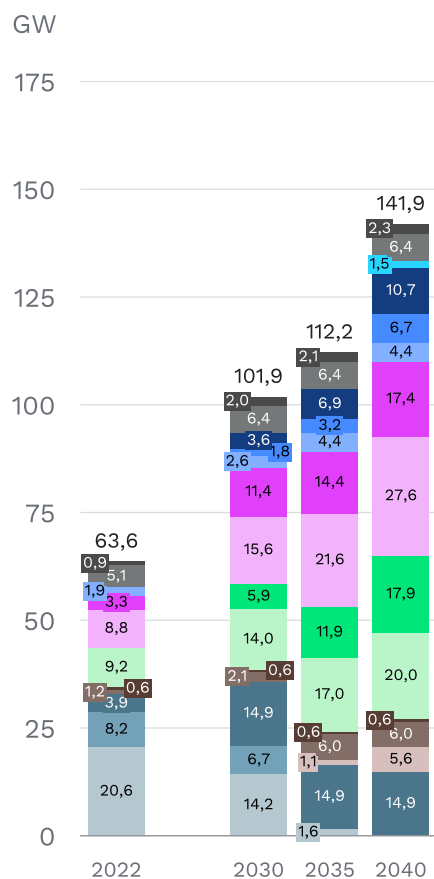
W scenariuszu bazowym transformacja ciepłownictwa systemowego opiera się na dalszym rozwoju kogeneracji. W późnych latach 20. jednostki gazowe szybko zastępują moce węglowe. W latach 30. paliwa kopalne wykorzystywane są już głównie jako rezerwa dla systemów opartych na bioenergii. Ogólne zapotrzebowanie na ciepło jest wyższe niż w ambitniejszych scenariuszach ze względu na wolniejsze tempo termomodernizacji.

Niższa dostępność czystej energii z OZE znacząco zmniejsza opłacalność małych pomp ciepła. Ich moc oraz roczna generacja są o ok. 20% niższe niż w scenariuszu ambitnym (OZE+EJ) pomimo wyższego ogólnego zapotrzebowania na ciepło, które małe pompy ciepła pokrywają w ok. 50%. Resztę zapotrzebowania zapewniają kotły na biomasę, a także kotły na gaz ziemny, w których produkcja sięga 28 TWh jeszcze w 2040 r.

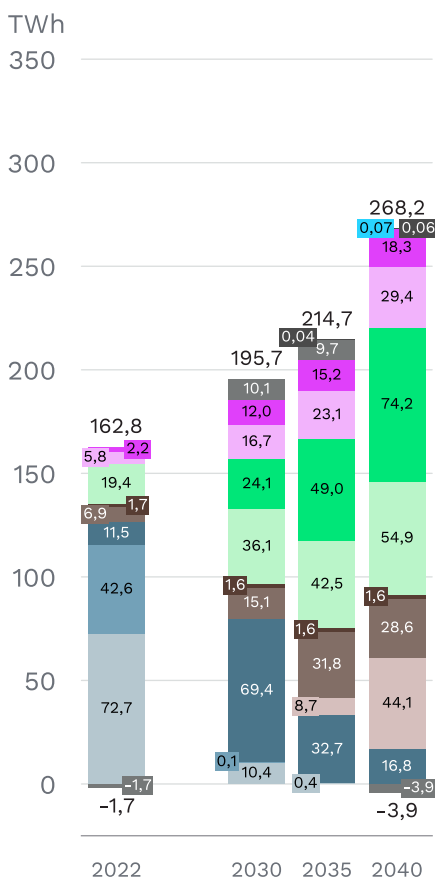


WYKRES 9. Elektroenergetyka i ciepłownictwo w scenariuszu bazowym (S3)

A. ELEKTRYCZNA MOC ZAINSTALOWANA (GW)



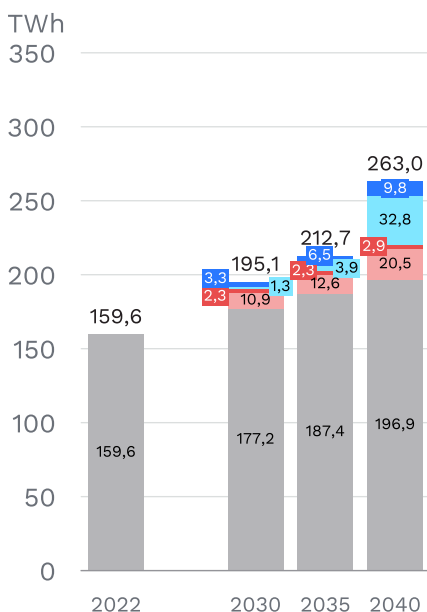
B. PRODUKCJA I WYMIANA ENERGII ELEKTRYCZNEJ (TWh)



TECHNOLOGIA

- DSR
- Import lub eksport
- Wodór
- BEV V2G
- Baterie
- Woda – szczytowo-pompowe
- PV – gruntowe
- PV – dach
- Wiatr – morze
- Wiatr – ląd
- Woda – przepływowa
- Biomasa i biogaz
- Energia jądrowa
- Gaz ziemny
- Węgiel brunatny
- Węgiel kamienny

C. STRUKTURA KRAJOWEGO ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ (TWh)



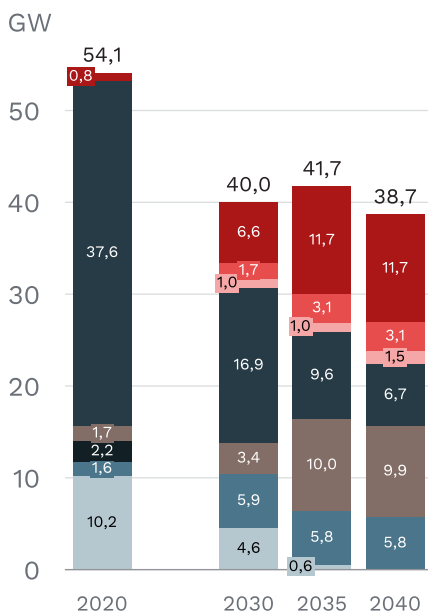
ZAPOTRZEBOWANIE

- BEV
- Elektroliza
- Power-to-heat – systemowe
- Power-to-heat – indywidualne
- Elektryczność – zużycie końcowe

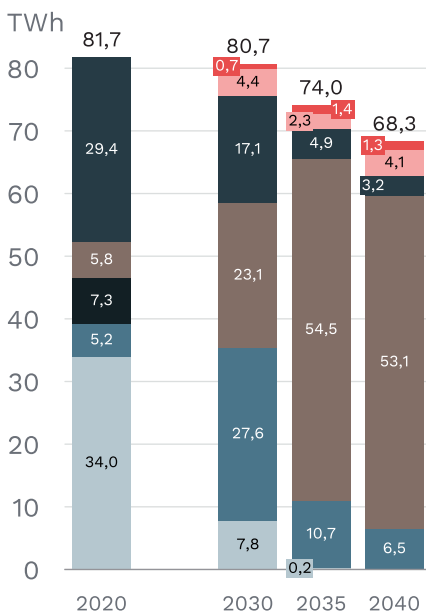
Źródło: opracowanie własne Inostrat. 2022 r. – dane historyczne na podstawie ARE. Lata 2030–2040 – wyniki modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Podano moce i produkcję netto, tj. bez zapotrzebowania własnego jednostek wytwórczych. Zapotrzebowanie na energię elektryczną zawiera w sobie straty przesyłowe i dystrybucyjne.

WYKRES 10. CIEPŁOWNICTWO W SCENARIUSZU BAZOWYM (S3)

A. CIEPŁOWNICTWO SYSTEMOWE – CIEPLNA MOC ZAINSTALOWANA (GW)



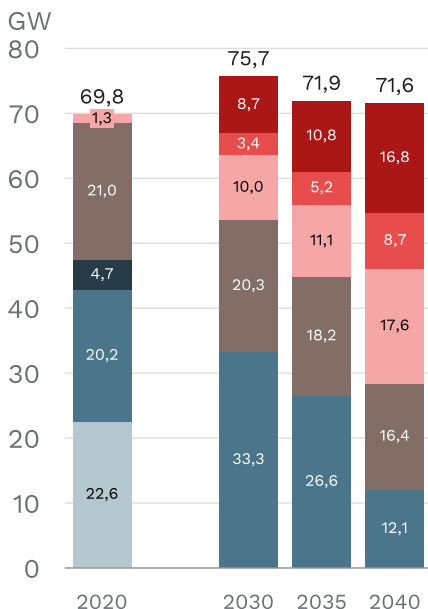
B. CIEPŁOWNICTWO SYSTEMOWE – PRODUKCJA CIEPŁA (TWh)



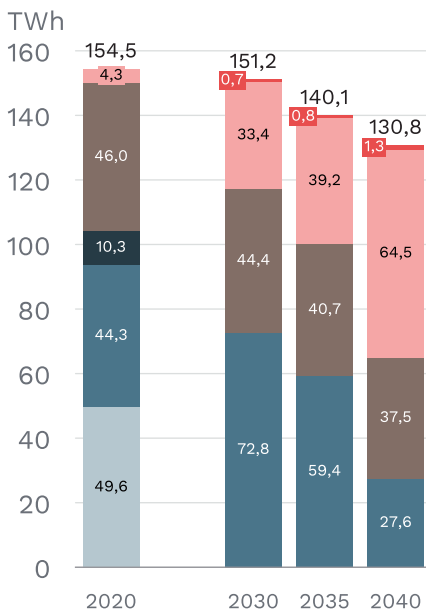
TECHNOLOGIA

- Magazyn ciepła duży
- Kocioł elektrodowy duży
- Pompa ciepła duża
- Kocioł szczytowy
- Biomasa i biogaz – kogeneracja
- Inne nie-OZE – kogeneracja
- Gaz ziemny – kogeneracja
- Węgiel kamienny – kogeneracja

C. OGRZEWNICTWO – CIEPLNA MOC ZAINSTALOWANA (GW)



D. OGRZEWNICTWO – PRODUKCJA CIEPŁA (TWh)

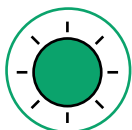


TECHNOLOGIA

- Magazyn ciepła mały
- Grzałka szczytowa
- Pompa ciepła mała
- Kocioł na biomasę
- Kocioł na olej
- Kocioł na gaz ziemny
- Kocioł na węgiel kamienny

Źródło: opracowanie własne Instrat. 2020 r. – średnia za dane historyczne w latach 2019–2021. Dane historyczne dla ciepłownictwa systemowego na podstawie ARE, URE, Forum Energii i własnych założeń, dla ogrzewnictwa na podstawie GUS, Eurostatu i własnych założeń. Historyczna moc zainstalowana w ogrzewnictwie jest szacunkowa. Lata 2030–2040 – wynik modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Zakładamy, że od 2030 r. kotły szczytowe spalają tylko gaz ziemny. W przypadku ogrzewnictwa zakładamy, że mała pompa ciepła działa w jednym układzie z grzałką szczytową i magazynem ciepła (bez kotłów paliwowych stanowiących osobne układy). Podana moc zainstalowana pompy ciepła to niezależna od temperatury założona moc szczytowa.

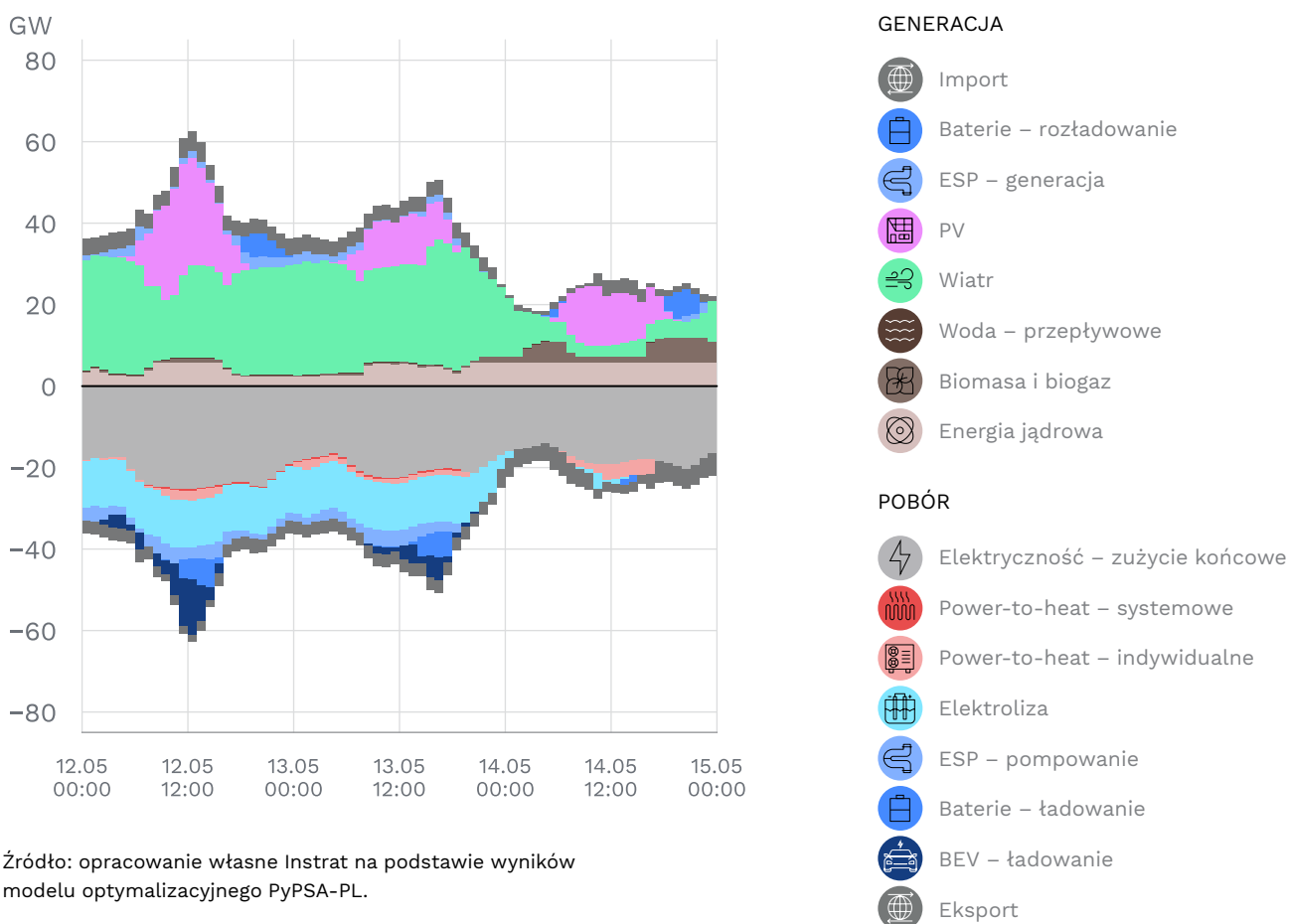
PRZYKŁADOWE OKRESY DZIAŁANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO



PÓŹNA WIOSNA – WYKRES 11

Również w scenariuszu bazowym w wietrzne i słoneczne dni w 2040 r. nasz system niemal w całości opiera się na odnawialnych źródłach energii. Stabilizuje go energia jądrowa, a na elastyczność popytu istotnie wpływa wodór, aczkolwiek flota elektrolizerów ma niższą moc niż w scenariuszach wysokich ambicji OZE (dodatkowe elektrolizery nie są jeszcze opłacalne). Nawet gdy wiatr traci na sile, system jest w stanie oprzeć się na pracy czystych mocy jądrowych oraz bioenergii, a także magazynach energii naładowanych w słonecznych godzinach. Będzie to możliwe głównie w ciepłych miesiącach roku – elektryfikacja ogrzewania pogłębi różnice w zapotrzebowaniu na moc między latem a zimą.

WYKRES 11. Przykładowy przebieg produkcji i poboru energii elektrycznej późną wiosną 2040 r. (GW) w scenariuszu bazowym (S3)



Źródło: opracowanie własne Infracore na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL.

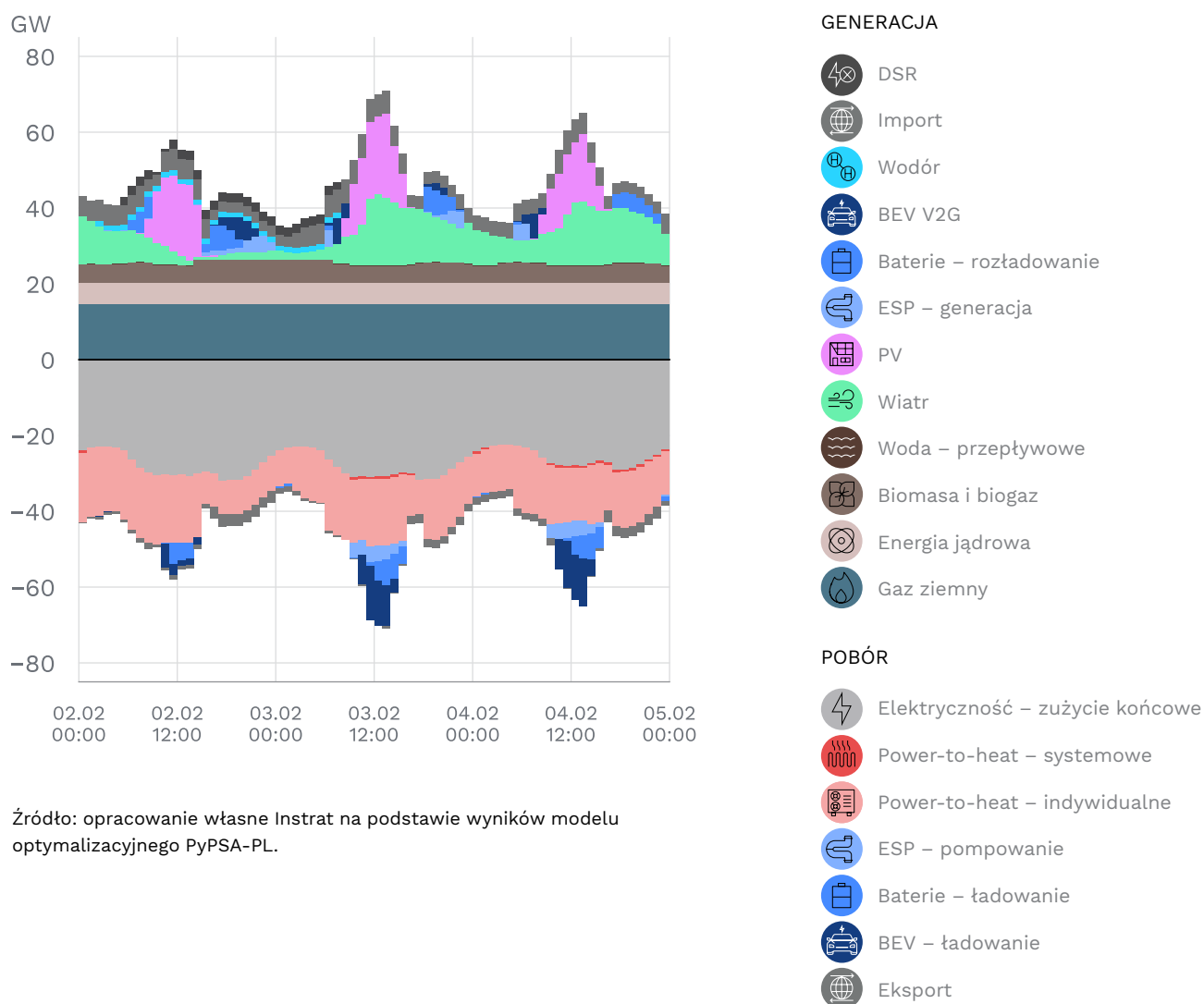


ZIMA – WYKRES 12

W niezbyt wietrzne lutowe noce system opiera się przede wszystkim na kombinacji jednostek dyspozycyjnych – jądrowych, bioenergii i gazowych – wykorzystywanych z całą dostępną mocą. Jednak nawet w tak niesprzyjającym okresie, produkujące w niektórych godzinach OZE odgrywają istotną rolę w połączeniu z magazynami ciepła i energii elektrycznej.

Niższy poziom dostępnych mocy OZE jest tym bardziej niekorzystny, że o ile w wietrzne i słoneczne letnie godziny dodatkowy wolumen OZE pozwoliłby np. na dodatkową produkcję wodoru (relatywnie mało efektywny proces), o tyle w zimie, nawet pracujące z jedynie częścią mocy osiągalnej panele PV czy wiatraki, pozwoliłyby na zmniejszenie zużycia emisyjnego gazu ziemnego.

WYKRES 12. Przykładowy przebieg produkcji i poboru energii elektrycznej zimą 2040 r. (GW) w scenariuszu bazowym (S3)



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL.

4.4. Scenariusz 4: opóźniona transformacja

Opisane wcześniej ścieżki transformacji energetycznej zakładają intensywne i sprawne działania państwa w zakresie rozwoju OZE. Warunkiem ich realizacji jest również pozytywne nastawienie do zmian w samorządach, społecznościach lokalnych i wśród inwestorów. Bez tej bezprecedensowej mobilizacji wolniejsza transformacja energetyczna Polski pozostaje realnym ryzykiem.

W analizowanym scenariuszu opóźnionej transformacji (OT) wielkie projekty realizowane są zbyt wolno, a energetyka rozproszona spowalnia na skutek technicznych ograniczeń sieci czy niesprzyjającego otoczenia prawnego.



ELEKTROENERGETYKA – WYKRES 13

Scenariusz S4 to mimo wszystko ścieżka transformacji – w 2040 r. zależne od pogody źródła OZE odpowiadają za ponad połowę rocznej generacji energii elektrycznej. Polski system dysponuje ok. 36 GW w energetyce słonecznej oraz 26 GW w energetyce wiatrowej (optymalny jest więc rozwój z maksymalnym dopuszczonym przez założenia scenariusza tempem). Nawet w momentach najlepszej pogody, stabilizacja tych źródeł czystej energii wymaga ciągłej, intensywnej pracy synchronicznych elektrowni konwencjonalnych (przynajmniej 25% chwilowej produkcji w 2040 r.). Pod względem elastyczności taki system nie jest więc znacząco odmienny od obecnego.

Scenariusz opóźnionej transformacji to duże wykorzystanie gazu ziemnego i biomasy lub biogazu nawet w 2040 r. Węgiel ostatni raz pojawia się w miksie w 2030 r. Ponieważ elektrownie na paliwa kopalne cieszą się relatywnie wysokim współczynnikiem wykorzystania przez całe lata 30., opłacalne jest wybudowanie niemal 18 GW mocy w elektrowniach gazowych. Zmiany zachodziłyby jeszcze szybciej, jednak założyliśmy górną granicę dla tempa inwestycji w bloki gazowe⁶. Przedłużenie życia energetyki węglowej byłoby oczywiście możliwe, np. z przyczyn politycznych, ale wiązałoby się z dalszym wzrostem kosztów i emisji. Wykorzystanie mocy gazowych stopniowo maleje dzięki rozwojowi OZE, a także dzięki pierwszym przyłączonym dopiero do sieci blokom jądrowym. W 2040 r. generacja energii elektrycznej z gazu nadal sięga jednak 34,2 TWh.

Polski system elektroenergetyczny często korzysta z taniej energii kupionej od sąsiednich państw. Nasz bilans handlowy energii elektrycznej jest najniższy w 2030 r., ale nawet w 2040 r. import netto wynosi 12,6 TWh. Możliwość importu energii elektrycznej obniża systemowe koszty i emisje, ale wiąże się z niekorzystnymi przepływami pieniężnymi – pomagamy sąsiadom spłacić inwestycje w OZE, zamiast wykorzystywać te środki na własne przedsięwzięcia.

⁶ Budowa bardzo wielu elektrowni gazowych w krótkim czasie może napotkać bariery związane z dostępnością wykonawców, ekspertów, wydolnością operacyjną inwestorów itd.

Powolny rozwój OZE ogranicza elektryfikację sektorów. Zapotrzebowanie na energię elektryczną w całej gospodarce sięga 221 TWh, wobec 309 TWh w ambitnym scenariuszu S1 (OZE+EJ). Porównując te dwa scenariusze, widzimy o 38% niższe zapotrzebowanie na prąd ze strony małych pomp ciepła i grzałek. Przeszło trzykrotnie spada wykorzystanie energii elektrycznej w ciepłownictwie systemowym, a produkcja wodoru w elektrolizerach ma nawet w 2040 r. marginalne znaczenie (poniżej 4 TWh zapotrzebowania na energię elektryczną do elektrolizy wobec prawie 64 TWh w scenariuszu S1). Potwierdza się teza, że to gospodarka wodorowa w największym stopniu uzależniona jest od bardzo szybkiego przyrostu bezemisyjnych źródeł energii o niskich kosztach zmiennych.

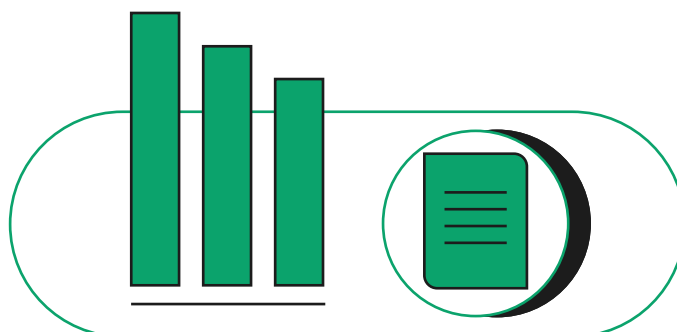
Scenariusz opóźnionej transformacji (S4) to również powolna termomodernizacja budynków, co przekłada się na wyższe zapotrzebowanie na ciepło. Jego roczna produkcja sięga 227 TWh, wobec 181 TWh w scenariuszu OZE+EJ.



CIEPŁOWNICTWO – WYKRES 14

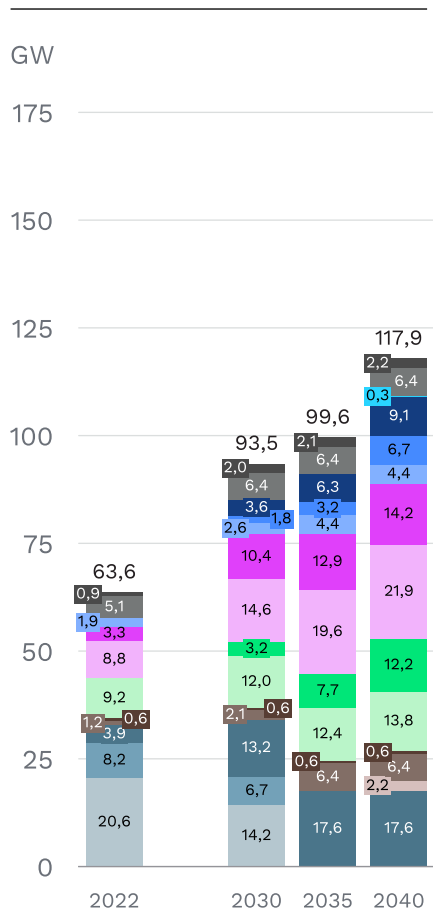
W ciepłownictwie systemowym większość ciepła produkują jednostki kogeneracyjne (głównie na paliwa kopalne w 2030 r., później wykorzystujące biomasę i biogaz – przy założeniu ich dostępności). W systemie utrzymują się też znaczne moce szczytowe, generujące jedynie ciepło, aczkolwiek są one uruchamiane rzadziej. Moc kotłów szczytowych jest wyższa niż w pozostałych scenariuszach ze względu na założenie o ograniczonej pojemności systemowych magazynów ciepła.

Opóźniona transformacja w elektroenergetyce ogranicza opłacalność małych pomp ciepła – w 2040 r. odpowiadają one za 36% produkcji ciepła. Głównym źródłem ciepła w budynkach pozostają kotły na gaz ziemny, choć ich wykorzystanie sukcesywnie spada w latach 30. Wykorzystanie biomasy w ogrzewaniu budynków utrzymuje się przez cały uwzględniony okres na poziomie zbliżonym do tego w 2020 r.

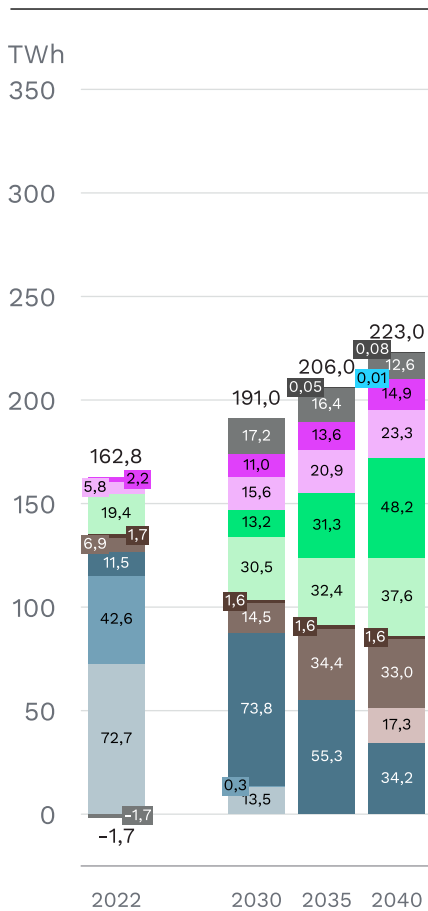


WYKRES 13. Elektroenergetyka i ciepłownictwo w scenariuszu opóźnionej transformacji (S4)

A. ELEKTRYCZNA MOC ZAINSTALOWANA (GW)



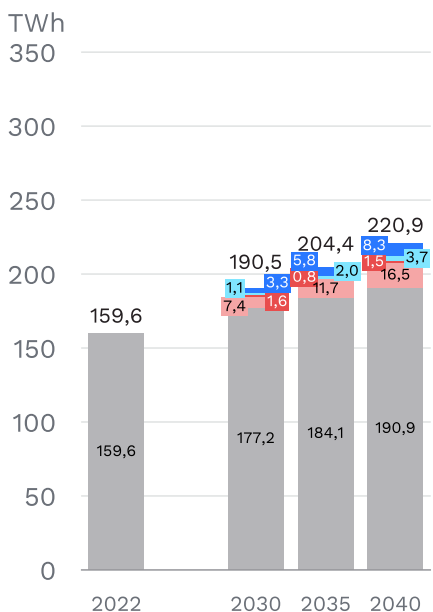
B. PRODUKCJA I WYMIANA ENERGII ELEKTRYCZNEJ (TWh)



TECHNOLOGIA

- DSR
- Import lub eksport
- Wodór
- BEV V2G
- Baterie
- Woda – szczytowo-pompowe
- PV – gruntowe
- PV – dach
- Wiatr – morze
- Wiatr – ląd
- Woda – przepływowa
- Biomasa i biogaz
- Energia jądrowa
- Gaz ziemny
- Węgiel brunatny
- Węgiel kamienny

C. STRUKTURA KRAJOWEGO ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ (TWh)



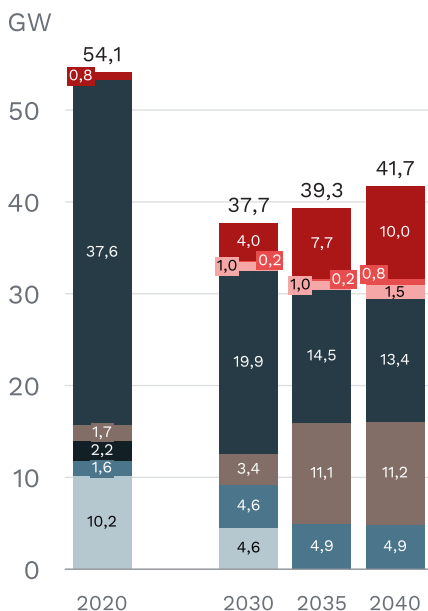
ZAPOTRZEBOWANIE

- BEV
- Elektroliza
- Power-to-heat – systemowe
- Power-to-heat – indywidualne
- Elektryczność – zużycie końcowe

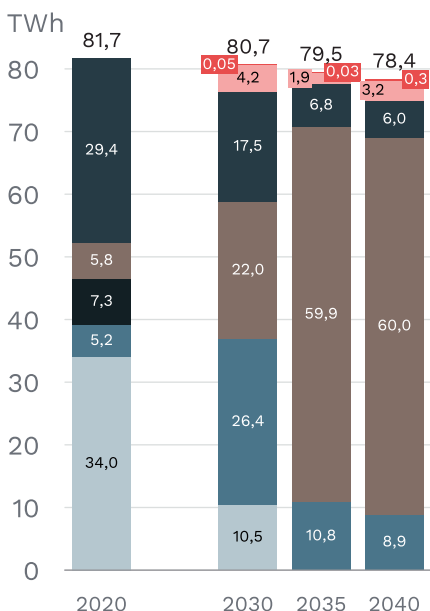
Źródło: opracowanie własne Instrat. 2022 r. – dane historyczne na podstawie ARE. Lata 2030–2040 – wyniki modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Podano moce i produkcję netto, tj. bez zapotrzebowania własnego jednostek wytwórczych. Zapotrzebowanie na energię elektryczną zawiera w sobie straty przesyłowe i dystrybucyjne.

WYKRES 14. Ciepłownictwo w scenariuszu opóźnionej transformacji (S4)

A. CIEPŁOWNICTWO SYSTEMOWE – CIEPLNA MOC ZAINSTALOWANA (GW)



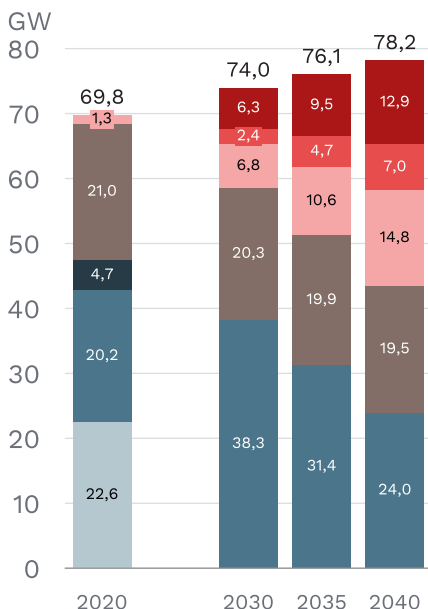
B. CIEPŁOWNICTWO SYSTEMOWE – PRODUKCJA CIEPŁA (TWh)



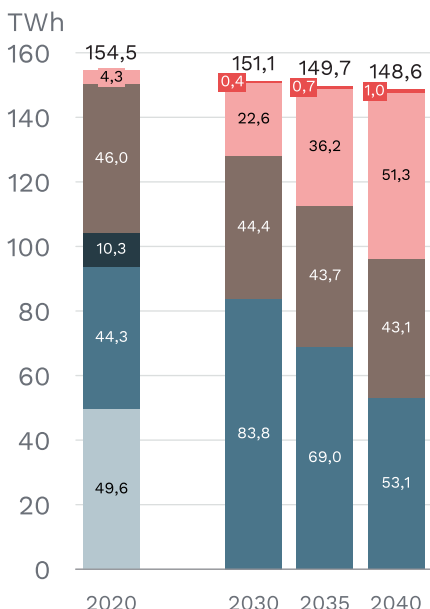
TECHNOLOGIA

- Magazyn ciepła duży
- Kocioł elektrodowy duży
- Pompa ciepła duża
- Kocioł szczytowy
- Biomasa i biogaz – kogeneracja
- Inne nie-OZE – kogeneracja
- Gaz ziemny – kogeneracja
- Węgiel kamienny – kogeneracja

C. OGRZEWNICTWO – CIEPLNA MOC ZAINSTALOWANA (GW)



D. OGRZEWNICTWO – PRODUKCJA CIEPŁA (TWh)

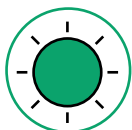


TECHNOLOGIA

- Magazyn ciepła mały
- Grzałka szczytowa
- Pompa ciepła mała
- Kocioł na biomasę
- Kocioł na olej
- Kocioł na gaz ziemny
- Kocioł na węgiel kamienny

Źródło: opracowanie własne Instrat. 2020 r. – średnia za dane historyczne w latach 2019–2021. Dane historyczne dla ciepłownictwa systemowego na podstawie ARE, URE, Forum Energii i własnych założeń, dla ogrzewnictwa na podstawie GUS, Eurostatu i własnych założeń. Historyczna moc zainstalowana w ogrzewnictwie jest szacunkowa. Lata 2030–2040 – wynik modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Zakładamy, że od 2030 r. kotły szczytowe spalają tylko gaz ziemny. W przypadku ogrzewnictwa zakładamy, że mała pompa ciepła działa w jednym układzie z grzałką szczytową i magazynem ciepła (bez kotłów paliwowych stanowiących osobne układy). Podana moc zainstalowana pompy ciepła to niezależna od temperatury założona moc szczytowa.

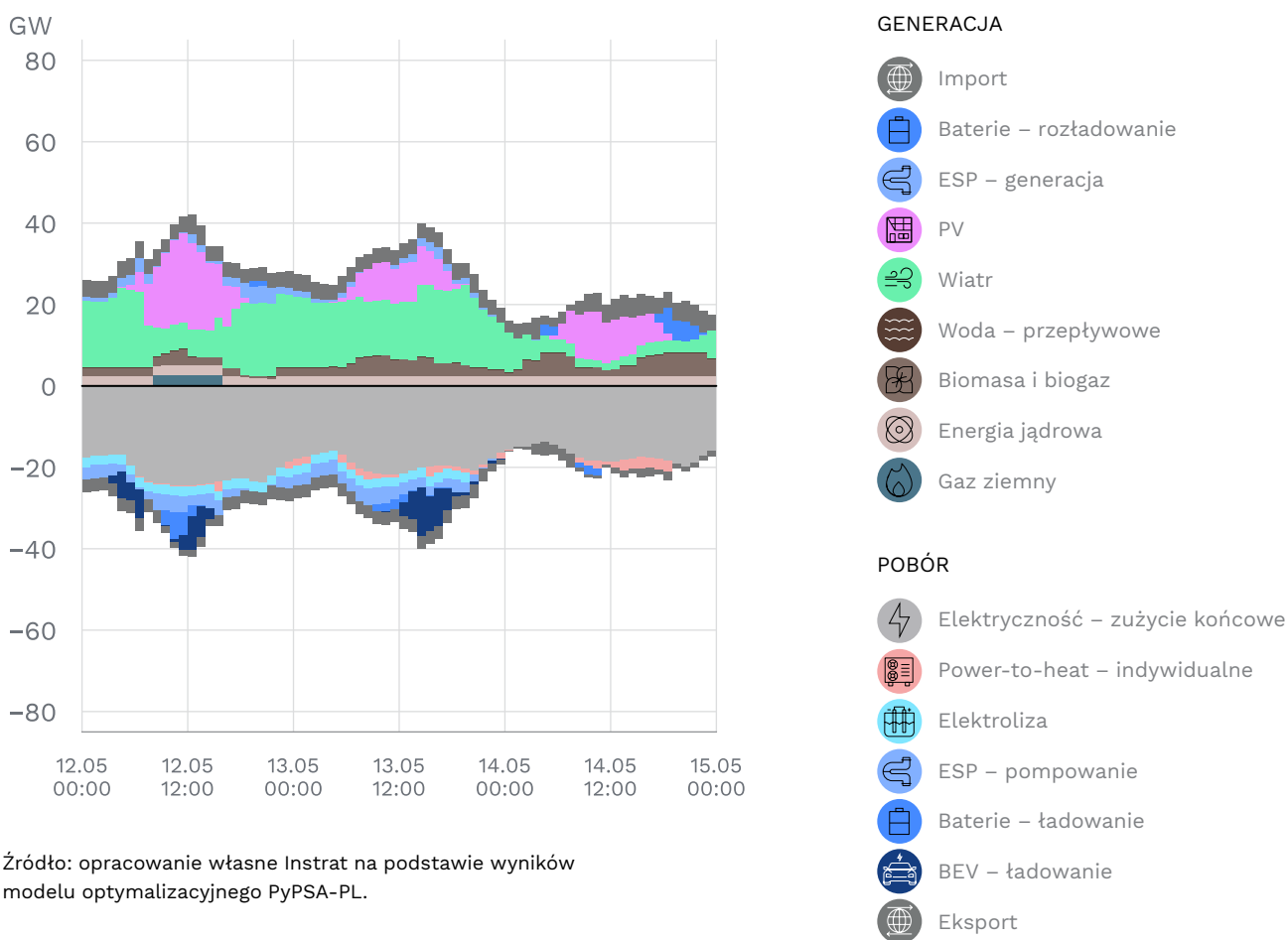
PRZYKŁADOWE OKRESY DZIAŁANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO



PÓŻNA WIOSNA – WYKRES 15

W analizowanym okresie w maju polski system energetyczny radzi sobie w większości bez udziału mocy emisyjnych. Większość produkcji pochodzi z energetyki wiatrowej i słonecznej. Pierwsze polskie bloki jądrowe pracują w podstawie. Zmienny charakter pracy elektrowni wykorzystujących bioenergię wynika zarówno z konieczności uzupełnienia zmiennej generacji z zależnych od pogody OZE, jak i zapewnienia co najmniej 25% udziału sterowalnych źródeł synchronicznych w momentach wysokiej generacji z OZE. Po stronie popytu widzimy, że nawet w wietrzne i słoneczne dni, energia dostępna do zasilania elektrolizerów utrzymuje się na niskim poziomie. Większą rolę odgrywa ładowanie baterii systemowych i samochodowych czy pompowanie wody w elektrowniach szczytowo-pompowych.

WYKRES 15. Przykładowy przebieg produkcji i poboru energii elektrycznej późną wiosną 2040 r. (GW) w scenariuszu opóźnionej transformacji (S4)



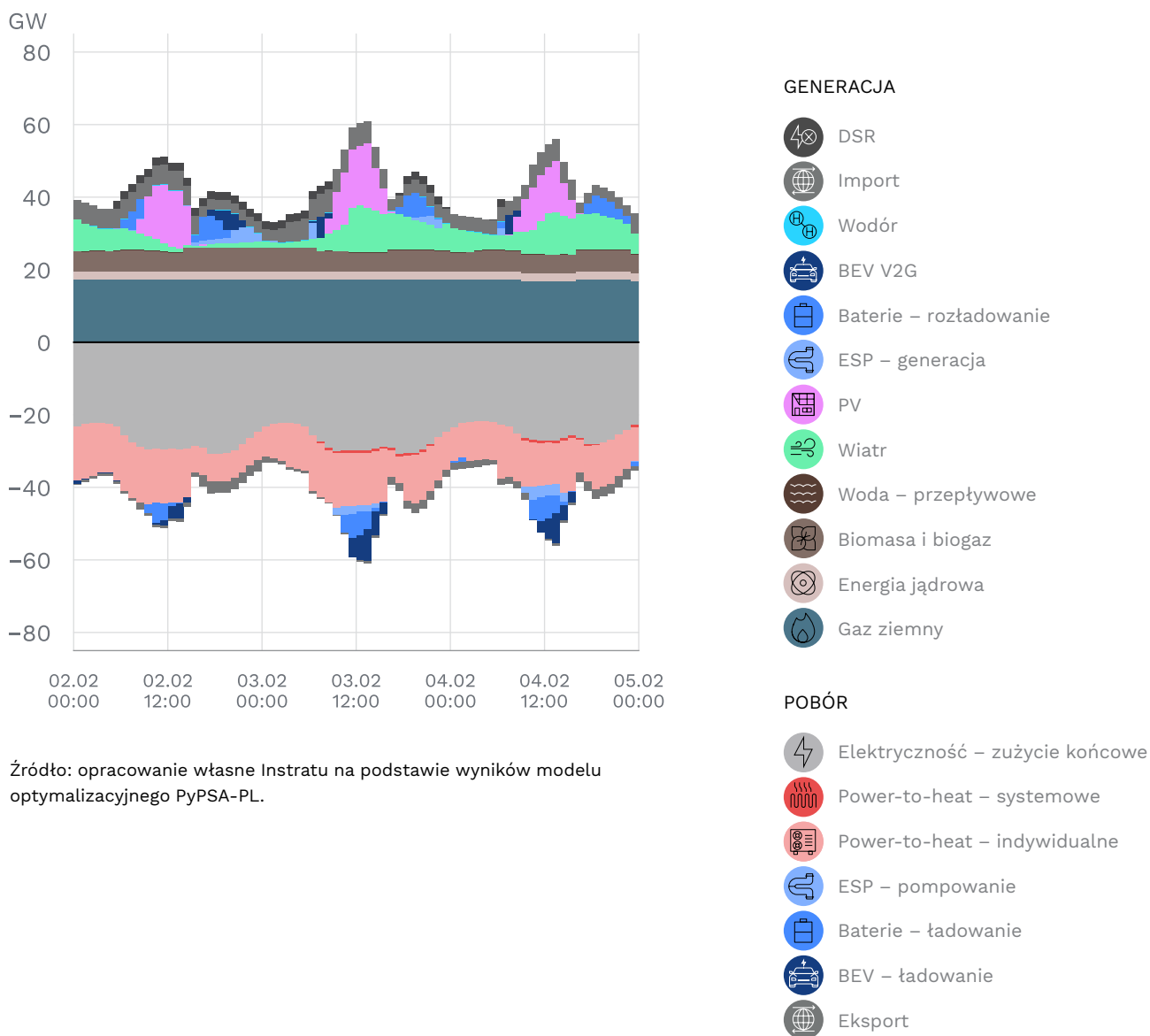
Źródło: opracowanie własne Instraat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL.



ZIMA – WYKRES 16

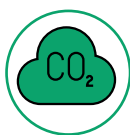
W przykładowym wymagającym pod względem energetycznym okresie w lutym nasze elektrownie gazowe, jądrowe, biomasowe i biogazowe działają z niemal maksymalną dostępną mocą. System jest także istotnie wspierany energią z importu. W rzadkich momentach wyższej generacji z OZE rośnie pobór pomp ciepła i grzałek (zasilających domowe magazyny ciepła), aut elektrycznych i magazynów energii. W niektórych momentach energia jest na tyle trudno dostępna, że opłacalne staje się uruchomienie usługi DSR (ograniczenia poboru mocy elektrycznej za uzgodnionym, wysokim odszkodowaniem – łącznie dotyczy to zaledwie 80 GWh rocznie).

WYKRES 16. Przykładowy przebieg produkcji i poboru energii elektrycznej zimą 2040 r. (GW) w scenariuszu opóźnionej transformacji (S4)



Źródło: opracowanie własne Instratu na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL.

4.5. Porównanie emisji CO₂, zużycia paliw i kosztów systemowych pomiędzy scenariuszami



EMISJE CO₂

Scenariusz ambitnego rozwoju OZE i energetyki jądrowej (S1) osiąga najlepszy wynik z punktu widzenia ochrony klimatu. Emisje wynikające z energetycznego zastosowania paliw kopalnych (w tym do produkcji wodoru), w porównaniu do ok. 294 mln ton CO₂ w 2020 r.⁷, w każdym ze scenariuszy różnią się od siebie (wykres 17):

- scenariusz ambitnego rozwoju OZE i energetyki jądrowej (S1) – 93 mln ton CO₂ w 2040 r. (redukcja o 68%),
- scenariusz ambitnego rozwoju OZE bez energetyki jądrowej (S2) – roczne emisje są tylko niewiele wyższe niż w przypadku S1 i wynoszą 99 mln ton CO₂ w 2040 r. (redukcja o 66%),
- scenariusz bazowy (S3) – 116 mln ton CO₂ w 2040 r. (redukcja o 61%),
- scenariusz opóźnionej transformacji (S4) – emisje wynoszą aż 141 mln ton CO₂ w 2040 r. (redukcja o 52%).



Wszystkie scenariusze wiążą się z istotnym spadkiem poziomu rocznych emisji związanych z energetyką. Jednak tylko te stawiające na szybki rozwój OZE (S1, S2) pozwalają Polsce na zbliżenie się do unijnych celów redukcji emisji.

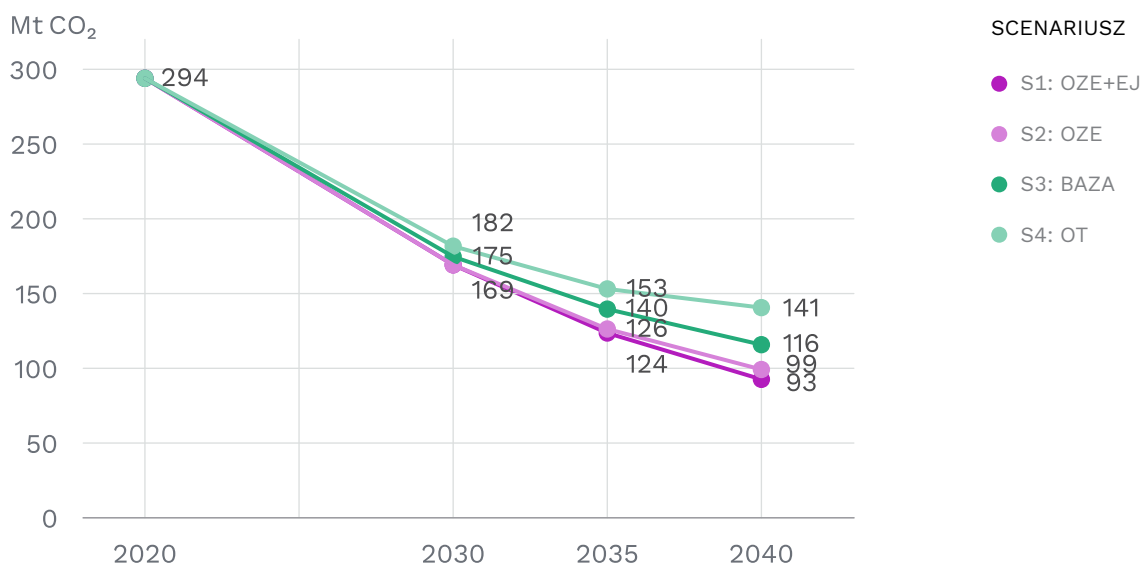
Zgodnie z Protokołem z Kioto, rokiem bazowym służącym do ustalania celów redukcji emisji dla Polski jest rok 1988⁸. Nasze modelowanie uwzględnia (pośrednio lub bezpośrednio) sektory odpowiadające w 2020 r. za ok. 75% całkowitych rocznych emisji gazów cieplarnianych w Polsce. Jeżeli założymy, że emisje z analizowanych przez nas sektorów również w bazowym 1988 r. stanowiły 75% całości, to względem bazowego roku 1988 spadek w emisji 2040 r. w scenariuszu S1 stanowi ok. 80% (dla scenariusza S2 to 77%). W praktyce transformacja w innych sektorach może jednak przebiegać wolniej.

⁷ Wartości podawane przez nas dla 2020 r. to średnia z lat 2019–2021, gdyż mają one charakter referencyjny. Całkowite emisje gazów cieplarnianych w latach 2019–2021 wyniosły średnio 386 mln ton ekwiwalentu CO₂ na rok (KOBiZE, 2023).

⁸ W 1988 r. Polska wyemitowała 578 mln ton ekwiwalentu CO₂ (KOBiZE, 2023).

Obecnie trwają prace nad uzgodnieniem unijnego celu redukcji emisji na 2040 r. Proponowany cel wynosi 90% na poziomie UE (ESABoCC, 2023). W Polsce nawet realizacja naszych ambitnych scenariuszy transformacji nie pozwoliłaby osiągnąć takiego wyniku. Określając cele dla Polski, należy jednak wziąć pod uwagę specyficzne wyzwania (duży udział energochłonnego przemysłu w PKB, potrzeby ciepłownicze, mały potencjał energetyki wodnej) oraz dotychczasowe opóźnienia. Dlatego scenariusze S1 i S2 byłyby wciąż ambitnym wkładem w unijną politykę klimatyczną⁹.

WYKRES 17. Roczne emisje CO₂ z energetycznych zastosowań paliw kopalnych i produkcji wodoru (Mt CO₂)



Źródło: opracowanie własne Instrat. 2020 r. – średnia danych historycznych za lata 2019–2021 na podstawie danych KOBiZE, Eurostatu i własnych założeń. Lata 2030–2040 – dane ustalone na podstawie wyników modelu PyPSA-PL i założeń na temat emisji związanych z niemodelowanym bezpośrednio energetycznym zastosowaniem paliw kopalnych.

W 2020 r. elektroenergetyka, ciepłownictwo i ogrzewnictwo wygenerowały większość energetycznych emisji CO₂ (ok. 60%). W scenariuszu S1 ich udział mógłby spaść do 6% (wykres 14). W wielkościach bezwzględnych to spadek z ok. 180 mln ton CO₂ do tylko 6 mln ton CO₂. W latach 30. coraz istotniejsze staną się zatem starania o redukcję emisji wynikających ze zużycia paliw kopalnych w ciężkim transporcie i w przemyśle na potrzeby energetyczne (np. produkcja wysokotemperaturowego ciepła) lub na potrzeby procesów technologicznych (np. produkcja cementu – emisje procesowe nie wliczają się jednak do wartości prezentowanych w tym raporcie). Są to tzw. sektory trudne do dekarbonizacji.

⁹ Bardziej szczegółowe modelowanie zapotrzebowania energetycznego na paliwa kopalne spoza reprezentowanych w PyPSA-PL sektorów mogłoby wskazywać na jeszcze większy potencjał redukcji emisji.

Jak wynika z naszych analiz, także transport indywidualny w Polsce może być takim sektorem. **Zastąpienie ponad 20 mln aktywnych samochodów spalinowych samochodami elektrycznymi (BEV) to wyzwanie na dekady**, biorąc pod uwagę, że rejestracja nowych samochodów nie przekracza 400 tys. rocznie (PZPM, 2023). Mimo założenia spadku zapotrzebowania na ten rodzaj mobilności w scenariuszach S1 i S2 (np. na skutek promowania komunikacji zbiorowej) oraz ambitnego tempa przyrostu floty BEV, emisje z sektora pojazdów lekkich w 2040 r. wynoszą ok. 32 mln ton CO₂, co oznacza spadek tylko o ok. 20% względem 2020 r. (zob. wykres 18, s. 43).



ZUŻYCIE PALIW

We wszystkich scenariuszach zapotrzebowanie na węgiel energetyczny bardzo mocno spada – i to już w perspektywie 2030 r. (wykres 19A). Zapotrzebowanie to w scenariuszu S1 i S2 spada z 1 700 PJ (ok. 80,2 mln ton ekwiwalentu węgla kamiennego¹⁰) w 2020 r. do 300 PJ (14,2 mln ton) w 2030 r. Nawet ten szacunek może być zawyżony, jeżeli gaz ziemny – podobnie jak w elektroenergetyce i ciepłownictwie – wyprze węgiel kamienny z niemoделowanych bezpośrednio sektorów.

W modelowanych bezpośrednio sektorach zapotrzebowanie na węgiel kamienny w 2030 r. w scenariuszach S1 i S2 wynosi tylko ok. 105 PJ w elektroenergetyce (5 mln ton). Scenariusze S3 i S4 charakteryzują się marginalnie większym zapotrzebowaniem. Odejście od węgla dyktowane jest rosnącym kosztem opłat za emisje CO₂, co powoduje zastąpienie go przez źródła odnawialne. W przypadku, gdy to niemożliwe, przez gaz ziemny, który jest mniej emisyjny w przeliczeniu na jednostkę energii.

Zapotrzebowanie na gaz ziemny sukcesywnie rośnie we wszystkich scenariuszach do 2030 r., po czym maleje (wykres 19B). Jego szczytowe zużycie w 2030 r. waha się od 1 090 PJ (30 mld m³ w ekwiwalencie gazu wysokometanowego¹¹) w scenariuszach S1 i S2 do 1 240 PJ (34 mld m³) w scenariuszu S4. Już w 2035 r. zapotrzebowanie na gaz spada w scenariuszach S1 i S2 do dzisiejszego poziomu 680 PJ (ok. 19 mld m³) lub nawet niższego.

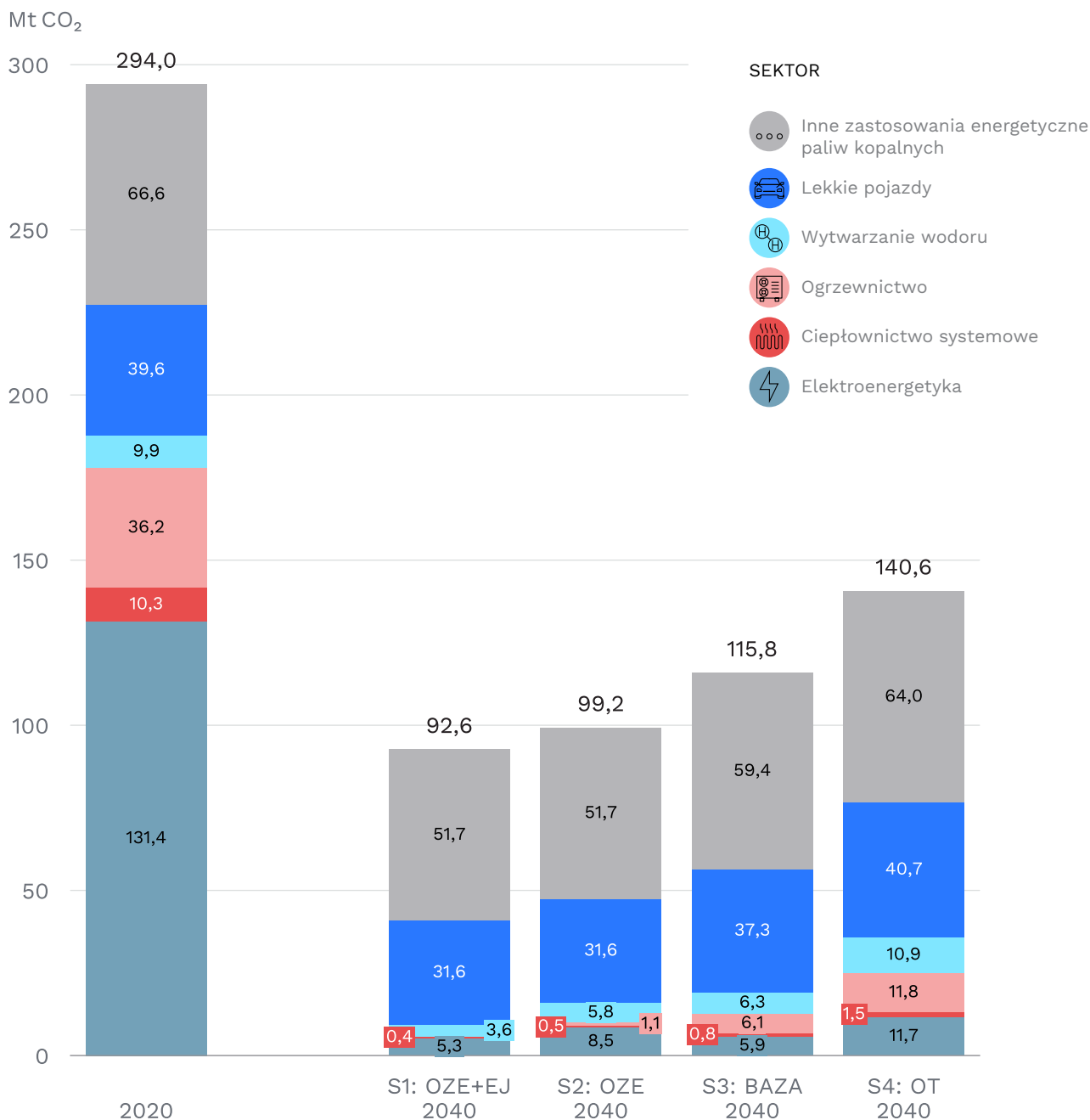
Spadki utrzymują się także w późniejszych latach. Jednym z głównych wyzwań dekarbonizacji w latach 40. będzie utrzymanie tego tempa spadku poprzez zastępowanie gazu ziemnego tzw. zielonymi gazami, jak biometan czy wodór z elektrolizy.

10 Przy założeniu o kaloryczności węgla kamiennego wynoszącej 21,2 MJ/kg.

11 Przy założeniu o kaloryczności gazu wysokometanowego wynoszącej 36,6 MJ/m³.

WYKRES 18. Emisje CO₂ z energetycznych zastosowań paliw kopalnych i produkcji wodoru 2040 r. (Mt CO₂)

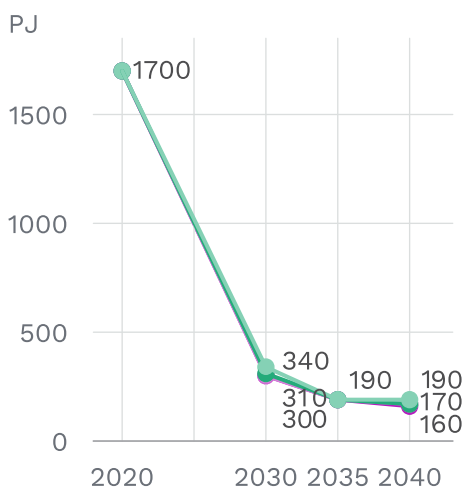
Elektroenergetyka i ciepłownictwo są w 2040 r. w dużym stopniu zdekarbonizowane. Pozostałe sektory stają się priorytetem polityki dekarbonizacji.



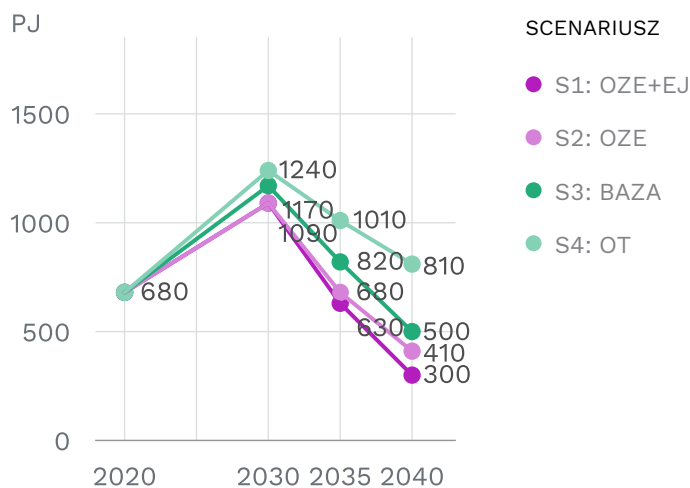
Źródło: opracowanie własne In strat. 2020 r. – średnia z lat 2019–2021 na podstawie danych KOBiZE, Eurostatu i własnych oszacowań. Całkowite średnioroczne emisje wyniosły wtedy 386 Mt CO₂. 2040 r. – obliczenia na podstawie wyników modelu PyPSA-PL. Emisje z elektrociepłowni (produkujących zarówno energię elektryczną, jak i ciepło systemowe) wliczono do elektroenergetyki. Emisje z innych zastosowań energetycznych paliw kopalnych (takich jak pozasystemowe zapotrzebowanie na ciepło w przemyśle i rolnictwie oraz ciężki transport drogowy, transport wodny i powietrzny) nie są reprezentowane w modelu PyPSA-PL – są one założeniem przekładającym się również na założenia dotyczące zapotrzebowania na nośniki energii (redukcja niemodelowanych emisji odbywa się kosztem zwiększenia zapotrzebowania na energię elektryczną i wodór).

WYKRES 19. Zużycie węgla i gazu ziemnego na potrzeby energetyczne i produkcję wodoru (PJ)

A. WĘGIEL



B. GAZ ZIEMNY



Źródło: opracowanie własne In strat. 2020 r. – dane historyczne na podstawie danych Eurostatu, KOBiZE i własnych założeń. Lata 2030–2040 – obliczenia na podstawie wyników modelu PyPSA-PL i założeń na temat niemodelowanego bezpośrednio zużycia energetycznego paliw.



KOSZTY SYSTEMOWE

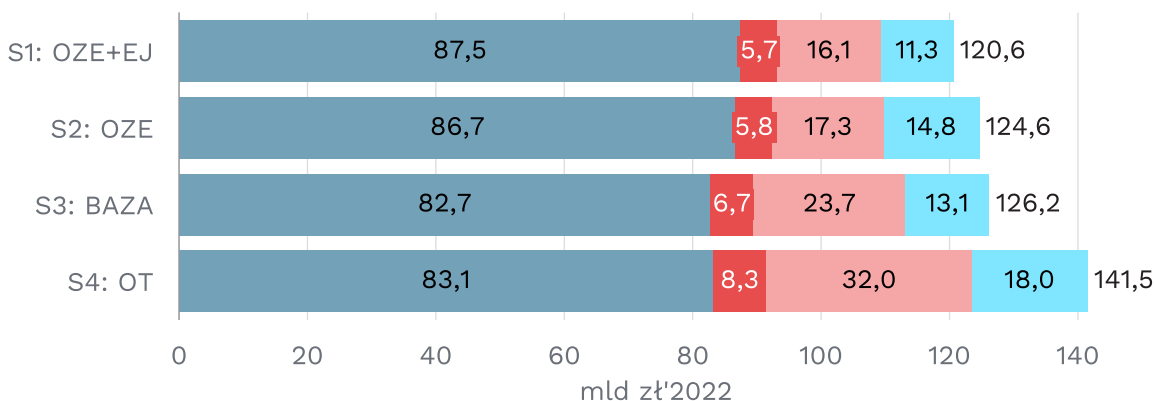
Scenariusz ambitnego rozwoju OZE i energetyki jądrowej (S1) osiąga najniższe roczne koszty systemowe spośród rozważanych scenariuszy. W 2040 r. wynoszą one ok. 121 mld zł – w koszcie tym zawiera się roczne wypełnianie zapotrzebowania na energię elektryczną, ciepło grzewcze i wodór (wykres 16). Względem scenariusza S3 scenariusz S1 jest tańszy o ok. 6 mld zł rocznie, a względem scenariusza S4 nawet o 21 mld zł rocznie. Dzieje się tak głównie za sprawą obniżenia kosztów ciepłownictwa.

To właśnie roczne koszty systemowe są przedmiotem optymalizacji w modelu PyPSA-PL. Poprzez koszty systemowe rozumiemy roczne koszty operacyjne (OPEX) wytwarzania, przetwarzania i magazynowania wszystkich modelowanych nośników energii – zaliczają się do nich koszty zakupu paliwa i uprawnień¹² do emisji CO₂ (koszty zmienne), a także stałe koszty utrzymania infrastruktury. Ponadto wliczamy koszt inwestycyjny przeliczony na ratę roczną (amortyzacja CAPEX). Pełną dekompozycję kosztów systemowych według technologii, a także całkowitych nieprzeliczonych na ratę roczną kosztów inwestycyjnych przedstawiamy w aneksie C. Nie uwzględniamy natomiast kosztów związanych z rozwojem i utrzymaniem sieci elektroenergetycznych – te byłyby najwyższe w scenariuszach ambitnych S1 i S2.

¹² Doliczamy koszty emisji CO₂ także do działalności, które (przynajmniej obecnie) nie są objęte systemem ETS, gdyż każda tona CO₂ wyemitowana do atmosfery obciążona jest tzw. społecznym kosztem węgla (ang. *social cost of carbon*) (Rennert i in., 2022).

WYKRES 20. Roczne koszty systemowe w podziale na elektroenergetykę, ciepłownictwo i wytwarzanie wodoru w 2040 r. (mld zł'2022)

SEKTOR



Źródło: opracowanie własne Instraat na podstawie wyników modelu PyPSA-PL. Uwzględnione komponenty kosztowe to: roczna amortyzacja CAPEX inwestycji, roczny koszt stały i zmienny OPEX, w tym koszt emisji CO₂. Nie uwzględniono kosztów związanych z przesyłem i dystrybucją energii elektrycznej. W modelu PyPSA-PL obecne są również koszty związane z mobilnością lekkich pojazdów. Nie przedstawiamy ich tutaj, bo sektor ten nie jest stricte sektorem energetycznym. Koszty budowy i funkcjonowania elektrociepłowni wliczone są całkowicie w kategorię „elektroenergetyka”.

Wśród kosztów systemowych dominują koszty elektroenergetyki – ten sektor staje się coraz ważniejszy w miarę postępu transformacji energetycznej.

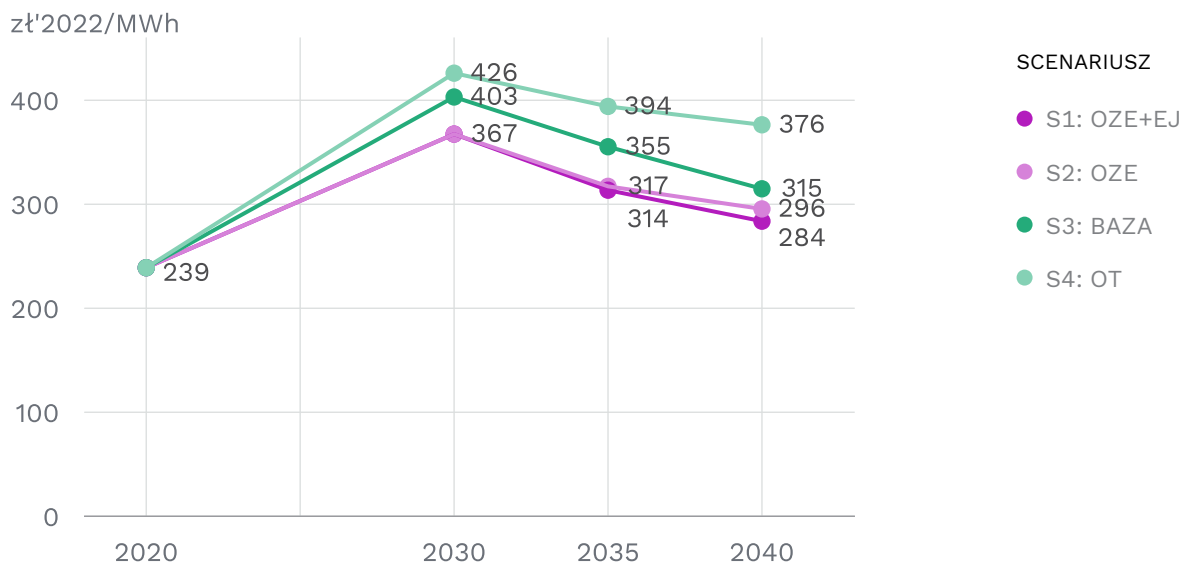
Dzieje się tak na skutek powszechnej elektryfikacji. By uzyskać pełen obraz systemu energetycznego, konieczne jest jednak uwzględnienie w rachunku ekonomicznym także pozostałych sektorów, co robimy w modelu PyPSA-PL. Okazuje się wtedy przykładowo, że mimo dużego wolumenu produkcji czystego wodoru z elektrolizy, nie opłaca się wykorzystywać go na szeroką skalę do bilansowania systemu elektroenergetycznego. Czysty wodór bardziej efektywnie kosztowo wypiera szary wodór produkowany z gazu ziemnego w przemyśle niż energię elektryczną produkowaną z gazu.

Istotnym wskaźnikiem różnicującym scenariusze jest także średni koszt wyprodukowania jednej megawatogodziny energii elektrycznej (wykres 21).

Tutaj dysproporcje są nawet bardziej wyraźne niż w przypadku całego kosztu systemowego. Średni jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej już w 2030 r. w scenariuszach S1 i S2 (367 zł/MWh) może być o 9% niższy niż w scenariuszu bazowym S3. W 2040 r. różnica między kosztami jednostkowymi scenariuszy S1 i S3 utrzymuje się na podobnym poziomie, natomiast różnica względem scenariusza S4 rośnie. W 2040 r. megawatogodzina prądu w scenariuszu S1 jest tańsza aż o 25% względem scenariusza S4. Wskazuje to na długoterminowy zwrot inwestycji w infrastrukturę cechującą się relatywnie wysokim kosztem CAPEX, lecz niskim kosztem zmiennym OPEX, taką jak elektrownie słoneczne i wiatrowe, a także jądrowe. Podział składników kosztów jednostkowych przedstawiono na wykresie 22, a pełna dekompozycja według technologii znajduje się w aneksie C.

WYKRES 21. Średni jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej (zł'2022/MWh)

Inwestycje konieczne dla transformacji energetycznej doprowadzą do wzrostu średniego kosztu produkcji energii elektrycznej względem 2020 r. Koszt ten będzie jednak z czasem spadać.

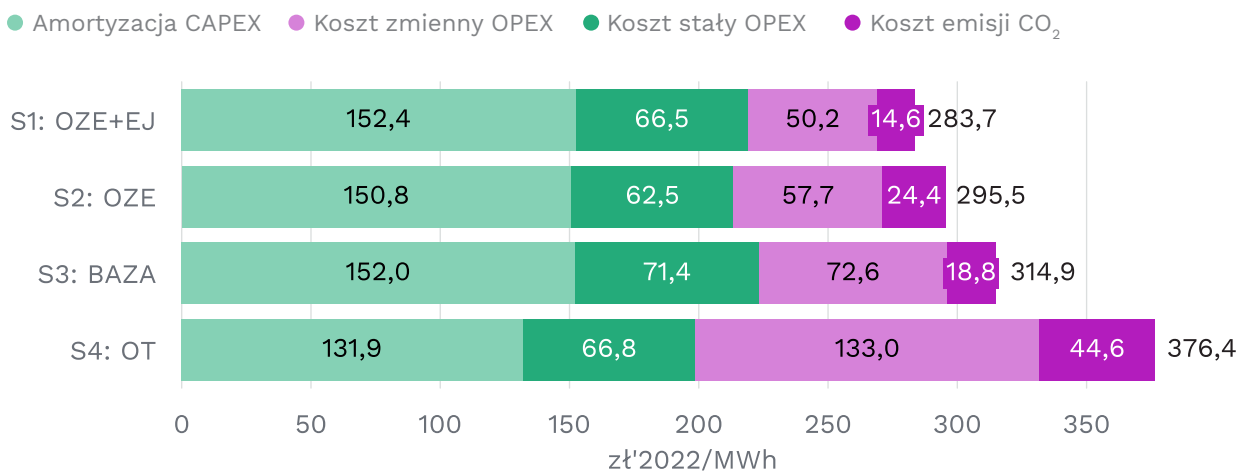


Źródło: opracowanie własne Instrat. 2020 r. – średnie dane historyczne ARE za lata 2019–2021 i 2030–2040 na podstawie wyników modelu PyPSA-PL. W obliczeniach komponentu CAPEX uwzględniono tylko inwestycje w latach 2026–2040.

WYKRES 22. Średni jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej w 2040 r. według składnika kosztu (zł'2022/MWh)

Ambitny rozwój OZE to nie tylko oszczędności na całkowitym systemowym koszcie, ale także na jednostkowym koszcie produkcji energii elektrycznej. Inwestycje w OZE zwracają się poprzez mniejsze koszty zakupu paliw i koszty związanych z emisjami CO₂.

KOSZTY



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu PyPSA-PL. Nie uwzględniono kosztów związanych z przesyłem i dystrybucją energii elektrycznej. Koszt emisji CO₂ wydzielono z kosztu zmiennego OPEX. Za użyteczną energię elektryczną przyjęto jej zapotrzebowanie końcowe oraz sektorowe zapotrzebowania związane z produkcją ciepła i wodoru, pomniejszone o energię zużytą na wyprodukowanie wodoru spalonego w elektrowniach. Wśród kosztów uwzględniono tylko infrastrukturę bezpośrednio związaną z wytwarzaniem i magazynowaniem energii elektrycznej.

5. Jak zmieniają się sektory? Wnioski dla strategii polskiej transformacji

W tej części przedstawiamy wybrane wnioski dla każdego z modelowanych sektorów, uzupełniając je porównaniami między scenariuszami lub bardziej szczegółowymi wynikami modelowania.

5.1. Elektroenergetyka

To nie odnawialne źródła energii, a gaz ziemny stanowi w perspektywie kilku, a nawet kilkunastu lat, największą konkurencję dla węgla. Przy założeniu szybkiego rozwoju OZE (scenariusze S1 i S2), szansą na uzasadnione ekonomicznie utrzymanie w systemie elektrowni węglowych jest wykorzystanie ich jako źródeł rezerwowych, uruchamianych w wyjątkowo zimne dni z dużym zapotrzebowaniem na energię elektryczną. Pozwoliłoby to uniknąć przeskalowanych inwestycji w nową infrastrukturę gazową. W przypadku spowolnień w rozwoju OZE (scenariusze S3 i S4), skala powstającej infrastruktury gazowej powoduje, że rezerwowe jednostki węglowe nie są już potrzebne.

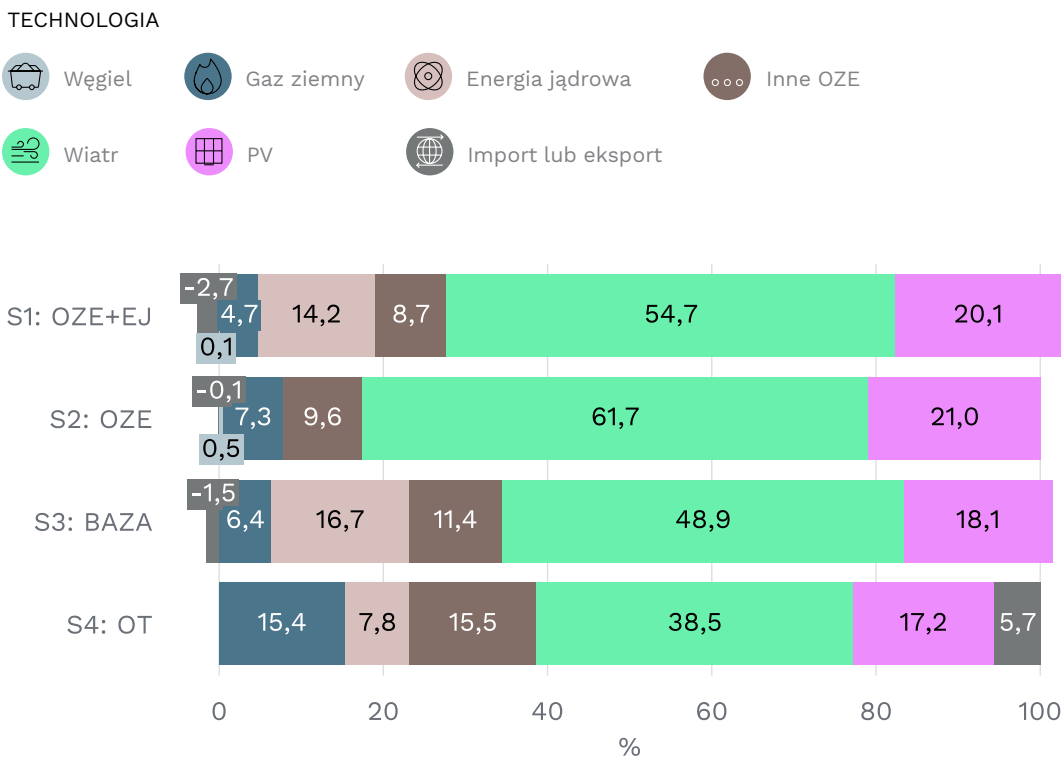
Nasz model wskazuje, że elektrownie jądrowe mogłyby wchodzić do mixu mocy zainstalowanych w sposób optymalny kosztowo, choć wiąże się to z dużymi nakładami inwestycyjnymi w następnych kilkunastu latach. Korzyści z tych inwestycji rozciągają się natomiast na wiele dekad po 2040 r.

Przyjęte przez nas założenia o dwuletnim opóźnieniu w możliwości uruchamiania bloków jądrowych (co i tak jest założeniem dosyć ambitnym) implikuje, że w 2040 r. energetyka jądrowa mogłaby zapewniać tylko ok. 14% krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną (wykres 23). Oznacza to, że rozwój OZE nie może być spowalniany przez plany atomowe. To atom będzie uzupełnieniem OZE, a nie na odwrót (przynajmniej w perspektywie 2040 r.).

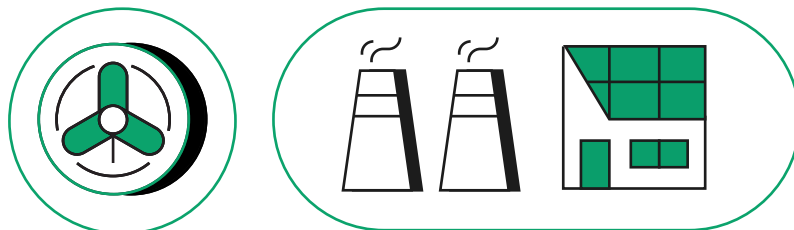
Co więcej, scenariusz ambitny bez energetyki jądrowej (S2) cechuje się tylko nieco większym poziomem mocy zainstalowanej OZE niż scenariusz ambitny z energetyką jądrową (S1). Pokazuje to, że **przy odpowiednim rozwoju mocy dyspozycyjnych (baterii i elektrowni OCGT na wodór) brak programu jądrowego w Polsce nie grozi blackoutem.**

Dodatkowo scenariusz ambitny bez energetyki jądrowej (S2) osiąga podobne wyniki, jak scenariusz atomowy S1 pod kątem kosztów wytwarzania energii elektrycznej (różnica wynika głównie z zysków z eksportu energii elektrycznej z elektrowni jądrowych), potencjału rozwoju pomp ciepła oraz potencjału produkcji zielonego wodoru (dział 5.4). Scenariusz ten wiąże się z nieco wyższymi emisjami CO₂ spowodowanymi koniecznością większego wykorzystania dyspozycyjnych mocy gazowych.

WYKRES 23. Udział źródeł wytwórczych i wymiany handlowej w wypełnianiu krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną w 2040 r. (%)



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Obecność eksportu powoduje, że suma udziału źródeł wytwórczych w wypełnianiu krajowego zapotrzebowania może przekroczyć 100%.



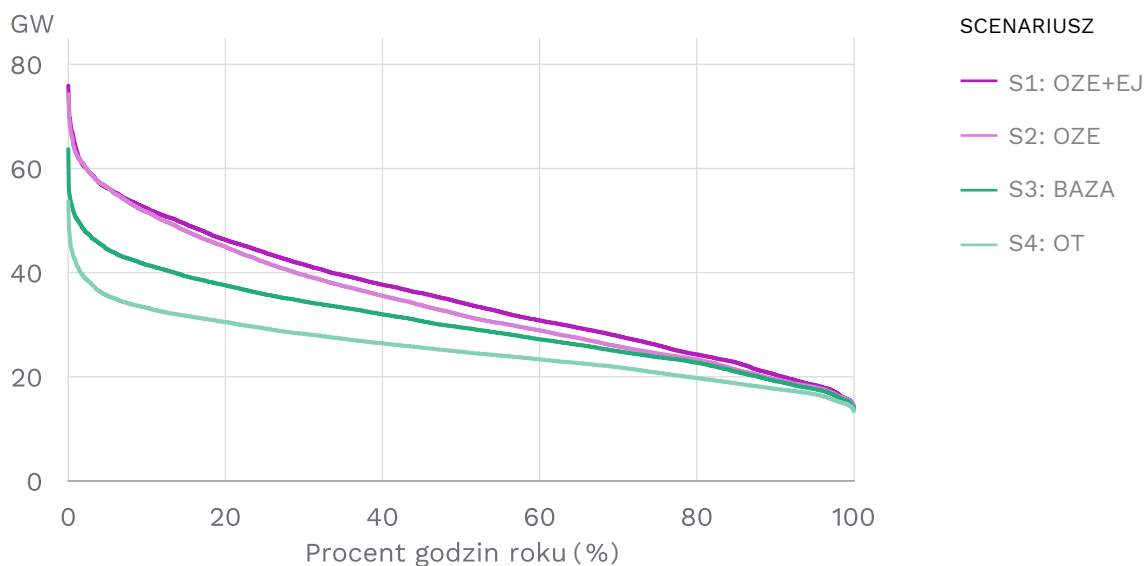
Scenariusze ambitnego rozwoju OZE (S1, S2) wskazują, że maksymalne chwilowe obciążenie systemu elektroenergetycznego może osiągać w 2040 r. aż 80 GW (wykres 24). Są to momenty, gdy dostępność czystej energii z wiatru i słońca jest największa, co przekłada się na pracę magazynów energii elektrycznej, elektrolizerów i systemowych kotłów elektrodoowych z pełną mocą (wykres 26). Oznacza to więc, że owe 80 GW nie będzie w całości widoczne w KSE. Duża część mocy pochodzącej z zależnych od pogody OZE może być konsumowana lokalnie, co umożliwi np. budowa elektrolizerów czy baterii w pobliżu źródeł wytwórczych OZE. Model optymalizacyjny uwzględniający koszt rozwoju infrastruktury sieciowej (czego PyPSA-PL obecnie nie robi) wskazywałby najpewniej także na niższy optymalny poziom maksymalnego obciążenia systemu. Niemniej, fakt że obecne obciążenie maksymalne KSE to tylko ok. 28 GW (PSE, 2023a) oznacza, że ambitne cele rozwoju OZE przedstawione w scenariuszach S1 i S2, to niewątpliwie poważne wyzwanie dla operatorów sieci przesyłowej i dystrybucyjnych.

Istotny wkład w zapotrzebowanie na moc elektryczną mają tzw. technologie power-to-heat (czyli pompy ciepła, grzałki szczytowe i kotły elektrodoowe). Szczytowe zapotrzebowanie z ich strony może sięgać w scenariuszach S1 i S2 aż 30 GW oraz przekracza 15 GW w każdym ze scenariuszy (wykres 25). To szczytowe zapotrzebowanie na moc przypada na momenty, gdy zarówno zapotrzebowanie na ciepło, jak i produkcja zależnych od pogody OZE są stosunkowo wysokie. Jest to efektywny sposób na zamianę obficie dostępnej energii elektrycznej na ciepło, które można potem magazynować w oczekiwaniu na najmroźniejsze godziny.

Najtrudniejsze dla systemu są momenty niskiej produkcji energii z wiatru i słońca oraz wysokiego zapotrzebowania, którego nie można przenieść w czasie. Są to momenty tzw. wysokiego zapotrzebowania rezydualnego na moc. Okazuje się, że maksymalne zapotrzebowanie rezydualne w scenariuszu S1 wynosi ok. 50 GW, z czego duża część, bo aż 16 GW pochodzi z rozproszonych pomp ciepła i grzałek szczytowych zainstalowanych w budynkach (wykres 26). System radzi sobie z tym zapotrzebowaniem, korzystając z miksu dyspozycyjnych elektrowni na różne paliwa (w tym wodór, ale przede wszystkim gaz ziemny). Rozładowuje magazyny energii (w tym baterie samochodów elektrycznych w ramach usługi V2G) i aktywuje usługi ograniczenia poboru mocy elektrycznej przez odbiorców końcowych (DSR). Import energii odgrywa marginalną rolę.

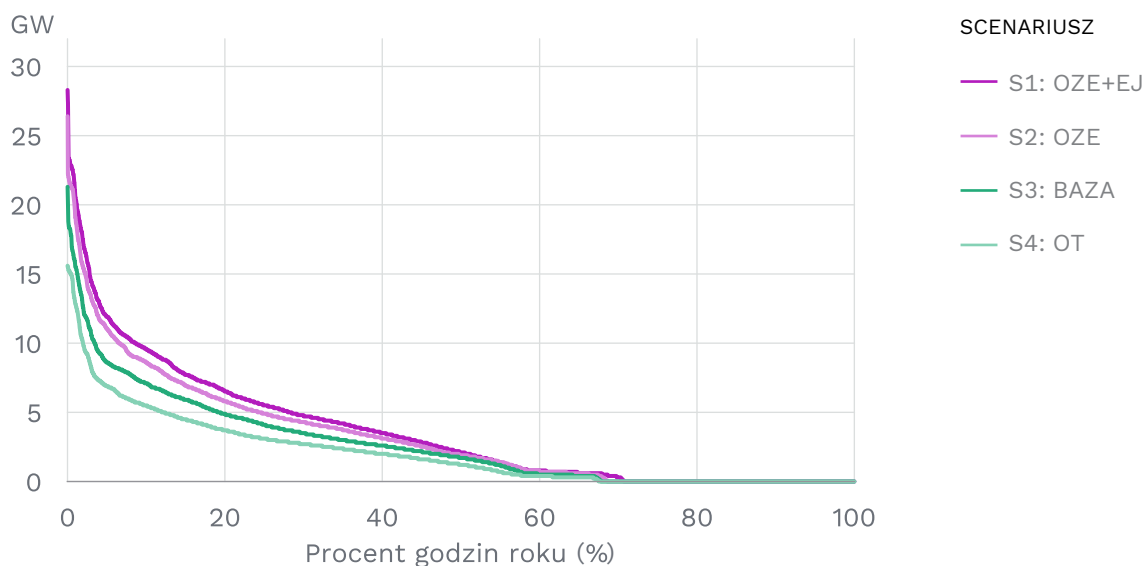
Nasz model wskazuje jednak, że jednoczesny rozwój pomp ciepła i budowa dużych mocy szczytowych OCGT na wodór (o wykorzystaniu rzędu 1%) w scenariuszach S1 i S2 są uzasadnione ekonomicznie. Wskazuje to na konieczność właściwej konstrukcji przyszłych systemów wsparcia zastępujących obecny rynek mocy.

WYKRES 24. Skumulowany rozkład całkowitego godzinowego zapotrzebowania na moc elektryczną w 2040 r. (GW)



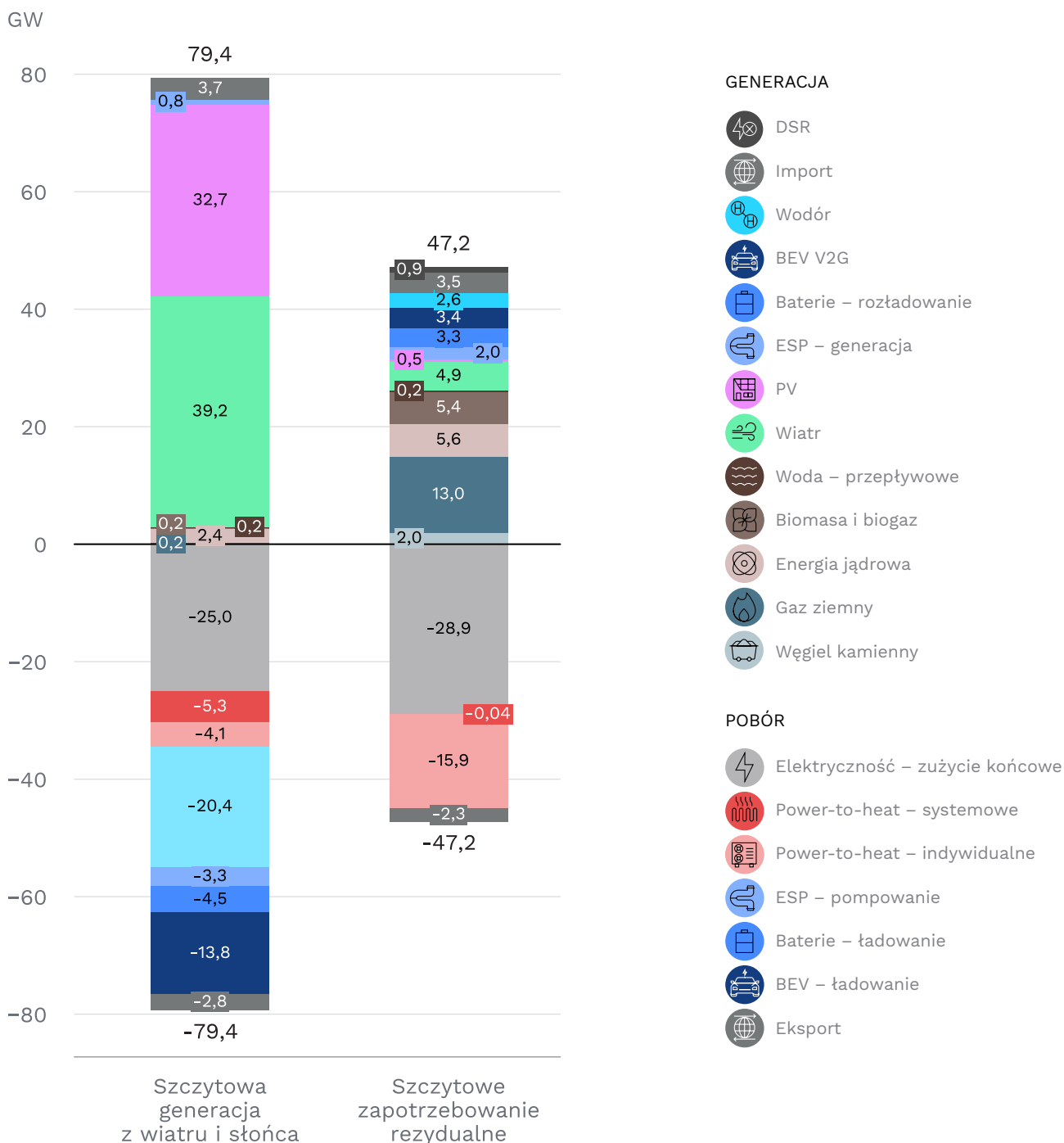
Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Podane na wykresie zapotrzebowanie całkowite na moc uwzględnia: zużycie końcowe energii elektrycznej, technologie power-to-heat, ładowanie samochodów elektrycznych oraz elektrolizę.

WYKRES 25. Skumulowany rozkład godzinowego zapotrzebowania na moc elektryczną do produkcji ciepła (power-to-heat) w 2040 r. (GW)



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Power-to-heat obejmuje pompy ciepła, grzałki szczytowe i kotły elektrodowe.

WYKRES 26. Struktura produkcji i poboru energii elektrycznej w 2040 r. w godzinach największej generacji z wiatru i słońca oraz największego zapotrzebowania rezydualnego (GW) – scenariusz ambitnego rozwoju OZE i energetyki jądrowej (S1)



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Podane wartości to średni poziom mocy w 40 szczytowych godzinach zapotrzebowania rezydualnego (tj. całkowitego zapotrzebowania pomniejszonego o generację z wiatru i słońca) i w 40 szczytowych godzinach generacji z wiatru i słońca.

5.2. Ciepłownictwo systemowe i ogrzewnictwo

Pompy ciepła w budynkach mają duży potencjał redukcji emisji z ogrzewnictwa. Przyrost ich mocy ograniczony jest jednak przez dostępność mocy szczytowej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (dział 5.1). Domowe pompy ciepła konkurują o tę moc – zwiąskowo – także z systemowymi pompami ciepła. Podczas gdy domowe pompy ciepła wypierają mniej efektywne kotły na paliwa kopalne, systemowe pompy ciepła w naszych scenariuszach nie wypierają wspierającej system elektroenergetyczny kogeneracji. Nasze wyniki sugerują, że wykorzystywanie kogeneracji w systemach ciepłowniczych jeszcze przez wiele lat może być bardziej opłacalne niż budowa systemowych pomp ciepła w dużej skali.

O ile systemowe pompy ciepła odgrywają w naszych scenariuszach niewielką rolę, to w każdym ze scenariuszy optymalna jest budowa kotłów elektrodowych, zasilających sieci ciepłownicze. Ze względu na niskie koszty inwestycyjne takich urządzeń, stanowią one opłacalną metodę zagospodarowania nadwyżek energii elektrycznej z wiatru i słońca.

Co istotne, warunkiem efektywnego wykorzystania kogeneracji do wypełniania zarówno zapotrzebowania na ciepło, jak i na energię elektryczną, jest uelastycznienie pracy elektrociepłowni poprzez rozwój długoterminowych magazynów ciepła (tabela 1), które są dużo tańsze niż magazyny energii elektrycznej w przeliczeniu na jednostkę magazynowanej energii. Magazyny ciepła są również konieczne do gromadzenia ciepła generowanego przez kotły elektrodowe. Ciepło zmagazynowane podczas cieplejszych tygodni może być później wykorzystane do ogrzewania w wyjątkowo chłodne tygodnie, tak jak ma to miejsce w przykładowym przebiegu produkcji systemowego ciepła na wykresie 27A.

TABELA 1. Pojemność magazynów ciepła (GWh)

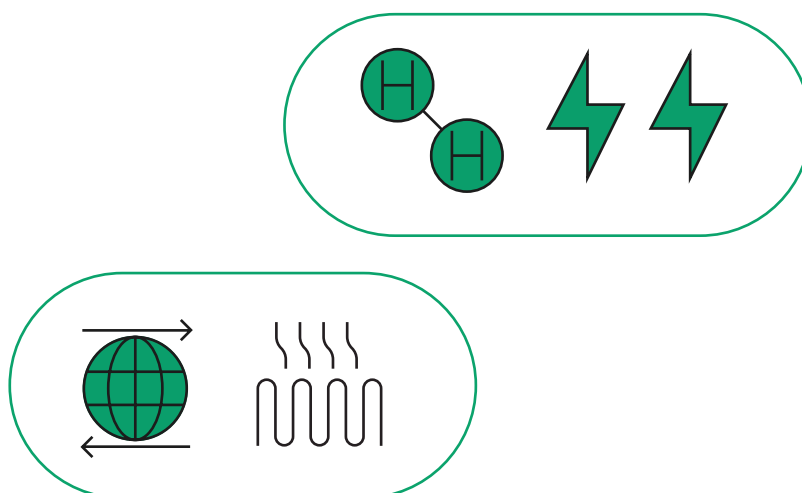
Typ magazynu	Scenariusz	2030	2035	2040
Magazyny ciepła w ciepłownictwie sieciowym	S1: OZE+EJ	50	300	550
	S2: OZE	50	300	550
	S3: BAZA	25	150	275
	S4: OT	5	30	55
Magazyny ciepła współpracujące z pompami ciepła i grzałkami szczytowymi w ciepłownictwie indywidualnym	S1: OZE+EJ	10	65	95
	S2: OZE	10	60	100
	S3: BAZA	9	40	73
	S4: OT	7	25	53

Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników PyPSA-PL.

W przypadku wykorzystania pomp ciepła i grzałek szczytowych w ogrzewnictwie, współpracujące z nimi małe magazyny ciepła (tabela 1) potrafią obniżyć zapotrzebowanie szczytowe na moc, co przynosi wymierne korzyści systemowe. Na prezentowanym przez nas przykładowym przebiegu generacji ciepła z tych źródeł (wykres 27B) widoczne są godziny, w których magazyn ciepła przejmuje rolę grzałki szczytowej, istotnie obniżając zapotrzebowanie na moc elektryczną.

Ze względu na traktowanie wszystkich systemów ciepłowniczych w Polsce w sposób zbiorczy (jako tzw. miedzianą płytę), nasze założenia na temat wysokiego wykorzystania ciepła produkowanego w kogeneracji w sieciach ciepłowniczych mogą być zbyt optymistyczne.

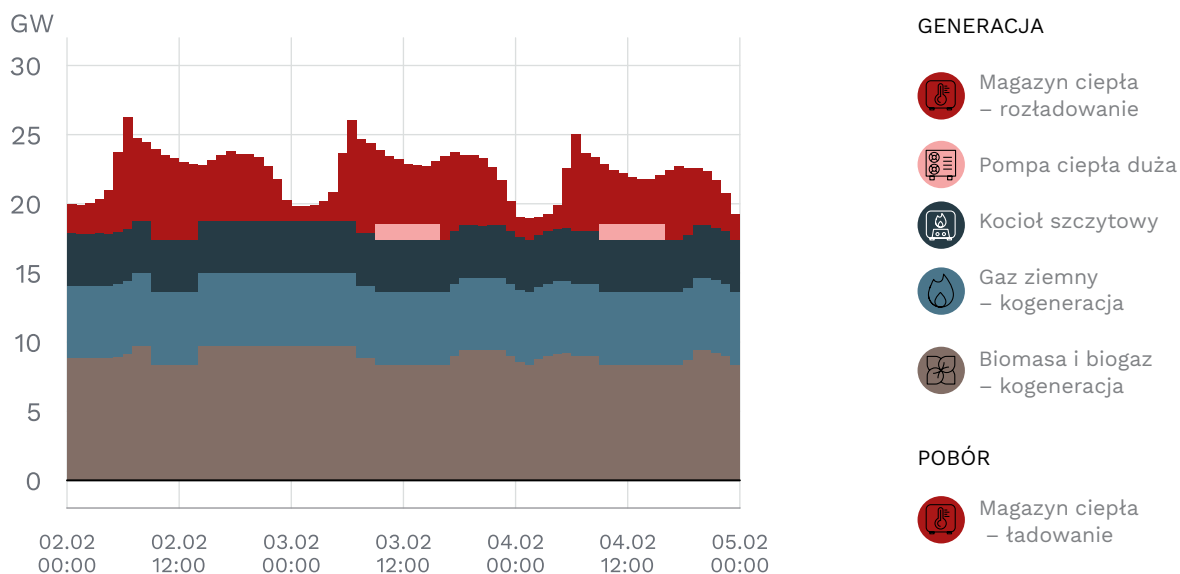
Nasze wyniki wskazują na potencjalną opłacalność stosowania kogeneracji w systemach ciepłowniczych. Planując transformację, należy jednak podchodzić do każdego systemu indywidualnie, szukając np. możliwości efektywnego zagospodarowania ciepła odpadowego z lokalnych zakładów przemysłowych czy centrów obliczeniowych. W takich przypadkach efektywność systemowych pomp ciepła (COP), czerpiących ciepło z tych źródeł, może być dużo wyższa niż zachowawczo założone przez nas wykorzystanie w 50% powietrza i w 50% ścieków jako źródeł ciepła dla systemowych pomp.



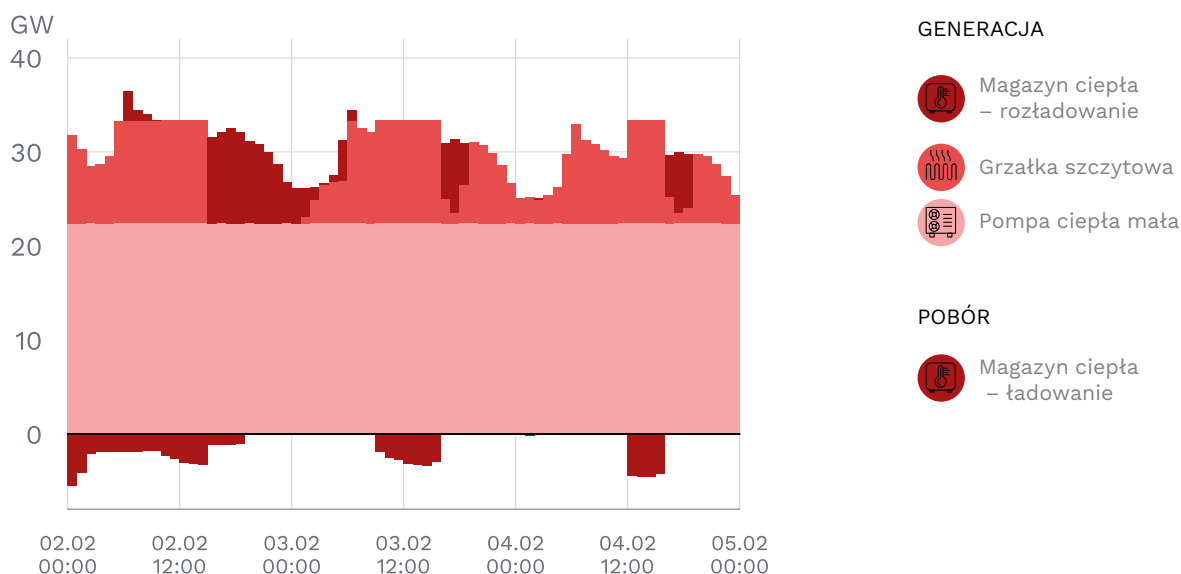
WYKRES 27. Przykładowy przebieg produkcji ciepła zimą 2040 r. (GW) – scenariusz ambitnego rozwoju OZE i energetyki jądrowej (S1)

Zoptymalizowane wykorzystanie magazynów ciepła pozwala zmniejszyć szczytowe zapotrzebowanie na moc cieplną źródeł wytwórczych. W przypadku ogrzewania opartego na pompach ciepła, oznacza to mniejsze zapotrzebowanie szczytowe na moc elektryczną.

A. CIEPŁO SYSTEMOWE



B. BUDYNKI Z INDYWIDUALNĄ POMPĄ CIEPŁĄ, GRZAŁKĄ SZCZYTOWĄ I MAGAZYNEM CIEPŁA



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. W przedstawionym przedziale czasu działania systemu ciepłowniczego (wykres 27A) nie występuje zjawisko ładowania magazynów ciepła.

5.3. Elektromobilność pojazdów lekkich

W przypadku mobilności optymalizujemy tylko roczne koszty operacyjne pojazdów, tj. koszty ich utrzymania i koszty paliwa. Wysoki koszt paliw ropopochodnych¹³ powoduje, że model PyPSA-PL wskazuje jako optymalne maksymalne wykorzystanie założonego potencjału pojazdów elektrycznych. Nie uwzględniamy kosztu CAPEX, gdyż nie spodziewamy się znaczących różnic w cenie pojazdów elektrycznych i spalinowych w perspektywie lat 2030–2040, a wybór modelu pojazdu jest często dyktowany innymi niż energetyczne kryteriami.

Flota bateryjnych samochodów elektrycznych jest w modelu zarówno odbiorcą, jak i dostawcą (zmagazynowanej) energii elektrycznej. Dysponuje ona bardzo dużym potencjałem magazynowania energii elektrycznej – dla floty 4,7 mln pojazdów elektrycznych w 2040 r. scenariuszach S1 i S2 to ok. 155 GWh (tyle co ok. 39 GW czterogodzinnych dedykowanych bateryjnych magazynów energii). Przy optymalnym wykorzystaniu usługi V2G – czyli wspierania systemu elektroenergetycznego w chwilach dużego zapotrzebowania – mógłby on istotnie przyczynić się do pokrycia systemowych potrzeb krótkoterminowego magazynowania energii.

Przykładowo, w scenariuszu S1 w 2040 r. samochody elektryczne pobierają sumarycznie 13,3 TWh, a oddają do systemu 1,5 TWh. Oznacza to, że zapotrzebowanie netto ze strony pojazdów elektrycznych to w tym scenariuszu 11,8 TWh (pokazane na wykresie 1C), a stosunek energii zużytej na potrzeby V2G do energii zużytej na potrzeby własne to tylko ok. 13%.

Nie jest jednak wiadome, do jakiego stopnia właściciele samochodów elektrycznych będą skłonni uczestniczyć w usłudze V2G, kiedy dostaną taką możliwość. Trudno też dziś odpowiedzieć na pytanie, czy sygnały cenowe będą wystarczająco silne, by profile ładowania i rozładowywania takich pojazdów były aż tak elastyczne, jak te wynikające z naszego modelu optymalizacyjnego (np. wykresy 3 i 4).

Warto podkreślić, że założenia dotyczące V2G mają duży wpływ na wynik optymalnego poziomu mocy dyspozycyjnych w elektroenergetyce (co przekłada się także na optymalną moc zainstalowaną pomp ciepła – por. działy 5.1 i 5.2). Ostrożnie założyliśmy, że tylko 25% ładowarek będzie dwukierunkowa (tj. będzie w stanie umożliwiać działanie usługi V2G) – dla scenariuszy S1 i S2 oznacza to ok. 12,9 GW mocy mogącej wesprzeć system¹⁴. Uwzględniając fakt, że magazynowanie energii na potrzeby systemu elektroenergetycznego nie jest głównym celem pojazdów elektrycznych, narzucamy również warunek odpowiedniego poziomu naładowania baterii samochodów elektrycznych o godzinie 7.00 rano – zakładamy, że nie może być mniejszy niż 75%. Ogranicza to możliwość wykorzystania pojazdów elektrycznych jako długoterminowych magazynów energii. Dodatkowe zużycie baterii samochodów elektrycznych uwzględniamy jako dodatkowy koszt świadczenia usługi V2G wynoszący 50 zł/MWh.

¹³ Uwzględniamy koszt emisji CO₂, a także – w sposób szacunkowy – koszt rafinacji.

¹⁴ Przyjmujemy 11 kW mocy ładowarki na każdy pojazd elektryczny.

Uważamy, że sposób wykorzystania samochodów elektrycznych oraz dostępność infrastruktury do ich ładowania (w tym V2G) to jedne z głównych niepewnych kwestii w naszym modelu. Mogą one skutkować zarówno wzrostem (w przypadku mniej elastycznych profili ładowania i rozładowywania), jak i spadkiem (w przypadku szerszej dostępności infrastruktury V2G) kosztów systemowych w analizowanych sektorach.

5.4. Wytwarzanie wodoru

Nasz model od 2035 r. rozwija moce w elektrolizie na podstawie optymalizacji kosztów systemowych, zapewniając efektywne wykorzystanie nadwyżek mocy. Optymalny poziom zainstalowanej mocy elektrycznej elektrolizerów w 2040 r. (wykres 28A) to:

- w scenariuszach S1 i S2 ok. 20 GW,
- w scenariuszu S3 ok. 11 GW,
- w scenariuszu S4 tylko ok. 2 GW.

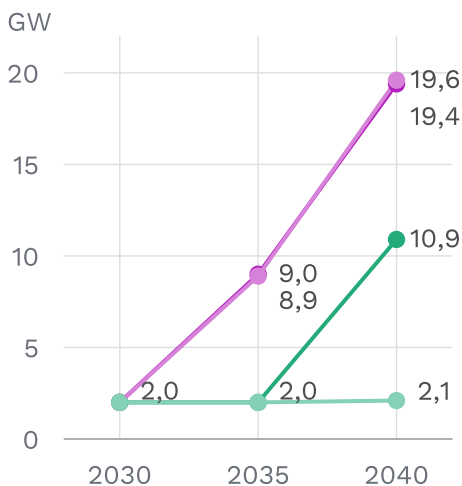
W żadnym ze scenariuszy symulowany poziom produkcji zielonego wodoru nie wypełnia w całości założonego zapotrzebowania na wodór. W 2040 r. część zapotrzebowania jest więc dalej pokrywana przez produkcję szarego wodoru w procesie reformingu gazu ziemnego (model nie dopuszcza importu wodoru, choć jest to całkiem realistyczny scenariusz). **Wskazuje to, że ryzyko budowy zbyt dużych mocy wytwórczych w elektroenergetyce nie powinno być argumentem przeciwko jednoczesnemu ambitnemu rozwojowi OZE i energetyki jądrowej**, gdyż elektroliza stanowi kosztowo efektywny sposób odebrania ewentualnych nadwyżek mocy. Niemniej, ograniczony rozwój farm wiatrowych na morzu w przypadku scenariusza S1 (OZE+EJ) podaje w wątpliwość opłacalność rozwoju dodatkowych morskich farm wiatrowych wyłącznie z myślą o produkcji wodoru (zob. wykres 28, s. 57).

Potencjał produkcji zielonego wodoru z elektrolizy w 2040 r. to w scenariuszu ambitnego rozwoju OZE i energetyki jądrowej (S1) **ok. 41 TWh** (1,2 mln ton). W scenariuszu ambitnym bez energetyki jądrowej (S2) wynosi on **ok. 34 TWh** (1 mln ton). Obie te wartości to równy lub nieco większy wolumen niż obecnie produkowana w Polsce ilość szarego wodoru (ok. 1 mln ton rocznie). W scenariuszu bazowym (S3) potencjał produkcji zielonego wodoru w 2040 r. to ok. 21 TWh (0,6 mln ton), a w scenariuszu opóźnionej transformacji (S4) to nieco ponad 2 TWh – w tym ostatnim (zielona) gospodarka wodorowa praktycznie nie istnieje (wykres 28B).

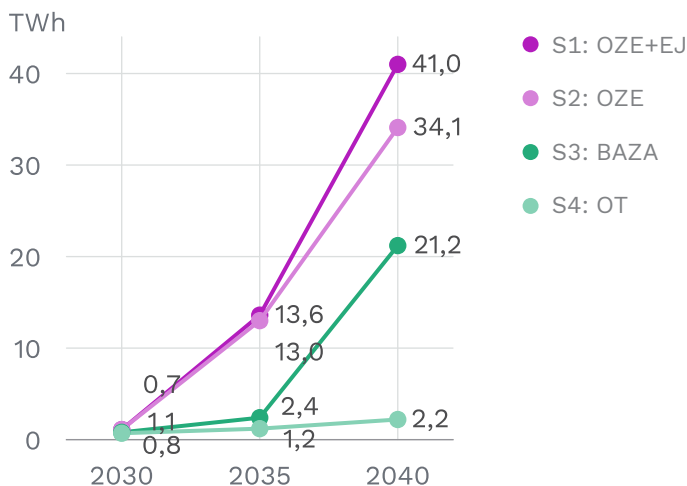
Nawet w scenariuszach ambitnych S1 i S2 ekonomicznie opłacalna produkcja zielonego wodoru w 2030 r. (przy założeniu, że 2 GWe elektrolizerów powstaje na skutek dofinansowania) to tylko niecała 1 TWh. **Gospodarka wodorowa ma szansę znacząco się rozwinąć dopiero ok. 2035 r. (scenariusze S1 i S2) lub 2040 r. (scenariusz bazowy S3)**. Niewykluczone, że na skutek wsparcia publicznego dla produkcji zielonego wodoru sektor ten rozwinię się już nieco wcześniej. Nie jest to optymalne z punktu widzenia krótkoterminowej redukcji emisji, choć może być warunkiem koniecznym, by przygotować polską gospodarkę na „rewolucję” wodorową pod koniec lat 30.

WYKRES 28. Moc zainstalowana elektrolizerów i produkcja wodoru z elektrolizy

A. ELEKTRYCZNA MOC ZAINSTALOWANA (GW)



B. PRODUKCJA WODORU (TWh)



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL.

Produkcja wodoru z elektrolizy będzie sezonowa (ze względu na dostępność energii słonecznej i niskie zapotrzebowanie ciepłownictwa w miesiącach letnich), a zakładane zapotrzebowanie odbiorców końcowych na ten nośnik energii jest stałe. Pojemność konieczna do zmagazynowania wodoru w 2040 r. w scenariuszach S1 i S2 (przy założeniu bilansowania dostaw emisyjnym wodorem produkowanym w istniejących instalacjach) to ok. 1–1,5 TWh (tabela 2). Obecnie istniejące magazyny gazu ziemnego pozwoliłyby (po odpowiednim dostosowaniu) na magazynowanie znacznie większych wolumenów wodoru. Z tego powodu, rozmiar i liczba tych podziemnych magazynów nie są ograniczeniem rozwoju polskiej gospodarki wodorowej.

TABELA 2. Pojemność długoterminowych magazynów wodoru (GWh)

Scenariusz	2030	2035	2040
S1: OZE+EJ	0	80	1 150
S2: OZE	0	70	1 530
S3: BAZA	0	0	240
S4: OT	0	0	0

Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników PyPSA-PL. Podano pojemność w jednostkach wartości opłatowej wodoru.

Objaśnienia i skróty

ARE	Agencja Rynku Energii
BEV	Baterijne pojazdy elektryczne (ang. <i>battery electric vehicles</i>)
CAPEX	Koszty inwestycyjne (kapitałowe)
CO₂	Dwutlenek węgla
DSR	Usługa ograniczenia poboru mocy elektrycznej przez odbiorców końcowych za odszkodowaniem na żądanie operatora systemu przesyłowego (ang. <i>demand side response</i>)
EJ	Energetyka jądrowa
ENTSO-E	Europejska Sieć Operatorów Elektroenergetycznych Systemów Przesyłowych (ang. <i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i>)
ESP	Elektrownia szczytowo-pompowa
ETS	Unijny system handlu uprawnieniami do emisji CO ₂ (ang. <i>Emissions Trading System</i>)
GDDKiA	Generalna Dyrekcja Dróg Krajowych i Autostrad
GUS	Główny Urząd Statystyczny
IMGW	Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej
KOBIZE	Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami
KPEiK	<i>Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030</i>
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
OCGT	Elektrownia gazowa w układzie otwartym (ang. <i>open cycle gas turbine</i>)
OPEX	Koszty operacyjne
OSD	Operator sieci dystrybucyjnej
OSP	Operator sieci przesyłowej (w Polsce: Polskie Sieci Elektroenergetyczne – PSE)
OZE	Odnawialne źródła energii
PEP2040	<i>Polityka energetyczna Polski do 2040 r.</i>
Power-to-heat	Technologie pozwalające na generację użytecznego ciepła dzięki zużyciu energii elektrycznej, np. pompy ciepła i kotły elektrodowe
PSE	Polskie Sieci Elektroenergetyczne
PV	Fotowoltaika
PyPSA-PL	Model optymalizacyjny polskiego systemu energetycznego opracowany przez Fundację InStrat na bazie biblioteki PyPSA (ang. <i>Python for Power System Analysis</i>)
URE	Urząd Regulacji Energetyki
V2G	System dwukierunkowego przesyłania energii elektrycznej na linii pojazd – sieć elektroenergetyczna
zł'2022	Polski złoty – wartość realna za 2022 r.

Wykaz obiektów

SCHEMAT 1. Technologie oraz nośniki i przepływy energii w sektorowo-zintegrowanej wersji modelu PyPSA-PL	9
WYKRES 1. Elektroenergetyka w scenariuszu ambitnego rozwoju OZE i energetyki jądrowej (S1)	18
WYKRES 2. Ciepłownictwo w scenariuszu ambitnego rozwoju OZE i energetyki jądrowej (S1)	19
WYKRES 3. Przykładowy przebieg produkcji i poboru energii elektrycznej późną wiosną 2040 r. (GW) w scenariuszu ambitnego rozwoju OZE i energetyki jądrowej (S1)	20
WYKRES 4. Przykładowy przebieg produkcji i poboru energii elektrycznej zimą 2040 r. (GW) w scenariuszu ambitnego rozwoju OZE i energetyki jądrowej (S1)	21
WYKRES 5. Elektroenergetyka i ciepłownictwo w scenariuszu ambitnego rozwoju OZE bez energetyki jądrowej (S2)	24
WYKRES 6. Ciepłownictwo w scenariuszu ambitnego rozwoju OZE bez energetyki jądrowej (S2)	25
WYKRES 7. Przykładowy przebieg produkcji i poboru energii elektrycznej późną wiosną 2040 r. (GW) w scenariuszu ambitnego rozwoju OZE bez energetyki jądrowej (S2)	26
WYKRES 8. Przykładowy przebieg produkcji i poboru energii elektrycznej zimą 2040 r. (GW) w scenariuszu ambitnego rozwoju OZE bez energetyki jądrowej (S2)	27
WYKRES 9. Elektroenergetyka i ciepłownictwo w scenariuszu bazowym (S3)	30
WYKRES 10. Ciepłownictwo w scenariuszu bazowym (S3)	31
WYKRES 11. Przykładowy przebieg produkcji i poboru energii elektrycznej późną wiosną 2040 r. (GW) w scenariuszu bazowym (S3)	32
WYKRES 12. Przykładowy przebieg produkcji i poboru energii elektrycznej zimą 2040 r. (GW) w scenariuszu bazowym (S3)	33
WYKRES 13. Elektroenergetyka i ciepłownictwo w scenariuszu opóźnionej transformacji (S4)	36
WYKRES 14. Ciepłownictwo w scenariuszu opóźnionej transformacji (S4)	37
WYKRES 15. Przykładowy przebieg produkcji i poboru energii elektrycznej późną wiosną 2040 r. (GW) w scenariuszu opóźnionej transformacji (S4)	38
WYKRES 16. Przykładowy przebieg produkcji i poboru energii elektrycznej zimą 2040 r. (GW) w scenariuszu opóźnionej transformacji (S4)	39
WYKRES 17. Roczne emisje CO ₂ z energetycznych zastosowań paliw kopalnych i produkcji wodoru (Mt CO ₂)	41
WYKRES 18. Emisje CO ₂ z energetycznych zastosowań paliw kopalnych i produkcji wodoru 2040 r. (Mt CO ₂)	43
WYKRES 19. Zużycie węgla i gazu ziemnego na potrzeby energetyczne i produkcję wodoru (PJ)	44
WYKRES 20. Roczne koszty systemowe w podziale na elektroenergetykę, ciepłownictwo i wytwarzanie wodoru w 2040 r. (mld zł'2022)	45
WYKRES 21. Średni jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej (zł'2022/MWh)	46
WYKRES 22. Średni jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej w 2040 r. według składnika kosztu (zł'2022/MWh)	46
WYKRES 23. Udział źródeł wytwórczych i wymiany handlowej w wypełnianiu krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną w 2040 r. (%)	48
WYKRES 24. Skumulowany rozkład całkowitego godzinowego zapotrzebowania na moc elektryczną w 2040 r. (GW)	50

WYKRES 25. Skumulowany rozkład godzinowego zapotrzebowania na moc elektryczną do produkcji ciepła (power-to-heat) w 2040 r. (GW)	50
WYKRES 26. Struktura produkcji i poboru energii elektrycznej w 2040 r. w godzinach największej generacji z wiatru i słońca oraz największego zapotrzebowania rezydualnego (GW) – scenariusz ambitnego rozwoju OZE i energetyki jądrowej (S1)	51
WYKRES 27. Przykładowy przebieg produkcji ciepła zimą 2040 r. (GW) – scenariusz ambitnego rozwoju OZE i energetyki jądrowej (S1)	54
WYKRES 28. Moc zainstalowana elektrolizerów i produkcja wodoru z elektrolizy	57
WYKRES 29. Dzielne wartości średnie i dzienna zmienność założonego zużycia końcowego nośników energii w 2040 r. (GW) – scenariusze ambitnego rozwoju OZE (S1, S2)	70
WYKRES 30. Całkowite koszty inwestycyjne w moce wytwórcze i magazyny w elektroenergetyce, ciepłownictwie i w sektorze wytwarzania wodoru w latach 2026–2040 (mld zł’2022)	72
WYKRES 31. Roczne koszty systemowe w elektroenergetyce, ciepłownictwie i sektorze wytwarzania wodoru w 2040 r. według technologii (mld zł’2022)	73
WYKRES 32. Średni jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej w 2040 r. – dekompozycja według technologii (zł’2022/MWh)	74
TABELA 1. Pojemność magazynów ciepła (GWh)	52
TABELA 2. Pojemność długoterminowych magazynów wodoru (GWh)	57
TABELA A.1. Założenia dotyczące zapotrzebowania i zużycia nośników energii w rozważanych scenariuszach	63
TABELA A.2. Założenia dotyczące mocy zainstalowanej (lub jej maksymalnego przyrostu) źródeł wytwórczych i pojemności magazynów energii w rozważanych scenariuszach	64
TABELA A.3. Założenia dotyczące osiągalnego udziału źródeł niesynchronicznych w chwilowym miksie produkcji energii elektrycznej (tzw. SNSP maksymalne)	66
TABELA A.4. Założenia dotyczące cen nośników energii oraz cen emisji CO ₂	66
TABELA A.5. Założenia dotyczące mocy zainstalowanej w 2025 r. dla technologii podlegających optymalizacji inwestycyjnej w rozważanych scenariuszach	66

Bibliografia

- ARE. (2023). *Wynikowe informacje statystyczne*. Agencja Rynku Energii. <https://www.are.waw.pl/badania-statystyczne/wynikowe-informacje-statystyczne>.
- 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-wegla/>.
- Czyżak, P., Wrona, A., Borkowski, M. (2021). *Brakujący element układanki. Rozważania o bezpieczeństwie energetycznym*. Instrat Policy Paper 09/2021. <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 [dataset]*. Zenodo. <https://doi.org/10.5281/zenodo.7224854>.
- Ember. (2020). *Poland's Second Belchatów: Coal Mine Methane*. Ember. <https://ember-climate.org/insights/research/polands-second-belchatow/>.
- 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 & ENTSO-G. (2022). *TYNDP 2022 Scenario Report*. <https://2022.entsoe-tyndp-scenarios.eu/download/>.
- ESABoCC. (2023). *Scientific advice for the determination of an EU-wide 2040 climate target and a greenhouse gas budget for 2030–2050*. European Scientific Advisory Board on Climate Change. <https://climate-advisory-board.europa.eu/reports-and-publications/scientific-advice-for-the-determination-of-an-eu-wide-2040>.
- Eurostat. (2023). *Complete energy balances*. Eurostat. <https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/bookmark/796e0835-3d83-4e50-a9b8-335ae3ceea76>.
- Forum Energii. (2023). *System elektroenergetyczny potrzebuje ciepłownictwa*. Forum Energii. <https://www.forum-energii.eu/system-elektroenergetyczny-potrzebuje-cieplownictwa>.
- GDDKiA. (2023). *Stacje Ciągłych Pomiarów Ruchu (SCPR)*. Generalna Dyrekcja Dróg Krajowych i Autostrad. <https://www.gov.pl/web/gddkia/stacje-ciaglych-pomiarow-ruchu>.
- Gonzalez-Aparicio i in. (2021). *EMHIREs dataset: Wind and solar power generation [dataset]*. Zenodo. <https://doi.org/10.5281/zenodo.4803353>.
- GUS. (2023a). *Transport drogowy w Polsce w latach 2020 i 2021*. Główny Urząd Statystyczny. <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/transport-i-lacznosc/transport/transport-drogowy-w-polsce-w-latach-2020-i-2021,6,7.html>.
- GUS. (2023b). *Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2021 roku*. Główny Urząd Statystyczny. <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/srodowisko-energia/energia/zuzycie-energii-w-gospodarstwach-domowych-w-2021-roku,2,5.html>.
- IEA. (2022). *World Energy Outlook 2022*. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>.
- IEA. (2020). *Methane from oil & gas*. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/methane-tracker-2020/methane-from-oil-gas>.

- IMGW. (2023). *Dane publiczne*. Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej. <https://danepubliczne.imgw.pl/>.
- KOBiZE. (2023). *National Inventory Report 2023. Greenhouse Gas Inventory for 1988-2021*. Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami. <https://www.kobize.pl/pl/fileCategory/id/16/krajowa-inwentaryzacja-emisji>.
- Kubiczek, P. (2023a). *Praca w podstawie. Modelowanie kosztów niskiej elastyczności polskiego systemu elektroenergetycznego*. In: *Instrat Policy Paper 04/2023*. <https://instrat.pl/praca-w-podstawie/>.
- Kubiczek, P. (2023b). *PyPSA-PL: Optimisation model of the Polish energy system* [Python]. Fundacja Instrat. <https://github.com/instrat-pl/pypsa-pl>.
- Kubiczek, P. (2023c). *PyPSA-PL: Sectorally-integrated modelling of the Polish energy system until 2040* [Data set]. Zenodo. <https://doi.org/10.5281/zenodo.10246018>.
- Kubiczek, P., Smoleń, M. (2023). *Polski nie stać na średnie ambicje. Miliardy złotych oszczędności dzięki szybkiemu rozwojowi OZE do 2030 r.* In: *Instrat Policy Paper 03/2023*. Instrat. <https://instrat.pl/pypsa-marzec-2023/>.
- Levin, T. i in. (2023). *Energy storage solutions to decarbonize electricity through enhanced capacity expansion modelling*. *Nature Energy*, 8, 1199. <https://doi.org/10.1038/s41560-023-01340-6>.
- MKiŚ. (2021). *Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do roku 2040*. Ministerstwo Klimatu i Środowiska. <https://www.gov.pl/web/klimat/polska-strategia-wodorowa-do-roku-2030>.
- MKiŚ. (2023). *Scenariusz 3. do prekonsultacji aktualizacji KPEIK/PEP2040*. Ministerstwo Klimatu i Środowiska. <https://www.gov.pl/web/klimat/prekonsultacje-w-zkresie-aktualizacji-dokumentow-strategicznych-kpeikpep2040>.
- Neumann, F. i in. (2023). *The potential role of a hydrogen network in Europe*. *Joule*, 7, 1793. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2023.06.016>.
- PORT PC. (2023). *2022 – rok pomp ciepła w Polsce*. Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła. <https://portpc.pl/port-pc-2022-rok-pomp-ciepła-w-polsce/>.
- PSE. (2023a). *Raporty za rok 2022*. Polskie Sieci Elektroenergetyczne. <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2022>.
- PSE. (2023b). *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. (2023c). *Zasoby wytwórcze – wg stanu na 2022.01.01*. Informacje o zasobach wytwórczych KSE. <https://www.pse.pl/dokumenty?safeargs=666f6c64657249643d3333393139#>.
- PSPA. (2023). *Do 2030 r. Sprzedaż samochodów całkowicie elektrycznych w Polsce wzrośnie ponad dziesięciokrotnie*. Polskie Stowarzyszenie Paliw Alternatywnych. <https://pspa.com.pl/2023/raport/do-2030-r-sprzedaz-samochodow-calkowicie-elektrycznych-w-polsce-wzrosnie-ponad-dziesieciokrotnie/>.
- PTPiREE. (2023). *Mikroinstalacje w Polsce*. Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziatu Energii Elektrycznej. <http://www.ptpiree.pl/energetyka-w-polsce/energetyka-w-liczbach/mikroinstalacje-w-polsce>.
- PZPM. (2023). *Raport Branży Motoryzacyjnej PZPM i KPMG 2022/2023*. Polski Związek Przemysłu Motoryzacyjnego. <https://www.pzpm.org.pl/pl/Publikacje/Raporty/Rocznik-Raport-Branzy-Motoryzacyjnej-PZPM-i-KPMG-2022-2023>.
- Rennert, K. i in. (2022). *Comprehensive evidence implies a higher social cost of CO₂*. *Nature*, 610, 687. <https://doi.org/10.1038/s41586-022-05224-9>.
- URE. (2022a). *Energetyka ciepła w liczbach 2021*. Urząd Regulacji Energetyki. <https://www.ure.gov.pl/pl/cieplo/energetyka-ciepła-w-l/10763,2021.html>.
- URE. (2022b). *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>.
- Watson, S. D. i in. (2021). *How will heat pumps alter national half-hourly heat demands? Empirical modelling based on GB field trials*. *Energy and Buildings*, 238, 110777. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2021.110777>.
- WysokieNapiecie.pl. (2023). *Węgiel najdroższy w historii, a PGG brakuje 2 mld zł*. WysokieNapiecie.pl. <https://wysokienapiecie.pl/93237-wegiel-najdrozszy-w-historii-a-pgg-brakuje-2-mld-zl/>.

Aneks A – szczegółowe założenia scenariuszy

TABELA A.1. Założenia dotyczące zapotrzebowania i zużycia nośników energii w rozważanych scenariuszach

Zapotrzebowanie/ zużycie	Scenariusz	Jednostka	2020*	2025	2030	2035	2040
Energia elektryczna (1)	OZE+EJ i OZE (S1, S2)	TWh	159,4	168,3	177,2	190,3	202,0
	BAZA (S3)		159,4	168,3	177,2	187,4	196,9
	OT (S4)		159,4	168,3	177,2	184,1	190,9
Ciepło do ogrzewania pomieszczeń (2)	OZE+EJ i OZE (S1, S2)	TWh	181,7	177,8	174,1	144,6	120,6
	BAZA (S3)		181,7	177,8	174,1	155,2	138,5
	OT (S4)		181,7	177,8	174,1	170,3	166,6
Ciepło do ogrzewania wody użytkowej (2)	OZE+EJ i OZE (S1, S2)	TWh	45,4	46,6	47,7	48,3	49,0
	BAZA (S3)		45,4	46,6	47,7	48,3	49,0
	OT (S4)		45,4	46,6	47,7	48,3	49,0
Wodór (3)	OZE+EJ i OZE (S1, S2)	TWh**	34,7	35,5	36,4	45,3	53,0
	BAZA (S3)		34,7	35,5	36,4	39,9	43,2
	OT (S4)		34,7	35,5	36,4	38,4	40,5
Mobilność pojazdów lekkich (4)	OZE+EJ i OZE (S1, S2)	mld vkm***	215,3	226,2	237,8	226,1	194,2
	BAZA (S3)		215,3	226,2	237,8	237,8	237,8
	OT (S4)		215,3	226,2	237,8	243,8	250,0
Pozostałe zużycie końcowe energetyczne paliw kopalnych i towarzyszące mu emisje CO ₂ (5)	OZE+EJ i OZE (S1, S2)	TWh**	251,1	251,4	252,2	221,1	194,2
		młn t CO ₂	66,6	66,7	66,9	58,8	51,7
	BAZA (S3)	TWh**	251,1	251,4	252,2	237,2	223,6
		młn t CO ₂	66,6	66,7	66,9	63,0	59,4
	OT (S4)	TWh**	251,1	251,4	252,2	246,3	240,9
		młn t CO ₂	66,6	66,7	66,9	65,4	64,0

Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie danych Eurostatu, GUS, KOBiZE i własnych założeń.

(1) Nie uwzględnia potrzeb własnych elektrowni, pomp ciepła, kotłów elektrycznych, elektrolizerów i lekkich pojazdów elektrycznych (BEV). Uwzględnia straty sieciowe.

(2) Uwzględnia ciepło systemowe i indywidualne. Nie uwzględnia strat dystrybucyjnych. Oszacowany przez nas udział ciepłownictwa systemowego w pokryciu zapotrzebowania na ciepło na potrzeby grzewcze dla lat 2019–2021 to ok. 32%.

(3) Uwzględnia bezpośrednie zużycie końcowe i jako substrat dla innych produktów, np. amoniaku.

(4) Uwzględnia samochody osobowe i lekkie pojazdy dostawcze (LDV).

(5) Nieodwzorowane bezpośrednio w modelu PyPSA-PL.

* Podana w tabeli wartość dla 2020 r. to średnia z danych za lata 2019–2021.

** Podane jako wartość opałowa.

*** Na potrzeby naszych analiz przyjmujemy, że na jeden wozokilometr potrzeba 0,210 kWh energii elektrycznej (przy sprawności napędu elektrycznego 85%) lub 0,713 kWh wartości opałowej paliwa ropopochodnego (przy sprawności napędu spalinowego 25%).

TABELA A.2. Założenia dotyczące mocy zainstalowanej (lub jej maksymalnego przyrostu) źródeł wytwórczych i pojemności magazynów energii w rozważanych scenariuszach

Technologia	Scenariusz	Jednostka	2026-2030	2031-2035	2036-2040
PV – grunt	OZE+EJ i OZE (S1, S2)	GWe	maks. +1 rocznie		
	BAZA (S3)		maks. 11,4	maks. 14,4	maks. 17,4
	OT (S4)		maks. 10,4	maks. +0,5 rocznie	
PV – dachowe	OZE+EJ i OZE (S1, S2)	GWe	maks. +2 rocznie		
	BAZA (S3)		maks. 15,6	maks. 21,6	maks. 27,6
	OT (S4)		maks. 14,6	maks. +1 rocznie	
Wiatr – ląd	OZE+EJ i OZE (S1, S2)	GWe	maks. 20,6	maks. +2 rocznie	
	BAZA (S3)		maks. 14	maks. 17	maks. 20
	OT (S4)		maks. 12	maks. +0,75 rocznie	
Wiatr – morze	OZE+EJ i OZE (S1, S2)	GWe	maks. 5,9	maks. +1,5 rocznie	
	BAZA (S3)		maks. 5,9	maks. +1,2 rocznie	
	OT (S4)		maks. 3,2	maks. +0,9 rocznie	
Elektrociepłownie na biomasę rolniczą (1)	OZE+EJ i OZE (S1, S2)	GWe	1	bez ograniczeń	
	BAZA (S3)				
	OT (S4)				
Biogazownie (1)	OZE+EJ i OZE (S1, S2)	GWt*	1,5	bez ograniczeń	
	BAZA (S3)				
	OT (S4)				
Magazyny biogazu przy biogazowniach (1)	OZE+EJ i OZE (S1, S2)	GWht**	0	bez ograniczeń	
	BAZA (S3)				
	OT (S4)				
Silniki kogeneracyjne na biogaz (1)	OZE+EJ i OZE (S1, S2)	GWe	0,65	bez ograniczeń	
	BAZA (S3)				
	OT (S4)				
Elektrownie wodne przepływowe (3)	OZE+EJ i OZE (S1, S2)	GWe	0,61	0,61	0,61
	BAZA (S3)				
	OT (S4)				
Elektrownie jądrowe duże (1)	OZE+EJ (S1)	GWe	0	maks. 1,1	maks. 4,7
	OZE (S2)		0	0	0
	BAZA (S3)		0	maks. 1,1	maks. 4,7
	OT (S4)		0	0	maks. 2,2
Elektrownie jądrowe małe (1)	OZE+EJ (S1)	GWe	0	0	maks. 0,9
	OZE (S2)		0	0	0
	BAZA (S3)		0	0	maks. 0,9
	OT (S4)		0	0	0
Elektrownie i elektrociepłownie na węgiel (w tym przemysłowe)	OZE+EJ i OZE (S1, S2)	GWe	20,4	dopuszczone przedwczesne zamknięcia**	
	BAZA (S3)				
	OT (S4)				
Elektrownie i elektrociepłownie na gaz ziemny (w tym przemysłowe)	OZE+EJ i OZE (S1, S2)		bez ograniczeń	brak nowych inwestycji	
	BAZA (S3)		bez ograniczeń	brak nowych inwestycji	
	OT (S4)		maks. +1,5 rocznie		brak nowych inwestycji

Technologia	Scenariusz	Jednostka	2026-2030	2031-2035	2036-2040
Elektrownie i elektrociepłownie na wodór (1)	OZE+EJ i OZE (S1, S2)	GWe	0	bez ograniczeń	
	BAZA (S3)				
	OT (S4)				
Elektrownie szczytowo-pompowe (3)	OZE+EJ i OZE (S1, S2)	GWe	2,63	4,37	4,37
	BAZA (S3)				
	OT (S4)				
Baterie duże (3, 5)	OZE+EJ i OZE (S1, S2)	GWe	1	2	5
	BAZA (S3)				
	OT (S4)				
Baterie małe (3, 5)	OZE+EJ i OZE (S1, S2)	GWe	0,73	1,23	1,73
	BAZA (S3)				
	OT (S4)				
DSR (3, 6)	OZE+EJ i OZE (S1, S2)	GWe	2,02	2,17	2,31
	BAZA (S3)		2,02	2,14	2,25
	OT (S4)		2,02	2,10	2,18
Pompy ciepła – budynki (7)	OZE+EJ i OZE (S1, S2)	GWt***	maks. 10	bez ograniczeń	
	BAZA (S3)				
	OT (S4)				
Pompy ciepła – sieci ciepłownicze	OZE+EJ i OZE (S1, S2)	GWt***	maks. 1	bez ograniczeń	
	BAZA (S3)				
	OT (S4)				
Magazyny ciepła – sieci ciepłownicze	OZE+EJ i OZE (S1, S2)	GWht****	maks. 50	maks. +50 rocznie	
	BAZA (S3)		maks. 25	maks. +25 rocznie	
	OT (S4)		maks. 5	maks. +5 rocznie	
Elektrolizery (1)	OZE+EJ i OZE (S1, S2)	GWe (moc elektryczna)	2	bez ograniczeń	
	BAZA (S3)				
	OT (S4)				
Lekkie pojazdy elektryczne (BEV) (4)	OZE+EJ i OZE (S1, S2)	mln pojazdów	maks. 1,3	maks. 2,8	maks. 4,7
	BAZA (S3)		maks. 1,3	maks. 2,5	maks. 3,9
	OT (S4)		maks. 1,3	maks. 2,3	maks. 3,3

Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie własnych założeń oraz (MKiŚ, 2023).

(1) Moc zainstalowana do 2030 r. nie podlega optymalizacji.

(2) Na podstawie optymalizacji rocznych kosztów operacyjnych (w tym kosztu stałego).

(3) Moc zainstalowana nie podlega optymalizacji w żadnym przedziale lat.

(4) Zakładamy, że średni roczny przebieg floty pojazdów to 9,7 tys. km na pojazd, a maksymalna średnia prędkość godzinowa floty to 55 km/h na pojazd.

(5) Baterie duże charakteryzują się stosunkiem pojemności do mocy równym 4h, natomiast baterie małe równym 2h.

(6) Usługa ograniczenia poboru mocy elektrycznej przez odbiorców końcowych za odszkodowaniem na żądanie operatora systemu przesyłowego.

(7) Podana wartość to szczytowa moc pompy ciepła (bez grzałki szczytowej) niezależna od temperatury. Jeżeli przyjmiemy, że typowa pompa ciepła „8 kW” ma moc szczytową wynoszącą 4 kWt, to 10 GWt mocy cieplnej odpowiada 2,5 mln pomp ciepła.

* Wartość opałowa biogazu na jednostkę czasu.

** Wartość opałowa biogazu.

*** Moc cieplna.

**** Pojemność cieplna.

TABELA A.3. Założenia dotyczące osiągalnego udziału źródeł niesynchronicznych w chwilowym miksie produkcji energii elektrycznej (tzw. SNSP maksymalne)

Parametr	Scenariusz	Jednostka	2020- -2025*	2030	2035	2040
SNSP maksymalne	OZE+EJ i OZE (S1, S2)	%	60–65	85	90	95
	BAZA (S3)			75	80	85
	OT (S4)			65	70	75

Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie własnych założeń.

* Podana wartość dla lat 2020–2025 oparta jest na oszacowaniu (Kubiczek, 2023a).

TABELA A.4. Założenia dotyczące cen nośników energii oraz cen emisji CO₂

Parametr	Scenariusz	Jednostka	2020	2025	2030	2035	2040
Uprawnienia do emisji CO ₂ (EU ETS)	OZE+EJ i OZE (S1, S2)	euro/t CO ₂	29,5	102,6	138,6	159,2	179,7
	BAZA (S3)						
	OT (S4)						
Gaz ziemny	OZE+EJ i OZE (S1, S2)	zł/GJ*	14,4	65,1	36,0	34,2	32,4
	BAZA (S3)						
	OT (S4)						
Węgiel kamienny	OZE+EJ i OZE (S1, S2)	zł/GJ*	14,3	17,0	11,9	11,5	11,0
	BAZA (S3)						
	OT (S4)						
Biomasa rolnicza / substrat biogazu (1)	OZE+EJ i OZE (S1, S2)	zł/GJ*	32,8	39,1	31,8	31,8	31,8
	BAZA (S3)						
	OT (S4)						

Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie danych energy.instrat.pl, (IEA, 2022) i własnych założeń.

(1) Dla substratu biogazowni zakładamy tę samą cenę w przeliczeniu na jednostkę wartości opałowej biogazu, jak dla biomasy rolniczej.

* Cena w odniesieniu do wartości opałowej paliwa.

TABELA A.5. Założenia dotyczące cen nośników energii oraz cen emisji CO₂

Technologia	Jednostka	Moc zainstalowana w 2025 r.
PV – grunt	GWe	8,9
PV – dachowe	GWe	13,3
Wiatr – ląd	GWe	12,7
Elektrownie i elektrociepłownie na gaz ziemny (w tym przemysłowe)	GWe	6,7
Pompy ciepła małe – budynki (1)	GWt	4,5

Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie kompilacji danych ARE, URE, PSE, PORT PC i własnych założeń.

(1) Podana wartość to szczytowa moc pompy ciepła (bez grzałki szczytowej) niezależna od temperatury.

Aneks B – wybrane szczegóły metodologiczne

B1. Źródła danych i założenia mające wpływ na wyniki

W tej części raportu przedstawiamy wybrane szczegóły metodologiczne (dodatkowe ponad te przedstawione w aneksie A) w celu ułatwienia interpretacji naszych wyników.

ZAŁOŻENIA KOSZTOWE

- 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).
- Przeliczamy koszty inwestycji na ratę roczną (amortyzację CAPEX) przy użyciu realnej stopy dyskontowej 3%.
- Nasze założenia długoterminowych cen nośników energii (od 2030 r.) oraz opłat za uprawnienia do emisji w systemie ETS (stanowiących także wartość referencyjną dla kosztów emisji nieobjętych dziś w ETS) oparte są o scenariusz Announced Pledges z publikacji *World Energy Outlook 2022* (IEA, 2022).
- Założenia dotyczące charakterystyk technologii i związanych z nimi kosztów bazują przede wszystkim na danych Duńskiej Agencji Energetycznej (DAE, 2023) oraz własnej kompilacji źródeł. Pełne dane zawierające te założenia znajdują się w repozytorium GitHub modelu PyPSA-PL (Kubiczek, 2023b).

ELEKTROENERGETYKA

- Profile godzinowe dostępności mocy wiatrowej i słonecznej w krajach ościennych (i pośrednio także w Polsce) są oparte 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 po roku 2021 mają średnio 20% lepsze wykorzystanie mocy niż te zbudowane do roku 2020.
- Dane godzinowe dostępności mocy OZE oraz chwilowego zapotrzebowania na zużycie końcowe energii elektrycznej (jako procentu zapotrzebowania rocznego) dotyczą 2012 r. (ENTSO-E, 2023a), który był rokiem typowym pod względem dostępności energii odnawialnej. Był to też rok o szczególnie wysokim szczytowym zapotrzebowaniu na ciepło do ogrzewania pomieszczeń. Prezentujemy zakładane przez nas profile zapotrzebowania na różne rodzaje nośników energii dla symulacji na 2040 r. na wykresie 25.

- Uwzględniamy ograniczenia na długoterminowy potencjał mocy zainstalowanej turbin wiatrowych i fotowoltaiki na podstawie (Czyżak i in., 2021) z wyjątkiem fotowoltaiki prosumenckiej, dla której zakładamy potencjał o 50% większy (ze względu na możliwość jej instalacji na budynkach wspólnotowych, co wcześniejsza analiza wykluczała).
- Moce zainstalowane oraz roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną w krajach ościennych bazują na scenariuszu National Trends z publikacji *TYNDP 2022 Scenario Report* (ENTSO-E & ENTSO-G, 2022).
- Zakładamy 70% dostępności transgranicznej mocy przesyłowej względem historycznych maksymalnych przepływów powiększonych zgodnie z planowanymi inwestycjami w interkonektory (ENTSO-E, 2023b). Raportowane moce interkonektorów dotyczą właśnie tej pomniejszonej dostępności.
- Zakładamy straty w przesyłach energii elektrycznej na potrzeby technologii power-to-heat, elektrolizy i ładowania samochodów elektrycznych na poziomie 5%.
- Zakładamy koszt DSR, tj. usługi ograniczenia poboru mocy elektrycznej przez odbiorców końcowych za odszkodowaniem na żądanie operatora systemu przesyłowego, w wysokości 1 200 zł/MWh.
- Dane na temat stanu obecnego polskiego systemu elektroenergetycznego, a także trendów jego zmian to autorska kompilacja Fundacji InStrat oparta o dane instytucji, takich jak Agencja Rynku Energii (ARE, 2023), Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE, 2023c; 2023b), Urząd Regulacji Energetyki (URE, 2022b), 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 maksymalnego poziomu mocy istniejących lub budowanych jednostek węglowych i gazowych do 2040 r. na bazie energy.instrat.pl (Charkowska i in., 2022).

CIEPŁOWNICTWO

- Profile zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania pomieszczeń tworzymy w oparciu o tzw. metodę stopniodni przy założeniu temperatury granicznej grzania 16°C. Dane o historycznych pomiarach temperatury powietrza pochodzą z Instytutu Meteorologii i Gospodarki Wodnej (IMGW, 2023). Dienne profile godzinowe zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania pomieszczeń za (Neumann i in., 2023), przy czym zakładamy „spłaszczenie” tych profili o 50% na podstawie danych empirycznych o bardziej płaskich profilach ogrzewania w budynkach korzystających z pomp ciepła niż w tych ogrzewanych kotłami gazowymi (Watson i in., 2021).
- Zakładamy, że wszystkie małe pompy ciepła są urządzeniami typu powietrze–woda. Ich profile efektywności (COP) tworzymy w oparciu o proces Carnot ze współczynnikiem doskonałości 0,45 przy założeniu, że temperatura wody w układzie grzewczym zawiera się w przedziale od 30°C (przy temp. zewn. 15°C) do 55°C (przy temp. zewn. –20°C). Założenia te przekładają się na średnioroczny COP w wysokości ok. 3,5.

- Zakładamy, że systemowe pompy ciepła to w 50% urządzenia typu powietrze–woda i w 50% typu woda–woda, korzystające ze ścieków o temp. 15°C. Modelujemy COP w oparciu o proces Lorentza ze współczynnikiem doskonałości 0,5 przy założeniu, że temperatura wody na wyjściu/wejściu sieci ciepłowniczej zawiera się w przedziałach od 40–70°C (temp. zewn. 10°C) do 55–90°C (temp. zewn. –20°C). Założenia te przekładają się na średnioroczny COP w wysokości ok. 2,9.
- Zakładamy, że grzałka szczytowa współdziałająca z małą pompą ciepła może w skali roku dostarczać maksymalnie 2% ciepła generowanego w tym okresie przez pompę ciepła.
- Zakładamy straty w dystrybucji ciepła sieciowego w wysokości 12%.
- Zakładamy roczny koszt utrzymania sieci ciepłowniczej w wysokości 72 zł na każdą dostarczoną megawatogodzinę ciepła.
- Zakładamy, że udział ciepła systemowego w wypełnianiu zapotrzebowania na ciepło grzewcze utrzyma się na oszacowanym przez nas poziomie 32%. Podobnie, zakładamy że udział biomasy w ogrzewnictwie również utrzyma się na tym samym poziomie, co obecnie (20% w skali całego ciepłownictwa). Zakładamy brak węgla w ogrzewnictwie od 2030 r.
- Dane na temat stanu obecnego polskiego ciepłownictwa systemowego są oparte o kompilację danych Agencji Rynku Energii (ARE, 2023), Urzędu Regulacji Energetyki (URE, 2022a), a także publikacji Forum Energii (Forum Energii, 2023). Dane na temat stanu obecnego polskiego ogrzewnictwa są oparte o kompilację danych Głównego Urzędu Statystycznego (GUS, 2023b), Eurostatu (Eurostat, 2023), Polskiej Organizacji Rozwoju Technologii Pomp Ciepła (PORT PC, 2023) oraz o własne szacunki.

MOBILNOŚĆ POJAZDÓW LEKKICH

- Profile godzinowej mobilności pojazdów lekkich tworzymy na podstawie danych Generalnej Dyrekcji Dróg Krajowych i Autostrad (GDDKiA, 2023). Za (Neumann i in., 2023) zakładamy, że dostępność ładowarek dla pojazdów wynosi średnio 80%, a maksymalnie 95% i jest powiązana z mobilnością (tj. w godzinach dużej mobilności ładowarki są średnio mniej dostępne, ponieważ pojazdy znajdują się na drogach).
- Dane na temat przejechanych przez lekkie pojazdy wozokilometrów pochodzą z Głównego Urzędu Statystycznego (GUS, 2023a).
- Scenariusze rozwoju floty samochodów elektrycznych w oparciu o (MKiŚ, 2023; PSPA, 2023).
- Przyjmujemy, że na każdy pojazd elektryczny przypada ładowarka o mocy 11 kW i bateria o pojemności 33 kWh. Ponadto zakładamy, że tylko 25% ładowarek to ładowarki dwukierunkowe (tj. z usługą V2G). Za (Neumann i in., 2023) zakładamy, że każdego dnia o 7.00 rano poziom naładowania baterii BEV nie może być niższy niż 75%.

WODÓR

- Obecne zapotrzebowanie na wodór (ok. 1 mln ton) i krajowe zdolności produkcyjne wodoru w procesie reformingu gazu ziemnego (ok. 1,3 mln ton) na podstawie (MKiŚ, 2021) i wiedzy eksperckiej.

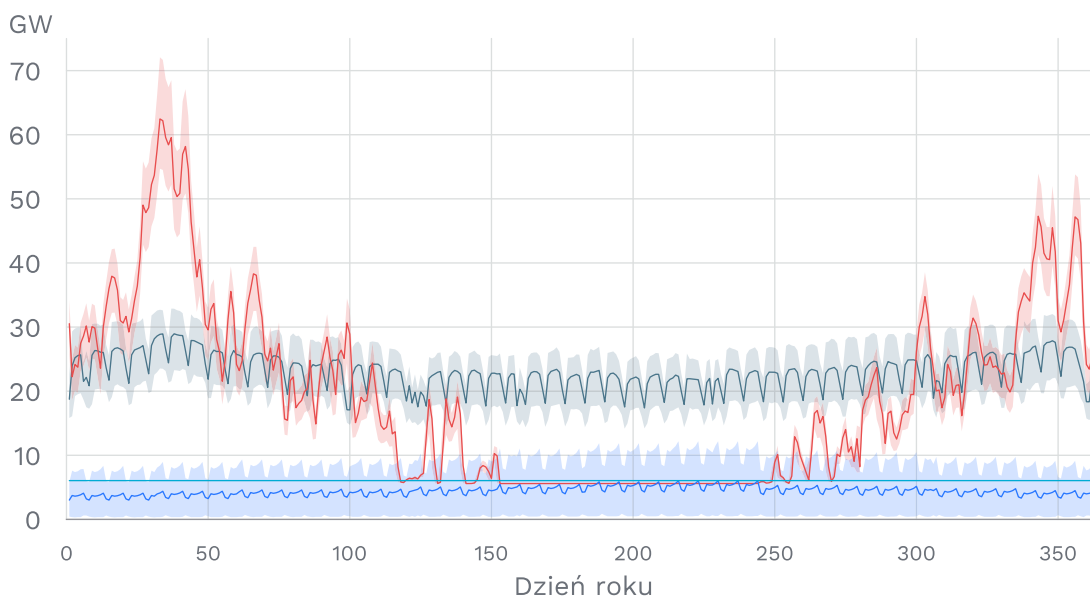
BIOMASA I BIOGAZ

- Zakładamy dostępność zrównoważonej biomasy rolniczej w skali kraju na poziomie ok. 20 mln ton rocznie (83 TWh) i substratów pozwalających na roczną produkcję 10 mld m³ biogazu (66 TWh). To odpowiednio 60% i 75% potencjału założonego w (Czyżak i in., 2021).

WYKRES 29. Dienne wartości średnie i dzienna zmienność założonego zużycia końcowego nośników energii w 2040 r. (GW) – scenariusze ambitnego rozwoju OZE (S1, S2).

NOŚNIKI ENERGII

- Energia elektryczna
- Lekkie pojazdy – energia mechaniczna
- Ciepło
- Wodór



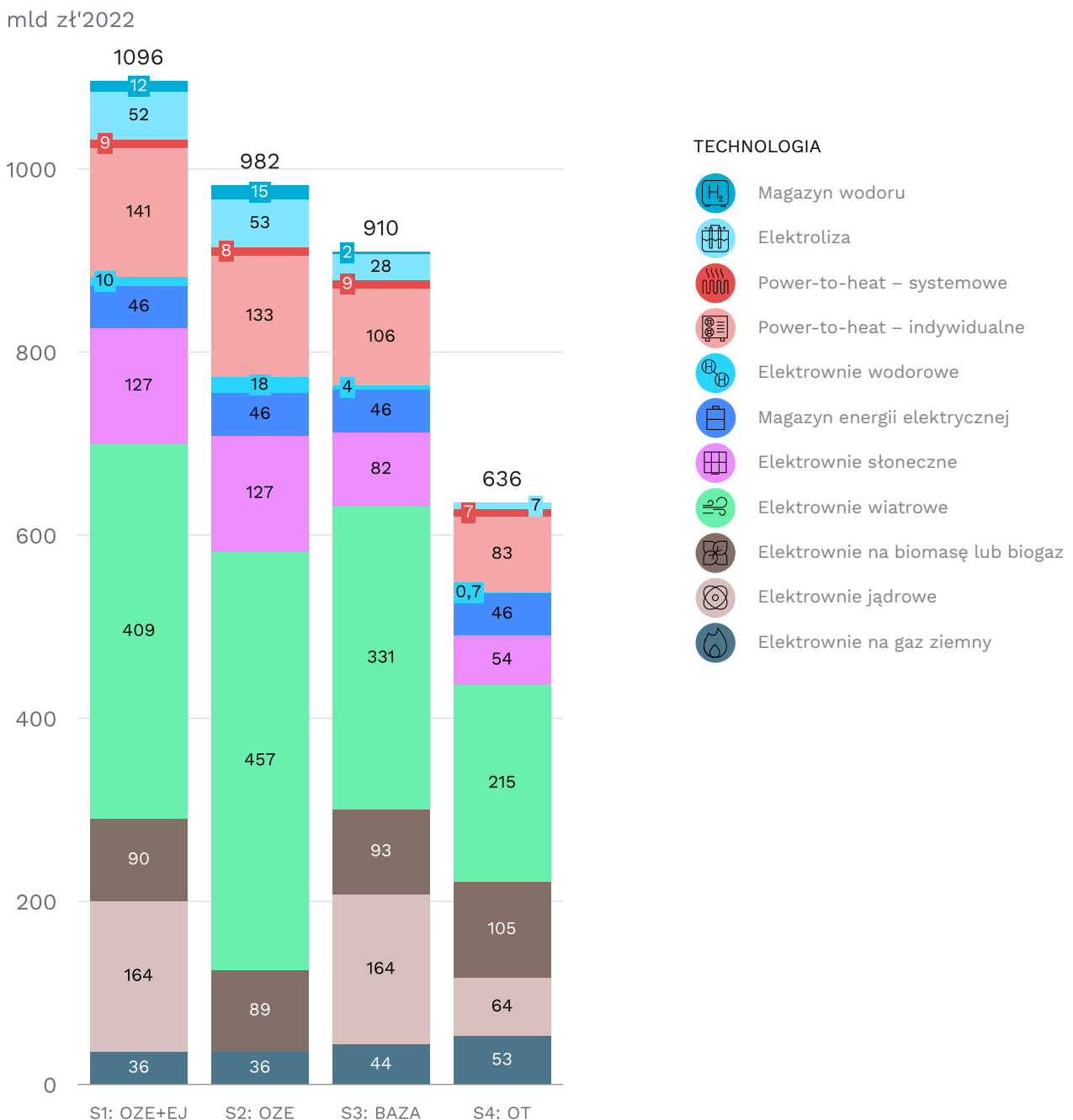
Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie danych ENTSO-E, IMGW, GDDKiA, (Neumann i in., 2023) i własnych założeń. Podane profile czasowe podane są w jednostkach mocy, tj. zużycia energii na godzinę (GWh/h). Profile te stanowią założenie dla modelu PyPSA-PL, a nie jego wynik. W przypadku lekkich pojazdów drogowych przyjmujemy, że 1 wozokilometr odpowiada ok. 0,18 kWh energii mechanicznej, niezależnie od rodzaju pojazdu. Założono stałe w czasie zużycie końcowe wodoru.

B2. Ograniczenia modelu PyPSA-PL

- Ograniczeniem naszej metodologii jest uwzględnianie emisji CO₂ powstających tylko w miejscu ich spalania (np. w elektrowni), a nie całkowitych emisji wszystkich gazów cieplarnianych wynikających z całego łańcucha wartości, np. emisji metanu z kopalni węgla kamiennego (Ember, 2020) lub ulotu metanu podczas przesyłu gazu ziemnego (IEA, 2020). Skutkiem tego ograniczenia jest jednoznaczne wskazanie przez nasz model na gaz ziemny jako źródło energii obciążone mniejszym śladem węglowym, podczas gdy uwzględnienie całego łańcucha wartości zaburza tę jasność.
- Podobnie, nie uwzględniamy emisji gazów cieplarnianych i innych kosztów środowiskowych związanych z celową uprawą roślin energetycznych na potrzeby produkcji energii z biomasy rolniczej. O ile, według naszych założeń, niższe koszty inwestycyjne powodują, że to biomasa jest bardziej opłacalnym paliwem niż biogaz, pełne porównanie powinno być bardziej szczegółowe.
- Nasz model, z oczywistych przyczyn, nie uwzględnia również korzyści i rozszerzonych kosztów społeczno-ekonomicznych inwestycji w infrastrukturę energetyczną. Budowa elektrowni jądrowej to przedsięwzięcie bardzo odmienne od budowy farmy wiatrowej, a nasz model uwzględnia tylko ich bezpośredni koszt inwestycyjny bez potencjalnych zysków w postaci nowych miejsc pracy czy możliwości rozwoju lokalnego łańcucha dostaw.
- Aktualna wersja naszego sektorowo-zintegrowanego modelu nie uwzględnia również ograniczeń sieciowych – traktujemy system energetyczny Polski jako „miedzianą płytę”, która przewodzi prąd (a także ciepło systemowe) bez ograniczeń. Jest to często stosowane założenie w modelach energetycznych. Trzeba jednak zdawać sobie sprawę z tego, że nasze wyniki mogą pokazywać zbyt wysokie szczytowe przepływy energii między źródłami wytwórczymi a odbiorcami i że uwzględnienie kosztów inwestycji w infrastrukturę sieciową może prowadzić do wzrostu opłacalności inwestycji w magazyny energii wspierające lokalne bilansowanie sieci (Levin i in., 2023). Między innymi z tego powodu poziom mocy zainstalowanej magazynów energii elektrycznej w naszych scenariuszach nie jest przedmiotem optymalizacji. Zgodnie z branżowymi prognozami, zakładamy wyższy poziom mocy zainstalowanej niż wynikałoby z optymalizacji w PyPSA-PL.
- Z tych powodów konkretne wartości liczbowe mocy zainstalowanej w różnych technologiach nie są naszą bezpośrednią rekomendacją. Nasze scenariusze nie są także prognozami – nie oceniamy prawdopodobieństwa ich realizacji wobec złożonych warunkowań społeczno-politycznych. Stanowią jednak użyteczną bazę do tworzenia rekomendacji na temat przyszłego systemu energetycznego, gdyż pozwalają zrozumieć mechanizmy jego działania, wyzwania i możliwości.

Aneks C – rozszerzone dane na temat struktury kosztów

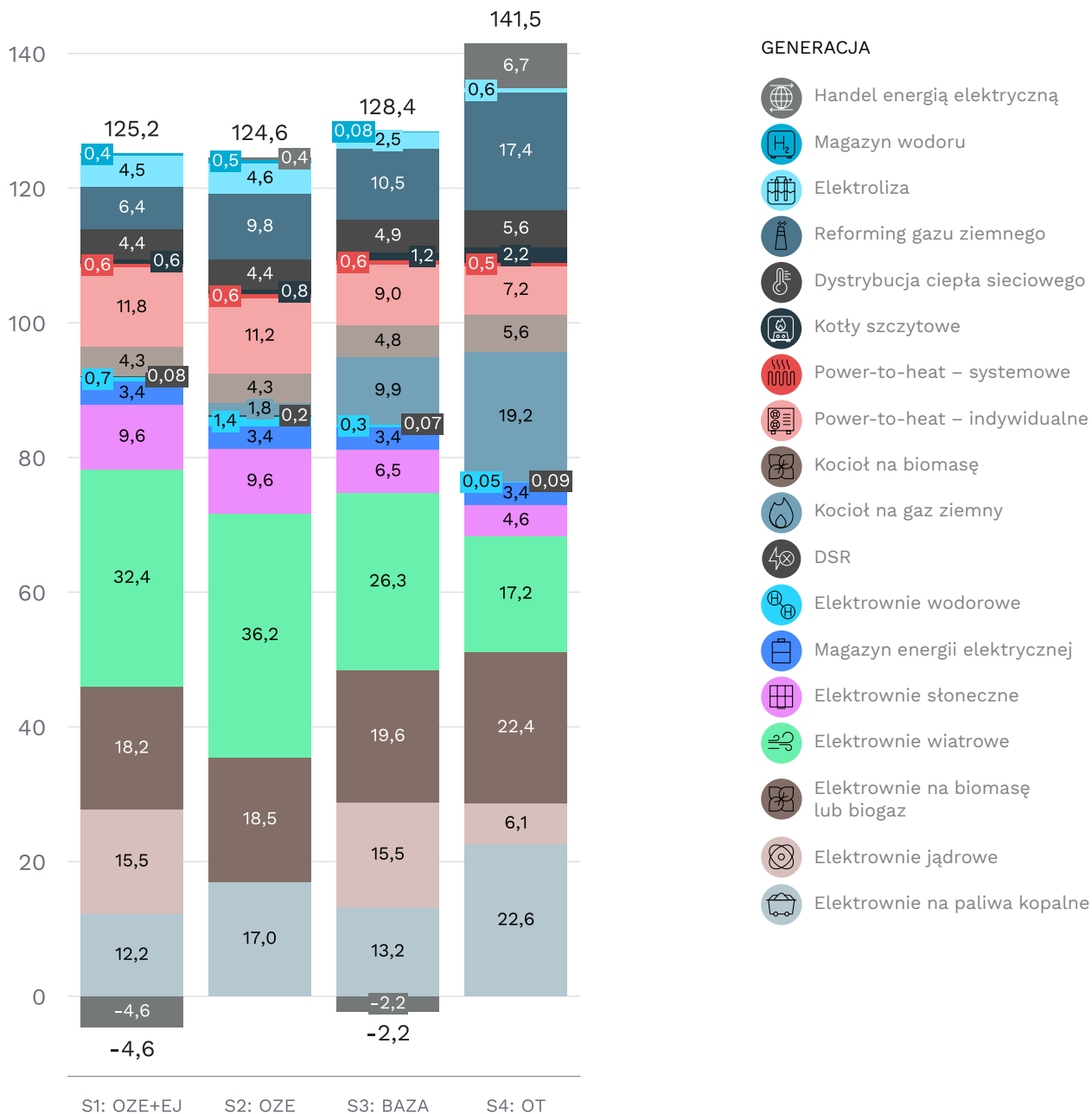
WYKRES 30. Całkowite koszty inwestycyjne w moce wytwórcze i magazyny w elektroenergetyce, ciepłownictwie i w sektorze wytwarzania wodoru w latach 2026–2040 (mld zł'2022)



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu PyPSA-PL. Podano koszty dla inwestycji, które mają być oddane do użytku w latach 2026–2040. Głównym źródłem założeń kosztowych jest Duńska Agencja Energetyczna (DAE, 2023). Część tych założeń dostosowano do polskich warunków.

WYKRES 31. Roczne koszty systemowe w elektroenergetyce, ciepłownictwie i sektorze wytwarzania wodoru w 2040 r. według technologii (mld zł'2022)

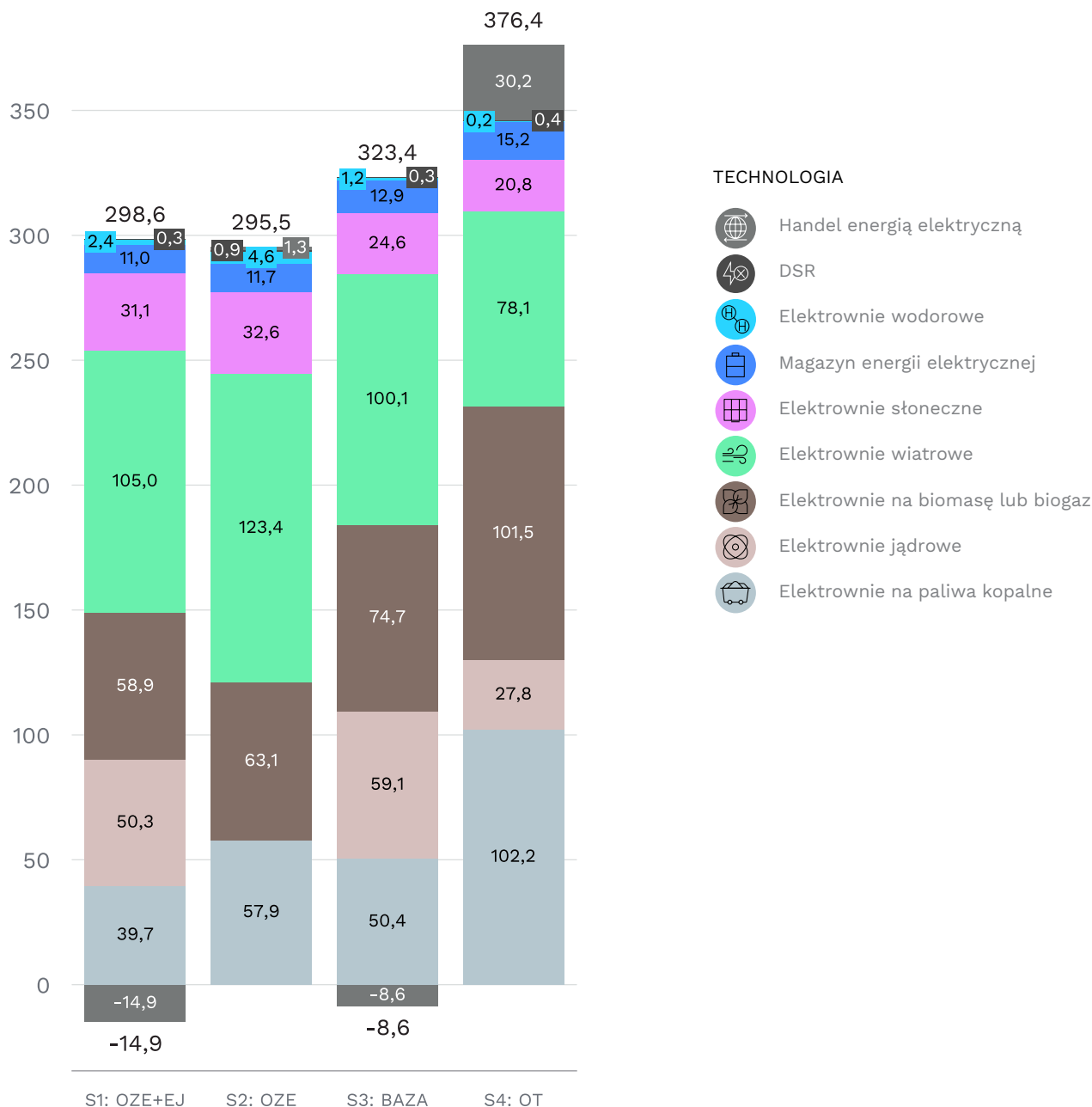
mld zł'2022



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie symulacji PyPSA-PL. Uwzględnione komponenty kosztowe to: roczna amortyzacja CAPEX, roczny koszt stały i zmienny OPEX, koszt emisji CO₂. Nie uwzględniono kosztów związanych z przesyłem i dystrybucją energii elektrycznej. W modelu PyPSA-PL uwzględniono również koszty związane z mobilnością lekkich pojazdów – nie przedstawiamy ich tutaj, bo sektor ten nie jest stricte sektorem energetycznym. Saldo handlowe wymiany energii elektrycznej wchodzi do składnika kosztów zmiennych jako koszt lub przychód (koszt ujemny).

WYKRES 32. Średni jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej w 2040 r. – dekompozycja według technologii (zł'2022/MWh)

zł'2022/MWh



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie symulacji PyPSA-PL. Uwzględnione komponenty kosztowe to: roczna amortyzacja CAPEX, roczny koszt stały i zmienny OPEX, koszt emisji CO₂. Nie uwzględniono kosztów związanych z przesyłem i dystrybucją energii elektrycznej. Za użyteczną energię elektryczną przyjęto jej zapotrzebowanie końcowe oraz sektorowe zapotrzebowania związane z produkcją ciepła i wodoru, pomniejszone o energię zużytą na wyprodukowanie wodoru spalonego w elektrowniach. Wśród kosztów uwzględniono tylko infrastrukturę bezpośrednio związaną z wytwarzaniem i magazynowaniem energii elektrycznej. Saldo handlowe wymiany energii elektrycznej wchodzi do składnika kosztów zmiennych jako koszt lub przychód (koszt ujemny).

