



# Polska neutralna klimatycznie 2050

## Elektryfikacja i integracja sektorów

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

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

## KONCEPCJA RAPORTU I NADZÓR MERYTORYCZNY

dr Joanna Maćkowiak-Pandera, Forum Energii  
Andrzej Rubczyński, Forum Energii

## AUTORZY

Izabela Kielichowska, Navigant, A Guidehouse Company  
Konstantin Staschus, Navigant, A Guidehouse Company  
Kees van der Leun, Navigant, A Guidehouse Company  
Kjell Bettgenhaeuser, Navigant, A Guidehouse Company  
Lou Ramaekers, Navigant, A Guidehouse Company  
Scott Sheppard, Navigant, A Guidehouse Company  
Maarten Staats, Navigant, A Guidehouse Company  
Artur Lenkowski, Navigant, A Guidehouse Company  
Lennard Sijtsma, Navigant, A Guidehouse Company

## REDAKCJA

Karolina Błachnio

## OPRACOWANIE GRAFICZNE

Karol Koszniec

Raport został opracowany w ramach projektu Forum Energii „Czyste ciepło – Międzynarodowe Forum Współpracy” wspieranego przez EUKI – Europejską Inicjatywę na rzecz Ochrony Klimatu. Nadrzędnym celem EUKI jest sprzyjanie współpracy wewnątrz Unii Europejskiej w zakresie klimatu i zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych. EUKI jest instrumentem finansowania projektów przez BMUB (Federalne Ministerstwo Środowiska, Ochrony Przyrody, Budownictwa i Bezpieczeństwa Jądrowego Niemieckiej Republiki Federalnej). Wdrażanie instrumentu EUKI odbywa się przy wsparciu GIZ (Niemieckie Towarzystwo Współpracy Międzynarodowej). Opinie zamieszczone w tej publikacji należą wyłącznie do autorów.

## DATA PUBLIKACJI

czerwiec 2020

## PARTNER PROJEKTU



Wstęp (*dr Joanna Maćkowiak-Pandera*)

1. Wprowadzenie	2
2. Dlaczego integracja sektorów jest ważna?	4
3. Liczby i wnioski	5
4. Diagnoza sektorów	6
5. Cel analizy	13
6. Metodyka analizy	13
7. Główne założenia	16
8. Wyniki modelowania sektora energetyki	30
9. Wyniki modelowania sektora ciepłownictwa	36
10. Opcje elastyczności	39
11. Jakie są korzyści łączenia sektorów? Wnioski	42
12. Podsumowanie	46
13. Bibliografia	47

## Wstęp

W prezentowanej Państwu analizie przenosimy się w czasie do roku 2050, kiedy podstawowym źródłem energii będzie energia elektryczna, najszlachetniejsza forma energii pierwotnej, jaką potrafimy sobie dzisiaj wyobrazić. Elektryfikacja to gorący temat rozpoczynających się lat 20. XXI wieku. Wyznacza ona kierunek nieuchronnych zmian w wielu obszarach naszego życia, m.in. w transporcie i ciepłownictwie, który wymusi ściślejszą współpracę tych sektorów z przyszłym, całkowicie odmiennym od dzisiejszego systemem elektroenergetycznym. Integracja trzech gałęzi – transportu, ciepłownictwa i elektroenergetyki jest nową koncepcją funkcjonowania całego obszaru energii. To podejście polega na optymalizacji produkcji i konsumpcji energii, co przyniesie korzyści finansowe i redukcje emisji, zwiększy bezpieczeństwo energetyczne, a także pozwoli na odejście od importu paliw kopalnych.

Wspólnie z firmą Navigant modelujemy oraz analizujemy to, jak może działać niemal zeroemisyjny, zelektryfikowany polski system energetyczny i ciepłowniczy w 2050 roku. Chyba nikt już nie ma wątpliwości, że energetykę czeka rewolucja. Łatwo sobie wyobrazić rok 2030, bo z perspektywy tego sektora to już za chwilę. Trudniej jest z rokiem 2050. Jakie technologie będą kluczowe? Jak zapewnić bezpieczeństwo systemu? W co inwestować? Tych decyzji nie unikniemy, bo w Unii Europejskiej toczy się właśnie dyskusja o celu neutralności klimatycznej w ramach tzw. Europejskiego Zielonego Ładu. Biznes i obywatele domagają się od polityków wizji zmian. Trafiona i przyszłościowa strategia pozwoli uniknąć kosztów osieroconych i zwiększy korzyści dla polskiej gospodarki i społeczeństwa.

Dlatego przedstawiamy Państwu nowy raport, mając nadzieję, że zainspiruje on rzeczową dyskusję o przyszłości energetyki w perspektywie roku 2050. I o tym, że nie ma czasu do stracenia.

Życzę udanej lektury,  
**dr Joanna Maćkowiak-Pandera**  
Prezes Forum Energii

## 1. Wprowadzenie

Sektor energetyczny w Polsce i na świecie bardzo intensywnie się zmienia. Głównym motorem zmian jest konieczność ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, postęp technologiczny oraz organizacja rynku energii, który dąży do większego wykorzystania źródeł o najniższych kosztach zmiennych. Stawiamy tezę, że w ciągu najbliższych 15-20 lat zaczną się opierać na zero- lub niskoemisyjnych źródłach odnawialnych (szczególnie w energetyce wiatrowej i słonecznej). Przyszłością innych gałęzi gospodarki będzie elektryfikacja, co oznacza, że transport i ciepłownictwo stopniowo uniezależnią się od paliw kopalnych. Elektryfikacja będzie postępować w związku z rosnącym wykorzystaniem źródeł takich jak wiatr i słońce, czyli o zerowych kosztach produkcji. Łączenie sektorów pomoże rozwiązać kwestie zmienności modelu ich pracy, wynikające z zależności od warunków pogodowych. Kraje, którym uda się sensownie zintegrować sektory (ang. sector coupling) oraz w pełni je zelektryfikować, mają szansę stworzyć potężny silnik dla gospodarki w postaci taniej energii oraz innowacji przemysłowych. Łączenie gałęzi i ich elektryfikacja jest nową, rozwijającą się koncepcją energetyczną, która ma na celu ograniczenie nakładów inwestycyjnych i optymalizację wykorzystania aktywów, co w konsekwencji przyniesie korzyści finansowe, poprawę bezpieczeństwa energetycznego i redukcję emisji. Integrowanie sektorów jako narzędzie optymalizacji zasobów stanie się konieczne ze względu na postępującą elektryfikację gospodarki.

W niniejszej pracy skupiamy się na trzech sektorach:

- elektroenergetyce,
- transporcie,
- ogrzewaniu (zarówno sieciowym, jak i indywidualnym).

Są to sektory o największym potencjale transformacji. Będą się one intensywnie przekształcać pod wpływem zmiany modelu wytwarzania energii, zmiany preferencji konsumenckich oraz rosnącej efektywności energetycznej. Elektryfikacja gospodarki i integracja sektorów generuje nowe koncepcje i modele techniczne.

Powstają opcje „Power-2-X”. Na bazie OZE – odnawialnych źródeł energii produkowany jest tzw. zielony wodór i inne gazy syntetyczne, które mogą być wykorzystywane do produkcji energii elektrycznej lub napędu ciężkiego transportu drogowego. Technologie oparte na zielonym gazie oferują podwójną korzyść, zwiększając elastyczność systemu oraz dekarbonizują sektory elektroenergetyczny, ciepłowniczy i transportowy. Magazynowanie bezemisyjnych gazów, po to, aby wykorzystać je do produkcji energii, dopełnia gamę narzędzi poprawiających elastyczność i bezpieczeństwo systemu energetycznego obok już stosowanych klasycznych magazynów energii i zarządzania stroną popytową.

Oparcie systemu energetycznego na zmiennych OZE wymaga wysiłku związanego z zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego. O ile przez większość czasu system może działać bez zakłóceń, możliwe są okresowe przerwy w zbilansowaniu dostaw, kiedy produkcja ze zmiennych OZE spada do minimum.

Kluczem będzie wykorzystanie nadwyżek energii pojawiających się w innych okresach, efektywne jej magazynowanie oraz elastyczna współpraca wszystkich gałęzi, które z niej korzystają.

Polska znalazła się u progu dużych zmian w kluczowych sektorach gospodarki. Wyzwaniem jest nie tylko ograniczenie oddziaływania na środowisko, ale i modernizacja, która zapewni efektywne kosztowo źródła energii. Myśląc o energetyce przyszłości, trzeba założyć, że sektor odejdzie od modelu, w którym elektrownie konwencjonalne pracują w sposób ciągły, a odbiorcy energii pasywnie i przewidywalnie odbierają energię elektryczną lub ciepłą. Nowe technologie – samochody elektryczne, pompy ciepła, zmienne źródła odnawialne takie jak fotowoltaika czy wiatr, własne magazyny energii, digitalizacja – zupełnie zmienią dotychczasowy model funkcjonowania energetyki.

Poszukując stymulatorów rozwoju po pandemii koronawirusa, Polska powinna myśleć długofalowo. Trzeba podejmować inwestycje, które będą przynosić korzyści przez dziesiątki lat.

W niniejszym raporcie projektujemy zdekarbonizowany oraz inteligentny sektor energii przyszłości. Na przykładzie wizji jego pożądanego stanu w roku 2050 modelujemy, jak taki system mógłby działać, z jakimi wyzwaniami może się zmierzyć oraz jakie korzyści może przynieść.

## 2. Dlaczego integracja sektorów jest ważna?

Powodów, dla których trzeba myśleć o inteligentnym, połączonym systemie energii przyszłości, jest wiele. Najważniejsze z nich to:

### a) Postęp technologiczny.

Zmienia się paradygmat funkcjonowania sektorów energii. Technologie w energetyce, ciepłownictwie i transporcie bazują na rozwiązaniach sprzed 100 lat. Digitalizacja, decentralizacja urządzeń wytwórczych, nowoczesne technologie materiałowe oraz zmiany preferencji konsumenckich prowadzą w tych gałęziach do nieuchronnych zmian. Równoległe w gospodarce i społeczeństwie zaczyna stopniowo dominować korzystanie z jednej podstawowej formy energii, czyli energii elektrycznej. Jest ona wspólnym mianownikiem, który w sposób naturalny wymusza szerokie patrzeć na sektory energii i poszukiwanie korzyści płynących z ich ścisłej współpracy.

### b) Oszczędność zasobów i ochrona środowiska.

Dążenie do ograniczenia eksploatacji zasobów naturalnych i postęp technologiczny powodują, że OZE, jako baza dla produkcji energii elektrycznej, tanieją i są łatwiej dostępne. Rozwój technologii zeroemisyjnych i wycofywanie rozwiązań opartych na paliwach kopalnych coraz bardziej przyspieszają. Te najczystsze źródła wytwórcze, wykorzystujące energię słońca i wiatru posiadają jednak ograniczenie, jakim jest zależność produkcji od warunków pogodowych. Czasem energii jest nadmiar, a innym razem niedostatek. Inteligentna współpraca sektorów energii pozwala na zbilansowanie systemu mimo zmienności ich pracy.

### c) Ograniczanie kosztów.

4 Funkcjonowanie tych sektorów w warunkach jednokierunkowego przepływu energii elektrycznej od wytwórcy do odbiorcy prowadzi do nieefektywnego zarządzania majątkiem wytwórczym i wzrostu kosztów produkcji oraz dostawy energii. Pełna integracja i współpraca polegająca na przepływie dwukierunkowym pomiędzy uczestnikami rynku energii, gdzie odbiorca pełni chwilami funkcję producenta, pozwalają na zoptymalizowanie poziomu zainstalowanych mocy wytwórczych i mocy urządzeń magazynujących. Przekłada się to na wymierne redukcje nakładów finansowych, rozwój infrastruktury i majątku wytwórczego.


### d) Zwiększanie elastyczności systemu elektroenergetycznego.

Wraz z rozwojem zmiennych OZE elastyczność systemowa staje się towarem rynkowym o wymiernej wartości. Mając na uwadze to, że rozwój zmiennych OZE w systemie energetycznym jest nieuchronny, należy dążyć do zmniejszenia kosztu bilansowania systemu. Jego separacja od pozostałych dwóch sektorów (transportu i ciepła) zmniejsza możliwość wykreowania produktów rynkowych zwiększających elastyczność systemu. Prowadzi to do wzrostu ceny energii elektrycznej. Natomiast integracja sektorów i udrożnienie dwukierunkowych przepływów poskutkuje szerszą gamą usług, optymalizacją kosztów i, w finalnym rozrachunku, obniżką ceny energii elektrycznej dostarczanej odbiorcy końcowemu.

### 3. Liczby i wnioski


Jak może wyglądać system i jakie korzyści przyniesie integracja zelektryfikowanych sektorów w 2050 roku?

#### LICZBY




**Niższe zużycie paliw kopalnych**

- **80%** ogrzewania indywidualnego będzie pochodzić z pomp ciepła.
- **8%** ciepła w ciepłownictwie systemowym będzie generowane przy użyciu pomp ciepła.
- **42%** zapotrzebowania na gaz w sektorze elektroenergetycznym będzie pokrywane przez krajową produkcję zielonego wodoru.
- **82%** wszystkich pojazdów to pojazdy elektryczne (EV).



**Szybsza integracja OZE**

- **85%** energii dostarczą w 2050 r. zmienne OZE bez zakłóceń bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego.



**Mniej ograniczeń produkcji z OZE**

- **51 TWh** nadmiarowej energii ze zmiennych OZE zostanie wykorzystanych do produkcji zielonego wodoru.



**Mniejsze emisje**

- Emisje CO<sub>2</sub> z ciepłownictwa systemowego i niesystemowego spadną o **100%**.
- O **90%** zmniejszą się emisje CO<sub>2</sub> w elektroenergetyce.
- O **64%** zmniejszą się emisje CO<sub>2</sub> w transporcie.



**Zwiększenie elastyczności systemu**

- Zapotrzebowanie na moc szczytową zmniejszy się o **2,5 GW** dzięki zarządzaniu popytem na energię transportu elektrycznego.



**Niższe koszty systemu energetycznego**

- Dekarbonizacja energetyki oraz elektryfikacja transportu i ciepłownictwa zmniejszy roczne koszty operacyjny o **316 mld PLN** w porównaniu do scenariusza utrzymania obecnej struktury wytwórczej w energetyce i ciepłownictwie.

5

#### WNIOSKI

- Do 2050 roku polski sektor energetyczny może stać się neutralny klimatycznie. Podstawą takiego systemu będą źródła odnawialne oraz zielony wodór. Zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego wymaga inteligentnego połączenia sektorów i zaplanowania form magazynowania energii.
- W przyjętym miksie wytwórczym wyzwaniem będzie zbilansowanie systemu energetycznego w okresach, gdy popyt na energię przewyższy niską podaż zmiennych OZE występującą np. w bezwietrzne zimowe dni. Wartość deficytu mocy może osiągnąć maksymalnie 30% mocy szczytowej przez kilka godzin w roku.

Rozwiązaniem tego problemu są:

- różne formy magazynowania energii elektrycznej,
- sezonowe magazyny ciepła lub wodoru,
- jednostki szczytowe wykorzystujące zielony wodór,
- zarządzanie stroną popytową,
- transgraniczny handel energią elektryczną.

- Elektryfikacja ciepłownictwa i transportu w oparciu o krajowe źródła odnawialne uniezależni Polskę od dostaw surowców energetycznych z innych krajów. Polska może być w pełni niezależna energetycznie.
- Elektryfikacja ciepłownictwa musi być poprzedzona znaczącą poprawą efektywności energetycznej budynków do poziomu wynikającego z obecnych przepisów dla obiektów nowych i modernizowanych, które obowiązywać będą od 2021 roku (WT2021).
- Przyszłością jest zielony wodór. Jego wytwarzanie w okresach nadpodaży energii pozwoli nie tylko częściowo zastąpić gaz ziemny, ale i skutecznie zmagazynować energię. Zielony wodór, wypierający stopniowo gaz ziemny umożliwi w przyszłości zmniejszenie do zera emisji CO<sub>2</sub> z sektora energetycznego i ciepłowniczego.
- Ważne będą rozwiązania zwiększające elastyczność systemu elektroenergetycznego takie jak:
  - zarządzanie ładowaniem i rozładowaniem akumulatorów pojazdów elektrycznych,
  - zarządzanie pracą pomp ciepła.
- Konieczne będzie wprowadzenie taryf dynamicznych na energię elektryczną, które z pomocą bodźców rynkowych zwiększą elastyczność systemu energetycznego.

## 4. Diagnoza sektorów

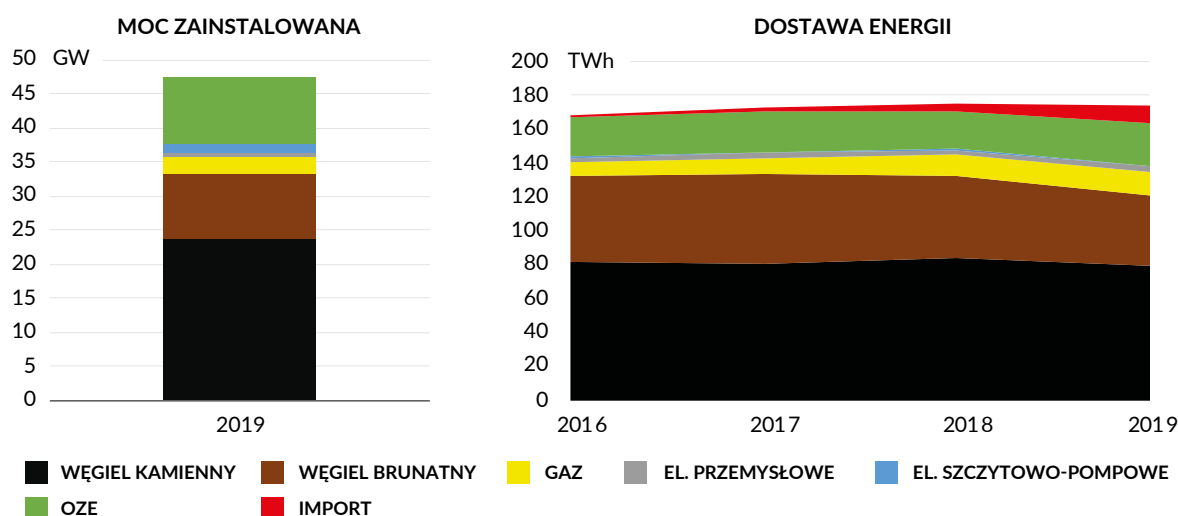
### ENERGIA ELEKTRYCZNA

6

#### Moce zainstalowane

W roku 2019 całkowita zainstalowana moc w elektroenergetyce wynosiła 47,4 GW (Rys. 1.). Cały czas podstawą krajowej energetyki jest węgiel. W ostatnich latach wzrost zainstalowanej mocy związany był z rozwojem OZE oraz uruchamianiem nowych jednostek wytwórczych na paliwa kopalne (węgiel i gaz). W latach 2017-2018 nastąpiła przerwa w rozwoju OZE ze względu na niekorzystne zmiany regulacyjne – ograniczenia aukcji oraz ograniczenia odległościowe turbin wiatrowych. Jedynie energetyka prosumencka wykorzystująca fotowoltaikę dynamicznie rozwinęła się w ciągu ostatniego roku, osiągając moc około 1,8 GW. Polska posiada znaczącą ilość mocy kogeneracyjnych, jednak udział wysokosprawnej kogeneracji w krajowej produkcji energii waha się od lat na poziomie 15,5-16,5%.

Rys. 1. Moc zainstalowana w KSE (GW) i produkcja energii (MWh)



Źródło: ARE, 2019



## Emisyjność

Polski sektor energii elektrycznej w dużym stopniu uzależniony jest od paliw kopalnych, a do produkcji energii używa się wyeksploatowanych instalacji. Przeciętna emisyjność jednostek wytwórczych w systemie krajowym w 2018 roku wyniosła 792 kg CO<sub>2</sub>/MWh<sup>1</sup>, zaś średnia w UE wynosiła w tym czasie ok. 295 kg CO<sub>2</sub>/MWh.

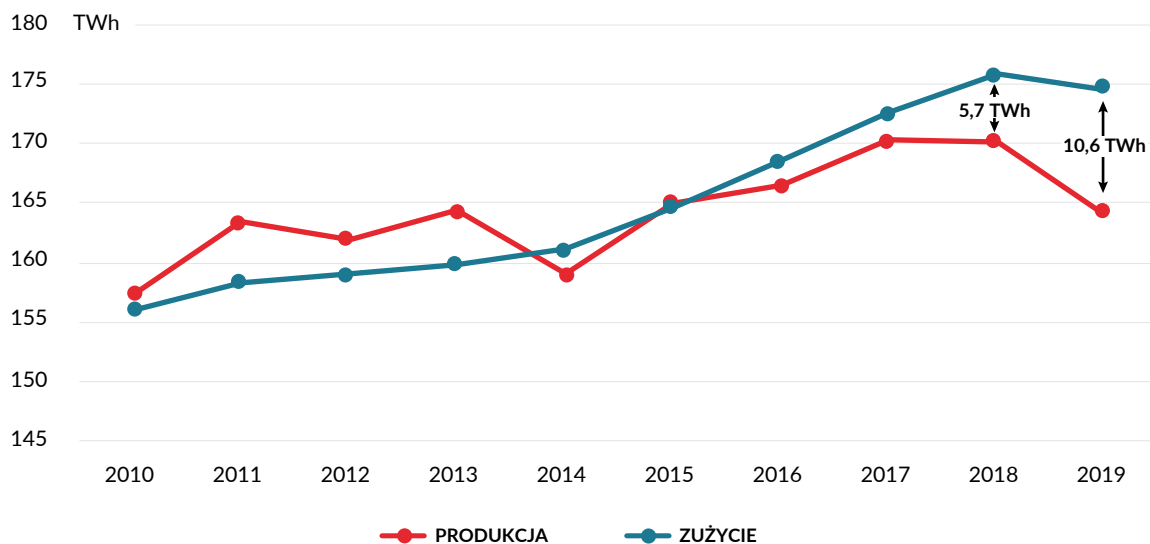
## Potrzeba modernizacji

Średni wiek polskich elektrowni na węgiel kamienny wynosi ponad 40 lat, a na węgiel brunatny ponad 30 lat. Według danych Ministerstwa Energii z 2019 roku w latach 2016-2040 ok. 26,5 GW mocy wytwórczych będzie musiało zostać wycofanych z eksploatacji. Prognozy ME nie uwzględniają ostatnich zmian regulacyjnych związanych z ograniczeniem wsparcia dla elektrowni węglowych w ramach tzw. rynku mocy. Prawdopodobnie przyspieszy to wycofywanie jednostek wytwórczych.

## Międzynarodowy handel energią

Krajowa produkcja energii elektrycznej w latach 2016-2019 pozostawała na stabilnym poziomie, podczas gdy systematycznie rósł import ze względu na wysokie ceny energii na polskim rynku (w konsekwencji wzrostu kosztu CO<sub>2</sub>) oraz ułatwienia w handlu transgranicznym. W przeszłości Polska była eksporterem netto wytwarzanej energii elektrycznej, której głównymi odbiorcami były kraje sąsiednie. Od 2015 roku jesteśmy importerskim netto. Jeżeli wysoka emisyjność energii będzie się utrzymywała na obecnym poziomie, to trend importowy zostanie w najbliższych latach wzmocniony. Większość sprowadzanej energii elektrycznej pochodzi z systemów o dużym udziale produkcji z OZE, tj. z Niemiec i ze Szwecji.

Rys. 2. Krajowy bilans produkcji i zużycia energii elektrycznej



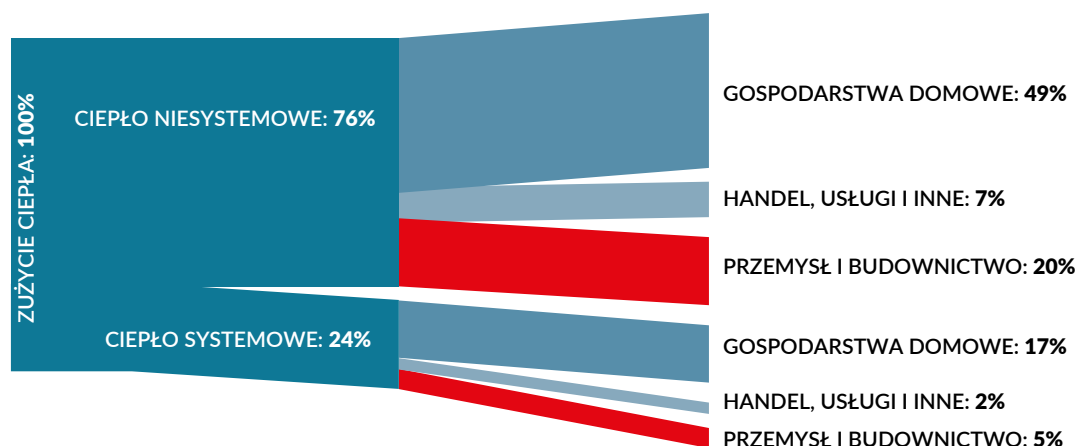
Źródło: ARE, Forum Energii, 2019

## CIEPŁO

Ciepłownictwo w Polsce składa się z dwóch odrębnych segmentów (Rys.3.):

- ciepłownictwa systemowego (sieciowego), tj. ok. 24% strumienia ciepła,
- ciepłownictwa niesystemowego (ogrzewnictwa), czyli indywidualnych źródeł ciepła wykorzystywanych do ogrzewania budynków, – tj. ok. 76% strumienia ciepła.

Rys. 3. Struktura zużycia ciepła w Polsce w 2018 roku



Źródło: Forum Energii, 2019

Tabela 1 przedstawia zbiorcze dane dotyczące zużycia energii, emisji gazów i pyłów oraz mocy źródeł wytwórczych. Ciepłownictwo w Polsce korzysta w ponad 30% z energii pierwotnej.

Tab. 1. Ciepłownictwo sieciowe i indywidualne — podstawowe wskaźniki

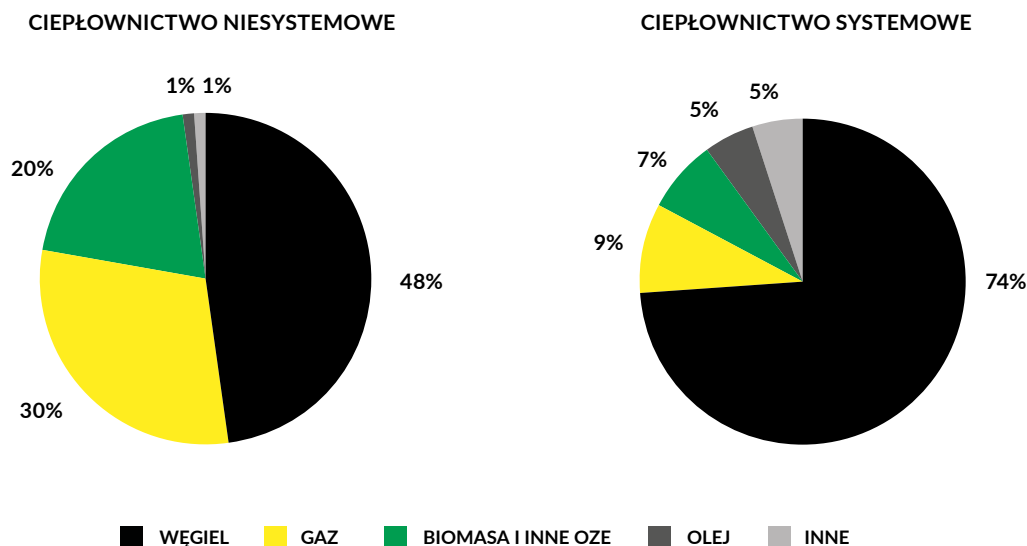
Ciepłownictwo systemowe i indywidualne w liczbach	
Zużycie węgla energetycznego	24-26 mln ton/rok
Zużycie gazu	4,5 mld m <sup>3</sup> /rok
Zużycie biomasy (14 GJ/t)	9,2 mln ton/rok
Emisja pyłów	147 tys. ton/rok
Emisja SO <sub>x</sub>	254 tys. ton/rok
Emisja CO <sub>2</sub>	68 mln ton/rok
Moc zainstalowana	172 GWt

Źródło: raport *Czyste ciepło 2030. Strategia dla ciepłownictwa*, Forum Energii, 2019

Pomimo tak znaczącej pozycji na mapie energetycznej Polski ciepłownictwo nie doczekało się spójnej i ambitnej strategii, która byłaby drogowskazem w dostosowaniu się do zmieniającej się rzeczywistości.

O ile ciepłownictwo systemowe było dostrzegane (choć w stopniu dalekim od satysfakcjonującego) w kolejnych odsłonach *Polityki Energetycznej Polski*, to ciepłownictwo niesystemowe pozostaje bez jakiegokolwiek wizji. W konsekwencji sektor ciepłowniczy bazuje w dużym stopniu na węglu (Rys. 4.), a zimą Polska ma najbardziej zanieczyszczone powietrze w Europie.

Rys. 4. Struktura zużycia paliw w ciepłownictwie indywidualnym i sieciowym



Źródło: raport *Czyste ciepło 2030. Strategia dla ciepłownictwa*, Forum Energii, 2019; *Energetyka ciepła w liczbach*, URE, 2018

Wyzwaniem dla ciepłownictwa systemowego jest fakt, że 80% systemów ciepłowniczych jest nieefektywnych, ponieważ nie spełnia wymogów *Dyrektywy o efektywności energetycznej*. Jako że nie posiadają one co najmniej 50% udziału ciepła z OZE i kogeneracji lub 75% udziału kogeneracji, nie otrzymają unijnego wsparcia w modernizacji. Ze względu na strukturę paliwową, czyli dominację węgla i rosnące koszty CO<sub>2</sub> ciepłownie mogą ulegać stopniowej likwidacji, gdyż nie będą w stanie zagwarantować konkurencyjnych cen za ciepło.

9

## TRANSPORT

### Liczba samochodów

Flota pojazdów drogowych w Polsce obecnie składa się z:

- ponad 24 mln pojazdów osobowych i dostawczych (LDV)<sup>2</sup>,
- ponad 1 mln średnich i ciężkich pojazdów ciężarowych,
- ponad 100 tys. autobusów transportu publicznego oraz autokarów.

### Rozwój transportu

Przeciętne wykorzystanie pojazdów lekkich LDV w Polsce jest bardzo małe w porównaniu z resztą Europy. W UE wynosi średnio ok. 12 tys. km rocznie, w Polsce zaś ok. 6,5 tys. km rocznie.

Zapotrzebowanie na transport drogowy w Polsce wzrosło w latach 2005–2015 o ok. 33%. Wzrost dotyczy pojazdów o wadze poniżej 3,5 tony (ok. 25%), ale jeszcze bardziej pojazdów ciężarowych (ok. 45%). Dla kontrastu zapotrzebowanie na przewozy autobusowe spada. Zakładamy, że do 2050 roku polski udział w unijnym popycie na usługi transportowe<sup>3</sup> będzie równy jej udziałowi w liczbie ludności UE.

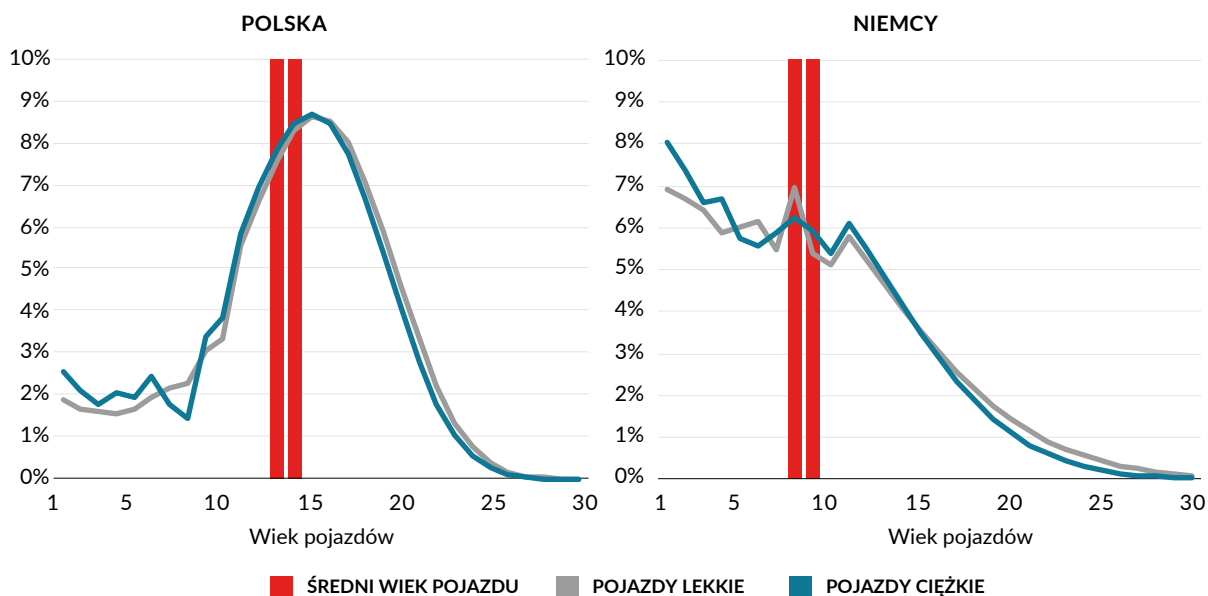
<sup>2</sup> Kategoria light duty vehicles (LDV) obejmuje wszystkie pojazdy zdolne do podróżowania autostradami o łącznej wadze poniżej 3,5 tony każdy.

<sup>3</sup> Prognozy dotyczące unijnego popytu na transport pasażerski i ciężarowy pochodzą z ICCT Roadmap Model (Międzynarodowa Rada Czystego Transportu, 2019).

## Wiek

Polska flota pojazdów jest przestarzała: przeciętny pojazd zarejestrowany w kraju ma 13-14 lat. Dla przykładu, przeciętny wiek pojazdów w Niemczech jest szacowany na 8-9 lat. Porównanie obu rozkładów wieku pojazdów jest przedstawione na Rysunku 5 poniżej.

Rys. 5. Wiek pojazdów w Polsce i w Niemczech



10

Źródło: Navigant Research

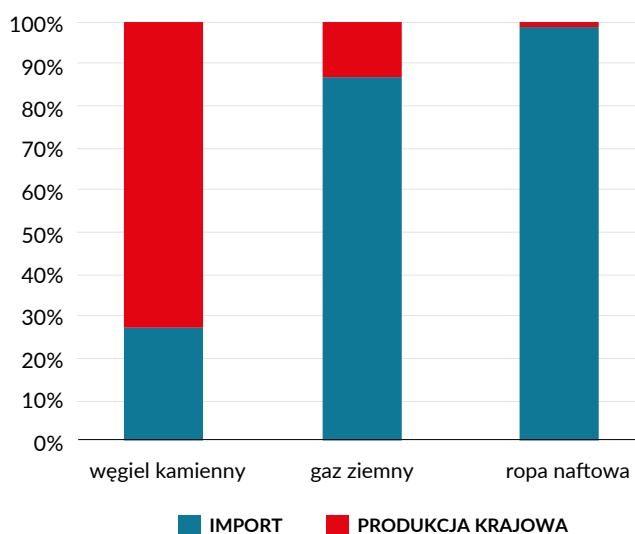
Rozkład wieku poniżej 10 lat to dane rzeczywiste, dane powyżej 10 lat są modelowane.

## Polityka czystego transportu

Wiele pojazdów w Polsce jest kupowanych na rynku wtórnym w sąsiednich krajach UE. Zjawisko to nasiliło się po przystąpieniu do Unii w 2004 roku. W jego szczycie w 2008 roku sprowadzono do kraju ponad 1,1 mln używanych pojazdów – 3 razy więcej niż ówczesna wielkość rynku nowych pojazdów. Wynika to z ograniczonej siły nabywczej polskiego społeczeństwa oraz braku polityki promowania czystszych form transportu.

Jak dotąd popularność pojazdów elektrycznych w Polsce pozostaje znacznie w tyle za innymi krajami północnej i wschodniej Europy. Według danych branży sprzedaż tych samochodów w 2018 roku wyniosła nieco ponad 1 tys. sztuk, co stanowi mniej niż 0,2% polskiego rynku nowych pojazdów poniżej 3,5 tony. Spodziewany jest stopniowy wzrost na rynku pojazdów elektrycznych ze względu na coraz większą determinację polskiego rządu oraz zaostrzone przepisy unijne dotyczące emisyjności<sup>4</sup>.

Rys. 6. Udział importu w krajowym zużyciu paliw



Źródło: GUS

<sup>4</sup> Na początku 2019 roku UE przyjęła normy emisyjności na rok 2025 i cele na rok 2030 wynoszące odpowiednio 15% i 31-38% mniej od obecnych szacunkowych poziomów emisyjności. Dodatkowo wprowadzono nowe zasady testowania i kontroli emisyjności pojazdów, co stymuluje rozwój EV.

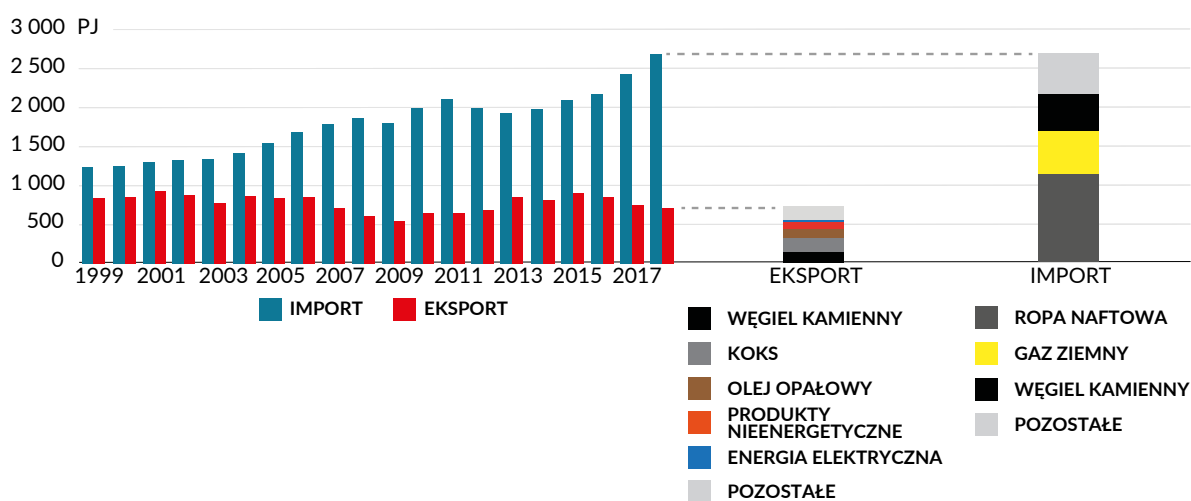
Prawdopodobnie jednak kryzys gospodarczy wywołany koronawirusem spowolni (przynajmniej okresowo) inwestycje w te samochody.

### Import paliw

Polska w coraz większym stopniu sprowadza zarówno paliwa do produkcji energii, jak i dla celów transportowych. Surowcowa zależność importowa rośnie. Rysunek 6 przedstawia udział importu paliw w krajowym zużyciu.

Szacunki krajowych zasobów paliw wskazują, że wzrostowy trend importu wszystkich nośników energii będzie się utrzymywał, o ile nie zostaną wdrożone działania na rzecz poprawy efektywności energetycznej i zwiększenia udziału produkcji ze źródeł odnawialnych. Dotychczasowe projekty *Polityki Energetycznej* rodzą obawy, że zależność importowa kraju będzie nadal wzrastać.

Rys. 7. Import i eksport energii i paliw w Polsce od 1999 do 2018 roku

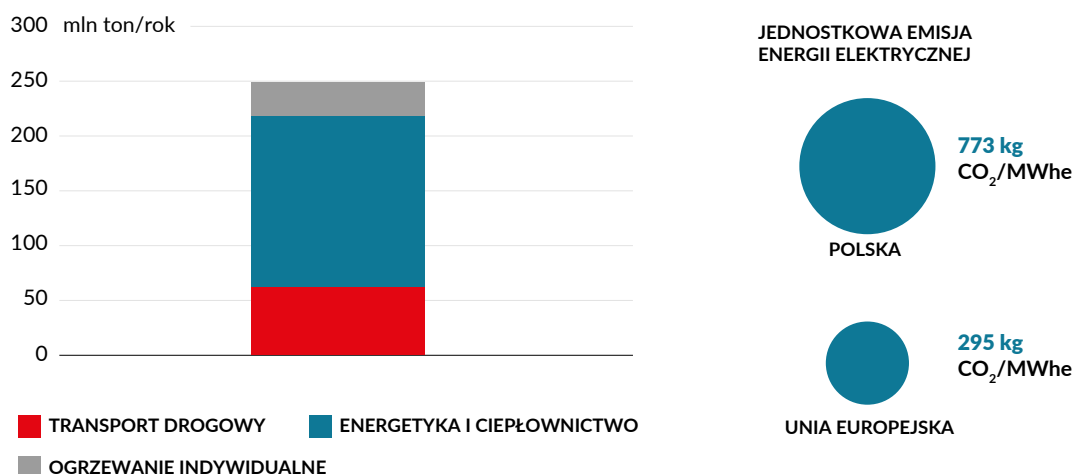


Źródło: GUS, 2019

### Emisje gazów cieplarnianych

Struktura miks paliwowego oraz wiek instalacji i pojazdów skutkuje znaczącymi emisjami gazów cieplarnianych. Polska należy do najbardziej emisyjnych gospodarek w UE (Rys. 8.).

Rys. 8. Emisja CO<sub>2</sub> sektorów energii i transportu (mln ton/rok) oraz jednostkowa emisja energii elektrycznej w Polsce i UE (kg/MWh)



Źródło: KOBiZE, Europejska Agencja Środowiska, 2019

## Polska neutralna klimatycznie do 2050 roku

Od 2011 roku polityka UE zmierza w kierunku osiągnięcia neutralności klimatycznej do roku 2050. Opublikowany w styczniu komunikat Komisji Europejskiej *Europejski Zielony Ład* to nowa strategia na rzecz wzrostu. U jej podstaw leży budowa modelu zasobooszczędnej i neutralnej dla środowiska gospodarki, w której rozwija się i w dobrobycie funkcjonuje społeczeństwo.

Unia Europejska dąży do zmiany koncepcji rozwoju gospodarczego opartego o nadmierną eksploatację zasobów naturalnych i paliw kopalnych. Elementem nowego podejścia jest tworzenie innowacji i zielonych miejsc pracy w przemyśle. Realizacja celu neutralności klimatycznej w roku 2050 będzie wiązała się z dużymi zmianami w tym, jak myślimy o gospodarce. Z drugiej strony widać, że ciągle pojawiają się nowe technologie, a sektory i tak wymagają modernizacji.

Polska, jako członek UE, współdecyduje o realizacji celów energetycznych i klimatycznych. Przyjęliśmy zobowiązania energetyczno-klimatyczne na rok w 2020 r. i 2030 r. Niestety nasz kraj nie posiada aktualnej *Polityki Energetycznej*, która przedstawiałaby strategię ich osiągania. Prawdopodobnie cele redukcji emisji CO<sub>2</sub>, udziału OZE i poprawy efektywności energetycznej na rok 2020 nie zostaną wykonane. Wkład Polski w cele założone na rok 2030 przedstawiony jest w *Krajowym planie na rzecz energii i klimatu*. Na razie brakuje korelacji pomiędzy przyjętymi zobowiązaniami i planami ich realizacji w 2030 r., przedstawianymi w strategicznych dokumentach rządowych.

Z punktu widzenia niniejszej analizy kluczowe są długoterminowe cele unijne i Polski, czyli wyznaczone do osiągnięcia do 2050 roku, kiedy cała Unia Europejska miałaby stać się neutralna klimatycznie, tzn. emitować nie więcej CO<sub>2</sub> niż pochłania.

Rys. 9. Nowy Zielony Ład — wizja zeroemisyjnej gospodarki UE

12



Źródło: Komisja Europejska, 2019

## 5. Cel analizy

Głównym celem analizy jest określenie korzyści oraz potrzebnych zmian związanych z integracją zelektryfikowanych sektorów ciepłownictwa i transportu z systemem energetycznym.

Dekarbonizację (w oparciu o źródła odnawialne), elektryfikację i inteligentne łączenie sektorów traktujemy jako główną metodę dochodzenia do neutralności klimatycznej w 2050 roku.

## 6. Metodyka analizy

Elektryfikacja transportu i ciepłownictwa wiąże się ze znacznym zwiększeniem zużycia energii. Przy obecnym wysokoemisyjnym miksie elektryfikacja nowych sektorów oznacza duży wzrost emisji.

W niniejszej analizie przyjęliśmy, że:

- Polska wpisuje się w trendy technologiczne i realizuje zobowiązania międzynarodowe, dążąc do ograniczenia emisji CO<sub>2</sub>.
- Tanie zasoby krajowego węgla (którego wydobycie jest opłacalne) są na wyczerpaniu.
- Rozwój technologii postępuje i są one alternatywą dla paliw kopalnych.

Dlatego założyliśmy niemal pełną dekarbonizację miksu wytwórczego w oparciu o źródła odnawialne.

Następnie przeprowadziliśmy modelowanie systemu energetycznego w roku 2050, którego celem było określenie wyzwań związanych z jego funkcjonowaniem.

13

### Kluczowe założenia dla roku 2050:

- **Elektroenergetyka opiera się na zeroemisyjnych źródłach odnawialnych.**

Przyjęliśmy, że udział OZE będzie nie mniejszy niż 80%.

- **Bezpieczeństwo dostaw energii jest priorytetem.**

System energetyczny oparty na odnawialnych źródłach charakteryzuje się wysoką zmiennością podaży energii nie zawsze odpowiadającą krzywemu popytu. W niniejszej symulacji system zaprojektowano w taki sposób, by zagwarantować pokrycie zapotrzebowania na energię przez cały rok, niezależnie od podaży energii ze źródeł zmiennych.

Całość procesu analitycznego została opracowana w następujących krokach.

### Krok 1: Określenie popytu na energię elektryczną i ciepłą

1. Opracowaliśmy scenariusz rozwoju transportu elektrycznego z różnymi profilami ładowania samochodów elektrycznych oraz scenariusze elektryfikacji ciepłownictwa oraz poprawy efektywności energetycznej budynków.
2. Wyliczyliśmy popyt na energię elektryczną dla sektora transportu i ciepłownictwa w 2050 roku, nawiązując do wcześniejszych opracowań Forum Energii.<sup>5</sup>

Popyt na energię elektryczną w 2050 roku składa się z dwóch elementów:

- bazowego popytu krajowej gospodarki, powstałego w oparciu o aproksymację historycznego trendu (226,9 TWh),
- dodatkowego popytu na energię potrzebną do zasilania pomp ciepła i samochodów elektrycznych (od 11,1 do 68,7 TWh, wyliczony dla każdego scenariusza opisanego w Kroku 2).

Popyt na ciepło wynosi 352 PJ łącznie dla sektora ciepła systemowego i niesystemowego. To wyliczenie uwzględnia głęboką termomodernizację budynków w Polsce do standardu WT 2021 oraz zarządzanie stroną popytową w ciepłownictwie.

3. Opracowaliśmy profile godzinowe popytu na energię elektryczną przez krajowy system elektroenergetyczny oraz indywidualne profile dla zelektryfikowanych sektorów ciepła i transportu w 2050 roku.

## Krok 2: Podaż energii elektrycznej i ciepłej

1. Opracowaliśmy godzinowe profile produkcji energii ze zmiennych OZE uwzględniające warunki pogodowe na bazie statystyk z minionych lat (wiatr, temperatura powietrza, nasłonecznienie).
2. Opracowaliśmy w sumie 6 scenariuszy produkcji energii elektrycznej uwzględniające płytszą (tylko ciepłownictwo) lub głębszą integrację sektorów (ciepłownictwo i transport) z systemem energetycznym. W każdej grupie pracowaliśmy na scenariuszu „80” i „100” (czyli 80% i 100% OZE w 2050 roku).

### Grupa 1. Integracja elektroenergetyki (KSE) z ciepłownictwem (C)

Scenariusze:

1. **S1-80** – 80% produkcji energii elektrycznej z OZE, brak integracji KSE z C,
2. **S1-80+C** – 80% produkcji energii elektrycznej z OZE, integracja KSE+C,
3. **S1-100+C** – 100% produkcji energii elektrycznej z OZE, integracja KSE+C.

### Grupa 2. Integracja elektroenergetyki (KSE) z ciepłownictwem (C) i transportem elektrycznym (EV).

Scenariusze:

4. **S2-80** – 80% produkcji energii elektrycznej z OZE, brak integracji KSE z C i EV,
5. **S2-80+C+EV** – 80% produkcji energii elektrycznej z OZE, integracja KSE+C+EV,
6. **S2-100+C+EV** – 100% produkcji energii elektrycznej z OZE, integracja KSE+C+EV.

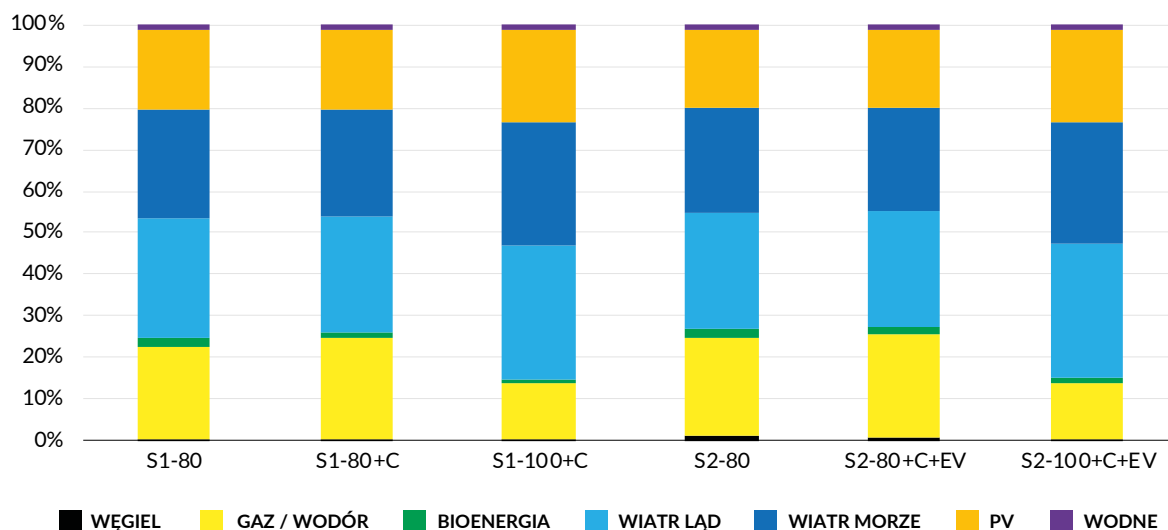
Scenariusze zostały podzielone na dwie grupy różniące się od siebie stopniem integracji sektorów. Ze względu na konieczność zasilenia transportu elektrycznego, moce w KSE i produkcja energii w Grupie 2 są odpowiednio większe niż w Grupie 1. Dodatkowo, scenariusze „100” charakteryzują się zwiększoną mocą zainstalowaną w zmiennych OZE (niż scenariusze „80”) z uwagi na konieczność zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii.

Model obliczeniowy dobierał moce produkcyjne w KSE zgodnie z kryterium minimalizacji kosztu zmiennego, zatem najpierw wykorzystywano technologie o niskim koszcie krańcowym (zmiennie OZE), a dopiero potem stopniowo wprowadzano droższe technologie. W obszarze ciepłownictwa we wszystkich scenariuszach występował ten sam zestaw urządzeń wytwórczych, poziom mocy zainstalowanych oraz zużycie ciepła. W zależności od stopnia integracji z KSE występuje zróżnicowanie w wykorzystaniu pomp ciepła i akumulatorów energii.

Tak utworzone scenariusze pozwoliły na porównanie korzyści płynących z integracji sektorów. Dla klarownego wyjaśnienia konstrukcji scenariuszy na Rysunku 10 przedstawiamy strukturę produkcji energii elektrycznej. Mimo że była ona wynikiem analizy wykonanej w następnym kroku, prezentujemy tę grafikę już tutaj, aby ułatwić zrozumienie naszego podejścia.



Rys. 10. Struktura produkcji energii w scenariuszach według źródeł energii pierwotnej



Źródło: Navigant, Forum Energii

### Krok 3: Analiza

Dla każdego z sześciu scenariuszy obliczyliśmy bilans popytu i podaży, przy założeniu pełnego pokrycia popytu w każdej godzinie roku produkcją własną lub importem energii.

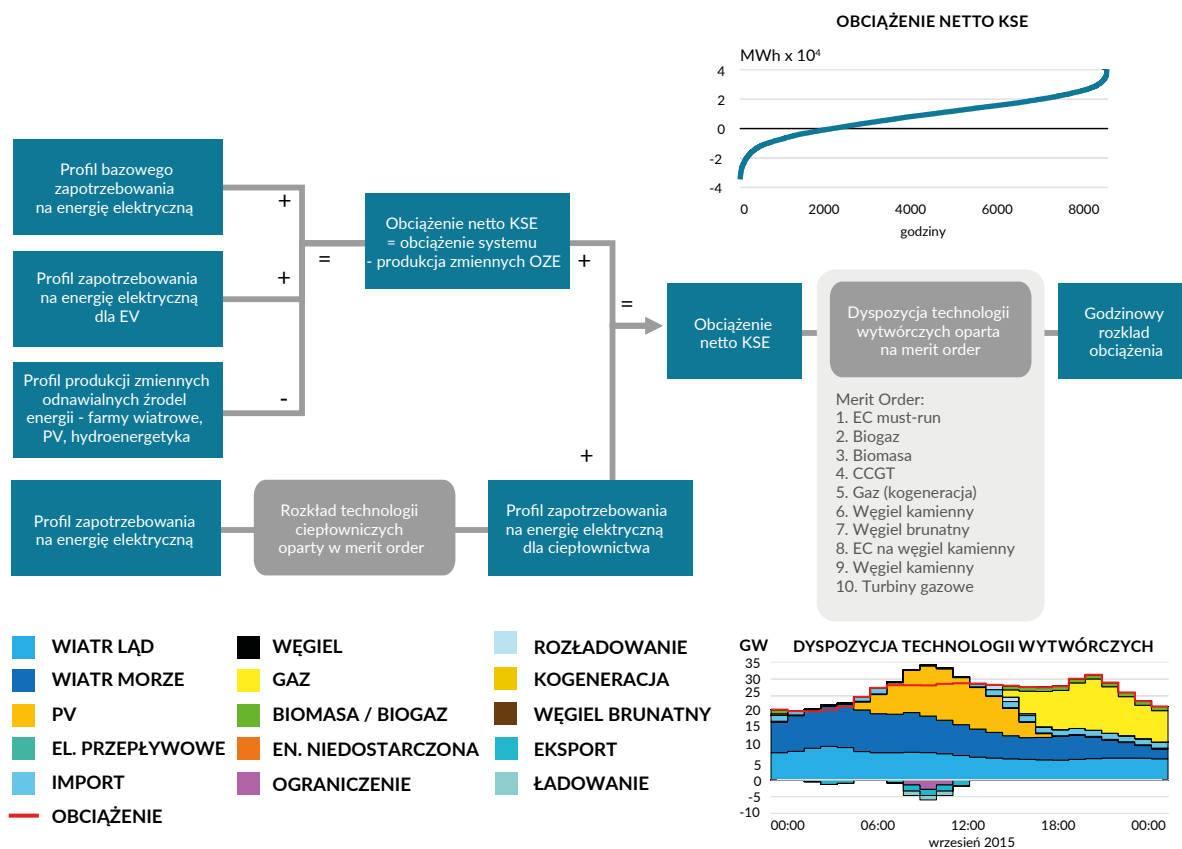
15

Na podstawie przedstawionych danych i po uwzględnieniu przyjętych założeń wyliczyliśmy dla 2050 roku:

- moce zainstalowane w elektroenergetyce i ciepłownictwie,
- produkcję energii elektrycznej i ciepła (dobór ekonomiczny urządzeń wytwórczych w KSE przez model obliczeniowy z interakcjami w ciepłownictwie i transporcie),
- czas wykorzystania mocy – liczbę godzin pracy w pełnym obciążeniu dla każdej technologii,
- obciążenie szczytowe systemu elektroenergetycznego,
- niezbędne moce i pojemności magazynów energii do zbilansowania systemu energetycznego,
- nadwyżki energii ze zmiennych OZE,
- potencjał produkcji zielonego wodoru,
- emisje CO<sub>2</sub>,
- import energii elektrycznej i paliw,
- ogólne koszty realizacji scenariusza.

Opisane powyżej kroki w procesie analizy i wyliczenie bilansu energii przedstawia Rysunek 11.

Rys. 11. Proces analizy godzinowego bilansu popytu i podaży energii elektrycznej



16

Źródło: Navigant

#### Krok 4: Wyniki

1. Przeanalizowaliśmy różnice pomiędzy scenariuszami i wpływ integracji sektorów na koszty energii, środowisko i bilans importowy energii.
2. Opracowaliśmy wnioski i rekomendacje, które zostały przedstawione niżej.

## 7. Główne założenia

### ENERGIA ELEKTRYCZNA

Zgodnie z wcześniejszymi analizami Forum Energii przyjęliśmy, że zapotrzebowanie na energię elektryczną w Polsce w 2050 roku będzie wynosić 226,9 TWh (zapotrzebowanie „bazowe”). Do tego dodajemy:

- 53-57 TWh na zasilenie transportu elektrycznego (ostateczne zapotrzebowanie jest uzależnione od elastyczności floty i jej podatności na zarządzanie stroną popytową),
- 10,9-12,4 TWh na zasilenie rozwoju pomp ciepła.

Godzinowy profil zapotrzebowania na energię elektryczną w 2050 roku został wygenerowany z wykorzystaniem danych z ENTSO-E przedstawiających pracę źródeł w 2015 roku i przeliczonych na poziom zapotrzebowania dla roku 2050.

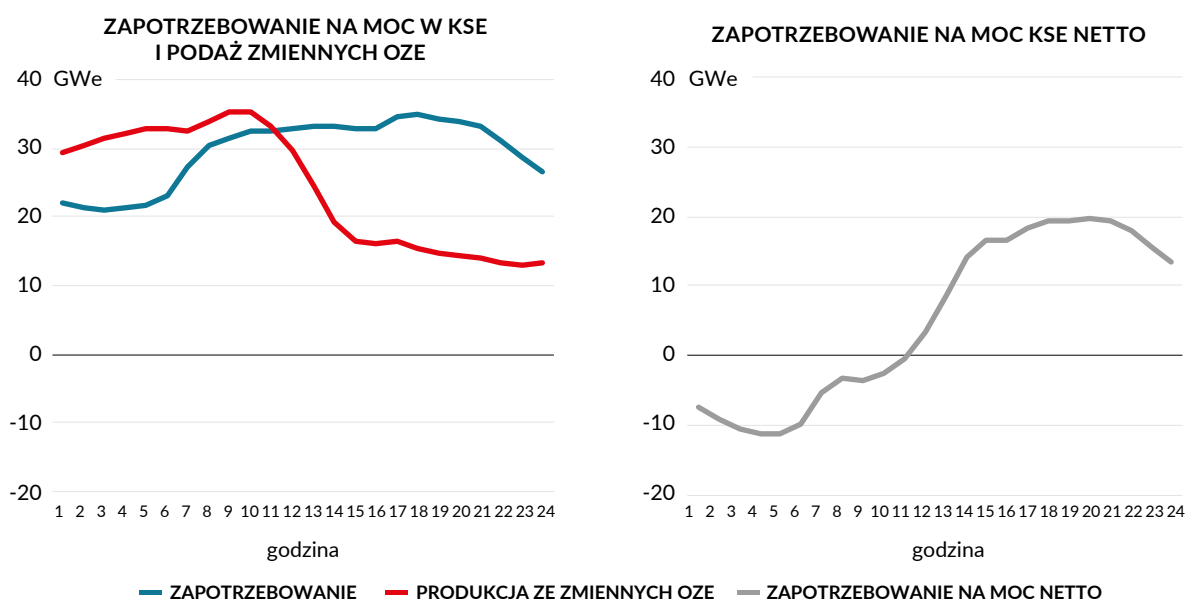
Rysunek 12 przedstawia profil zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce w 2050 roku bez zapotrzebowania transportu elektrycznego i pomp ciepła. Popyt na energię elektryczną osiąga maksimum między godziną 19 a 22.

Profil pracy farm wiatrowych, fotowoltaiki i wodnych elektrowni (przepływowych) został zbudowany w oparciu o dane z Systemu Informacji ds. Strategicznych Technologii Energetycznych (SETIS) zarządzanego przez Komisję Europejską. Współczynniki wykorzystania mocy dla lądowej i morskiej energetyki wiatrowej oraz fotowoltaiki pochodzą z platformy o nazwie Renewables Ninja (S. Pfenninger, 2016<sup>6</sup>). Dodatkowo dane, które dotyczą współczynnika wykorzystania mocy i odnoszą się do 2015 roku, zostały uzyskane z modelu ENTSO-E.

Poniższy wykres przedstawia krzywą obciążenia netto (residual load) w KSE będącą wypadkową popytu całkowitego generowanego przez odbiorców energii i produkcji energii przez zmienne OZE w typowym zimowym dniu w Polsce. Jeżeli obciążenie KSE netto osiąga wartość ujemną (Rys. 13.), powinno nastąpić wymuszone ograniczanie pracy jednostek OZE, aby zapewnić stabilne działanie systemu elektroenergetycznego.

Lepszym rozwiązaniem od ograniczania zmiennych OZE jest wykorzystanie tej nadwyżkowej energii do produkcji zielonego wodoru w procesie elektrolizy lub ciepła np. w kotłach elektrycznych. W niniejszej analizie zostały wyliczone wolumeny nadmiarowej energii dla wszystkich scenariuszy.

Rys. 13. Przykładowe dobowe krzywe obciążenia KSE, moc zmiennych OZE i obciążenie KSE netto (dzień zimowy)



Źródło: Navigant

Zakładamy, że KSE nadal będzie się rozwijał w oparciu o elektrownie wiatrowe i słoneczne z uwagi na zerowe koszty zmienne, duży potencjał, malejące nakłady inwestycyjne i postęp technologiczny.

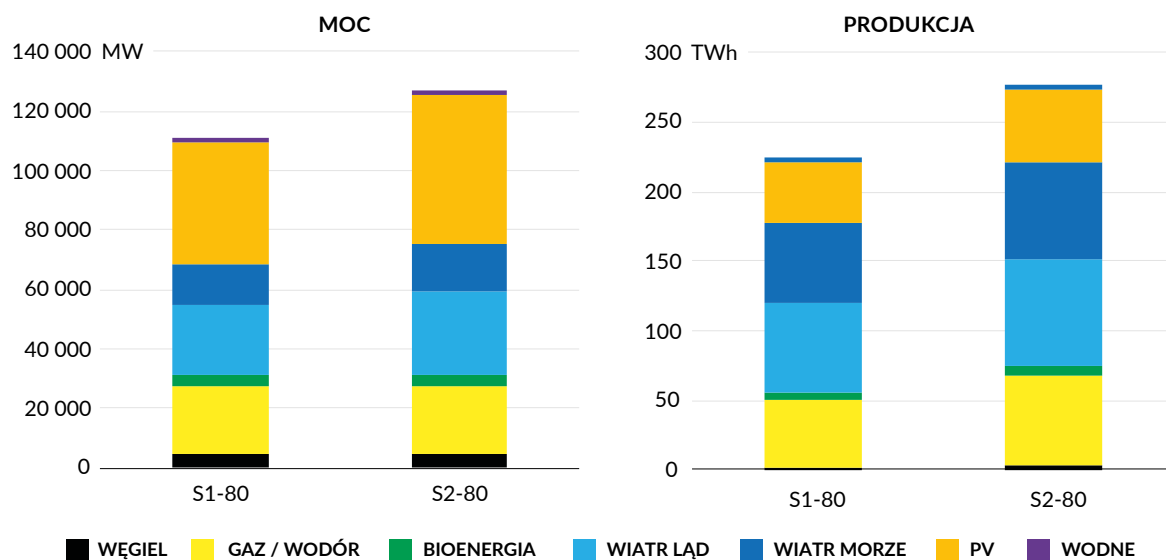
Spodziewamy się, że do 2030 roku udział zmiennych OZE w całkowitej produkcji energii elektrycznej w Polsce wzrośnie do 40%. Dopełniającymi odnawialnymi źródłami energii w Polsce będą biomasa, biogaz i energetyka wodna. Przyjęliśmy, że minimalny udział energii z OZE w 2050 roku wyniesie 80%. To założenie jest bazą dla dwóch scenariuszy referencyjnych S1-80 i S2-80. W scenariuszach alternatywnych S1-100+C i S2-100+C+EV rozważamy niemal 100% udziału OZE w miksie energetycznym w roku 2050. Należy zwrócić uwagę, iż w tych scenariuszach jednostki gazowe pracują częściowo na zielonym wodorze pozyskanym z nadwyżek energii ze zmiennych OZE. Pozostała część paliwa to gaz ziemny.

W analizie zakładamy dobór źródeł energii pod kątem minimalizacji kosztu zmiennego (merit order). Ze względu na wysoką cenę zakupu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> jednostki wykorzystujące paliwo węglowe, jako najdroższe, będą wchodzić do produkcji na końcu. Wynik modelowania wskazuje, że w roku 2050 pokryją one najwyżej 1,3% krajowego zapotrzebowania na energię, pracując maksymalnie kilkaset godzin w roku. Biorąc pod uwagę wszystkie koszty stałe przekładające się na mały wolumen produkcji, widać, że z perspektywy rachunku ekonomicznego źródła wytwórczego taki sposób zamykania bilansu mocy jest kosztowny. Należy zatem szukać innych sposobów rezerwowania mocy, takich jak np. dalszy rozwój OZE w połączeniu z sezonowymi magazynami energii, proste jednostki gazowe czy zarządzanie stroną popytową.

Rysunek 14 przedstawia strukturę mocy w dwóch scenariuszach referencyjnych w 2050 roku bez integracji międzysektorowej, stanowiących punkt odniesienia przy porównaniach z pozostałymi scenariuszami, w których występują zależności międzysektorowe.

Rys. 14. Struktura mocy wytwórczych (GW) i produkcji (TWh) w scenariuszach referencyjnych

18



Źródło: Navigant

### Import/eksport energii elektrycznej

Zgodnie z prognozami ENTSO-E w zakresie rozbudowy interkonektorów (ENTSOE, 2019<sup>7</sup>) założyliśmy, że moc przesyłowa netto w 2050 roku wyniesie 5,5 GW dla importu i 4,0 GW dla eksportu.

Transgraniczny handel energią elektryczną jest sposobem na zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania KSE oraz na ograniczenie jego kosztów.

Dla roku 2050 założyliśmy średnią cenę importowanej energii elektrycznej na poziomie 26 EUR/MWh.

## CIEPŁO

Zapotrzebowanie na energię ciepłą wyniesie w 2050 roku 41,8 TWh w sektorze ogrzewania indywidualnego i 56 TWh w sektorze ogrzewania systemowego (wnioski z wcześniejszych analiz Forum Energii). W związku z tym znacznie spadnie zapotrzebowanie na energię grzewczą. Będzie to możliwe dzięki przeprowadzeniu w Polsce termomodernizacji 80% istniejących budynków do standardu WT 2021 (normy zużycia energii dla nowych i modernizowanych budynków obowiązujące od 2021 roku).

Pełna dekarbonizacja sektora ciepłownictwa w 2050 roku może zostać osiągnięta dzięki:

- zmniejszeniu zapotrzebowania na ciepło w wyniku głębokiej termomodernizacji budynków,
- zwiększeniu udziału budynków podłączonych do zdekarbonizowanych systemów ciepłowniczych,
- zmianie miksu technologii ogrzewania oraz źródeł energii pierwotnej.

W efekcie tych działań emisje do powietrza (zarówno smog, jak i emisje gazów cieplarnianych) z sektora ciepłownictwa zostaną wyeliminowane. Wpłyne to na redukcję do zera zewnętrznych kosztów zdrowotnych związanych ogrzewaniem.

Jeśli chodzi o budynki ogrzewane indywidualnie, cel ten zostanie osiągnięty poprzez:

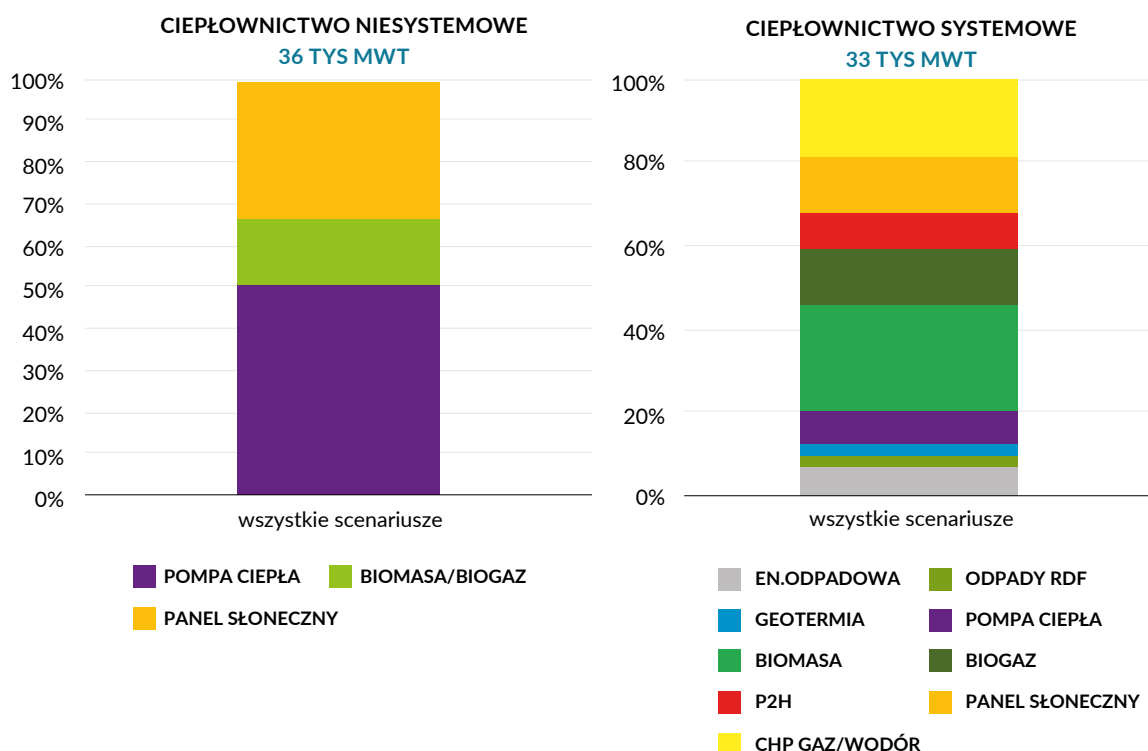
- elektryfikację ciepła (pompy ciepła),
- ciepłą energetykę słoneczną,
- biometan.

Z kolei w sektorze ciepła systemowego pojawi się większa gama jednostek wytwórczych korzystających z dostępnej palety źródeł energii pierwotnej takich jak:

- biomasa,
- biogaz i zielony gaz,
- energia odpadowa z procesów technologicznych,
- energia elektryczna (pompy ciepła i kotły elektryczne),
- odpady (RDF),
- energia słoneczna,
- energia geotermalna.

Rysunek 15 przedstawia założoną strukturę mocy w ciepłownictwie niesystemowym i systemowym.

Rys. 15. Struktura mocy źródeł ciepła w ciepłownictwie niesystemowym i systemowym w 2050 roku



20

Źródło: Navigant, Forum Energii

W tabeli poniżej przedstawione zostały całkowite wielkości zapotrzebowania na ciepło w budynkach zasilanych ciepłem systemowym i ogrzewanych indywidualnie, jak również udział budynków mieszkalnych i niemieszkalnych. W przypadku budynków mieszkalnych wyróżniono dwie grupy budynków – jednorodzinne i wielorodzinne w celu dokładnego odzwierciedlenia zapotrzebowania na ciepło w sektorze mieszkaniowym. Analogicznie dodatkowym założeniem przy tworzeniu profilu zapotrzebowania na ciepło jest proporcjonalny udział budynków jednorodzinnych w stosunku do wielorodzinnych oraz poziom renowacji całkowitych zasobów budowlanych w 2050 roku.

Tab. 2. Założenia dotyczące struktury budynków

	wartość	jednostka
całkowite zapotrzebowanie na ciepło w ciepłownictwie systemowym (w tym ciepła woda użytkowa)	201,7	PJ
całkowite zapotrzebowanie na ciepło poza ciepłownictwem systemowym (w tym ciepła woda użytkowa)	150,6	PJ
odsetek budynków mieszkalnych	54	% (całk. pow. pomieszczeń)
odsetek budynków niemieszkalnych	46	
udział budynków jednorodzinnych	64	% (całk. pow. mieszkalnej)
udział budynków wielorodzinnych	36	

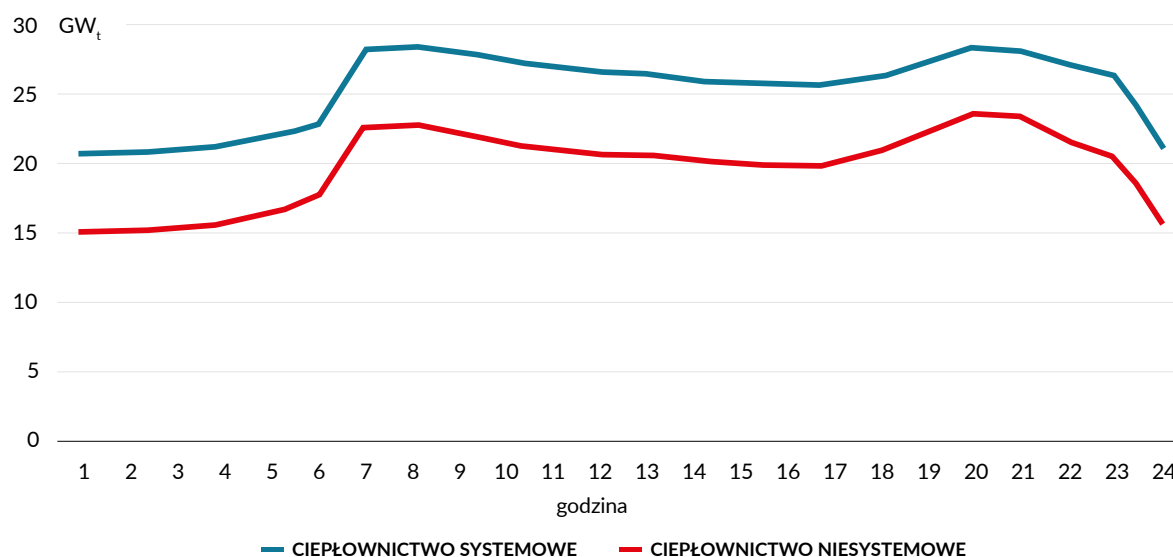
Źródło: Navigant

Na podstawie przyjętych założeń opracowano krzywe popytu na ciepło w obu sektorach ciepłownictwa w oparciu o godzinowe dane klimatologiczne i odpowiadający im popyt na ciepło.

Profile zapotrzebowania zostały opracowane w następujących krokach:

- Zaadaptowaliśmy model godzinowego popytu na ciepło dla Wrocławia-Starachowic – miejsca, które zostało zidentyfikowane jako wskaźnikowy średni klimat w zakresie popytu na ciepło dla Polski.
- Obliczyliśmy profile dla małych budynków mieszkalnych, dużych budynków mieszkalnych oraz budynków niemieszkalnych oraz w każdej z tych kategorii dla budynków nieocieplonych, po płytkiej oraz głębokiej termorenowacji.
- Następnie połączyliśmy profile dla różnych typów budynków w jeden, uwzględniając np. odsetek budynków podłączonych i niepodłączonych do systemów ciepłowniczych.

Rys. 16. Profile popytu na ciepło dla dnia zimowego w Polsce 1 stycznia



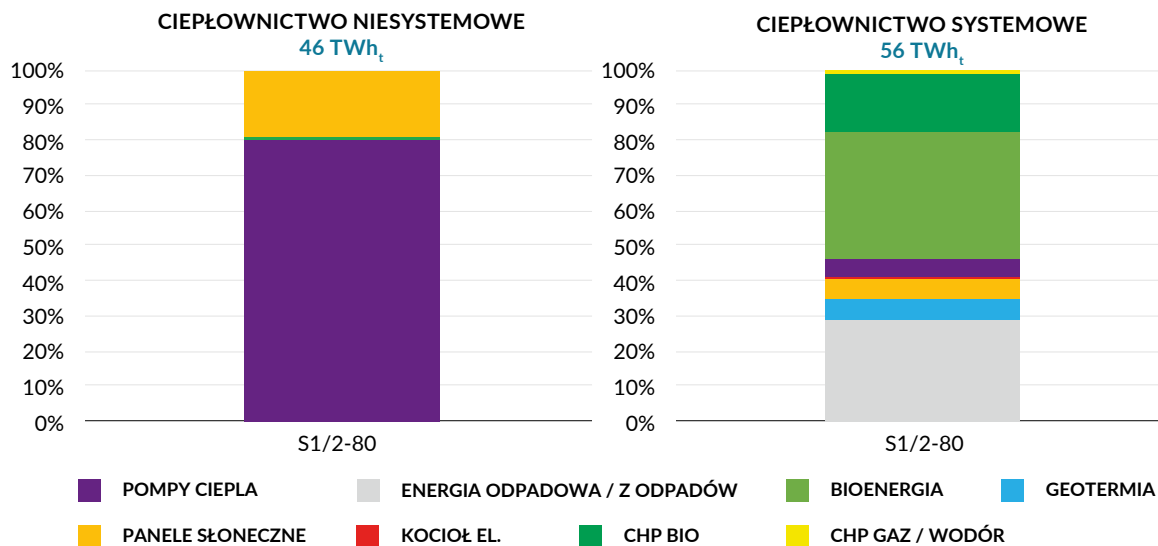
21

Źródło: Navigant

Rysunek 16 ilustruje profile ogrzewania budynków wygenerowane dla Polski na dzień 1 stycznia. Profil składa się z sumy ogrzewania kubaturowego oraz zapotrzebowania na ciepłą wodę użytkową (CO + CWU). Nie występują znaczące różnice między zapotrzebowaniem na ciepło na metr kwadratowy dla budynków podłączonych i niepodłączonych do sieci ciepłowniczej, zarówno w sektorze mieszkalnym, jak i niemieszkalnym. Profile są połączone w jeden w celu odzwierciedlenia całkowitego zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania w poszczególnych kategoriach typów ogrzewania i budynków.

Ciepłownictwo systemowe pokrywa niemal 55% potrzeb cieplnych wynoszących 102 TWh<sub>t</sub>. Pozostałe 45% strumienia ciepła generowane jest w indywidualnych instalacjach grzewczych. 81% indywidualnej podaży ciepła jest opartych na pompach ciepła, co wymaga ok. 10,8-12 TWh energii elektrycznej przy mocy elektrycznej pomp ciepła wynoszącej około 10 GWe. Rysunek 17 przedstawia szczegółowy obraz produkcji ciepła w sektorze ciepłownictwa.

Rys. 17. Struktura produkcji ciepła niesystemowego i systemowego w scenariuszach bez integracji systemów



Źródło: Navigant

Jak widać z powyższego rysunku w obszarze budynków ogrzewanych indywidualnie dominującym źródłem ciepła są pompy ciepła wspierane energią z podgrzewaczy słonecznych. W sektorze ciepła systemowego daje się zauważyć duży udział energii odpadowej i wszelki rodzajów energii ze źródeł biodegradowalnych, przy relatywnie niskim udziale wielkoskalowych pomp ciepła. Należy jednak zaznaczyć, że przyszłe relacje pomiędzy produkcją energii z tych źródeł mogą się zmienić na korzyść pomp ciepła, jeżeli dostępność energii odpadowej bądź z biomasy będzie utrudniona ze względów technicznych i ekonomicznych.

22

### ZASTOSOWANE ŹRÓDŁA ENERGII ELEKTRYCZNEJ I CIEPLNEJ

Poniżej przedstawiamy wszystkie technologie zastosowane w wybranych scenariuszach.

Tab. 3. Źródła energii elektrycznej i cieplnej

#	źródło	produkcja energii elektrycznej	produkcja ciepła systemowego i niesystemowego	źródła skojarzone
1	energetyka wiatrowa (lądowa i morska)	X		
2	fotowoltaika	X		
3	energetyka wodna	X		
4	biomasa	X	X	X
5	biogaz	X	X	X
6	spalanie zielonego gazu	X	X	X
7	spalanie gazu ziemnego	X	X	X
8	węgiel kamienny	X		
9	węgiel brunatny	X		
10	ciepło odpadowe		X	
11	spalanie odpadów		X	
12	geotermia		X	
13	ciepła energetyka słoneczna		X	



## KOSZTY TECHNOLOGII

Dla każdej z technologii produkcji energii opracowaliśmy założenia kosztowe uśrednione w całym okresie 2020-2050. Przedstawiamy je poniżej, oddzielnie dla energii elektrycznej i ciepła.

Tab. 4. Uśrednione koszty głównych technologii w elektroenergetyce

technologia	nakład inwestycyjny (EUR/kW)	stałe koszty eksploatacyjne (EUR/kW)	zmienne koszty (bez paliwa) (EUR/MWh)	koszty paliwa (EUR/MWh)
bloki energetyczne opalane węglem brunatnym	1 800	32	3	78,94
bloki energetyczne opalane węglem kamiennym	1 600	26	2	66,79
CCGT / EC gazowe	680	15	2	50
turbiny gazowe (cykl prosty)	360	8	4	50
bloki energetyczne opalane biomasą	1 850	38	4	29,6
bloki energetyczne opalane biogazem	1 175	23	3	50
energetyka wiatrowa (na lądzie)	1 119	12	0	0
energetyka wiatrowa (na morzu)	2 335	28	0	0
fotowoltaika	582	9	0	0
energetyka wodna	2 375	8	0	0
elektrownie szczytowo-pompowe	3 000	26	0	0
magazyny energii elektrycznej (baterie)	160	15	0	0
Power2Gas (P2G)	385	9	0	2,4

23

Źródło: Navigant, E3M

Tab. 5. Uśrednione koszty głównych technologii w ciepłownictwie

	technologia	nakład inwestycyjny (EUR/kW)	stałe koszty eksploatacyjne (EUR/kW)	koszty paliwa (EUR/MWh)
ogrzewanie indywidualne	pompy ciepła	754	34	0
	biometan	217	4	50
	ogrzewanie elektryczne	73	1	0
	ciepła energetyka słoneczna	1 292	13	0
ciepłownictwo systemowe	ciepło odpadowe	0	3	0
	spalanie odpadów	173	3	0
	geotermia	2 265	98	0
	pompy ciepła (skala przemysłowa)	528	24	0
	biomasa	173	3	30
	biogaz	173	3	50
	ogrzewanie elektryczne	85	2	0
	ciepła energetyka słoneczna	940	10	0

Źródło: Navigant, E3M

## CENY PALIW

Tab. 6. Zakładane ceny paliw w 2050 roku

cena paliwa	EUR/MWh
węgiel kamienny	10,8
gaz ziemny	30,6
biomasa	29,6
biogaz	52
zielony wodór	73

Źródło: Navigant

## EMISJE I CENY CO<sub>2</sub>

Cena zakupu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w 2050 roku wyniesie według naszych założeń 80 EUR. Tabela 7 przedstawia jednostkowe emisje CO<sub>2</sub> dla różnych źródeł energii.

Tab. 7. Zakładane współczynniki emisyjności dla różnych technologii spalania

technologia	sprawność produkcji energii elektrycznej (%)	współczynnik emisyjności (kg CO <sub>2</sub> eq/MWhth)	współczynnik emisyjności (ton CO <sub>2</sub> /MWe)
węgiel brunatny	45	364	0,89
węgiel kamienny	43	335	0,77
EC gazowe	61	204	0,34
turbiny gazowe	42	204	0,48
biomasa	35	0	0
biogaz	30	0	0

Źródło: Navigant

## TRANSPORT

W niniejszym raporcie skupiamy się na transporcie kołowym. Analizując jego rozwój, uwzględniliśmy różne typy pojazdów, w tym:

- lekkie pojazdy o masie poniżej 3,5 tony, zwykle klasyfikowane jako samochody osobowe i samochody dostawcze,
- ciężkie pojazdy miejskie o masie powyżej 3,5 tony – autobusy miejskie, śmieciarki i miejskie ciężarówki dostawcze,
- ciężkie pojazdy drogowe o masie powyżej 3,5 ton obsługujące długie trasy – autokary i TIR-y oraz ciężkie pojazdy transportowe.

Prognozowany rozwój sektora elektromobilności w Polsce w podziale na poszczególne typy samochodów został przedstawiony na poniższym rysunku.

Nasza prognoza zakłada, że w roku 2050 po polskich drogach będzie jeździło około 17,5 mln pojazdów elektrycznych, w tym:

- około 16,5 mln pojazdów lekkich,
- ponad 450 tys. ciężkich pojazdów miejskich,
- ok. 600 tys. ciężkich pojazdów drogowych.

**W 2050 roku 82% wszystkich pojazdów użytkowanych w Polsce będzie miało napęd elektryczny.**

#### Sposób korzystania z samochodów elektrycznych

Wyróżniliśmy trzy modele korzystania z samochodów elektrycznych uwzględniające miejsce parkowania i sposób ładowania:

- **dedykowane:** zatoka parkingowa w garażu w miejscu zamieszkania lub w zajezdni floty zarezerwowana dla jednego pojazdu,
- **przewidywalne:** zatoka parkingowa na publicznym parkingu lub w garażu,
- **nieprzewidywalne:** brak zatoki parkingowej – parkowanie i ładowanie zazwyczaj na ulicy.

Zakłada się, że wszystkie ciężkie pojazdy miejskie funkcjonują w modelu dedykowanym, a pełne ładowanie akumulatora zostanie przeprowadzone w zajezdni.

Wszystkie ciężkie pojazdy drogowy wpisują się w definicję modelu „nieprzewidywalne”, a większa część ładowania zostanie zakończona w publicznie dostępnych punktach szybkiego ładowania.

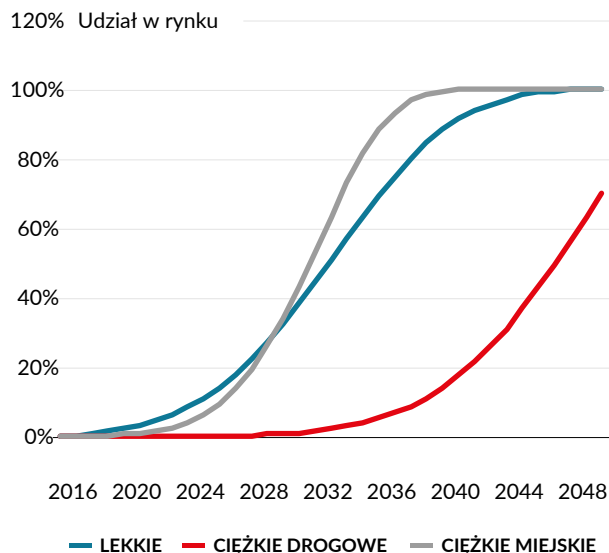
Po analizie sytuacji parkingowych i profili ładowania pojazdów w Europie zakładamy, że lekkie pojazdy wpisują się w trzy grupy parkowania: 35% z nich w „dedykowane”, 29% w „przewidywalne” i 36% w „nieprzewidywalne”. Założenia dotyczące korzystania z ładowarki w zależności od sytuacji parkingowej pokazano w Tabeli 8.

Tab. 8. Założenia dotyczące czasu ładowania pojazdów według sposobu parkowania (udział roczny w %)

typ pojazdu	sytuacja parkingowa	miejsce ładowania				
		miejsce zamieszkania	miejsce pracy	publiczne wolne ładowanie	publiczne szybkie ładowanie	zajezdnia
lekki	dedykowana	80%	15%	-	5%	-
	przewidywalna	-	15%	80%	5%	-
	nieprzewidywalna	-	25%	10%	65%	-
ciężki – miejski	dedykowana	-	-	-	-	100%
ciężki – drogowy	przewidywalna	-	-	-	80%	20%

Źródło: Navigant

Rys. 18. Udział pojazdów elektrycznych w rynku nowych pojazdów w podziale na grupy pojazdów



Źródło: Navigant

## Ładowanie

Ładowanie pojazdów elektrycznych może odbywać się na wiele sposobów. Typowe technologie ładowania pojazdów elektrycznych można podzielić w zależności od zastosowania na:

- **Ładowarki na prąd przemienny (AC)**, które mogą zapewniać moc do 3,7 kW przy natężeniu prądu 16 A. Wykorzystanie trójfazowych przyłączy 400 V pozwala na moc ładowania wynoszącą nawet 43 kW.
- **Ładowarki na prąd stały (DC)**, których moc ładowania jest zwykle większa niż w przypadku ładowarek AC, ale istnieją też różne opcje ładowarek DC o niewielkiej mocy. Branża ładowania pojazdów elektrycznych aktualnie wprowadza ładowarki o mocy nawet 350 kW. Dodatkowy typ ładowania prądem stałym jest wykorzystywany tylko w pojazdach ciężarowych. Jest on znany jako ładowanie pantografowe, powszechne w transporcie kolejowym. Inną możliwością jest przerywane używanie pantografów albo w bazach floty (w celu zaoszczędzenia przestrzeni parkingowej), albo podczas postojów na regularnej trasie – to rozwiązanie popularne w przypadku autobusów elektrycznych. Ładowanie przez pantograf odbywa się zwykle z mocą ponad 150 kW.

## Integracja pojazdu z siecią

Czas ładowania pojazdów elektrycznych może być losowy albo planowany. W drugim przypadku znane operatorowi parametry ładowania pojazdów elektrycznych pomagają efektywniej zarządzać dynamiką pracy zmiennych OZE w KSE. Integracja pojazdów z siecią (ang. vehicle grid integration, VGI) oznacza, że operator sieci wysyła sygnały do ładującego się samochodu elektrycznego nakazujące opóźnienie lub przyspieszenie ładowania, a w rzadkich przypadkach również dostarczanie energii do sieci. Taka funkcja jest szczególnie korzystna dla bilansowania zmiennej produkcji z energetyki słonecznej i wiatrowej z popytem na energię elektryczną.

26

Miejsce parkowania oraz sposób ładowania pojazdu elektrycznego determinuje model użytkowania samochodu, który jest brany pod uwagę w naszej analizie przy tworzeniu profili zapotrzebowania na moc.

Zakładamy, że właściciele pojazdów elektrycznych, obecnie i w przyszłości, będą preferować ładowanie maksymalizujące wygodę i redukujące koszty: w domu, w miejscu pracy i w podróży.

W związku z tym dla pojazdów elektrycznych z własnym miejscem postojowym założyliśmy niski poziom wykorzystania usług szybkiego ładowania (dzięki czemu ograniczamy koszty szybkich ładowarek). W przypadku samochodów bez stałego miejsca parkowania zakładamy, że będą one w większym stopniu korzystały z szybkich ładowarek publicznych. Mamy świadomość, że model użytkowania samochodów elektrycznych może się jednak zmieniać w kolejnych latach. Infrastruktura do ładowania może być ulokowana w różnych miejscach i być różnie wykorzystywana. Podzieliłiśmy możliwe lokalizacje na pięć kategorii, zdefiniowanych jak poniżej:

Tab. 9. Kategorie ładowarek<sup>8</sup>

kategoria	charakterystyka	moc (kW)	elastyczność
domowe	ładowarki w domu lub budynku mieszkalnym	5	wysoka, ale spada w miarę zbliżania się porannych wyjazdów do pracy
w miejscu pracy	ładowarki umieszczone na parkingach dla pracowników	10	wysoka na początku dnia pracy i spada w miarę zbliżania się popołudniowych podróży do domu
publiczne – wolne ładowanie	ładowarki umieszczone przy publicznych miejscach parkingowych	10	wysoka, ale spada w miarę zbliżania się porannych dojazdów do pracy
publiczne – szybkie ładowanie	ładowarki zastępujące detaliczne dystrybutory paliw płynnych	120 (zakres 50-500)	ładowanie pojazdów elektrycznych odbywa się na żądanie, ale jest buforowane przez lokalny magazyn energii, co pozwala ładowarce na rozłożenie zapotrzebowania na energię na okres sześciokrotnie dłuższy od czasu trwania sesji ładowania
flotowe	ładowarki umieszczone w zajezdniach floty	50 (zakres 20-150)	elastyczność jest bardzo niska w ciągu dnia, dostosowuje się do elastyczności punktów ładowania w miejscach zamieszkania i miejscach pracy pod koniec dnia

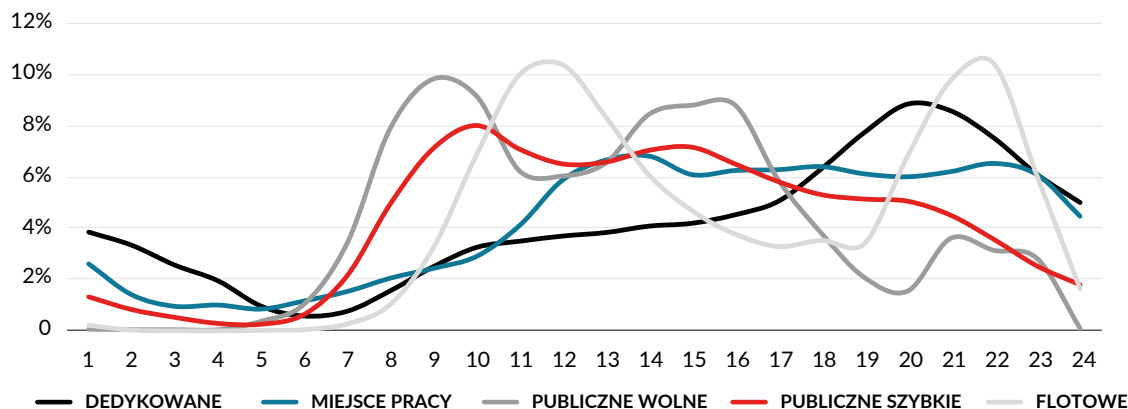
Źródło: Navigant

### Dynamika ładowania pojazdów elektrycznych

Za krytyczne elementy sesji ładowania uznaliśmy czas rozpoczęcia oraz długość ładowania. Czas rozpoczęcia sesji określa, kiedy podłączona zostanie konkretna moc obciążenia EV, podczas gdy czas opuszczenia miejsca postojowego determinuje zarządzanie ładowaniem, czyli stopień w jakim dostarczana moc może zostać opóźniona lub zmniejszona ze względu na chwilowe przeciążenia systemu elektroenergetycznego.

Wykorzystanie punktów ładowania będzie zmieniać się w ciągu dnia w zależności od lokalizacji. Na przykład właściciele pojazdów elektrycznych prawdopodobnie będą rozpoczynać sesje ładowania w miejscach zamieszkania w drugiej części dnia, po powrocie z pracy. Tymczasem szczyt zapotrzebowania w ładowarkach publicznych lub w miejscach pracy będzie występował w godzinach porannych lub w południe. Nasze założenia dotyczące czasu rozpoczęcia sesji pochodzą z badania profili obciążenia dla pojazdów elektrycznych w Europie według miejsca ładowania (Rys.19.).

Rys. 19. Rozkład rozpoczęcia sesji ładowania według godziny i lokalizacji



Źródło: Catalonia Institute for Energy Research

<sup>8</sup> Powyższe definicje nie obejmują dynamicznych miejsc ładowania, takich jak bezprzewodowe ładowanie na drodze lub ładowanie przez pantograf. Dokonałmy tego wyłączenia, ponieważ jest jeszcze zbyt wcześnie, by określić wydajność takiego ładowania w porównaniu do innych metod. Obszar jest jednak bardzo innowacyjny i szybko się rozwija.

Suma wszystkich krzywych równa się 100%. Z wykresu wyłaniają się wzorce zachowań użytkowników samochodów elektrycznych. Oczekujemy niewielu sesji ładowania pomiędzy północą a 5 rano. Częstotliwość ładowania wzrasta od 5 rano. Można prognozować, że ładowanie w miejscu pracy zaczyna się w czasie, gdy pracownicy do niego docierają. Mniejszy szczyt można obserwować we wczesnych godzinach popołudniowych, w okolicach nowej zmiany (w przypadku pracowników zmianowych) lub w późniejszych godzinach popołudniowych. Wtedy też, naładowane już samochody udostępniają miejsce ładowania innym. Podobne wzorce zachowań mogą być obserwowane w innych zastosowaniach samochodów elektrycznych, np. późny szczyt dla „dedykowanych” ładowarek wskazujący, że właściciele samochodów wrócili do domów i podłączyli samochody do własnych ładowarek.

Elastyczność obciążenia pojazdów elektrycznych będzie zmieniać się w zależności od:

- miejsca ładowania,
- mocy ładowarki,
- typu samochodu,
- czasu ładowania.

Wyższe moce ładowarek i dłuższe czasy ładowania oznaczają zasób większej elastyczności dla systemu energetycznego.

- **Ładowarki przydomowe lub publiczne wolne:** elastyczność jest zawsze wysoka, ale największa wieczorem, gdy wszyscy użytkownicy wracają do domu. Elastyczność spada rano w czasie dojazdów do pracy.
- **Ładowarki w miejscu pracy:** elastyczność jest wysoka na początku dnia pracy, ale spada po południu w czasie powrotów do domu.
- **Flota:** elastyczność jest niska w ciągu dnia, kiedy samochody są używane. Jeśli są one ładowane w ciągu dnia, zapotrzebowanie jest natychmiastowe. Na końcu dnia i w nocy elastyczność wzrasta do poziomu zbliżonego w ładowarkach przydomowych i publicznych wolnych.

28

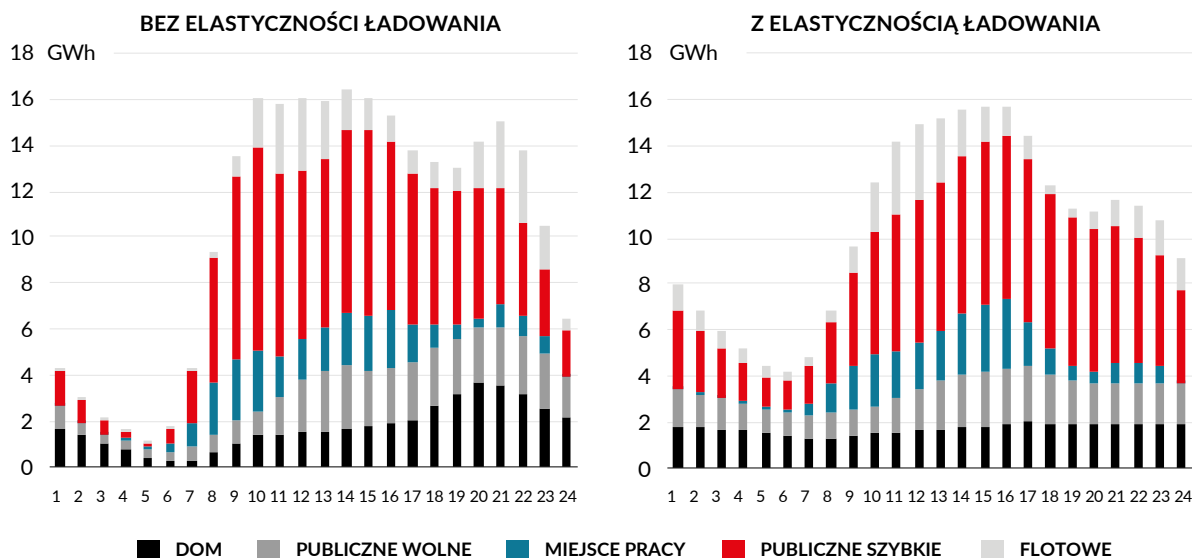
Analizując prawdopodobny przebieg rozwoju pojazdów elektrycznych, zbudowaliśmy profile popytu w dwóch podejściach:

- nieelastycznym – właściciele ładują swoje pojazdy, kiedy tylko mogą z maksymalną możliwą mocą,
- elastycznym – moc sesji ładowania jest dopasowana do stanu naładowania akumulatora i długości ładowania.

Wykresy poniżej przedstawiają profile obciążenia dla niskiej i wysokiej elastyczności floty.

Powyższe założenia przedstawione są na Rysunku 20. Na przykład samochód elektryczny podłączony do ładowarki w miejscu pracy między 5 a 10 rano ma szansę być całkowicie naładowany w cyklu 8-godzinny. Po godzinie 10 rano czas ładowania skraca się.

Rys. 20. Profil obciążenia ładowarek pojazdów elektrycznych (zimowy dzień roboczy, Polska, rok 2050)



Źródło: Navigant

Założyliśmy średnią elastyczność ładowarek na poziomie 50%, ale dodatkowo wykonaliśmy analizę wrażliwości, sprawdzając, jak zmiana elastyczności wpływa na zmiany obciążenia szczytowego.

29

### Zapotrzebowanie na energię elektryczną z transportu

Projektując zapotrzebowanie na energię elektryczną w transporcie, przyjęliśmy następujące założenia:

- pojazdy lekkie: 4,8 km/kWh, 12 tys. przejechanych kilometrów rocznie,
- ciężkie pojazdy miejskie: 2,4 km/kWh, 17 tys. kilometrów rocznie,
- ciężkie pojazdy drogowe: 1,6 km/kWh, 34 tys. kilometrów rocznie.

Do wszystkich wartości dotyczących zużycia energii elektrycznej dodaliśmy straty sprawności wynoszące 10%. Straty te wynikają z konwersji prądu przemiennego z sieci na prąd stały używany do ładowania akumulatorów.

**Łączne zużycie energii przez transport elektryczny, w zależności od elastyczności ładowania pojazdów, wyniesie w Polsce w 2050 roku 53-57 TWh.**

Szacujemy, że zapotrzebowanie na energię elektryczną dla EV będzie najwyższe w zimie i jesieni, a najniższe wiosną i latem (Tab. 10.).

Tab. 10. Zużycie energii elektrycznej przez pojazdy elektryczne według pór roku i segmentu pojazdów (średnia=100)

pora roku	lekkie	ciężkie – miejskie	ciężkie – drogowe
zima	102	106	104
wiosna	95	95	97
lato	99	96	98
jesień	104	104	101

## 8. Wyniki modelowania sektora energetyki

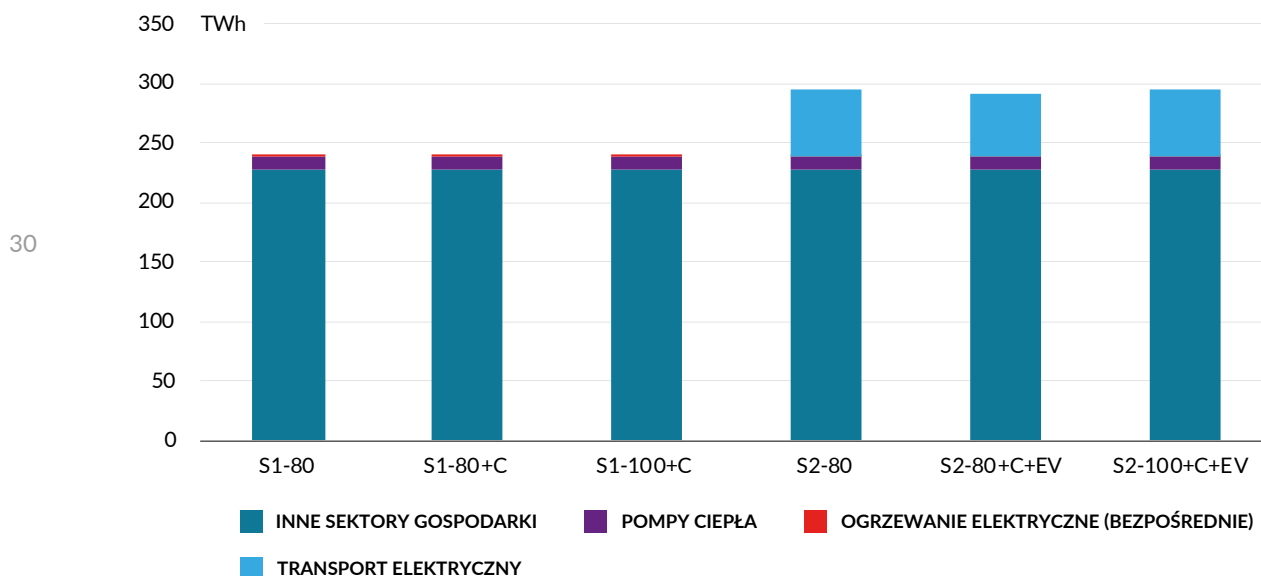
Celem tego raportu jest przedstawienie korzyści płynących z integracji sektorów transportu i ciepłownictwa przy założeniu ich niemal pełnej elektryfikacji w oparciu o OZE. Skupiamy się na roku 2050 i analizując szczegółowo sposób działania systemu energetycznego, oceniamy wyzwania związane ze zmianą jego funkcjonowania.

W tej części raportu przedstawiamy wyniki modelowania.

### Zapotrzebowanie na energię elektryczną

- W roku 2050 bazowe zapotrzebowanie na energię elektryczną wszystkich sektorów gospodarki kraju (z wyjątkiem e-transportu i zelektryfikowanego ciepłownictwa) wyniesie ok. **226,9 TWh**. Wartość ta jest stała w każdym scenariuszu.
- Zapotrzebowanie transportu i ciepłownictwa powoduje dodatkowy wzrost zużycia energii od **12 TWh** (w scenariuszu S1-80) do **69 TWh** (w scenariuszu S2-100+C+EV).

Rys. 21. Zapotrzebowanie na energię elektryczną w poszczególnych scenariuszach



Źródło: Navigant

Rysunek 21 obrazuje również wielkość zapotrzebowania na energię potrzebną do bezpośredniego ogrzewania elektrycznego. Jak widać, są to śladowe ilości. Jest to wynik doboru ekonomicznego urządzeń wytwórczych przez model obliczeniowy przy wzięciu pod uwagę kryterium minimalizacji kosztów krańcowych. Bezpośrednie ogrzewanie elektryczne jest jednym z najdroższych rozwiązań wprowadzonych do modelu.

### Moc zainstalowana w KSE i produkcja energii

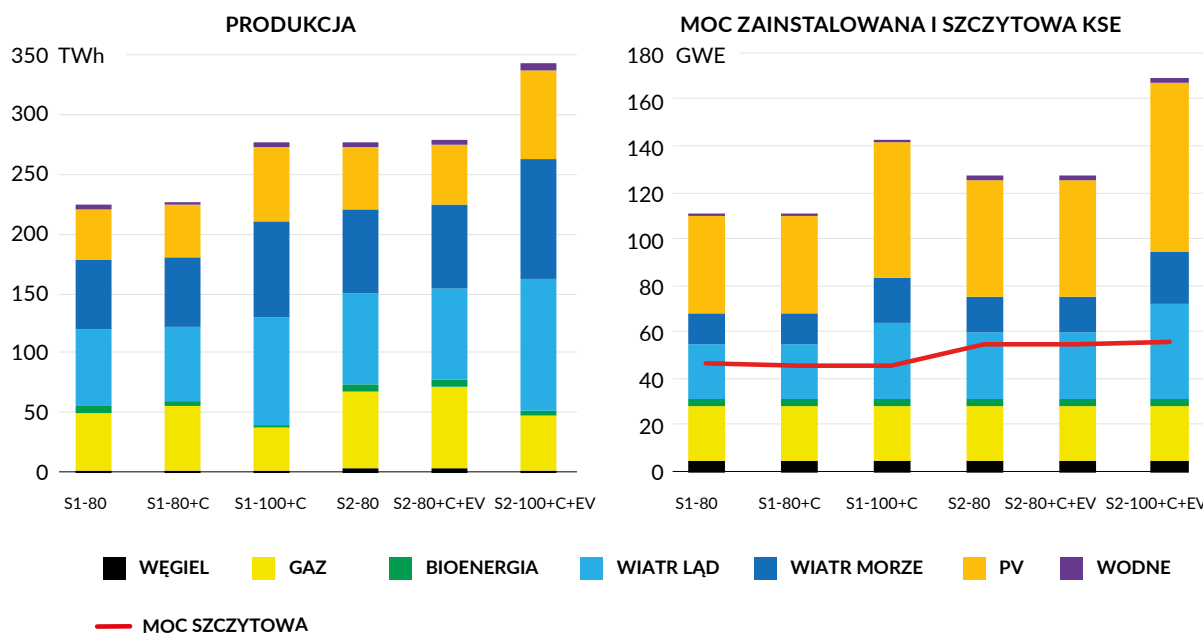
- Całkowita moc zainstalowana w KSE zwiększa się wraz ze wzrostem udziału zmiennych OZE (o niższym stopniu wykorzystania mocy niż źródła konwencjonalne) i zwiększonym zapotrzebowaniem ze strony transportu elektrycznego.
- Energetyka wiatrowa i fotowoltaika dominują w systemie, stanowiąc 70-80% mocy zainstalowanej.
- Źródła gazowe to dalsze 15-22% mocy. Technologie te oferują znaczącą elastyczność, która jest kluczowa dla ułatwienia integracji zmiennych OZE. Dodatkowo mogą one wykorzystywać różne rodzaje paliw gazowych takich jak biogaz, zielony wodór i gaz ziemny.



- Zastąpienie gazu ziemnego zielonym wodorem niesie korzyści dwojakiego rodzaju. Po pierwsze, eliminuje emisję CO<sub>2</sub> ze spalania gazu, a po drugie, redukuje import gazu ziemnego do Polski dzięki krajowej produkcji gazu (wodoru) z nadwyżek energii ze zmiennych OZE.
- Biogaz i biomasa ze względu na wysokie koszty operacyjne domykają miks technologii.
- Energetyka wodna stanowi ok. 2% mocy zainstalowanej.
- W zaproponowanych scenariuszach utrzymano po jednym bloku na węgiel brunatny i kamienny, zakładając, że mogłyby być one wykorzystane w przyszłości jako rezerwa strategiczna. W roku 2050, w zależności od scenariusza, stanowią one będą 2-4% mocy zainstalowanej, ale ze znikomą wielkością produkcji.

Rysunek 22 przedstawia wielkości mocy zainstalowanych w KSE oraz wielkości produkcji energii w grupach urządzeń wytwórczych w kolejnych scenariuszach.

Rys. 22. Moc szczytowa KSE i zainstalowana oraz produkcja jednostek wytwórczych w poszczególnych scenariuszach



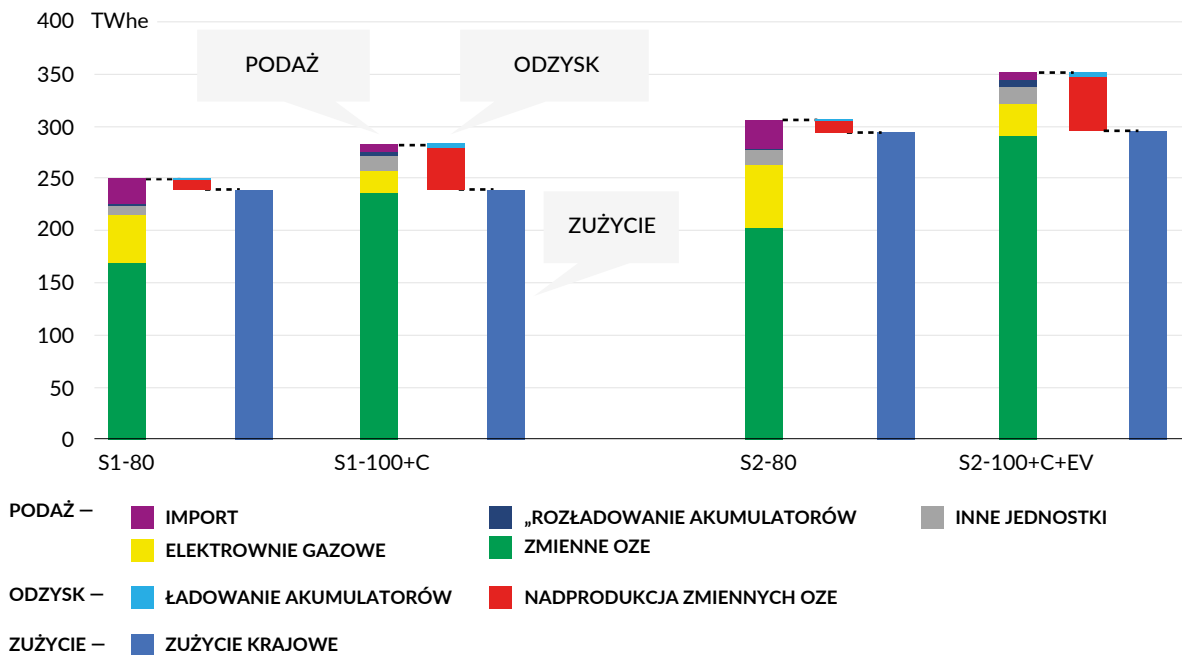
31

Źródło: Navigant

- W scenariuszu 100% OZE jednostki gazowe wykorzystują biogaz, gaz ziemny, a także wodór wyprodukowany w procesie elektrolizy przy użyciu nadwyżek energii elektrycznej ze zmiennych OZE.
- Przy porównaniu Rysunków 21 i 22 widać dużą nadwyżkę podaży energii względem popytu, szczególnie w scenariuszach 100% OZE. Jest to efekt niedopasowania w czasie profili produkcji zmiennych OZE i popytu oraz założenia o pełnym bezpieczeństwie dostaw energii, nawet w okresach bezwietrznej zimy.
- Analiza godzinowa pokazuje, że w niektórych okresach, pomimo ograniczenia produkcji w jednostkach ciepłych, w dalszym ciągu występuje nadwyżka energii w systemie, której źródłem są farmy wiatrowe i fotowoltaika. W naszej analizie ta nadwyżka służy głównie do produkcji wodoru i, w pewnych ilościach, ciepła w jednostkach kogeneracyjnych.

- Warto podkreślić, iż pomimo istnienia w skali roku tak dużych nadwyżek energii, teoretycznie może się zdarzyć, że bez wprowadzenia zmian w organizacji rynku energii w niektórych godzinach moc zmiennych OZE oraz jednostek ciepłych nie pokryje bieżącego zapotrzebowania. W takich przypadkach uruchamiana jest rezerwa energii z magazynów sezonowych (np. magazynów wodoru) lub dochodzi do zwiększenia importu. Rysunek 23 przedstawia roczny bilans energii i kierunki jej wykorzystania na przykładzie wybranych scenariuszy.

Rys. 23. Roczny bilans energii elektrycznej



32

Źródło: Navigant

- Pomimo znaczącej wielkości zainstalowanej mocy elektrycznej w scenariuszach (od 111 do 169 GW) w przeprowadzonej analizie Polska wciąż pozostaje importem netto energii, aby móc w pełni pokryć zapotrzebowanie. Najmniejszy import obserwowany jest w scenariuszach 100% OZE za sprawą większej mocy zainstalowanej źródeł krajowych i największych nadwyżek energii ze źródeł o niskich kosztach zmiennych.
- Obliczyliśmy również zapotrzebowanie szczytowe KSE (Tab. 11.) w celu dobrania poziomu mocy wytwórczych, które zapewnią wymagany poziom bezpieczeństwa pracy systemu i nieprzerwaną dostawę energii.

Tab.11. Obciążenie szczytowe w systemie elektroenergetycznym

scenariusz	S1-80	S1-80+C	S1-100+C	S2-80	S2-80+C+EV	S2-100+C+EV
moc (MW)	46 430	45 758	45 758	55 215	54 387	55 281

Źródło: Navigant

- Obciążenie szczytowe rośnie o około 10 GW przy dodatkowym zapotrzebowaniu ze strony pojazdów elektrycznych w porównaniu ze scenariuszami bez elektryfikacji transportu. Zastosowanie bardziej zaawansowanych opcji elastyczności popytu, takich jak zintegrowane z systemem energetycznym pojazdy elektryczne i aktywne zarządzanie stroną popytową, może w przyszłości zmniejszyć obciążenie szczytowe.

- Tabela 12 przedstawia zestawienie czasu wykorzystania mocy rozważanych jednostek wytwórczych, będące wynikiem modelowania ekonomicznego w oparciu o kryterium minimalizacji kosztu zmiennego (merit order). Zmienne źródła energii, z zerowymi emisjami dwutlenku węgla i bardzo niskimi kosztami krańcowymi, tworzą niejako nową podstawę w systemie. Konwencjonalne źródła węglowe o wysokim poziomie emisji i znacznych kosztach operacyjnych (koszty paliwa i uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>) i stałych (utrzymywanie bloków, a nawet i kopalni w przypadku węgla brunatnego) pracują tylko w trybie szczytowego zapotrzebowania i w bardzo ograniczonym zakresie. W praktyce byłoby to równoznaczne z wycofaniem ich z eksploatacji i znalezieniem innych form zapewnienia rezerw mocy, takich jak aktywne zarządzanie stroną popytową, zwiększone zdolności magazynowe i moce połączeń międzysystemowych.

Tab. 12. Liczba godzin pracy z pełnym obciążeniem dla poszczególnych technologii według scenariuszy

	2020	S1-80	S1-80+C	S1-100 +C	S2-80	S2-80+C+EV	S2-100+C+EV
el. węgiel brunatny	5 077	128	122	80	494	428	270
EC węgiel kamienny	2 663	0	0	0	0	0	0
el. węgiel kamienny	2 228	116	111	72	456	392	256
el. węgiel kamienny (nowe)	5 971	206	196	133	686	613	377
EC gazowe	4 222	3 215	3 623	2 535	3 741	4 090	2 823
CCGT (nowe)		1 352	1 434	909	2 149	2 188	1 388
turbiny gazowe (nowe)		412	467	302	1 119	1 120	677
EC biomasa	4 312	1 504	1 024	728	1 991	1 605	1 093
EC biogaz	4 848	1 132	627	473	1 550	1 124	760
lądowe farmy wiatrowe	1 821	2 745	2 745	2 745	2 745	2 745	2 745
morskie farmy wiatrowe		4 350	4 350	4 350	4 350	4 350	4 350
fotowoltaika	1 050	1 044	1 044	1 044	1 044	1 044	1 044
energetyka wodna	2 142	2 138	2 138	2 137	2 136	2 136	2 137

33

Źródło: Navigant

### Ryzyko niezbilansowania produkcji energii elektrycznej

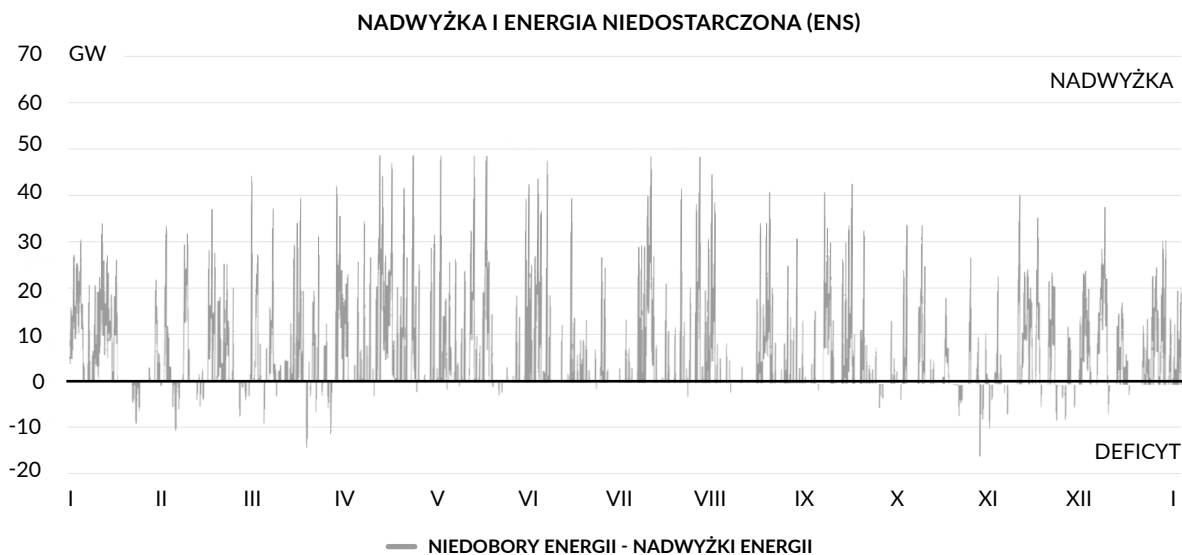
Jak wynika z analizy, przy założonej strukturze mocy wytwórczych mogą pojawić się okresy (kilka godzin w roku), w których deficyt mocy dojdzie do 16-18 GWe (ENS – energy not served<sup>9</sup>). Wczesna identyfikacja tego wyzwania powinna skłonić do podjęcia działań takich jak:

- zwiększenie wolumenu magazynów energii,
- aktywniejsze zarządzanie stroną popytową,
- wykorzystanie połączeń transgranicznych,
- budowa szczytowych jednostek gazowych.

Wybór przyszłego zestawu technologii i działań powinien być oparty o wynik analizy optymalizacyjnej na bazie bieżących realiów kosztowych. Z przeprowadzonej tu analizy wynika, że często pojawia się znaczna nadpodaż energii będąca konsekwencją niedopasowania w czasie profili produkcji OZE do profilu zapotrzebowania na energię w KSE. Rysunek 24 przedstawia wyniki symulacji godzinowych bilansu podaży i popytu w skali całego roku dla scenariuszy 100% OZE z integracją sektora ciepłowniczego i transportu.

<sup>9</sup> ENS definiuje się jako spodziewaną ilość energii, która nie zostanie dostarczona odbiorcom przez system w danym okresie z powodu niewystarczającej wydajności systemu lub nieoczekiwanej poważnej przerwy w dostawie prądu.

Rys. 24. Niedobory i nadwyżki chwilowych mocy w KSE w scenariuszu S2-100+C+EV



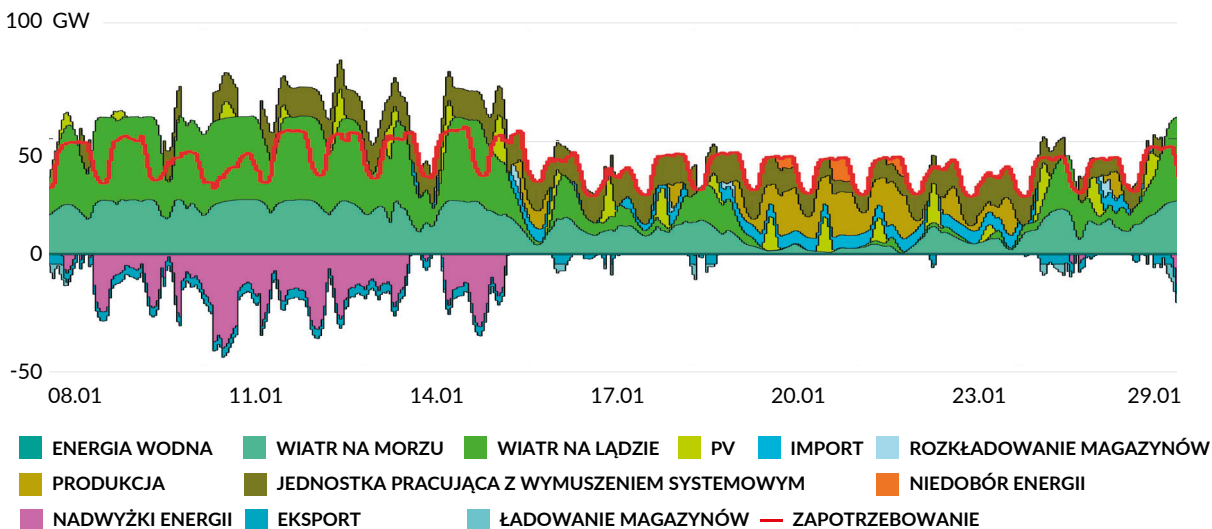
Źródło: Navigant

Wyniki bilansów godzinowych zostały przedstawione na wykresie w postaci szarych słupków. Słupki ponad linię zera przedstawiają czasowe nadwyżki energii, poniżej zera to chwilowe niedobory energii ponad potrzeby systemu elektroenergetycznego. W sytuacji nadprodukcji energii można albo wymusić odstawienie jednostek OZE, albo zmagazynować nadwyżki. My proponujemy wykorzystanie nadwyżek do produkcji zielonego wodoru, który może być łatwo przechowywany i wykorzystywany do zasilania bloków gazowych.

34

Z kolei Rysunek 25 przedstawia bardziej szczegółowy profil produkcji w podziale na typy jednostek wytwórczych w odniesieniu do popytu na energię. Jak widać, w prezentowanych trzech tygodniach stycznia występuje duża nadwyżka energii z farm wiatrowych, którą obrazuje pole pod linią zero. Nadwyżka ta w pewnej części kierowana jest na eksport, do ładowania akumulatorów energii, których pojemność została wstępnie zdefiniowana lub do produkcji zielonego wodoru. W drugiej połowie okresu pojawiają się niedobory energii. W kolejnym kroku analizy wyliczono pojemność magazynów niezbędnych do przechowania energii i pokrycia niedoborów występujących w wyniku chwilowego braku mocy wytwórczych.

Rys. 25. Bilans produkcji i popytu na energię w trzech tygodniach stycznia w scenariuszu S2-100+C+EV

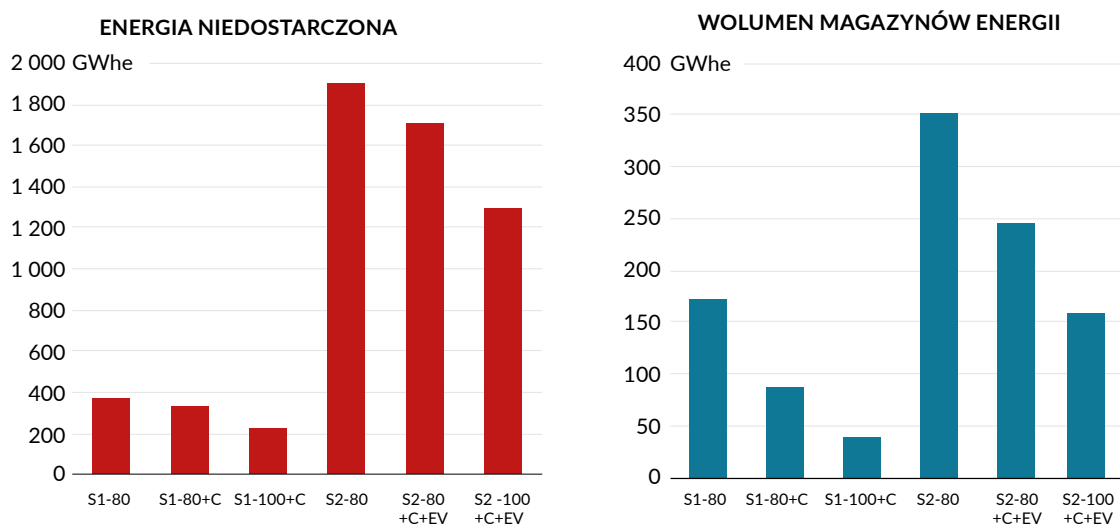


Źródło: Navigant

## Magazynowanie energii

Dla okresów niedoborów energii obliczyliśmy wymagane pojemności magazynowe pozwalające na pokrycie zapotrzebowania. Rysunek 26 przedstawia roczny wolumen energii zakumulowanej w dodatkowych magazynach na taką okoliczność. Mogą one być wykorzystywane wielokrotnie, zatem ich pojemność musi pokryć jedynie jednorazowe niedobory w krótkich okresach niskiej podaży zmiennych OZE. Dla dopełnienia opisu procesu modelowania bilansu energii należy dodać, że pozostające nadwyżki energii ze zmiennych OZE są przekształcane w procesie elektrolizy w zielony wodór, który następnie zasila turbiny gazowe (więcej na ten temat w dalszej części raportu).

Rys. 26. Wielkości rocznych niedoborów produkcji energii oraz pojemność magazynów energii potrzebnych do zbilansowania deficytów



35

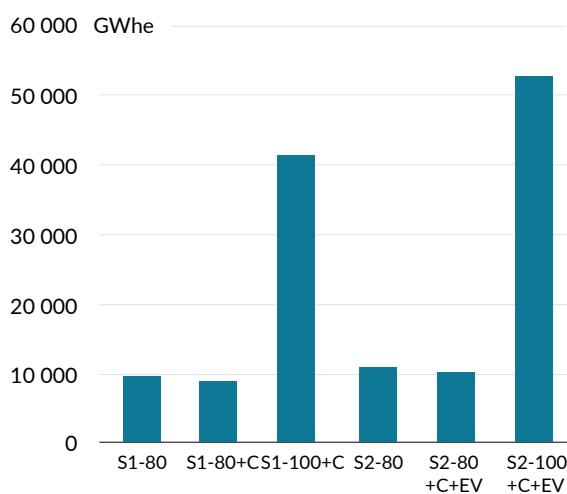
Źródło: Navigant

Ryzyko niedostarczenia energii jest najwyższe w scenariuszach S1-80+C i S2-80+C+EV, dwóch scenariuszach zakładających niższy udział OZE i jednocześnie zwiększone zapotrzebowanie na energię ze względu na elektryfikację ciepłownictwa i transportu (w drugim scenariuszu). Aby w pełni pokryć zapotrzebowanie w tych scenariuszach, należy zwiększyć moc zainstalowaną źródeł wytwórczych lub wielkość magazynów oraz zwiększyć elastyczność strony popytowej poprzez silniejsze bodźce DSM.

## Zielony wodór

W scenariuszach 100% OZE (S1-100+C oraz S2-100+C+EV) moc zainstalowana w zmiennych OZE jest istotnie większa niż w innych scenariuszach. Wynika to z konieczności zapewnienia stałych dostaw do odbiorców również w warunkach niesprzyjających produkcji energii w farmach wiatrowych i fotowoltaice. Naturalną konsekwencją jest pojawienie się znaczącego wolumenu nadwyżek energii w okresach dużej podaży i niskiego popytu ze strony KSE. Dlatego proponujemy wykorzystanie

Rys. 27. Wielkość nadwyżek energii ze zmiennych OZE w poszczególnych scenariuszach



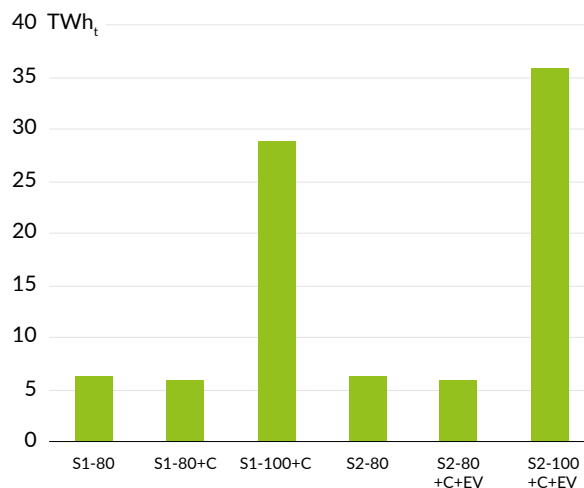
Źródło: Navigant

tych nadwyżek do produkcji zielonego wodoru, który po zmagazynowaniu może być w dowolnym czasie użyty do produkcji energii w np. w kogeneracyjnych jednostkach gazowych. Rysunek 27 pokazuje, jakie wielkości energii w ujęciu rocznym pozostały jeszcze w poszczególnych scenariuszach do dalszego wykorzystania.

Według analizy w ostatnim scenariuszu (S2-100+C+EV) ilość zielonego gazu jest największa i stanowi około **42%** zapotrzebowania na gaz ze strony energetyki i ciepłownictwa. Szczegółowy obraz wolumenów produkcji zielonego wodoru dla każdego scenariusza jest przedstawiony na Rysunku 28.

Warto wspomnieć, że biorąc pod uwagę dużą produkcję przemysłową, rzeczywisty potencjał wytwarzania wodoru w Polsce może być wyższy, co jednak wymaga odrębnej analizy, która nie jest przedmiotem niniejszego raportu.

Rys. 28. Produkcja zielonego wodoru z nadwyżek energii ze zmiennych OZE



Źródło: Navigant

## 9. Wyniki modelowania sektora ciepłownictwa

36

W tym rozdziale przedstawiamy wyniki modelowania ciepłownictwa, osobno niesystemowego i systemowego. Wyniki odnoszą się do roku 2050 i sytuacji, w której 80% obecnie istniejących w Polsce budynków zostało poddanych procesowi termomodernizacji do standardu WT 2021, a źródła ciepła wymieniono na wysokosprawne i nieemisyjne. Przy spełnieniu takich warunków zakładamy spadek zużycia energii grzewczej przez budynki o około 54% w stosunku do stanu bieżącego<sup>10</sup>.

### Zapotrzebowanie na ciepło

We wszystkich scenariuszach zapotrzebowanie na ciepło jest stałe i wynosi 41,8 TWh/rok dla budynków ogrzewanych indywidualnie i 56 TWh/rok dla budynków ogrzewanych ciepłem systemowym.

Przyjęliśmy zwiększenie liczby budynków przyłączonych do sieci ciepłowniczych o około 10% w stosunku do stanu obecnego. Dlatego też spadek zapotrzebowania na ciepło ze strony systemów ciepłowniczych (w stosunku do zapotrzebowania aktualnego) jest mniejszy niż w sektorze budynków ogrzewanych indywidualnie.

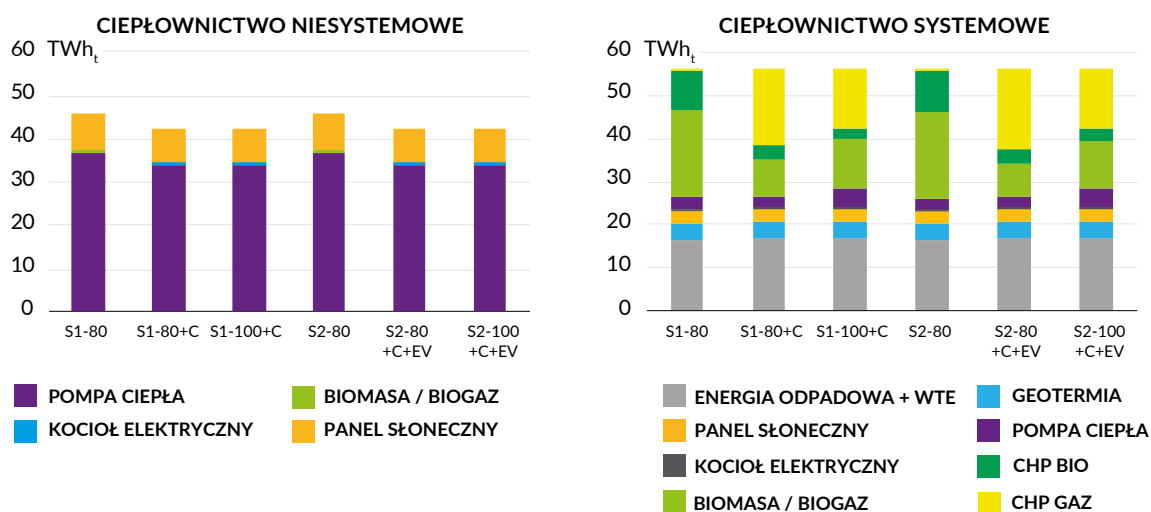
Jak wynika z Rysunku 29, w obszarze ciepła niesystemowego w miksie wytwórczym dominują pompy ciepła oraz panele słoneczne. Przewidujemy śladowe ilości bezpośredniego ogrzewania piecami elektrycznymi i biogazem. Zwiększona produkcja ciepła w scenariuszach referencyjnych (S1-80 i S2-80) w stosunku do pozostałych wynika z braku możliwości zużycia całego ciepła wyprodukowanego przez panele słoneczne, ze względu na brak odpowiednich urządzeń akumulujących energię (w tych scenariuszach).

W obszarze ciepła systemowego mamy więcej dostępnych technologii. Zakładamy stałą produkcję energii z odpadów komunalnych i odzysk energii odpadowej z procesów technologicznych, a także stałą wydajność źródeł geotermalnych i słonecznych. Pozostałe jednostki wytwórcze dostosowują wielkość produkcji do popytu na ciepło. Jednostki kogeneracyjne pracują w trybie wymuszenia systemowego jedynie w sytuacji niepokrycia zapotrzebowania na ciepło przez inne źródła. W pozostałych okresach ich praca jest uzależniona od warunków panujących na rynku energii elektrycznej i produkcji energii ze zmiennych OZE.

<sup>10</sup> W odniesieniu do roku 2016, kiedy to poziom zużycia energii pierwotnej przez budynki mieszkalne w Polsce wynosił 789 PJ; raport *Czyste ciepło 2030. Strategia dla ciepłownictwa*, Forum Energii, 2019, <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/czyste-cieplo-2030>.

Ciepło z kogeneracji to produkt uboczny produkcji energii elektrycznej, wobec czego jest ono bardziej konkurencyjne niż kotły grzewcze na biomasę i biogaz ze względu na niższe koszty produkcji. Pompy ciepła i geotermia pokrywają po około 5-7% zapotrzebowania każda. Magazynowanie ciepła jest zawsze wykorzystywane w celu zapewnienia bezpieczeństwa jego dostaw i domknięcia bilansu energii.

Rys. 29. Struktura produkcji ciepła niesystemowego i systemowego w scenariuszach

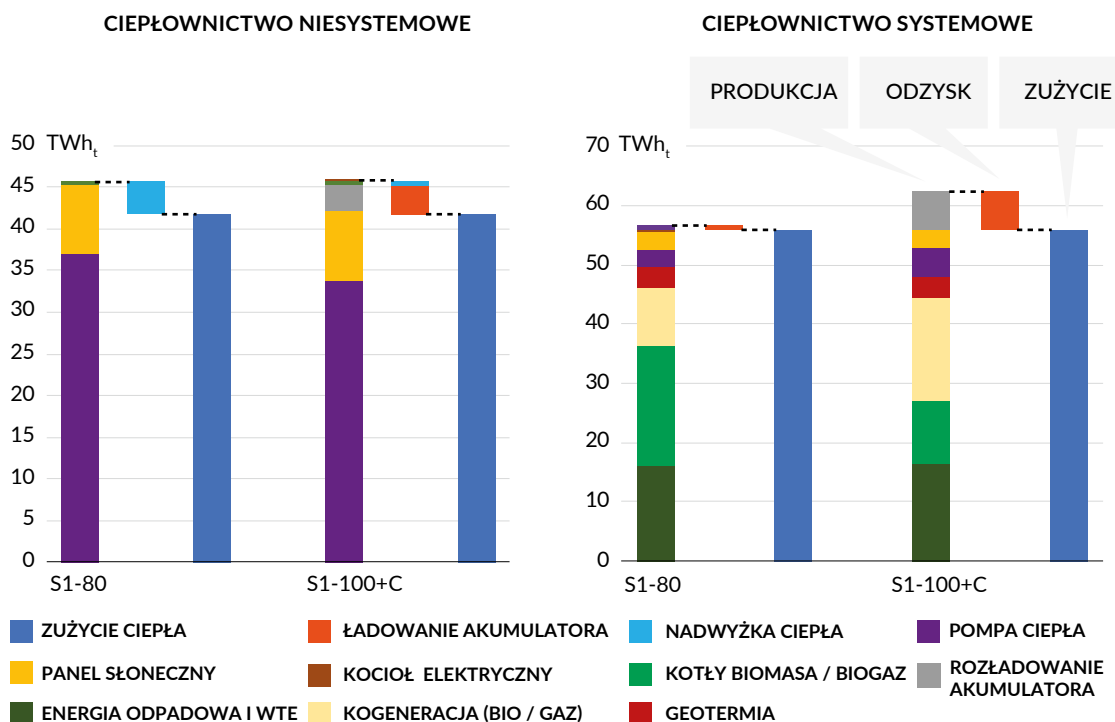


Źródło: Navigant

### Bilansowanie energii cieplnej

Na Rysunku 30 przedstawiamy scenariusze integracji sektora. Ryzyko niezbilansowania (czyli nadwyżka ciepła) występuje w scenariuszach referencyjnych (S1-80 i podobnie w S2-80) w ciepłownictwie niesystemowym. Przyczyną tego zjawiska jest brak akumulatorów ciepła w budynkach ogrzewanych indywidualnie. W konsekwencji traci się 10% wyprodukowanej energii. Naturalnym działaniem zaradczym jest budowa akumulatorów, co pozwala efektywniej wykorzystywać źródła OZE oraz zmniejszyć pracę pomp ciepła i do pewnego stopnia unikać ich pracy w godzinach zwiększonych cen energii. Tę sytuację przedstawia scenariusz S1-100+C dla obu sektorów ciepłownictwa. W przypadku scenariusza S1-80 dla ciepła systemowego nie występuje niezbilansowana nadwyżka energii. Miks urządzeń wytwórczych pozwala na dopasowanie podaży do popytu. W przypadku scenariusza 100% OZE pojawiają się nadwyżki produkcji ciepła, które są akumulowane. Jest to jednak konsekwencja sytuacji, w której nadmiar taniej energii na rynku hurtowym zachęca do produkcji ciepła sieciowego i ewentualnej akumulacji w przypadku braku bieżącego zapotrzebowania.

Rys. 30. Roczny bilans produkcji i zużycia ciepła niesystemowego i systemowego



38

Źródło: Navigant

### Magazyny energii

Poniższa tabela obrazuje wielkości nadwyżek energii cieplnej powstałych w poszczególnych scenariuszach. Jak widać, scenariusze referencyjne (S1/2-80), które nie są zintegrowane z systemem energetycznym, charakteryzują się największymi nadwyżkami niewykorzystanej energii. Wynika to z braku pojemności magazynowych i możliwości elastycznego bilansowania energii.

Tab. 13. Nadwyżki niewykorzystanej energii w scenariuszach

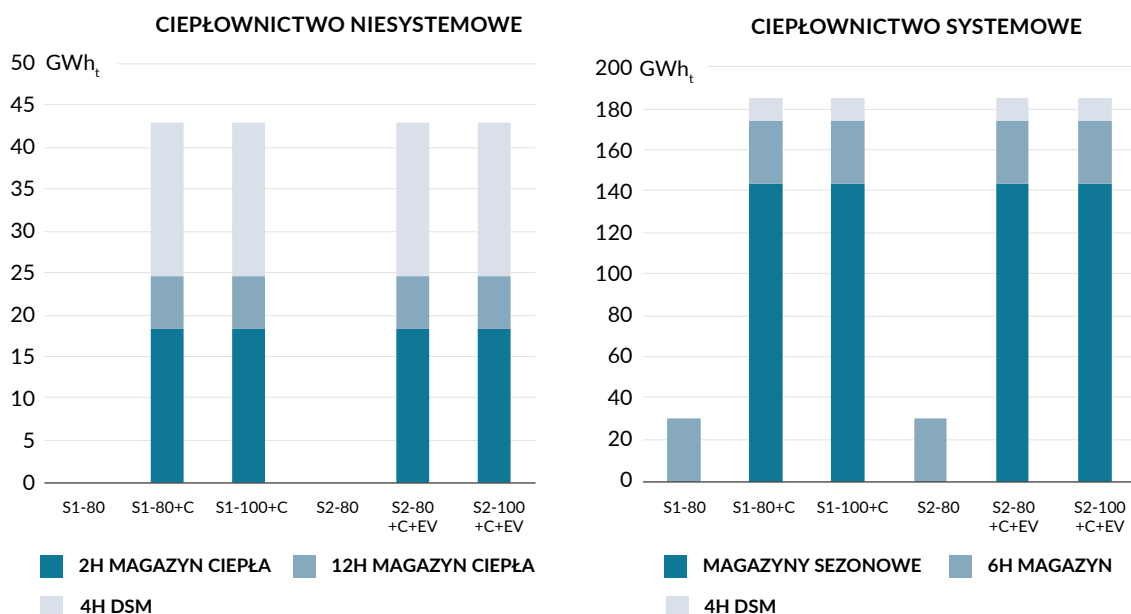
scenariusz	S1-80	S1-80+C	S1-100+C	S2-80	S2-80+C+EV	S2-100+C+EV
energia (TWh <sub>t</sub> )	3,9	0,7	0,7	3,9	0,7	0,7

Źródło: Navigant

W celu poprawy efektywności wykorzystania majątku wytwórczego zostały wyliczone niezbędne pojemności magazynów ciepła, które pozwalają na domknięcie jego bilansu. Rysunek 31 przedstawia wykorzystanie pojemności cieplnej tych magazynów. Dodatkową opcją zwiększającą elastyczność obszaru ciepłowniczego, zastosowaną w analizie jest zarządzanie stroną popytową. Polega ona na wykorzystaniu inercji cieplnej budynków, co w konsekwencji pozwala na maksymalnie 4-godzinne obniżanie podaży energii w chwilach szczytów zapotrzebowania i napiętego bilansu mocy wytwórczych. W przypadku ciepłownictwa zastosowano również magazyny o większej pojemności w celu bilansowania nadwyżek ciepła w perspektywie 6 godzin oraz w dłuższym horyzoncie czasu (bez definiowania szczegółowych rozwiązań technologicznych).



Rys. 31. Pojemności magazynów ciepła niezbędne do zbilansowania popytu na energię ciepłą



Źródło: Navigant

## 10. Opcje elastyczności

39

W naszej analizie modelowej uwzględniliśmy kilka opcji zwiększających elastyczność zintegrowanych systemów energii (KSE – ciepłownictwa – transportu). Opcje te przyczynią się do wzrostu absorpcji energii ze zmiennych OZE i bezpiecznej pracy krajowego systemu energetycznego dzięki lepszemu dopasowaniu bieżącej podaży do popytu. Działania poprawiające stabilność pracy KSE mogą zostać przeprowadzone w czterech obszarach:

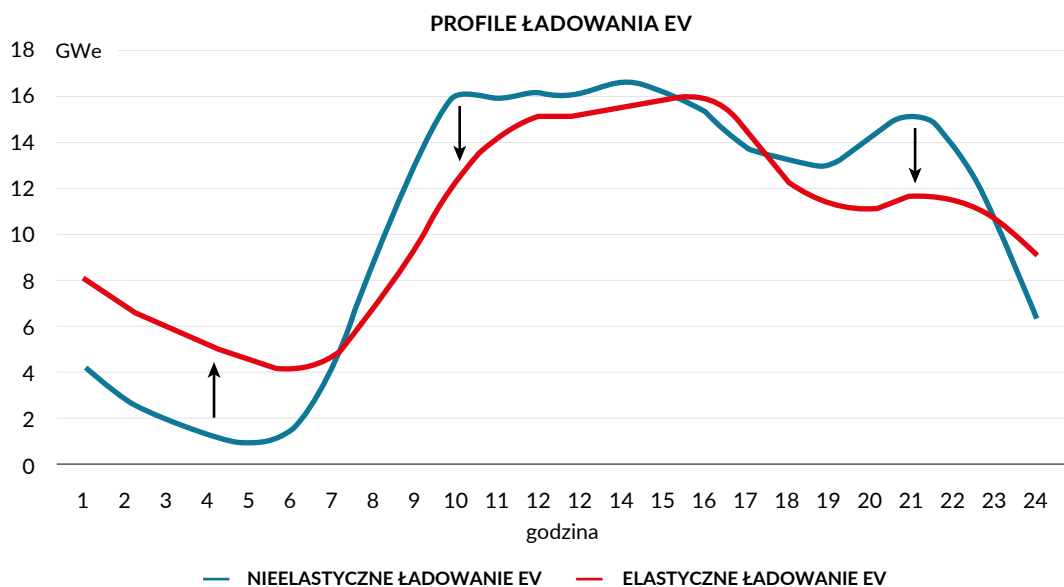
- zarządzania akumulatorami samochodów elektrycznych (**V2G**),
- elektryfikacji ciepła (**P2H**),
- zarządzania stroną popytową (**DSM**),
- magazynowania energii (**ME**).

Poniżej przedstawiamy krótki opis zastosowanych rozwiązań i ich wpływu na sektor energetyczny, a także wyniki analizy.

### V2G – elastyczne ładowanie akumulatorów

W ramach projektu przeprowadziliśmy modelowanie aktywnego zarządzania stroną popytową w transporcie, szczególnie w sytuacjach, kiedy występuje niewystarczająca podaż energii ze zmiennych OZE, a jednocześnie pojawia się duży popyt. Elastyczność ładowania akumulatorów samochodowych zależy od wielu czynników, zarówno tych technologicznych, jak i behawioralnych, np. preferencji konsumentów (szybkie / wolne ładowanie) oraz dostępności i rodzajów infrastruktury. Jak pisaliśmy wcześniej, w analizie przyjęliśmy znaczący udział mocy w stacjach szybkiego ładowania, co w sporym stopniu ogranicza elastyczność zarządzania procesem. Dzieje się tak, ponieważ użytkownik oczekuje energii „tu i teraz”. Poniższy wykres obrazuje poziom przesunięcia szczytów zapotrzebowania na moc ładowania przyjęty w modelowaniu.

Rys. 32. Zapotrzebowanie na moc ładowania nieelastycznego i elastycznego



Źródło: Navigant

40

Dla zobrazowania wpływu elastyczności floty samochodowej na obciążenie systemu energetycznego wykonaliśmy także analizę wrażliwości (Rys. 33).

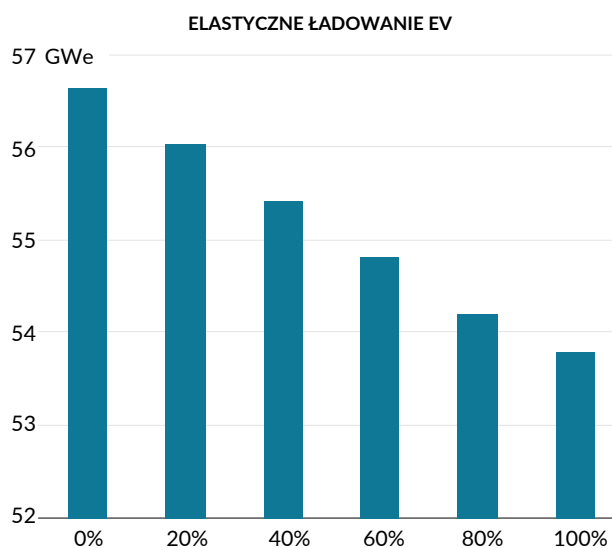
Z wycień wynika, że w przypadku całkowicie elastycznego sektora pojazdów elektrycznych możliwa jest redukcja obciążenia szczytowego nawet o 2,5 GW (w porównaniu z brakiem elastyczności w sektorze EV). W okresach największych niedoborów energii ze zmiennych źródeł (bezwietrzne zimowe dni) zastosowaliśmy w sektorze transportu narzędzia sterowania stroną popytową, które doprowadziły do redukcji zapotrzebowania na energię ze strony EV o 40% (1GWe).

#### P2H – elektryfikacja ciepła

Elektryfikacja ciepła jest przyszłością. Będzie ją napędzać dążenie do redukcji emisji CO<sub>2</sub> i smogu, ograniczony dostęp do paliw kopalnych oraz powszechność i wygoda stosowania energii elektrycznej do ogrzewania. Warto tu dodać, że w przyszłości budynki będą zużywały bardzo mało energii – prąd posłuży do dogrzewania, a nie ich całościowego ogrzewania.

W naszej analizie wzięliśmy pod uwagę dwie technologie produkcji ciepła z wykorzystaniem energii elektrycznej – pompy ciepła i kotły elektryczne. Pompy ciepła stanowią podstawowe źródło ciepła niesystemowego (80% ciepła) i uzupełniające w ciepłownictwie systemowym (do 8% ciepła). Dzięki wysokiej efektywności urządzenia te są mniej wrażliwe na zmiany stawek za energię i gwarantują ciepło w rozsądnej cenie. Ich pracę można dodatkowo wesprzeć energią z własnych źródeł, tzn. z fotowoltaiki. Duża liczba zainstalowanych pomp ciepła, jako narzędzie wykorzystywane przez agregatorów usług systemowych, może przełożyć się na stabilizowanie działania systemu elektroenergetycznego.

Rys. 33. Zmiany obciążenia szczytowego KSE w zależności od elastyczności floty pojazdów elektrycznych w scenariuszu S2-100+C+EV



Źródło: Navigant

Podstawowym warunkiem umożliwiającym świadczenie takich usług jest wyposażenie pomp w akumulatory, które pozwolą na uzyskanie 2-4-godzinnej rezerwy ciepła. W naszej analizie moc elektryczna pomp ciepła wynosi  $10,0 \pm 0,5$  GW, roczny pobór energii dochodzi do 12,1 TWh.

Drugim rozwiązaniem są kotły elektryczne (ogrzewanie oporowe). Ich czas pracy jest dość ograniczony z uwagi na dostępne rozwiązania takie jak pompy ciepła czy termalna energia słoneczna. W obszarze ciepłownictwa niesystemowego i systemowego w naszej analizie udział ciepła z kotłów elektrycznych jest niewielki z uwagi na wysoki koszt jego produkcji.

#### **DSM – zarządzanie stroną popytowa**

W modelowaniu uwzględniliśmy zjawisko inercji cieplnej budynków, które pozwala na czasowe ograniczanie wolumenu energii grzewczej bez utraty komfortu cieplnego przez użytkowników obiektu.

Do wyliczeń przyjęliśmy następujące założenia:

- 4-godzinne wirtualne magazyny w ciepłownictwie (przesunięcie dostawy części energii poza szczyt).
- DSM w sektorze transportu w bezwietrzne zimowe dni (w okresie niskiej podaży energii z OZE i wysokiego popytu).

Dalsze analizy wpływu DSM na zapotrzebowanie na energię i moc pozostają poza obszarem tej analizy.

#### **ME – magazynowanie energii**

W obliczeniach założyliśmy funkcjonowanie magazynów, aby domknąć bilans energii cieplnej i elektrycznej. Trzy rodzaje magazynów energii, które przyjęliśmy w analizie, to:

- magazyny ciepła,
- magazyny energii elektrycznej,
- magazyny sezonowe (niezdefiniowane pod kątem doboru technologii).

41

Poniższe zestawienie odnosi się do mocy magazynów niezbędnej do zaabsorbowania powstających nadwyżek energii i dostarczenia jej w momentach niewystarczającej produkcji przez zmienne OZE i jednostki sterowalne.

Magazyny ciepła:

- już istniejące przy elektrociepłowniach i ciepłowniach w kraju – 5 tys. MWt,
- 2-godzinne magazyny w ogrzewaniu indywidualnym – 18,4 tys. MWt,
- 12-godzinne magazyny w ogrzewaniu indywidualnym – 6,1 tys. MWt,
- 6-godzinne magazyny w ogrzewaniu systemowym – 5 tys. MWt,
- magazyny sezonowe – 22,3 tys. MWt.

Magazyny energii elektrycznej:

- elektrownie szczytowo-pompowe – 1,3 tys. MWe, o pojemności 10,4 GWh w jednym 8-godzinnym cyklu pracy,
- magazyny akumulatorowe – 5 tys. MWe, o pojemności 20 GWh w jednym 4-godzinnym cyklu pracy,
- magazyny sezonowe – 0,2 – 0,5 TWh<sub>t</sub> w zależności od scenariusza.

## 11. Jakie są korzyści łączenia sektorów? Wnioski

Elektryfikacja sektorów ciepłownictwa i transportu jest przyszłością. Zarówno w transporcie, jak i energetyce odchodzi się od technologii opartych na spalaniu paliw kopalnych. Rozproszone, zeroemisyjne OZE staną się dominującym elementem mixu energetycznego. Integracja sektorów energii będzie więc naturalną konsekwencją zmian i jednocześnie narzędziem, które pozwoli zoptymalizować funkcjonowanie systemu energetycznego i zredukować koszty energii.

Poniżej przedstawiamy wnioski z analizy. Prezentujemy też główne korzyści płynące z dekarbonizacji i elektryfikacji sektorów oraz ich ściślejszej współpracy.

### Bezpieczeństwo dostaw energii

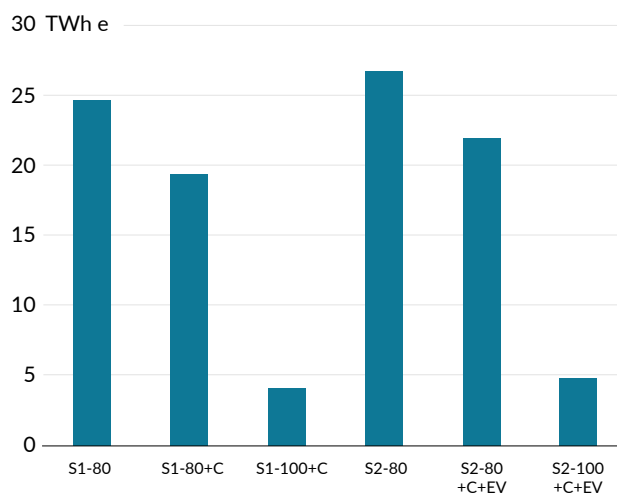
Ograniczenie importu energii do minimum – zakładając, że jest to sprawa istotna dla Polski – będzie możliwe do osiągnięcia jedynie w przypadku realizacji scenariusza 100% OZE. Udział OZE obniża hurtowe ceny energii elektrycznej, a co do zasady płynie ona z kraju o niższych cenach do kraju, w którym prąd jest droższy. Biorąc pod uwagę to, że w sąsiednich państwach wzrasta udział źródeł odnawialnych bez zwiększania udziału OZE, trzeba przyjąć, że skala konwencjonalnego wytwarzania energii w Polsce zmniejszy się.

Rozwój OZE w sposób naturalny uszczupli wolumen energii kupowanej zagranicą. Należy jednak zauważyć, że funkcjonowanie Polski na europejskim rynku energii przynosi korzyści. Po pierwsze, zmniejsza koszty energii, na czym korzysta przede wszystkim przemysł. Po drugie, zwiększa bezpieczeństwo dostaw – umożliwia dokupienie mocy w sytuacji różnego rodzaju niedoborów. I odwrotnie: polska energia może pomagać innym krajom w zbilansowaniu systemu. Rysunek 34 przedstawia wielkość importu netto we wszystkich scenariuszach.

### Zmniejszenie importu gazu

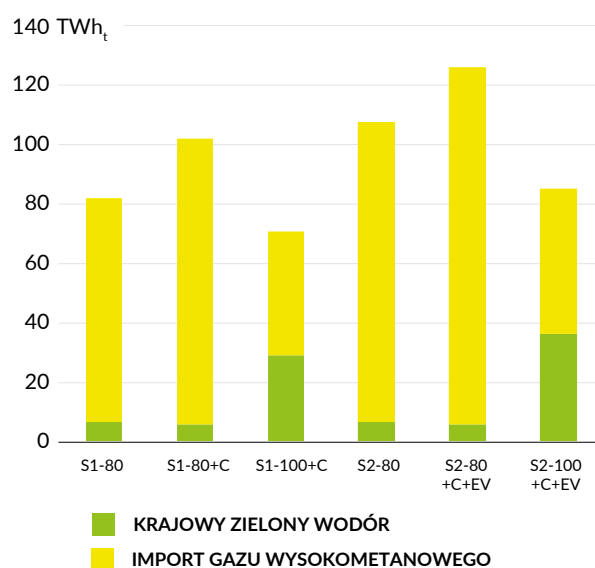
Scenariusze, w których 100% energii pochodzi z OZE (w większości zmiennych), wiążą się z koniecznością zbudowania bardzo dużych wolumenów mocy, aby zagwarantować jej nieprzerwane dostawy. Właściwością takiego systemu jest nadprodukcja. Przewymiarowanie wynika ze specyfiki pracy OZE i uzależnione jest od warunków pogodowych. To dlatego przy porównaniu rocznego bilansu produkcji z popytem widać sporą nadpodaż energii elektrycznej. W naszej analizie nadmiarowa produkcja dochodzi do 51 TWh, czyli 17% krajowego zapotrzebowania (o czym pisaliśmy już wcześniej). Można oczywiście przeciwdziałać tej nadpodaży np. poprzez chwilowe ograniczanie produkcji farm wiatrowych, ale nie jest to ekonomiczne rozwiązanie dla źródeł o zerowych kosztach zmiennych. Lepszym sposobem zagospodarowania tych nadwyżek jest produkcja wodoru, co stanowi formę sezonowego

Rys. 34. Import energii elektrycznej netto do Polski w poszczególnych scenariuszach



Źródło: Navigant

Rys. 35. Zużycie gazu przez sektor energii w Polsce oraz import i krajowa produkcja zielonego wodoru



Źródło: Navigant

magazynowania energii. Wodór może zastąpić w przyszłości gaz ziemny, dzięki czemu Polska mogłaby się całkowicie uniezależnić od dostaw tego surowca.

**Przy założonym mieszkaniu źródeł w KSE Polska mogłaby wyprodukować około 34 TWh energii w wodorze, co pozwala zmniejszyć zużycie wysokometanowego gazu ziemnego o około 3,1 mld m<sup>3</sup>.**

**Stanowi to około 42% zapotrzebowania na gaz sektorów energii w scenariuszach 100% OZE.**

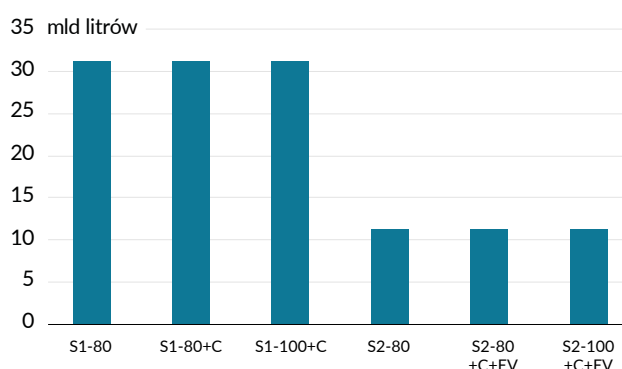
Dzięki znaczącej produkcji lokalnej zielonego gazu ograniczone zostają ryzyka związane z importem do Polski gazu ziemnego.

#### Zmniejszenie importu ropy

Elektryfikacja transportu samochodowego znacząco zmniejsza zużycie paliw (ropy naftowej i gazu ziemnego) i jednocześnie przenosi zapotrzebowanie na inny rodzaj energii – na energię elektryczną.

Zmniejszanie zależności importowej jest priorytetem każdego kraju, dlatego energia elektryczna powinna w maksymalnym stopniu pochodzić z lokalnych zasobów odnawialnych. Rysunek 36 przedstawia wpływ elektryfikacji transportu na poziom importu paliw.

Rys. 36. Import paliw płynnych dla transportu samochodowego w Polsce



Źródło: Navigant

43

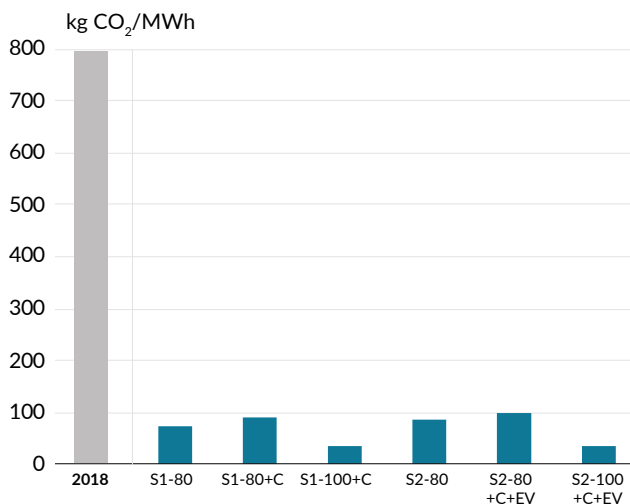
**Elektryfikacja transportu na poziomie 82%<sup>11</sup> oznacza wzrost rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną o 57 TWh i jednocześnie spadek zapotrzebowania na paliwa transportowe o około 64% w stosunku do scenariusza bazowego.**

#### Ograniczenie wpływu na klimat

Redukcja emisji CO<sub>2</sub> wiąże się z działaniem na rzecz ochrony klimatu. Jest też fundamentem dla integracji sektorów.

**Zdekarbonizowany mieszkaw wytwórczy w sektorze energetyki prowadzi w scenariuszach z maksymalnym udziałem OZE do redukcji jednostkowej emisji CO<sub>2</sub> z obecnego poziomu 790 kg CO<sub>2</sub>/MWh do 30 kg CO<sub>2</sub>/MWh, czyli o 96%.**

Rys. 37. Emisyjność sektora energetyki obecnie i w scenariuszach



Źródło: Forum Energii w oparciu o wyniki obliczeń Navigant

<sup>11</sup> Udział samochodów elektrycznych na poziomie 82% w roku 2050 to 16,5 mln pojazdów lekkich, 450 tys. ciężkich pojazdów miejskich i 600 tys. ciężkich pojazdów drogowych.

Emisja w scenariuszach 100% OZE nie spada do zera z trzech powodów:

- W przyjętych scenariuszach pojawiają się szczątkowe ilości węgla kamiennego i brunatnego.
- Krajowa produkcja zielonego wodoru nie wystarcza, aby pokryć zapotrzebowanie jednostek kogeneracyjnych na to paliwo. Część wolumenu gazu powinno się więc importować. W przypadku importu zielonego gazu emisyjność sektora spadnie rzeczywiście do zera. W naszej analizie założyliśmy, że jest to gaz ziemny, co wiąże się z pewną emisją CO<sub>2</sub>.

Rysunek 37 przedstawia wielkość jednostkowej emisji sektora energetyki w poszczególnych scenariuszach. Widać znaczące spadki, szczególnie w wariantach maksymalizujących udział OZE. Jeżeli metan byłby zastąpiony zielonym wodorem, emisje spadłyby do zera.

Porównując poziomy emisji sektora energetyki z roku 2018 i zakładane na rok 2050, należy pamiętać o wzroście zużycia energii elektrycznej z obecnego poziomu 175 TWh/r do 239 TWh/r w scenariuszu S1-80 i do 295 TWh/r w scenariuszu S2-100 +C+EV. Ten wzrost wynika z elektryfikacji ciepłownictwa i transportu. Spadek jednostkowej emisji do poziomu 30 kg CO<sub>2</sub>/MWh należy uznać za dobry wynik.

**Rzeczywiste emisje CO<sub>2</sub> trzech sektorów spadają o 86% z 250 mln ton CO<sub>2</sub> do 34 mln ton CO<sub>2</sub> w scenariuszu integrującym wszystkie sektory (S2-100+C+EV).**

Transport samochodowy nie jest w pełni odnawialny. W przyjętych scenariuszach założyliśmy, że nieelektryfikowana część transportu opierać się będzie nadal o paliwa kopalne.

#### Koszt integracji sektorów

Polski system energetyczny wymaga gruntownej przebudowy ze względu na wiek instalacji wytwórczych, a także ich emisyjność i rosnące uzależnienie od importu paliw kopalnych. W naszej analizie kosztowej przyjęliśmy założenie, że wszystkie rozpatrywane jednostki wytwórcze w energetyce, jak i całym ciepłownictwie zostaną wybudowane w okresie 2020-2050. W energetyce dojdzie de facto do całkowitej przebudowy i odnowy.

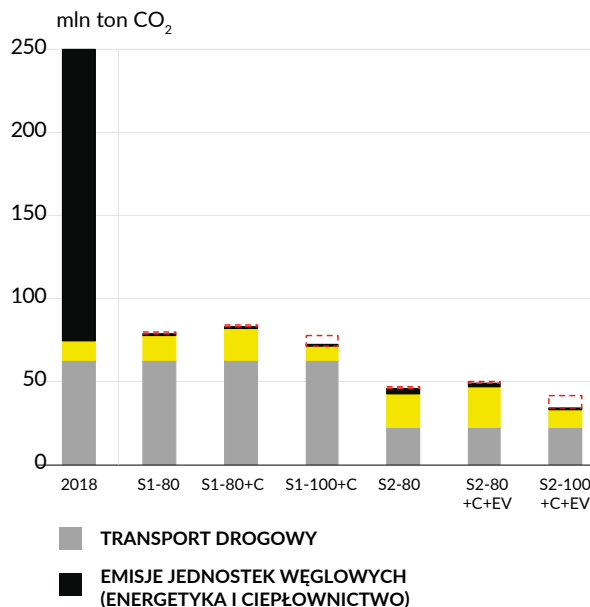
Analizując dzisiejszy poziom dekapitalizacji majątku wytwórczego, należy uznać, że to dość odważne sformułowanie jest bardzo prawdopodobne.

Łączne wydatki inwestycyjne na przebudowę sektora energetyki i ciepłownictwa wynoszą w 2050 roku:

- 171-191 mld EUR dla scenariusza 80% OZE,
- 211-246 mld EUR dla scenariusza 100% OZE.

Wzrost nakładów jest związany z koniecznością zwiększenia mocy zainstalowanej OZE w celu zapewnienia odpowiedniego wolumenu energii elektrycznej.

Rys. 38. Całkowita emisja CO<sub>2</sub> sektora energetyki, ciepłownictwa i transportu obecnie oraz w scenariuszach roku 2050



Źródło: Forum Energii w oparciu o wyniki obliczeń Navigant

W sektorze transportu nie założono inwestycji w nowe pojazdy, uznając je za element strony popytowej. Na tej samej zasadzie nie uwzględniono nakładów na termomodernizację budynków w ciepłownictwie, przyjmując, że nastąpi ona w każdym z rozpatrywanych scenariuszy.

Na podstawie wcześniej wykonanych przez Forum Energii analiz, dotyczących scenariuszy rozwoju sektora energetyki i ciepłownictwa opracowaliśmy, dla celów porównawczych scenariusz BAU. Scenariusz ten opiera się na bardzo konserwatywnym założeniu utrzymania obecnego miksu wytwórczego w energetyce i ciepłownictwie. Wraz z rosnącym popytem na moc i energię elektryczną będą powstawały jednostki na paliwa kopalne (gaz i węgiel) przy stałej mocy zainstalowanej w OZE. W ciepłownictwie będzie utrzymana dominacja źródeł ciepła na węgiel zgodnie z obecną strukturą produkcji. Istniejące budynki będą ocieplane w obecnym tempie a nowe będą spełniały standardy zużycia energii z godnie z obowiązującymi regulacjami.

Tab. 14. Nakłady inwestycyjne na jednostki wytwórcze w poszczególnych scenariuszach (mld EUR)

	S1-80	S1-80+C	S1-100+C	S2-80	S2-80+C+EV	S2-100+C+EV	BAU
energetyka	130,29	130,25	171,08	150,73	150,80	206,25	101,2
ciepłownictwo	40,85	40,41	40,41	40,85	40,41	40,41	78,3
razem	<b>171,14</b>	<b>170,66</b>	<b>211,49</b>	<b>191,59</b>	<b>191,21</b>	<b>246,66</b>	<b>179,5</b>

\*CAPEX transportu nie liczono, ponieważ wymiana pojazdów następuje w sposób ciągły i nie ma związku z produkcją energii.

Należy podkreślić, że wzrost wydatków inwestycyjnych w scenariuszach 100% OZE będzie kompensowany niższymi kosztami operacyjnymi ze względu na zmniejszone koszty zakupu paliw i uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Dodatkowo przychody z krajowej produkcji i sprzedaży wodoru na poziomie 2-2,5 mld EUR pomniejszą koszty operacyjne sektora energetyki.

W scenariuszach z udziałem 100% OZE koszty wytworzenia energii elektrycznej są o połowę niższe niż w scenariuszach 80% OZE. Przekłada się to na kolejną redukcję rocznych kosztów zmiennych. W ciepłownictwie koszt energii elektrycznej zasilającej pompy ciepła spada o około 0,2 mld EUR, a w transporcie koszt zasilania samochodów elektrycznych jest mniejszy o około 1 mld EUR. W scenariuszu BAU obserwujemy znaczący wzrost kosztów operacyjnych, wynikających ze zwiększonego popytu na energię zaspokajanego przez jednostki wytwórcze na paliwa kopalne. Oprócz wzrastających cen paliw na wzrost kosztu przekłada się rosnąca cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Tabela 15 przedstawia koszty operacyjne w trzech analizowanych sektorach. Należy również zaznaczyć, że w scenariuszach 80% OZE pojawia się relatywnie duży wolumen energii z biogazu i biomasy, co powoduje wzrost kosztów zmiennych ze względu na wysoki koszt pozyskania paliwa.

Tab. 15. Koszty operacyjne dla poszczególnych scenariuszy (mln EUR/rok)

	S1-80	S1-80+C	S1-100+C	S2-80	S2-80+C+EV	S2-100+C+EV	BAU
energetyka	7 543	7 934	4 662	10 067	10 301	5 833	25 702
ciepłownictwo	2 231	1 760	1 667	2 254	1 759	1 663	23 095
transport	54 600	54 600	54 600	21 608	21 649	20 589	54 600
razem	<b>64 374</b>	<b>64 294</b>	<b>60 929</b>	<b>33 929</b>	<b>33 709</b>	<b>28 085</b>	<b>103 397</b>

\*Koszty zmienne zawierają również koszt CO<sub>2</sub>.

Jak widać z przedstawionych wyliczeń utrzymanie obecnej struktury wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej oraz brak modernizacji transportu (scenariusz BAU) przełożą się na 73% wzrost kosztów operacyjnych w porównaniu do scenariusza elektryfikacji ciepłownictwa i transportu oraz dekarbonizacji energetyki (S2-100+C+EV).

## 12. Podsumowanie

Polska stoi przed dwoma kluczowymi wyzwaniami: dekarbonizacją i modernizacją sektora energetycznego. Nowoczesna energetyka może stać się motorem odbudowy gospodarczej po pandemii koronawirusa. Polityka klimatyczna poza chronieniem klimatu ogranicza nasze uzależnienie od paliw kopalnych, których import do kraju z roku na rok wzrasta. Chcąc przeciwstawić się temu niekorzystnemu zjawisku oraz pobudzić rozwój przemysłu, Polska powinna dokonać skoku technologicznego, przechodząc od węgla do zeroemisyjnych źródeł odnawialnych oraz wodoru.

Łączenie sektorów ułatwi ten proces i pozwoli na obniżenie kosztów transformacji energetycznej. Zelektryfikowane ciepłownictwo oraz transport samochodowy nie tylko przyczynią się do ograniczenia emisji zanieczyszczeń do środowiska, ale mogą stać się narzędziem bilansowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) zasilanego energią ze zmiennych OZE.

Łączna moc elektryczna pomp ciepła i akumulatorów samochodów elektrycznych stanowi 45% mocy szczytowej KSE. Odpowiednie bodźce w postaci zdynamizowanych taryf na energię pozwolą zarządzić procesem ładowania baterii samochodów na prąd oraz pracą pomp ciepła. W konsekwencji obniży to zapotrzebowanie na moc w okresach szczytowego poboru energii z systemu elektroenergetycznego.

Sukces transformacji ciepłownictwa w kierunku jego elektryfikacji zależy w dużej mierze od obniżenia zużycia energii grzewczej przez budynki. Powinna zostać opracowana właściwa polityka termomodernizacji, która spowoduje zmniejszenie konsumpcji energii końcowej przez obiekty co najmniej o 60% w perspektywie roku 2050. Bez tak znacznego obniżenia zapotrzebowania na ogrzewanie Krajowy System Elektroenergetycznych, a w szczególności jego część dystrybucyjna, nie będzie w stanie zapewnić odpowiedniej ilości energii i mocy w okresach szczytowego zapotrzebowania. Chodzi tu o zimę, która obfituje dodatkowo w liczne epizody niskiej podaży energii ze zmiennych OZE.

46 Jednak, pomimo częstych momentów braku adekwatności mocy w KSE, w skali roku pojawiają się nadwyżki energii ze zmiennych OZE na poziomie około 15% krajowego zużycia. Tak duży wolumen energii powinien zostać efektywnie wykorzystany albo bezpośrednio do produkcji ciepła i ładowania akumulatorów samochodowych, albo zmagazynowany np. w postaci zielonego wodoru w celu późniejszego spożycia. Udział tego bezemisyjnego paliwa, wyprodukowanego z „darmowych” nadwyżek, może wynieść nawet 42% całego wolumenu gazu zużywanego przez sektor energetyczny. Pozwala to na proporcjonalne ograniczenie importu gazu do Polski. Elektryfikacja transportu i ciepłownictwa przy jednoczesnym wykorzystaniu krajowych OZE jest fundamentem procesu poprawy bezpieczeństwa surowcowego Polski i zmniejszania uzależnienia od importu paliw.



## 13. Bibliografia

- A. Foote, O. O. (2018). *Optimal Sizing of a Dynamic Wireless Power Transfer System for Highway Applications*. University of Tennessee.
- ACEA. (2018). *Vehicles in Use – Europe*. [https://www.acea.be/uploads/statistic\\_documents/ACEA\\_Report\\_Vehicles\\_in\\_use-Europe\\_2018.pdf](https://www.acea.be/uploads/statistic_documents/ACEA_Report_Vehicles_in_use-Europe_2018.pdf).
- Bloomberg. (2019). *Changing Flexibility Requirements and New Resources*. <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/04/f61/CSP%20Summit2019%20Bloomberg%20NEF%20Goldie-Scot.pdf>.
- C. Cochero, C. I. (2014). *European electric vehicle fleet: driving and charging behaviors*. [https://www.researchgate.net/publication/301407733\\_European\\_electric\\_vehicle\\_fleet\\_driving\\_and\\_charging\\_data\\_analysis](https://www.researchgate.net/publication/301407733_European_electric_vehicle_fleet_driving_and_charging_data_analysis).
- Choi, T. (2019). *Uber and Lyft to turn the wheels on car ownership: industry experts*. Reuters.
- CIRE. (2019). *Basic Power Market Data, capacity installed 2017*. <https://rynek-energii-elektrycznej.cire.pl/st,33,207,tr,75,0,0,0,0,0,podstawowe-dane.html>.
- Cochero, C. (2014). *European electric vehicle fleet: driving and charging behaviors*. Catalonia Institute for Energy Research.
- Deutsche Energie Agentur. (2018). *Leitstudie Integrierte Energiewende*.
- E. Lorentzen, P. H. (październik 2017). *Charging infrastructure experiences in Norway – the worlds most advanced EV market*. EVS30 Symposium.
- Ecofys. (2017). *Conventional electricity generation capacity developments in the CEE region*.
- Energy Storage Systems in 2030*. (2019). [https://forschung-energiespeicher.info/en/projektschau/gesamtliste/projekt-einzelansicht/95/Energiespeicher\\_im\\_Jahr\\_2030/](https://forschung-energiespeicher.info/en/projektschau/gesamtliste/projekt-einzelansicht/95/Energiespeicher_im_Jahr_2030/).
- Energy Brain Pool, A. (2016). *European Power Market Integration – Poland and Regional Development in the Baltic Sea*. <https://pl.boell.org/en/2016/11/30/european-power-market-integration-poland-and-regional-development-baltic-sea>.
- Enervis. (2019). *Transformacja energetyczna w Polsce*. <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/transformacja-2019>.
- Eurelectric. (2019). *Sector Coupling – the Electricity Industry Perspective*. [https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/eurelectric\\_-\\_sector\\_coupling.pdf](https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/eurelectric_-_sector_coupling.pdf).
- Euroheat & Power. (2015). *Top district heating and cooling indicators 2013*. <https://www.euroheat.org/wp-content/uploads/2016/03/2015-Country-by-country-Statistics-Overview.pdf>.
- Komisja Europejska. (2019). *RDE Acts*. [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/MEMO\\_17\\_2821](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/MEMO_17_2821).
- Komisja Europejska, DG ENER. (2016). *Energy Roadmap 2050*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52011DC0885&from=EN>.
- Europejska Agencja ds. Środowiska. (2019). *CO2 Emission Intensity in Electricity Generation*. [https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/daviz/co2-emission-intensity-5#tab-googlechartid\\_chart\\_11\\_filters=%7B%22rowFilters%22%3A%7B%7D%3B%22columnFilters%22%3A%7B%22pre\\_config\\_ugeo%22%3A%5B%22European%20Union%20\(current%20composition\)%22%3B%22Poland%22%5D](https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/daviz/co2-emission-intensity-5#tab-googlechartid_chart_11_filters=%7B%22rowFilters%22%3A%7B%7D%3B%22columnFilters%22%3A%7B%22pre_config_ugeo%22%3A%5B%22European%20Union%20(current%20composition)%22%3B%22Poland%22%5D).
- Europejska Agencja ds. Środowiska. (2019). *Country profiles – greenhouse gases and energy 2019*. [https://www.eea.europa.eu/themes/climate/trends-and-projections-in-europe/climate-and-energy-country-profiles/copy\\_of\\_country-profiles-greenhouse-gases-and](https://www.eea.europa.eu/themes/climate/trends-and-projections-in-europe/climate-and-energy-country-profiles/copy_of_country-profiles-greenhouse-gases-and).
- Parlament Europejski. (2019). *Regulation (EU) 2019/631 of the European Parliament and of the Council of 17 April 2019 setting CO2 emission performance standards for new passenger cars and for new light commercial vehicles, and repealing Regulations (EC) No 443/2009 and (EU) No 510/2011*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32019R0631>.

- Komisja Europejska (2016). *Clean Energy for All Europeans*. [https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/b4e46873-7528-11e9-9f05-01aa75ed71a1/language-en?WT.mc\\_id=Searchresult&WT.ria\\_c=null&WT.ria\\_f=3608&WT.ria\\_ev=search](https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/b4e46873-7528-11e9-9f05-01aa75ed71a1/language-en?WT.mc_id=Searchresult&WT.ria_c=null&WT.ria_f=3608&WT.ria_ev=search).
- Komisja Europejska (2016). *Energy Roadmap 2050*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52011DC0885&from=EN>.
- Eurostat. (2019). *Eurostat, Oil import dependency, in selected years, 1990-2017*. [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Oil\\_import\\_dependency,\\_in\\_selected\\_years,\\_1990-2017.png](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Oil_import_dependency,_in_selected_years,_1990-2017.png).
- Eurostat. (2019). *Supply, transformation and consumption of derived heat*. [https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg\\_cb\\_h&lang=en](https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_cb_h&lang=en).
- Eurostat. (2019). *Transport Database*. [https://ec.europa.eu/eurostat/web/transport/data/database?p\\_p\\_id=NavTreeportletprod\\_WAR\\_NavTreeportletprod\\_INSTANCE\\_yjUOJMEUIFPI&p\\_p\\_lifecycle=0&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_col\\_id=column-2&p\\_p\\_col\\_count=1](https://ec.europa.eu/eurostat/web/transport/data/database?p_p_id=NavTreeportletprod_WAR_NavTreeportletprod_INSTANCE_yjUOJMEUIFPI&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1).
- Forbes. (2018). *The U.S. Just Spent \$84M On Electric Buses*. <https://www.forbes.com/sites/sebastianblanco/2018/08/31/84-million-electric-buses/#3e0856065e40>.
- G. Pasaoglu, D. F. (2012). *Driving and parking patterns of European car drivers – a mobility survey*. *Wspólne Centrum Badawcze Komisji Europejskiej*. [https://setis.ec.europa.eu/system/files/Driving\\_and\\_parking\\_patterns\\_of\\_European\\_car\\_drivers-a\\_mobility\\_survey.pdf](https://setis.ec.europa.eu/system/files/Driving_and_parking_patterns_of_European_car_drivers-a_mobility_survey.pdf).
- GE. (2019). *Power to Gas: Hydrogen for Power Generation*. [https://www.ge.com/content/dam/gepower/global/en\\_US/documents/fuel-flexibility/GEA33861%20Power%20to%20Gas%20-%20Hydrogen%20for%20Power%20Generation.pdf](https://www.ge.com/content/dam/gepower/global/en_US/documents/fuel-flexibility/GEA33861%20Power%20to%20Gas%20-%20Hydrogen%20for%20Power%20Generation.pdf).
- Główny Urząd Statystyczny. (2019). *Energia*. [https://stat.gov.pl/files/gfx/portalinformacyjny/pl/defaultaktualnosci/5485/1/6/1/energia\\_2018.pdf](https://stat.gov.pl/files/gfx/portalinformacyjny/pl/defaultaktualnosci/5485/1/6/1/energia_2018.pdf).
- Goldie-Scot, L. (marzec 2019). *A Behind the Scenes Take on Lithium-ion Battery Prices*. BloombergNEF.
- IEA. (2016). *Energy Policies of IEA Countries: Poland*. Międzynarodowa Agencja Energetyczna.
- Międzynarodowa Rada Czystego Transportu. (2019). *ICCT Roadmap Model*. <https://theicct.org/transportation-roadmap>.
- IPPC. (2006). *Reference Document on the Best Available Techniques for Waste Incineration*. Komisja Europejska.
- IRENA. (2017). *Geothermal Power Technology Brief*. Abu Dhabi <https://www.irena.org/publications/2017/Aug/Geothermal-power-Technology-brief>.
- KOBIZE. (2019). *Krajowa Inwentaryzacja Emisji 2017*. [https://kobize.pl/uploads/materialy/materialy\\_do\\_pobrania/krajowa\\_inwentaryzacja\\_emisji/NIR\\_POL\\_2019\\_23.05.2019.pdf](https://kobize.pl/uploads/materialy/materialy_do_pobrania/krajowa_inwentaryzacja_emisji/NIR_POL_2019_23.05.2019.pdf).
- Krajowa Agencja Poszanowania Energii. (2018). *Cele strategiczne i kluczowe działania w obszarze zaopatrzenia w ciepło w perspektywie 2030/2050*.
- Leyen, U. v. (2019). *Political Guidelines for the Next European Commission 2019-2024*. [https://ec.europa.eu/commission/sites/beta-political/files/political-guidelines-next-commission\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/commission/sites/beta-political/files/political-guidelines-next-commission_en.pdf).
- National Renewable Energy Laboratory. (2016). *Energy Storage Requirements for Achieving 50% Solar Photovoltaics Energy Penetration in California*.
- Navigant. (2018). *Energy Transition Within 1,5°C – a Disruptive Approach to 100% Decarbonisation of the Global Energy System by 2050*. <https://www.navigant.com/-/media/www/site/downloads/energy/2018/navigant2018energytransitionwithin15c.pdf>.
- Navigant. (2019). *Technical assistance in realization of the 4th report on progress of renewable energy in the EU, 2019, Member States' Factsheets on Progress on Renewable Energy*.

- Navigant. (2019). *Vehicle Grid Integration*. <https://www.navigantresearch.com/reports/vehicle-grid-integration>.
- Navigant Research. (2019). *DSM overview 2019*. <https://www.navigantresearch.com/reports/demand-side-management-overview>.
- Navigant, E3M. (2018). *Technology Pathways in Decarbonization Scenarios*. <https://asset-ec.eu/home/advanced-system-studies/cluster-3/technology-pathways-in-decarbonisation-scenarios/>.
- Navigant, E3M. (2018). *Sectoral integration – long-term perspective in the EU Energy System*. [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/final\\_draft\\_asset\\_study\\_12.05.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/final_draft_asset_study_12.05.pdf).
- ODYSEE-MURE. (2019). *Poland – country profile*. <https://www.odyssee-mure.eu/publications/efficiency-trends-policies-profiles/poland.html>.
- ODYSEE-MURE. (2019). *Change in Distance Travelled by Car*. <https://www.odyssee-mure.eu/publications/efficiency-by-sector/transport/distance-travelled-by-car.html>.
- Ministerstwo Energii. (2017). *Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej dla Polski 2017*, s. 118.
- Ministerstwo Energii. (2019). *Zaktualizowany projekt Polityki Energetycznej Polski do 2040 r.* <https://www.gov.pl/web/energia/zaktualizowany-projekt-polityki-energetycznej-polski-do-2040-r>.
- Ministerstwo Energii. (2018). *Projekt Polityki Energetycznej Polski do 2040 r.* <https://www.gov.pl/attachment/376a6254-2b6d-4406-a3a5-a0435d18be0f>.
- Ministerstwo Energii. (2018). *Plan Rozwoju Elektromobilności*. <https://www.gov.pl/web/energia/elektromobilnosc-w-polsce>.
- Polski Związek Przemysłu Motoryzacyjnego. (2019). *Used Passenger Car Import to Poland, 2003-2015*. <https://www.pzpm.org.pl/en/Automotive-market/Used-Passenger-Car-Import-to-Poland/Used-Passenger-Car-Import-to-Poland-according-to-Ministry-of-Finance>.
- Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych. (2019). *Raport o kogeneracji w ciepłownictwie*. [http://www.ptez.pl/aktualnosci/news/129/raport\\_o\\_kogeneracji\\_w\\_cieplownictwie](http://www.ptez.pl/aktualnosci/news/129/raport_o_kogeneracji_w_cieplownictwie).
- PSE. (2019). *Zestawienie danych ilościowych dotyczących funkcjonowania KSE w 2018 r.* [https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-rb/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2018#t1\\_1](https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-rb/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2018#t1_1).
- S. Hardman, A. J. (2018). *A review of consumer preferences of an interactions with electric vehicle charging infrastructure*. <https://phev.ucdavis.edu/wp-content/uploads/a-review-of-consumer-preferences-and-interactions-with-electric-vehicle-charging-infrastructure.pdf>.
- SETIS. (czerwiec 2019). *EMHIRES datasets*. Uzyskane z SETIS (System Informacji o Strategicznych Technologiach Energetycznych): <https://setis.ec.europa.eu/EMHIRES-datasets>.
- Stefan Pfenninger, I. S. (2016). Baza danych z serwisu Renewables.ninja: <https://www.renewables.ninja/>.
- T. Yuksel, J. J. (2015). *Effects of Regional Temperature on Electric Vehicle Efficiency and Emissions in the United States*. <https://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/es505621s>.
- Transport & Environment. (2018). *Electric buses arrive on time*. <https://www.transportenvironment.org/publications/electric-buses-arrive-time>.
- UNFCCC. (2019). *What is the Paris Agreement?* <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>.
- United Nations Population Division. (2019). *World Population Prospects*. <https://population.un.org/wpp/>.
- University of Tennessee. (2018). *Optimal Sizing of a Dynamic Wireless Power Transfer System for Highway Applications*. [https://www.researchgate.net/publication/327519911\\_Optimal\\_Sizing\\_of\\_a\\_Dynamic\\_Wireless\\_Power\\_Transfer\\_System\\_for\\_Highway\\_Applications](https://www.researchgate.net/publication/327519911_Optimal_Sizing_of_a_Dynamic_Wireless_Power_Transfer_System_for_Highway_Applications).

Urząd Regulacji Energetyki. (2019). *Energetyka ciepła w liczbach*. <https://www.ure.gov.pl/pl/cieplo/energetyka-ciepna-w-l/8386,2018.html>.

US Energy Information Administration. (2019). *Biomass – renewable energy from plants and animals*. <https://www.eia.gov/energyexplained/biomass/>.

*Worldwide Harmonised Light Vehicle Test Cycle*. (n.d.).

Wysokie Napięcie. (2018). *Bruksela przedstawia nowy miks energetyczny do 2030 r.* <https://wysokienapiecie.pl/8572-polityka-energetyczna-polski-do-2030-miks/>.

Niniejszy raport (nr referencyjny: 209221) został przygotowany przez firmę Navigant Consulting Inc. (Stadsplateau 15, 3521 AZ Utrecht, Holandia), obecnie pod nazwą Guidehouse Inc. („Navigant”)<sup>12</sup>.

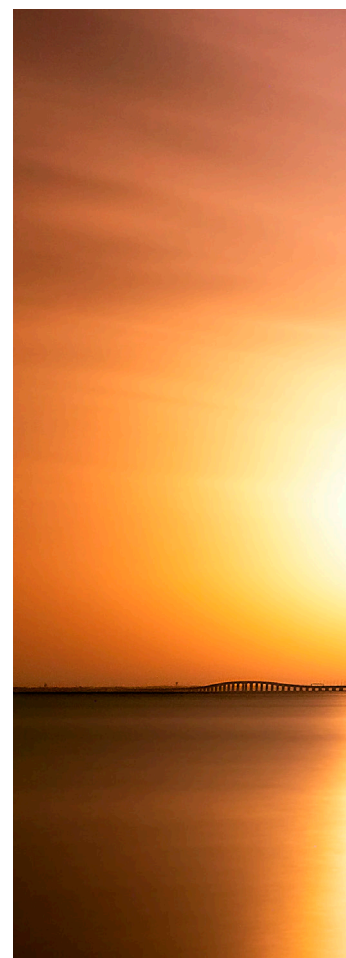
Treści przedstawione w raporcie odzwierciedlają profesjonalną ocenę firmy Navigant, opartą na informacjach dostępnych w czasie jego przygotowywania. Firma Navigant nie ponosi odpowiedzialności za wykorzystanie raportu przez czytelnika, za powoływanie się na raport ani za jakiegokolwiek decyzje podjęte na jego podstawie. NAVIGANT nie udziela żadnych gwarancji wyrażonych bądź domniemanych. Zalecamy, aby czytelnicy przejęli wszelkie zobowiązania podjęte przez nich lub przez strony trzecie w wyniku bazowania przez nich na niniejszym raporcie lub na danych, informacjach, wynikach i opiniach w nim zawartych.

---

12 11 października 2019 roku firma Guidehouse LLP zakończyła ogłoszone wcześniej przejęcie firmy Navigant Consulting Inc. W nadchodzących miesiącach będziemy pracować nad zintegrowaniem działalności firm Guidehouse i Navigant. W ramach realizacji tych działań niedawno zmieniliśmy nazwę firmy Navigant Consulting Inc. na Guidehouse Inc.



Polska neutralna klimatycznie 2050  
Elektryfikacja i integracja sektorów



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

[www.forum-energii.eu](http://www.forum-energii.eu)