

Załącznik 3. do aKPEiK

Założenia prognostyczne
i metodyka prognozowania



Ministerstwo
Energii

Spis treści

Wprowadzenie	3
1. Opis metodyki prognozowania	4
2. Założenia prognostyczne	23
2.1. Liczba ludności	23
2.2. PKB	23
2.3. Sektorowa wartość dodana brutto	24
2.4. Liczba i wielkość gospodarstw domowych	25
2.5. Dochód rozporządzalny gospodarstw domowych	25
2.6. Praca przewozowa transportu pasażerskiego	26
2.7. Praca przewozowa transportu towarowego	27
2.8. Międzynarodowe ceny importowe paliw	27
2.9. Ceny uprawnień do emisji GHG w ramach systemu EU ETS i ETS-2	28
2.10. Kursy wymiany walut	29
2.11. Liczba stopniodni grzania i chłodzenia	29
2.12. Założenia dotyczące kosztów technologii wykorzystywane w tworzeniu modeli dla najważniejszych technologii	29
2.13. Pozostałe kluczowe parametry mające wpływ na rozwój sektora paliwowo-energetycznego ..	35
2.13.1.1. Harmonogram likwidacji wyeksploatowanych mocy wytwórczych energii elektrycznej	35
2.13.1.2. Główne założenia dotyczące mocy i technologii uwzględnionych w prognozach	37
2.13.1.3. Nowe moce wytwórcze zdeterminowane	41
2.13.1.4. Założenia dotyczące wymaganej rezerwy mocy w systemie elektroenergetycznym	43
2.13.1.5. Wymiana transgraniczna	43
2.13.1.6. Elektroenergetyczne sieci przesyłowe i dystrybucyjne	44
2.13.1.7. Założenia dotyczące rozwoju elektromobilności i pomp ciepła	44
3. Wizualizacja infrastruktury wytwórczej, magazynowania wodoru oraz potencjału OZE ..	46
Definicje	63
Wykaz skrótów	66
Spis tabel	68
Spis rysunków	69

Wprowadzenie

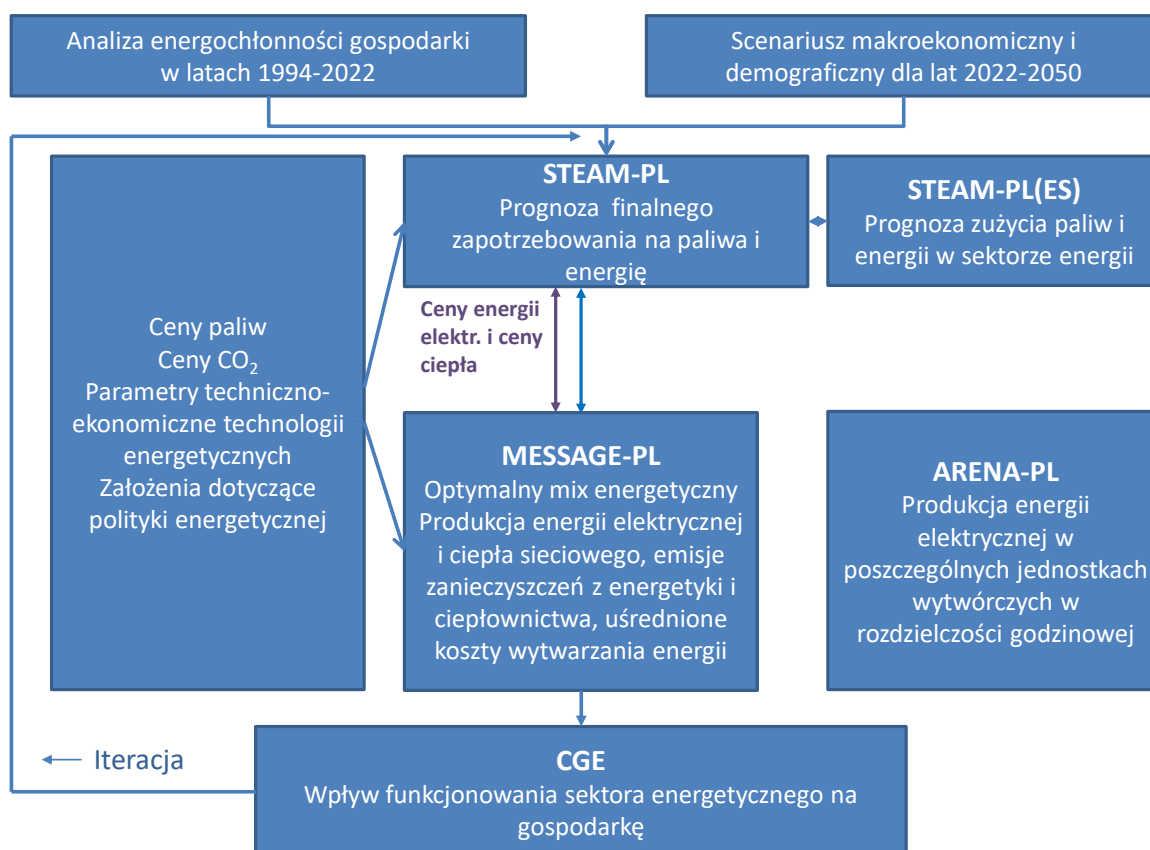
Niniejszy załącznik zawiera opis metodyki prognozowania oraz założenia analityczne do **obu scenariuszy** Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 z perspektywą do 2040 r. r. tj. **scenariusza przyspieszonej transformacji – WAM (ang. *with additional measures*) oraz scenariusza zrównoważonej transformacji – WEM (ang. *with existing measures*)**.

Analizy i prognozy zostały wykonane na zlecenie Ministerstwa Energii przez Konsorcjum, w skład którego wchodziły: Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy (IOŚ-PIB) oraz Agencja Rynku Energii S.A. (ARE SA). W opracowaniu zawarto szczegółowy opis wykorzystanych do celów pracy metod obliczeniowych oraz przyjętych założeń, mających kluczowy wpływ na uzyskane wyniki. Dane statystyczne i zastosowane agregacje opisujące stan obecny i perspektywy rozwoju sektora paliwowo-energetycznego, bazują na metodyce EUROSTAT (zgodnie z rekomendacjami KE w zakresie przygotowywania krajowych planów). Wartości przedstawione dla roku 2025 mają charakter prognostyczny i służą celom analitycznym. Dane te mogą odbiegać od danych statystycznych czy rynkowych w 2025 r.

1. Opis metodyki prognozowania

Agencja Rynku Energii S.A. w swoich pracach o charakterze analityczno-prognostycznym wykorzystuje metodykę powszechnie stosowaną na świecie w badaniach systemowych. Oprogramowanie, wykorzystane do celów pracy zostało opracowane we współpracy z takimi instytucjami i ośrodkami naukowo-badawczymi jak: Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej w Wiedniu (Austria), Argonne National Laboratory w Chicago (USA), Międzynarodowy Instytut Systemowej Analizy Stosowanej w Laxenburgu (Austria) czy Politechnika Warszawska. Modele opierają się na największej i najbardziej wiarygodnej bazie danych statystycznych dla sektora paliwowo-energetycznego w Polsce.

Ogólny schemat procedury obliczeniowej zastosowanej do celów pracy przedstawiono na rysunku (Rysunek 1.1).



Rysunek 1.1. Schemat procedury obliczeniowej zastosowanej do celów pracy

Punktem wyjścia w zastosowanej do celów pracy metodyce obliczeniowej była analiza energochłonności gospodarki. Na jej podstawie dokonano podziału zużycia energii na poszczególne sektory i podsektory i w dalszej kolejności na poszczególne kierunki użytkowania (ogrzewanie, oświetlenie, procesy technologiczne etc.) w ramach zdefiniowanych w dedykowanym modelu podsektorów. Przebadano występujące relacje pomiędzy poszczególnymi elementami systemu i otoczeniem, siłę powiązań, a także określono w jakim stopniu zmiany zachodzące w jednej części systemu wpływają na zmiany w innych obszarach. Następnie, w oparciu o założone projekcje rozwoju gospodarczego i demograficznego kraju, zbudowano spójny scenariusz stanowiący bazę do obliczeń przyszłego poziomu zapotrzebowania na paliwa i energię w rozpatrywanym horyzoncie czasowym. Pierwszym krokiem w zastosowanej metodyce obliczeniowej było wyznaczenie przyszłego poziomu zapotrzebowania na energię w kraju.

Zgodnie z zastosowaną metodyką, za główne czynniki wpływające na poziom przyszłego zapotrzebowania na energię przyjęto: tempo wzrostu gospodarczego opisanego szeregiem wskaźników makroekonomicznych (PKB i wartości dodane w poszczególnych sektorach gospodarki krajowej), procesy demograficzne, przewidywane zmiany stylu życia społeczeństwa, postęp technologiczny oraz procesy poprawy efektywności wykorzystania energii. Projekcje zapotrzebowania na energię elektryczną sporządzono z zastosowaniem podejścia bottom-up, wykorzystanego w modelu STEAM-PL (Set of Tools for Energy Demand Analysis and Modeling)¹. Model STEAM-PL jest narzędziem opracowanym w ARE S.A., dostosowującym zawarte w nim relacje i równania do zmieniających się warunków funkcjonowania rynków energii, w tym przewidywanego postępu technologicznego. Wygenerowane z zastosowaniem wspomnianego modelu projekcje budowane są w oparciu o spójny scenariusz, w którego skład wchodzi założenia makroekonomiczne, demograficzne, założenia odnośnie do przewidywanego postępu technologicznego i powiązanego z nim tempa poprawy efektywności użytkowania energii. Ceny paliw we wspomnianym modelu mają charakter danych egzogenicznych. Rokiem bazowym w modelu jest rok 2012 – kolejne lata są kalibrowane względem danych statystycznych, natomiast rokiem bazowym w niniejszej analizie jest rok 2020 (zgodnie z wytycznymi KE). Model STEAM-PL generuje wyniki w zakresie prognoz zapotrzebowania na paliwa i energię, obejmujące wszystkie stosowane obecnie i perspektywiczne paliwa i nośniki energii we wszystkich sektorach i podsektorach gospodarki krajowej (z uwzględnieniem zakładanego tempa rozwoju energetyki rozproszonej). Zastosowanie odpowiednich wskaźników, pozwala na oszacowanie we wspomnianym modelu całkowitej emisji zanieczyszczeń, odpowiadającej zużyciu określonych paliw w danym sektorze gospodarki. Z kolei w modelu STEAM-PL(ES) wyznaczane jest zapotrzebowanie na paliwa i energię w sektorze energii tj. w kopalniach, koksowniach, rafineriach i stacjach regazyfikacji LNG.

Projekcje zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło sieciowe wykorzystano jako dane wejściowe do modelu MESSAGE-PL (Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impacts), w którym na podstawie otrzymanej wielkości zapotrzebowania, wyznaczono optymalną strukturę sektora wytwórczego oraz wymaganą tym zapotrzebowaniem produkcję z poszczególnych jednostek wytwórczych. Model MESSAGE został opracowany przez Międzynarodowy Instytut Stosowanej Analizy Systemowej (IIASA) w Laxenburgu (Austria). Dobór optymalnej z punktu widzenia gospodarki struktury wytwarzania (mix energetyczny) w modelu MESSAGE opiera się na minimalizacji sumarycznych zdyskontowanych kosztów systemowych w całym rozpatrywanym przedziale czasowym, przy zadanych ogólnie ograniczeniach wynikających z polityki klimatyczno-energetycznej, warunków technicznych, logistycznych i surowcowych. Na podstawie obliczonej w tym modelu wielkości produkcji energii elektrycznej i ciepła sieciowego w poszczególnych technologiach wytwarzania, obliczono z zastosowaniem odpowiednich wskaźników, całkowite emisje zanieczyszczeń z sektora, a także uśrednione koszty wytwarzania energii elektrycznej, które stanowiły bazę do wyznaczenia cen detalicznych. Do przebadania wpływu funkcjonowania sektora paliwowo-energetycznego na gospodarkę, co ma być elementem Etapu II pracy, przewiduje się zastosowanie modelu równowagi ogólnej CGE.

Opis zastosowanych modeli analitycznych

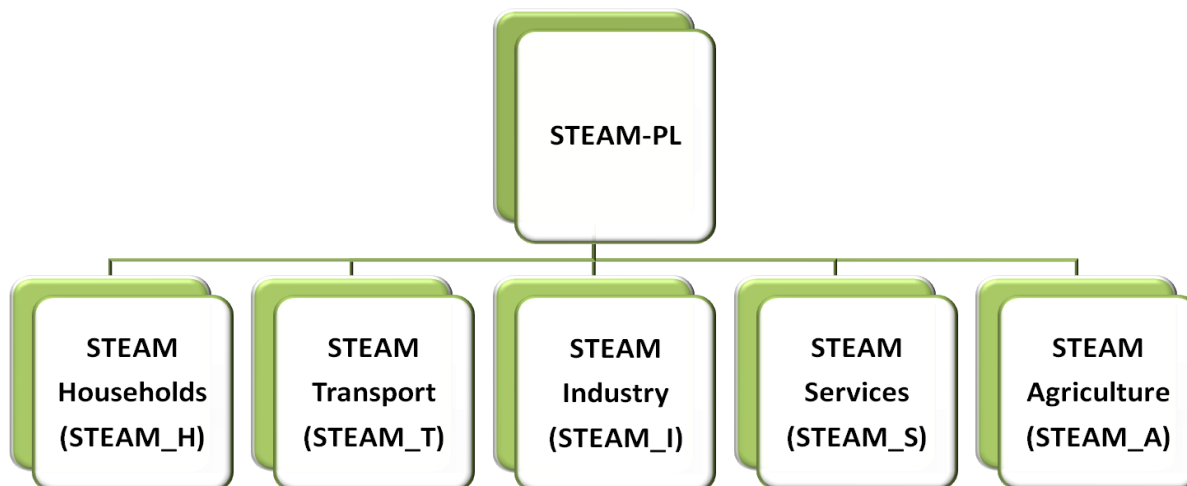
Model STEAM-PL

STEAM-PL jest modelem zużycia końcowego „end-use” dedykowanym dla krajowego systemu paliwowo-energetycznego, szczegółowo odzwierciedlającym techniczne aspekty związane z wykorzystaniem energii w poszczególnych sektorach gospodarki. Jest to zintegrowany model hybrydowy umożliwiający jednocześnie wyznaczanie przyszłego poziomu zapotrzebowania na energię użyteczną (z zastosowaniem klasycznego podejścia "bottom-up") i sposobów jego pokrycia (z zastosowaniem podejścia "top-down"). Model bazuje na algorytmie obliczeniowym, za pomocą którego dokonywana jest symulacja zachowań konsumentów energii, reagujących na zmiany relacji cenowych paliw i technologii, co umożliwia analizę substytucji technologii energetycznych i nośników energii w oparciu o koszty związane z dostawą

¹ Skwierz S. Model "bottom-up" zapotrzebowania na energię uwzględniający postęp technologiczny i zmiany relacji cenowych. Agencja Rynku Energii S.A./Politechnika Warszawska, Warszawa 2017.

określonych usług energetycznych (algorytm udziałów rynkowych). Do tego celu model wykorzystuje ekonometryczne modelowanie udziałów w rynku w postaci funkcji logit (market share algorithm - podejście matematyczne stosowane m.in. w modelach BALANCE/ENPEP² i WEM³).

STEAM-PL posiada strukturę modułową, tzn. każdemu zdefiniowanemu w nim sektorowi gospodarki krajowej dedykowany jest odpowiedni moduł, uwzględniający w swoich algorytmach obliczeniowych szereg charakterystycznych cech wyróżniających dany sektor (Rysunek 1.2).



Rysunek 1.2. Podział struktury modelu STEAM-PL na moduły

W modelu zastosowano następujący podział sektorów gospodarki krajowej na podsektory, umożliwiający uchwycenie specyficznych cech funkcjonowania poszczególnych obszarów gospodarczych (Tabela 1.1).

Tabela 1.1. Struktura sektorowa modelu STEAM-PL

Sektor	Podsektor
Gospodarstwa domowe	Gospodarstwa domowe w mieście
	Gospodarstwa domowe na wsi
Transport	Transport pasażerski
	Transport towarowy
Przemysł	Produkcja metali i odlewnictwo metali
	Produkcja metali nieżelaznych
	Produkcja wyrobów chemicznych i petrochemicznych
	Produkcja niemetalicznych wyrobów mineralnych
	Produkcja papieru i wyrobów z papieru, poligrafia, produkcja wyrobów z drewna
	Produkcja artykułów spożywczych, napojów oraz wyrobów tytoniowych
	Produkcja pozostałych wyrobów przemysłowych (produkcja wyrobów tekstylnych, odzieży, skór i wyrobów ze skór wyprawianych, produkcja maszyn i urządzeń, produkcja pojazdów samochodowych, przyczep i naczep, produkcja pozostałego sprzętu transportowego, produkcja maszyn i urządzeń, górnictwo rud metali, pozostałe górnictwo i wydobywanie, budownictwo, pozostała produkcja wyrobów).
Usługi	Usługi niekomercyjne
	Usługi komercyjne

² <https://ceesa.es.anl.gov/projects/Enpepwin.html> (dostęp: 15.06.2024)

³ World Energy Model documentation. International Energy Agency, October 2021.
https://iea.blob.core.windows.net/assets/932ea201-0972-4231-8d81-356300e9fc43/WEM_Documentation_WEO2021.pdf

W ramach każdego sektora i podsektora zdefiniowano kierunki użytkowania energii zestawione w (Tabela 1.2).

Tabela 1.2. Zastosowany w modelu STEAM-PL podział na kierunki użytkowania

Sektor	Podsektor
Gospodarstwa domowe	Urządzenia elektryczne
	Oświetlenie
	Klimatyzacja i wentylacja
	Przygotowanie posiłków
	Ogrzewanie pomieszczeń
	Przygotowanie CWU
Transport	Praca przewozowa (transport pasażerski)
	Praca przewozowa (transport towarowy)
Przemysł	Napędy elektryczne
	Oświetlenie
	Ogrzewanie i wentylacja pomieszczeń
	Ciepło piecowe
	Para technologiczna
Usługi	Oświetlenie pomieszczeń
	Oświetlenie ulic
	Wentylacja
	Klimatyzacja
	Ogrzewanie pomieszczeń
	Przygotowanie CWU
	Napędy elektryczne
	Urządzenia technologiczne
	Elektryczne urządzenia biurowe
	Urządzenia chłodnicze
	Przygotowanie posiłków
Rolnictwo	Paliwa silnikowe
	Pozostałe paliwa
	Odbiory elektryczne

Procedurę obliczeniową zastosowaną w modelu można scharakteryzować w następujący sposób: model w pierwszej kolejności określa poziom zapotrzebowania na energię użyteczną na podstawie przyjętego tempa rozwoju gospodarczego kraju oraz czynników o charakterze społecznym, technicznym i regulacyjnym.

Jako siły sprawcze* zmian zapotrzebowania w poszczególnych sektorach i kierunkach użytkowania wymienione w tabeli (Tabela 1.3):

Tabela 1.3. Siły sprawcze zmian zapotrzebowania w poszczególnych sektorach

Sektor	Kierunek użytkowania energii	Podsektor
Gospodarstwa domowe	Urządzenia elektryczne	Dochód rozporządzalny gosp. dom.
	Oświetlenie	Liczba gospodarstw domowych, powierzchnia użytkowa
	Klimatyzacja i wentylacja	Dochód rozporządzalny, liczba gosp. dom.
	Przygotowanie posiłków	Liczba ludności, liczba gosp. dom.

* zidentyfikowane czynniki, które w największym stopniu warunkują zakres i tempo zmian zapotrzebowania na energię

Sektor	Kierunek użytkowania energii	Podsektor
Transport	Ogrzewanie pomieszczeń	Powierzchnia użytkowa
	Przygotowanie ciepłej wody użytkowej	Liczba ludności, liczba gosp. dom.
	Praca przewozowa transportu pasażerskiego	Dochód rozporządzalny gosp. dom.
	Praca przewozowa transportu towarowego	PKB, wartość dodana w przemyśle i budownictwie
Przemysł	Napędy elektryczne	PKB, wartość dodana w przemyśle i budownictwie
	Oświetlenie	
	Ogrzewanie, wentylacja pomieszczeń	
	Ciepło piecowe	
	Para technologiczna	
Usługi	Oświetlenie	Powierzchnia użytkowa obiektów, wartość dodana w usługach
	Ogrzewanie pomieszczeń	
	Wentylacja	
	Klimatyzacja	Liczba obiektów, liczba osób użytkujących obiekty, liczba zatrudnionych osób w poszczególnych kategoriach działalności oraz wartość dodana w usługach
	Przygotowanie CWU	
	Napędy elektryczne	
	Urządzenia technologiczne	
	Elektryczne urządzenia biurowe	
	Urządzenia chłodnicze	
	Przygotowywanie posiłków	
Rolnictwo	Odbiory elektryczne	Wartość dodana w rolnictwie
	Paliwa silnikowe	
	Pozostałe paliwa	

W następnym kroku określany jest zestaw technologii i urządzeń umożliwiających pokrycie zapotrzebowania na poszczególne usługi energetyczne. Do wyznaczenia stanu wyjściowego wykorzystano m.in.: wyniki cyklicznego (co trzy lata) badania zużycia paliw i energii w gospodarstwach domowych⁴, wyniki badania statystycznego „Bilanse paliw i energii”⁵, a także wyniki analiz wykonanych przez uznane ośrodki badawcze i instytucje branżowe. Na podstawie prognozowanej ilości urządzeń, ich charakterystyk techniczno-ekonomicznych oraz przewidywanej intensywności wykorzystania obliczane jest finalne zużycie energii. Poprawa efektywności energetycznej urządzeń elektrycznych uwzględniania jest poprzez założenia związane z rozwojem technologicznym (klasy energetyczne). Tempo wymiany urządzeń istniejących na nowe o wyższej klasie efektywności energetycznej, przyjmowane jest na podstawie analizy trendów historycznych jako wynik predykcji uzyskany w odpowiednich modelach ekonometrycznych oraz na podstawie danych sprzedażowych pozyskanych od producentów, dla każdego urządzenia z osobna (wskaźnik określający tempo wymiany urządzeń starych na nowe może być również określany przez użytkownika). Podział na klasy energetyczne jest stosowany dla wszystkich zdefiniowanych w modelu urządzeń elektrycznych (np. w module dedykowanym gospodarstwom domowym zdefiniowano 72 różne typy urządzeń elektrycznych codziennego użytku oraz 6 rodzajów urządzeń klimatyzacji i wentylacji). Do określenia kierunków użytkowania energii takich jak ogrzewanie i przygotowywanie ciepłej wody użytkowej oraz sposobu pokrycia potrzeb energetycznych wykorzystywany jest wspomniany wcześniej algorytm udziałów rynkowych (*market share algorithm*).

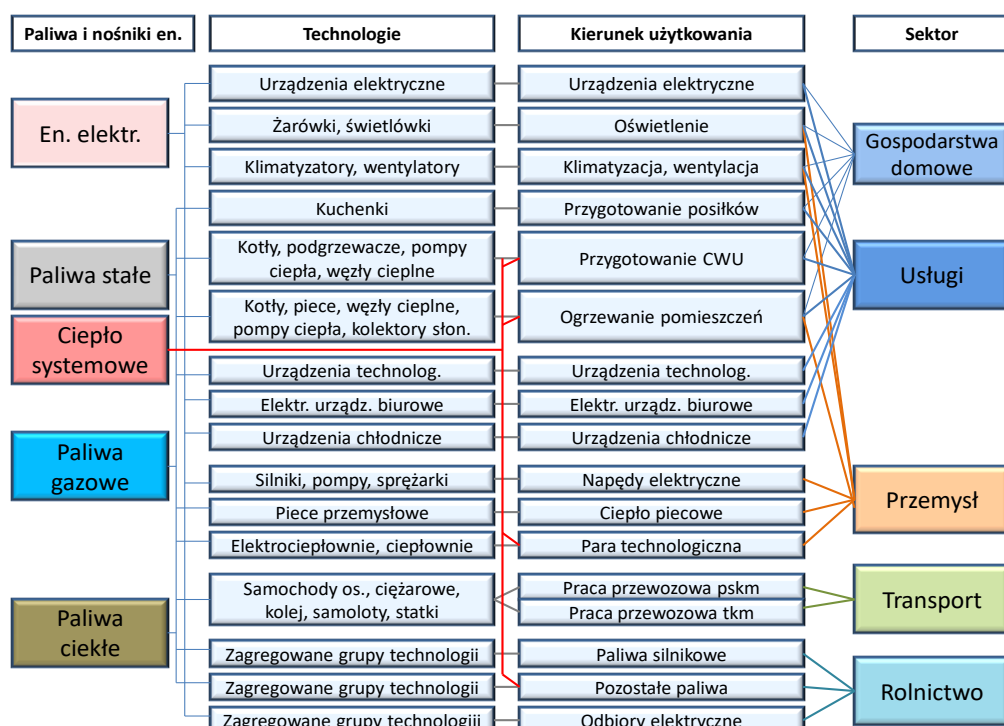
W sektorze przetwórstwa przemysłowego model stosuje nieco inne podejście niż do usług i gospodarstw domowych, a mianowicie w pierwszej kolejności przygotowywane są projekcje produkcji energochłonnych wyrobów przemysłowych (jako dane egzogeniczne wynikające ze strategii gospodarczej oraz z dedykowanych modeli ekonomicznych), a następnie na podstawie danych

⁴ „Zużycie energii w gospodarstwach domowych” - GUS, Warszawa, 2002, 2009, 2012, 2015

⁵ G-02b (Sprawozdanie bilansowe nośników energii i infrastruktury ciepłowniczej), G-03 (Sprawozdanie o zużyciu paliw i energii)

historycznych wyznaczane są wskaźniki energochłonności dla danych grup wyrobów. Wskaźniki te są ekstrapolowane, co stanowi element odzwierciedlający przebieg procesów poprawy efektywności wykorzystania energii (wartości wspomnianych wskaźników mogą być w dowolny sposób kształtowane przez użytkownika, który bazuje na danych historycznych, jak również na danych dotyczących możliwości rozwoju technologicznego w przyszłości). Uzyskany w ten sposób poziom zapotrzebowania na energię ulega w dalszej kolejności podziałowi na poszczególne kierunki użytkowania, w obrębie których, za pomocą algorytmu udziałów rynkowych przeprowadza się symulację sposobów pokrycia tego zapotrzebowania przez poszczególne grupy dedykowanych technologii opisanych szeregiem parametrów techniczno-ekonomicznych - przy zadanych ograniczeniach o charakterze technicznym, surowcowym i środowiskowym.

Na rysunku (Rysunek 1.3) przedstawiono schemat modelu i poszczególne elementy zdefiniowane w modelu STEAM-PL.



Rysunek 1.3. Ogólny schemat modelu STEAM-PL

Zapotrzebowanie na energię użyteczną dla kierunków użytkowania: urządzenia elektryczne, oświetlenie, klimatyzacja i wentylacja, przygotowanie posiłków, elektryczne urządzenia biurowe oraz urządzenia chłodnicze, obliczane jest na podstawie liczby urządzeń danego typu oraz intensywności ich wykorzystania (zdefiniowanej jako iloczyn średniego rocznego czasu wykorzystania i mocy lub rocznego poboru energii):

$$ZEU = LUO * IWU \quad (1.1)$$

gdzie:

ZEU – zapotrzebowanie na energię użyteczną

LUO – liczba urządzeń odbiorczych

IWU – intensywność wykorzystania danego urządzenia odbiorczego (iloczyn średniego rocznego czasu wykorzystania i mocy urządzenia lub średni roczny pobór energii)

Liczba urządzeń odbiorczych i intensywność ich wykorzystania jest najczęściej pochodną przewidywanej liczby gospodarstw domowych, liczby podmiotów prowadzących daną działalność usługową, liczby

ludności oraz stopnia zamożności społeczeństwa mierzonego wskaźnikiem PKB/Mieszkańca lub poziomu dochodu rozporządzalnego. W niektórych przypadkach, wykorzystuje się także dane sprzedażowe pochodzące bezpośrednio od dostawców.

W pozostałych kierunkach użytkowania, zapotrzebowanie na energię jest obliczane na podstawie przewidywanego poziomu aktywności oraz zużycia energii na jednostkę tej aktywności:

$$ZEU = A * I \quad (1.2)$$

gdzie:

ZEU – energia użyteczna

A – poziom aktywności

I – energochłonność

$$ZEF = ZE * \eta \quad (1.3)$$

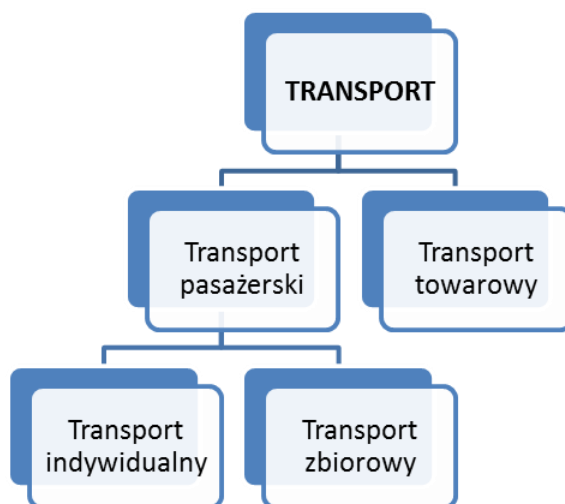
gdzie:

ZEF – energia finalna

η – sprawność

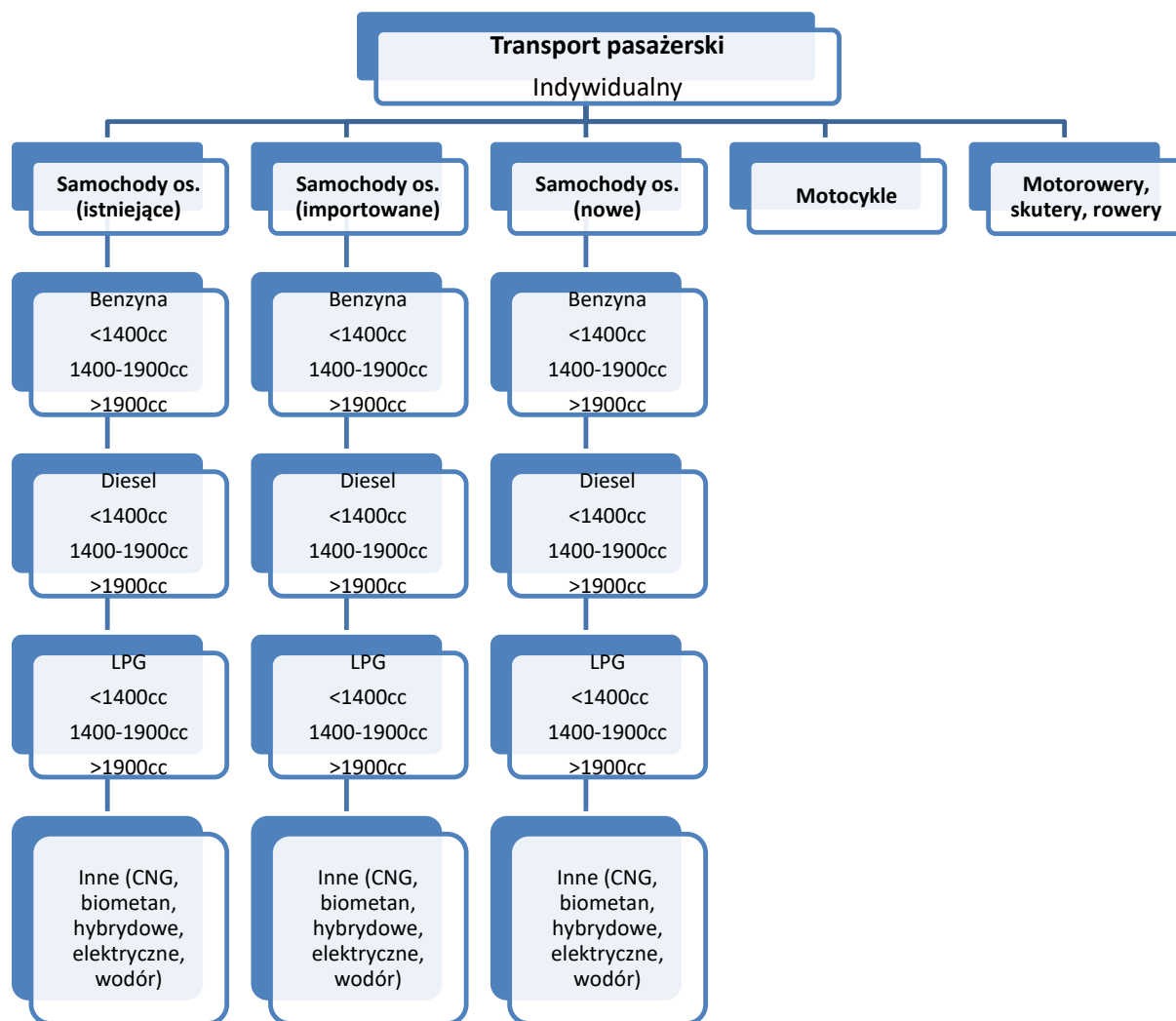
Algorytm udziałów rynkowych jest wykorzystywany do określania sposobu pokrycia wyznaczonego w poprzednich krokach zapotrzebowania na energię użyteczną, dla kierunków użytkowania, w których występuje konkurencja pomiędzy poszczególnymi technologiami i nośnikami energii (np. ogrzewanie pomieszczeń, przygotowywanie posiłków, przygotowywanie ciepłej wody użytkowej, para technologiczna).

Moduł dedykowany sektorowi transportu (STEAM_T) umożliwia prowadzenie analiz w podziale na transport pasażerski i towarowy oraz w podziale na rodzaje środków transportu i typy pojazdów zdefiniowane wewnątrz tych dwóch kategorii. Zastosowana struktura pozwala na szczegółowe odzwierciedlenie zasad funkcjonowania krajowego sektora transportu (Rysunek 1.4; Rysunek 1.5; Rysunek 1.6; Rysunek 1.7).



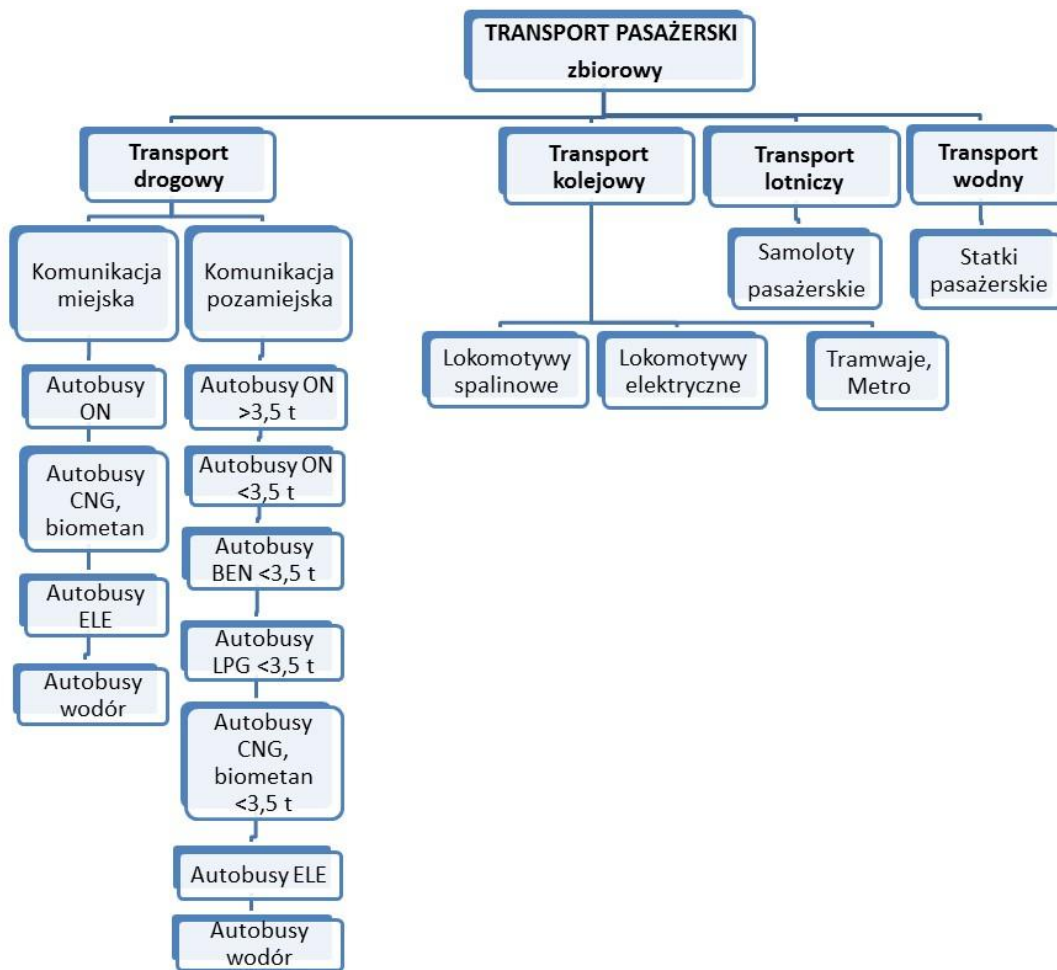
Rysunek 1.4. Struktura zastosowana w module STEAM_T

W transporcie pasażerskim indywidualnym wyspecyfikowano następujące grupy pojazdów: samochody osobowe istniejące, samochody osobowe nowe, samochody osobowe importowane, a także motocykle, skutery i rowery. W kategorii samochodów osobowych zdefiniowano następujące typy pojazdów w zależności od rodzaju stosowanego paliwa (benzyna, olej napędowy, gaz ciekły LPG, sprężony gaz ziemny CNG, energia elektryczna, inne) oraz pojemności skokowej silnika (<1,4 dm³, 1,4-1,9 dm³, >2,0 dm³), (Rysunek 1.5).



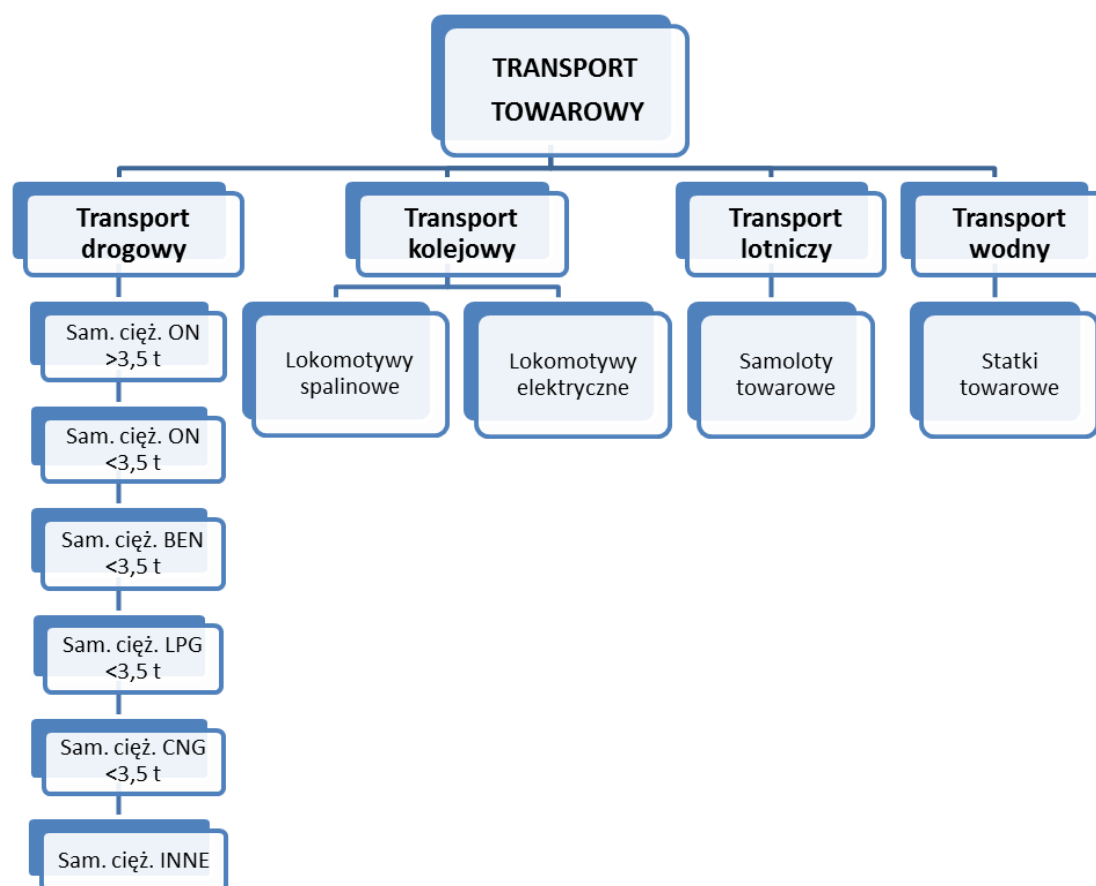
Rysunek 1.5. Struktura zastosowana w module STEAM_T – Transport pasażerski indywidualny

W transporcie pasażerskim zbiorowym wyodrębniono cztery podstawowe gałęzie transportu tzn. transport drogowy (obejmujący komunikację autobusową miejską i międzymiastową), transport kolejowy z wyszczególnieniem charakterystycznych typów pojazdów szynowych (lokomotywy spalinowe, elektryczne, pociągi metra oraz tramwaje), transport lotniczy oraz transport wodny. Do środków komunikacji miejskiej zaliczono autobusy napędzane olejem napędowym (ON), sprężonym gazem ziemnym (CNG), energią elektryczną i innymi paliwami (np. wodór, etanol). W komunikacji pozamiejskiej (międzymiastowej i międzynarodowej) przyjęto pięć typów pojazdów autobusowych: autobusy napędzane ON o masie > 3,5 t i < 3,5 t, autobusy napędzane benzyną o masie < 3,5 t oraz autobusy na sprężony gaz ziemny o masie do 3,5 t (Rysunek 1.6).



Rysunek 1.6. Struktura zastosowana w module STEAM_T – Transport pasażerski zbiorowy

W transporcie towarowym wyspecyfikowano cztery podstawowe gałęzie tj.: transport drogowy, który reprezentowany jest przez samochody ciężarowe o masie pojazdu do 3,5 t i powyżej 3,5 o określonym rodzaju stosowanego paliwa, transport kolejowy (lokomotywy spalinowe i elektryczne) oraz transport lotniczy i wodny (statki towarowe, barki), (Rysunek 1.7).



Rysunek 1.7. Struktura zastosowana w module STEAM_T – Transport towarowy

Projekcje zapotrzebowania na paliwa w tym sektorze tworzone są na podstawie iloczynu przewidywanej liczności pojazdów transportowych, prognoz ich średnich rocznych przebiegów oraz średniego zużycia paliwa na 100 km przebiegu:

$$EF = LP \times SRP \times SZP \quad (1.4)$$

gdzie:

EF – energia finalna

LP – liczba pojazdów transportowych

SRP – średnie roczne przebiegi

SZP – średnie zużycie paliwa na 100 km przebiegu.

Model MESSAGE-PL

Model alternatywnych strategii zaopatrzenia w energię i ich ogólnego oddziaływania na środowisko (MESSAGE) został zaprojektowany jako model optymalizacyjny dla średnio- i długoterminowego planowania systemu energetycznego oraz analiz polityki energetycznej. Model MESSAGE⁶ został stworzony i jest rozwijany w Instytucie Stosowanych Analiz Systemowych w Laxenburgu (IIASA, Austria). Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej (IAEA) przejęła model MESSAGE w 2000 r., gdzie jest on stale aktualizowany i udoskonalany w celu wsparcia analiz alternatywnych strategii energetycznych, w tym wykorzystania technologii jądrowych. Specjalne porozumienie między IIASA i IAEA dopuszcza jego stosowanie w państwach, które podpisały stosowne

⁶ MESSAGE - Model for Energy Supply Strategy Alternatives and the General Environmental Impacts, User Manual, IAEA, 2007

porozumienia – Polska należy do takich państw. W ARE S.A. model MESSAGE został zaadoptowany do warunków polskich.

Zastosowana w modelu MESSAGE metodyka opiera się na optymalizacji funkcji celu przy zadanych ograniczeniach zasobowych, dostępności paliw, nowych inwestycji, stopnia nasycenia rynku nowymi technologiami, norm emisji zanieczyszczeń i wytwarzania odpadów, w celu formułowania i oceny alternatywnych strategii zaopatrzenia w energię dla danej wielkości popytu na energię.

Funkcja celu zdefiniowana jest jako minimalizacja sumarycznych zdyskontowanych kosztów systemowych w całym rozpatrywanym przedziale czasowym oraz całym łańcuchu dostaw, wykorzystując metody programowania liniowego lub programowania całkowito-liczbowego, dla pewnych zadań, (np. dobór agregatów o wyszczególnionej mocy - duże jednostki węglowe i jądrowe).

Dobór technologii odbywa się w procesie iteracyjnym. Model startuje z pewnym wstępnym zestawem technologii „kandydatów” (jednostki istniejące wprowadzone do modelu na bazie danych statystycznych z formularza ARE – G.10.2 + nowe jednostki zdeterminowane + nowe jednostki wytwórcze, bazujące na obecnie znanych technologiach i perspektywicznych), określonym w oparciu o całkowite koszty (stałe+zmiennie) i szereg ograniczeń: politycznych, środowiskowych i technicznych, w tym dot. wymaganego poziomu rezerw systemowych. Następnie w oparciu o same koszty zmienne określa wielkość produkcji w każdym ze zdefiniowanych przez użytkownika podokresów (time slice’ów). Potem znowu dostosowuje wielkości mocy poszczególnych jednostek i następnie produkcji. Model wykonuje n-iteracji, aż do momentu uzyskania optymalnego rozwiązania w obszarze zarówno mocy jak i produkcji.

Koszty stałe (fixed costs) obejmują takie elementy jak koszty inwestycyjne rozłożone na życie techniczne instalacji (amortyzacja), koszty utrzymania i konserwacji, a także stacjonarne koszty operacyjne. Są one niezależne od wielkości produkcji czy wykorzystania danej technologii w danym okresie, lecz muszą być ponoszone, aby instalacja była dostępna i gotowa do produkcji energii.

Koszty zmienne (variable costs) to koszty, które zmieniają się proporcjonalnie do poziomu produkcji lub wykorzystania technologii. Obejmują one koszty paliwa, surowców, energii pomocniczej, kosztów emisji i innych bezpośrednich nakładów, które rosną wraz z intensywnością użytkowania danej technologii w modelu

Ten podział pozwala optymalizować zarówno decyzje długoterminowe (inwestycje), jak i krótkoterminowe (operacje) w systemie energetycznym. Model optymalizuje obie kategorie tych kosztów równocześnie, w taki sposób, aby suma zdyskontowanych kosztów stałych i zmiennych była możliwie najmniejsza w całym rozpatrywanym horyzoncie czasowym. Jest to podejście zgoła różne od metod opartych np. na LCOE, ponieważ model MESSAGE bierze pod uwagę znacznie więcej aspektów (związanych m.in. z zapewnieniem adekwatnych ilości mocy dyspozycyjnych, ograniczeń technicznych i politycznych, środowiskowych, a także uwzględnieniem mechanizmów subsydiowania niektórych technologii, zastosowanych wymuszeń w odniesieniu do budowy określonych jednostek wytwórczych). W metodzie LCOE wskaźniki wykorzystania mocy zainstalowanej są wielkościami zdeterminowanymi, natomiast w modelu MESSAGE wielkości te podlegają optymalizacji w zależności od warunków systemowych, w tym krzywych obciążenia charakterystycznych dla odbiorców i technologii wytwarzania.

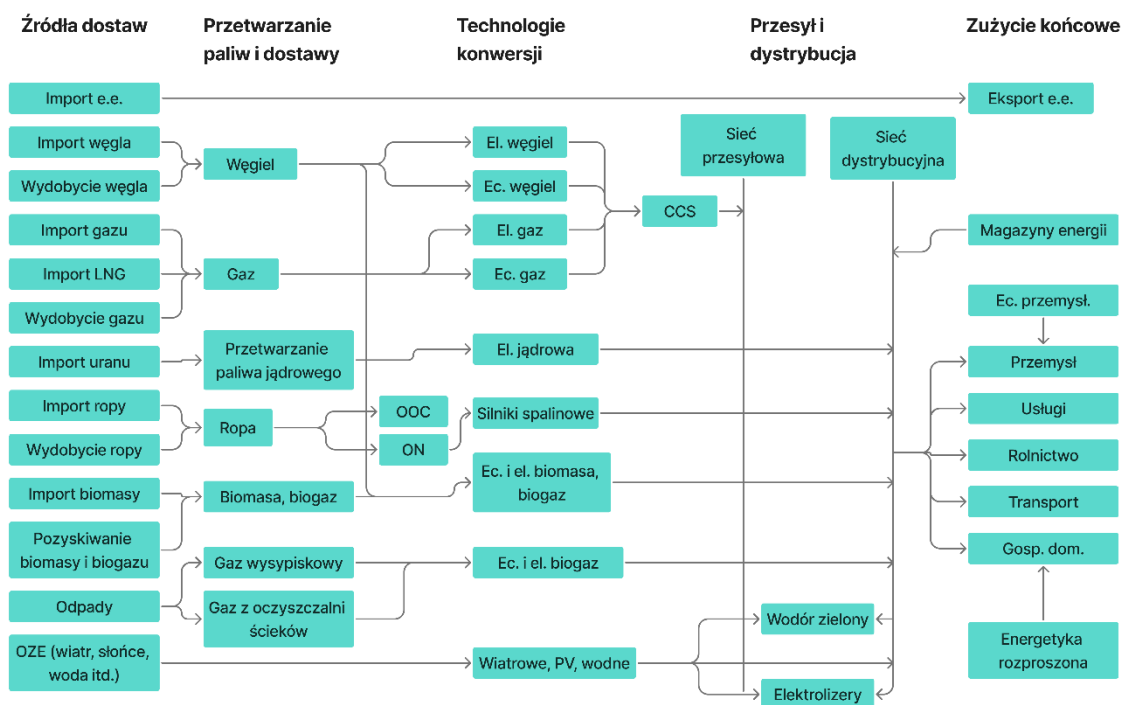
Spośród wielu alternatywnych scenariuszy, MESSAGE wybiera ten, który zaspokaja egzogenicznie zadane zapotrzebowanie po najniższym koszcie. Proces optymalizacji można zatem porównać do decydentów inwestujących w technologie energetyczne charakteryzujące się różnymi parametrami wydajności, kosztów i ochrony środowiska w taki sposób, aby zaspokoić zapotrzebowanie po najniższym koszcie przy danych ograniczeniach. Zmiany w systemie energetycznym mają zatem charakter endogeniczny, co oznacza, że tempo zwiększonej oszczędności energii lub zmiany strukturalnej jest określane przez zmiany w wybranych zastosowaniach technologicznych.

Model MESSAGE uwzględnia również subsydiowanie jednostek energetycznych. Subsidia dla jednostek są uwzględniane poprzez:

- Dodawanie do funkcji celu korekt kosztowych, czyli uwzględnianie subsydiów jako redukcji kosztów inwestycyjnych lub operacyjnych danej jednostki,
- Wprowadzanie sztucznych limitów lub bonusów w kosztach lub produkcji, które symulują efekt wsparcia finansowego,
- Modyfikowanie równań kosztów stałych i zmiennych poprzez obniżenie wartości jednostkowych kosztów technologii lub surowców w przypadku subsydiowanych jednostek,
- Uwzględnianie subsydiów w ograniczeniach modelu poprzez wymuszanie minimalnej produkcji lub wspierania wybranych technologii.

Model MESSAGE jako elastyczne narzędzie pozwala modelować różne scenariusze polityczne i ekonomiczne, w tym subsydiowanie, przez odpowiednie parametryzowanie kosztów i ograniczeń – np. niższe koszty inwestycji lub operacyjne dla technologii objętych wsparciem.

MESSAGE działa na zdefiniowanej przez użytkownika sieci przepływów energii, począwszy od wydobycia lub dostawy energii pierwotnej, poprzez przemiany (np. wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła), przesył i dystrybucję, aż do odbiorców końcowych.

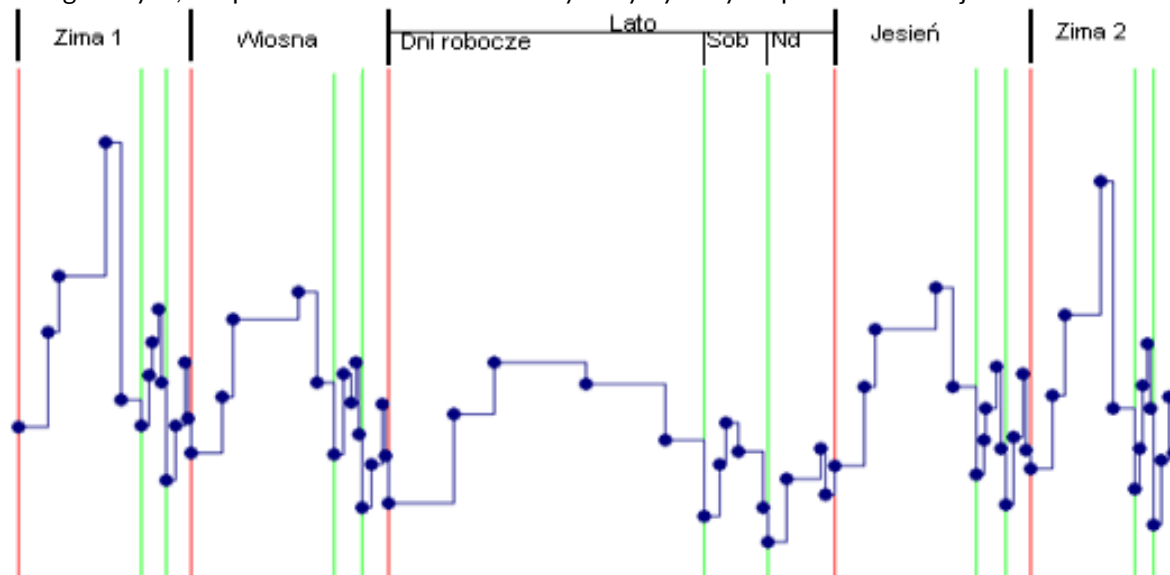


Rysunek 1.9. Uproszczony schemat systemu elektroenergetycznego i ciepłowniczego w modelu MESSAGE

Zarówno technologie istniejące, jak i nowe jednostki wytwórcze są częścią sieci. Obecnie model zawiera ok. 100 istniejących jednostek wytwórczych oraz nowych rodzajów technologii (m.in. wysokosprawne technologie węglowe i gazowe bez- oraz z wychwytem CO₂, technologie wykorzystania źródeł odnawialnych - OZE, elektrownie jądrowe, technologie kogeneracyjne, magazyny energii, elektrolizery, usługi DSR). Model uwzględnia długoterminowe cele odnośnie do emisji zanieczyszczeń powietrza i emisji CO₂ (w tym, ograniczenia odnośnie pozwoleń do emisji wynikające z Europejskiego systemu handlu emisjami) oraz instrumenty polityki państwa promujące OZE i skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła.

Istotną zaletą modelu MESSAGE jest możliwość różnicowania poziomu zapotrzebowania na dany nośnik energii według pór roku, rodzajów dni oraz pór dnia. Informacja ta jest podstawą do określenia miksu technologicznego oraz trybu pracy zainstalowanych jednostek (praca w podstawie, pod-szczycie i szczycie obciążenia). Stosowana w modelu MESSAGE ekwiwalentna krzywa obciążenia w KSE (Rysunek 1.8) tworzona jest na podstawie danych z PSE S.A odnośnie do poziomu obciążenia dla okresów

historycznych oraz prognoz zmian tej krzywej opracowywanych w ARE S.A. Krzywa obciążenia została podzielona na pięć sezonów (zima 1, wiosna, lato, jesień i zima 2). W ramach każdego z sezonów zdefiniowano dni robocze (z wydzielonym dniem z najwyższym zapotrzebowaniem, soboty oraz niedziele). Każdy dzień został podzielony na 12 podokresów (z 2-godzinną rozdzielczością czasową). Zastosowana rozdzielczość jest pewnym uproszczeniem, niezbędnym do osiągnięcia kompromisu pomiędzy poziomem szczegółowości, a dostępnymi mocami obliczeniowymi. Biorąc pod uwagę fakt, że mamy do czynienia z optymalizacją w całym rozpatrywanym horyzoncie czasowym (sięgającym 2065 r.) jak również to, że w modelu zdefiniowanych jest ok. 100 technologii wytwarzania i cały łańcuch dostaw energii z uwzględnieniem wymiany transgranicznej, zastosowana rozdzielczość jest jedną z najbardziej szczegółowych, w porównaniu z modelami wykorzystywanymi przez inne kraje członkowskie UE.



Rysunek 1.8. Ekwiwalentna krzywa obciążenia zastosowana w modelu MESSAGE

Ten sam podział czasowy stosowany jest do uchwycenia zmienności produkcji elektrowni wiatrowych na lądzie i morzu oraz elektrowni fotowoltaicznych bez pełnej rozdzielczości godzinowej. Uproszczone krzywe wykorzystania mocy dla wiatru i PV tworzone są na podstawie godzinowych szeregów czasowych dla tychże źródeł, dostępne na platformy internetowej Renewables.ninja. MESSAGE modeluje maksymalne zapotrzebowanie na moc poprzez krzywe obciążenia, ograniczenia marginesu rezerw oraz decyzje dotyczące rozbudowy mocy. Optymalizacja zapewnia następnie systemowi wystarczającą moc zainstalowaną i elastyczność operacyjną, aby sprostać tym maksymalnym zapotrzebowaniu na moc przez cały czas. Poprzez współczynniki rezerwy operacyjnej model również dostosowują potrzeby elastyczności dla źródeł innych niż zmienne na podstawie udziałów źródeł zmiennych energii odnawialnej.

Wyniki obliczeń przeprowadzonych w modelu MESSAGE (pomimo wysokiego poziomu szczegółowości) zostały następnie poddane gruntownej weryfikacji:

1. w modelu symulacyjnym ARENA-PL (wykorzystującym rozdzielczość godzinową w swoich algorytmach obliczeniowych i odwzorowującym funkcjonowanie konkurencyjnego rynku energii elektrycznej)
2. w modelu PLEXOS (PSE S.A.) pod kątem adekwatności mocy (analiza wskaźnika LOLE, LOLP).

Celem weryfikacji przeprowadzonej w modelu ARENA-PL, który jest modelem opracowanym w ARE S.A. na potrzeby prognoz cen energii elektrycznej na zliberalizowanych rynkach energii UE, była analiza działania szeregu nowych technologii w rozdzielczości godzinowej, których charakter pracy jest ściśle powiązany z obciążeniem źródeł pogodozależnych i kształtowaniem się cen energii elektrycznej w krótkich interwałach czasowych (np. układów magazynowania energii, technologii P2H, czy elektrolizerów).

Celem przeprowadzonej weryfikacji w modelu PLEXOS była analiza odporności systemu z dużym udziałem źródeł niestabilnych i pogodozależnych, takich jak elektrownie wiatrowe i słoneczne, na występowanie okresowo niesprzyjających warunków pogodowych (np. 2-3 tygodniowy okres występowania tzw. Dunkelflaute). W jej wyniku ujawniono konieczność dodania w modelu optymalizacyjnym MESSAGE od kilkuset do kilku tysięcy MW mocy dyspozycyjnych (głównie w turbinach gazowych szczytowych) dla poprawy wskaźników bezpieczeństwa (LOLE i LOLP). W całym analizowanym horyzoncie czasowym wyniki modelowania w zakresie mocy dyspozycyjnych spełniają kryterium LOLE < 3h w roku.

Na podstawie wyznaczonej przy zastosowaniu modelu MESSAGE optymalnej struktury sektora wytwórczego oraz wymaganej zapotrzebowaniem produkcji z poszczególnych jednostek wytwórczych, określone zostały jednostkowe uśrednione koszty wytwarzania energii elektrycznej w Polsce w rozpatrywanym horyzoncie czasowym latach 2020-2050.

Model ARENA-PL

ARENA-POL to model opracowany w ARE S.A. w latach 2019-2023, stanowiący zespół powiązanych ze sobą modułów służących do symulacji rynku energii elektrycznej w rozdzielczości godzinowej w perspektywie 2050 r. Model składa się z części popytowej (Demand_module), podażowej (Supply_module) oraz części odzwierciedlającej wymianę transgraniczną (Cross-border trade). Danymi wejściowymi są wyniki z następujących modeli:

1. STEAM-PL – w zakresie prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną w kraju (krzywa godzinowa, uwzględniająca dobowo-godzinową charakterystykę krajowego zużycia energii, w tym: zużycie w sektorze e-mobility, elektrolizerach, technologiach P2H, pompach ciepła, urządzeniach klimatyzacyjnych, automatyzację i inteligentne sterowanie odbiorami),
2. MESSAGE-PL – optymalny, krajowy mix energetyczny,

Dodatkowe dane wejściowe do modelu stanowią: dane makroekonomiczne (PKB, WD, CPI), kursy walut, ceny paliw, ceny świadectw pochodzenia, stawki rynku mocy, planowane wyłączenia jednostek wytwórczych, ograniczenia sieciowe i inne.

Model symuluje prace jednostek wytwórczych w warunkach rynkowych, w podziale na poszczególne bloki (ok. 80 bloków JWCD, plus zagregowane jednostki w elektrociepłowniach zawodowych, przemysłowych i niezależnych, źródła OZE (w tym rozproszone), elektrownie wodne, ESP, elektrolizery, usługi DSR oraz magazyny energii (baterijne, wykorzystujące wodór). Jego głównym zadaniem jest prognozowanie cen energii elektrycznej, które odbywa się poprzez wyznaczanie krańcowego kosztu wytwarzania w danym interwale czasowym (dla 8760 godzin w każdym rozpatrywanym roku) w oparciu o "stos" jednostek wytwórczych ułożonych od najtańszej do najdroższej (merit order) pod kątem oferowanej ceny (generalnie zmiennych kosztów wytwarzania energii elektrycznej). "Marginalna" jednostka wyznacza cenę dla wszystkich jednostek niższych w kolejności. Koszty zmienne określone są na podstawie parametrów techniczno-ekonomicznych poszczególnych jednostek wytwórczych oraz przewidywanych kosztów paliwa produkcyjnego z transportem, kosztów środowiskowych oraz pozostałych kosztów zmiennych. Dodatkowo model uwzględnia poziom dostępnej w danej godzinie rezerwy mocy w KSE i jego wpływ na poziom cen energii elektrycznej, w oparciu o scarcity pricing mechanism*. Wyznaczanie cen energii elektrycznej dla każdej godziny jest kluczowe w kontekście takich źródeł jak magazyny energii, elektrolizery czy technologie P2H, których funkcjonowanie jest z nimi ściśle powiązane. Model uwzględnia także wymuszenia pracy niektórych jednostek wytwórczych (zaliczanych do must-run). Model ARENA-PL pozwala określić czy wyznaczona w modelu optymalizacyjnym MESSAGE krajowa struktura mocy wytwórczych jest w stanie pokryć zapotrzebowanie na moc i energię w każdej godzinie (dla różnych lat klimatycznych oblicza wartości wskaźników wykorzystywanych do oceny adekwatności mocy LOLP i LOLE) oraz ilość energii redysponowanej nierynkowo przez operatora (curtailments). Wyniki analiz tego modelu pozwalają na odpowiednią modyfikację danych wejściowych w celu ich lepszego i dokładniejszego dostosowania.

*Mechanizm scarcity pricing to sposób ustalania cen, który podnosi ceny rynkowe ponad ustalone limity ofertowe w sytuacjach niedoboru rezerw operacyjnych lub innych zasobów niezbędnych do utrzymania równowagi podaży i popytu. Jego celem jest oddanie rzeczywistej, wyższej wartości zasobów dostępnych w warunkach niedoboru, dzięki czemu tworzy silny sygnał cenowy zachęcający do inwestycji w zwiększenie dostępności energii bądź jej oszczędności. W sytuacji nadwyżek rezerw operacyjnych sygnał cenowy jest odwrotny.

Model makroekonomiczny

Do porównania rozważanych scenariuszy z perspektywy makroekonomicznej zastosowany został dynamiczny model równowagi ogólnej (ang. Computable General Equilibrium – CGE). Pod względem struktury jest on podobny do standardowego modelu GTAP⁷, z uwzględnieniem zużycia energii i emisji gazów cieplarnianych. Model został zbudowany w środowisku MPSGE⁸ w pakiecie GAMS. Poniżej omawiane są główne cechy i składowe (bloki) modelu, a następnie działanie modelu jako całości i sposób połączenia z modelem systemu energetycznego.

Podział na sektory. Model CGE przedstawia gospodarkę w podziale na sektory (gałęzie), w tym 7 gałęzi energetycznych i 5 gałęzi nieenergetycznych (Tabela 1.4). Analogiczna klasyfikacja odnosi się do dóbr i usług (produktów), przy czym każda gałąź wytwarza jeden rodzaj produktu (np. rolnictwo – produkty rolne itd.). Dotyczy ona zarówno produktów wytwarzanych w kraju, jak i importowanych. Wielkości makroekonomiczne, takie jak PKB, konsumpcja, eksport, import, dochody z pracy itp. wyznaczone są w modelu CGE poprzez agregację odpowiednich wielkości występujących na poziomie gałęziowym / produktowym.

Tabela 1.4. Sektory modelu CGE

Nr	Nazwa skrócona	Opis
1	Węgiel	Wydobycie węgla
2	Gaz	Wydobycie i dystrybucja gazu ziemnego
3	Ropa	Wydobycie ropy naftowej
4	Rafinerie	Rafinacja ropy naftowej
5	Energetyka	Wytwarzanie i dystrybucja energii elektrycznej i ciepła sieciowego
6	Biomasa	Produkcja biomasy
7	Biopaliwa	Produkcja biopaliw
8	Rolnictwo	Rolnictwo, rybołówstwo i leśnictwo
9	Przemysł	Przetwórstwo przemysłowe
10	Budownictwo	Budownictwo
11	Transport	Transport lądowy, powietrzny i wodny
12	Usługi	Usługi pozostałe

Źródło: opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

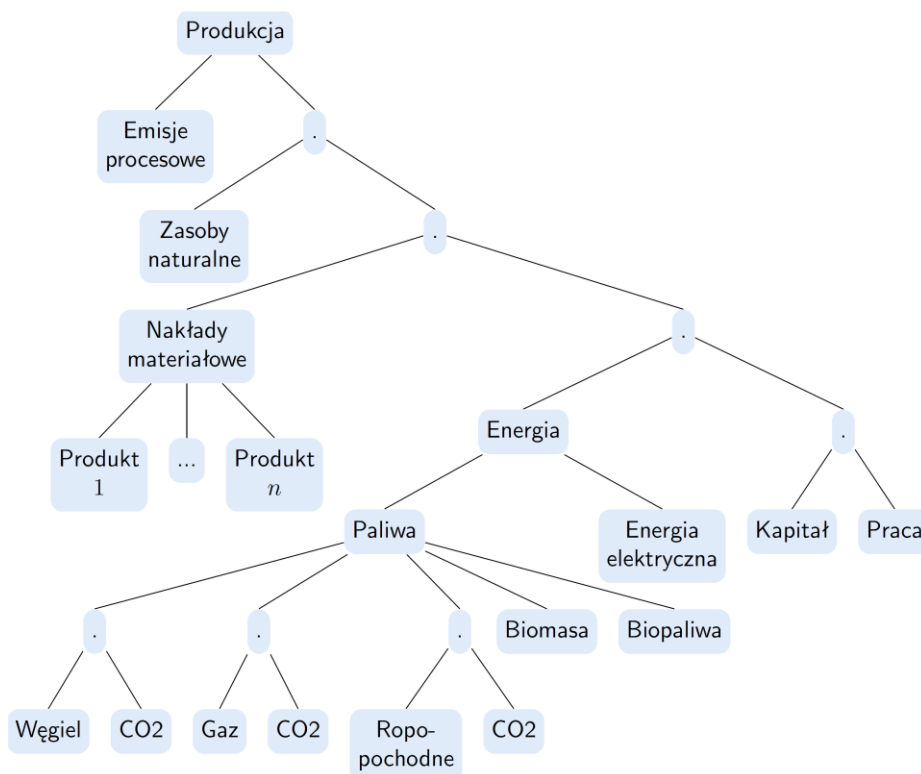
Produkcja. Produkcja poszczególnych gałęzi gospodarki modelowana jest za pomocą zagnieżdżonych funkcji produkcji typu CES (*constant elasticity of substitution*). Schemat funkcji produkcji (Rysunek 1.9) przedstawia nakłady (czynniki) wykorzystywane w procesie produkcyjnym. Obejmują one produkty energetyczne, pozostałe produkty (dobra i usługi), wykorzystywane jako nakłady materiałowe, a także pierwotne czynniki produkcji – kapitał, pracę i zasoby naturalne. Schemat uwzględnia ponadto emisje gazów cieplarnianych, powstające wskutek spalania paliw i innych procesów produkcyjnych.

Rozgałęzienia drzewa obrazują umowne łączenie poszczególnych czynników, związane – co do zasady – z możliwością ich substytucji pod wpływem zmian cen czynników. Na przykład, paliwa mogą być zastępowane energią elektryczną, energia – kapitałem i pracą, praca – kapitałem itd. Stopień zastępowalności poszczególnych czynników określają parametry modelu, tzw. elastyczności substytucji. Wyjątkiem są emisje gazów cieplarnianych – emisje procesowe (CO₂ i innych gazów) pozostają w ustalonej proporcji do wielkości produkcji gałęzi, natomiast emisje CO₂ ze spalania paliw – w ustalonej proporcji do zużycia danego rodzaju paliwa. W trybie połączenia z modelem energetycznym emisyjności paliw i emisyjność procesowa, a także energochłonność procesu produkcyjnego oraz udziały poszczególnych form energii mogą być jednak korygowane. Ten sam schemat dotyczy funkcji konsumpcji,

⁷ Global Trade Analysis Project – zob. van der Mensbrugghe, D. (2018), “The standard GTAP model in GAMS, version 7”, *Journal of Global Economic Analysis*, vol. 3.

⁸ Mathematical programming system for general equilibrium,
https://www.gams.com/latest/docs/UG_MPSGE_Intro.html.

przy czym nie występują w niej nakłady pierwotnych czynników produkcji – kapitału, pracy i zasobów naturalnych.



Rysunek 1.9. Schemat funkcji produkcji

Powiązania międzygałęziowe. Sposób modelowania procesów produkcyjnych sprawia, że model CGE odzwierciedla powiązania między gałęziami gospodarki. Wynika to z faktu, że poszczególne gałęzie wykorzystują w procesie produkcji dobra i usługi pochodzące z innych gałęzi. Dzięki temu model pozwala szacować, jak zmiany produkcji w jednej gałęzi wpływają na poziom produkcji innych gałęzi, występujących w roli dostawców w poprzedzających ogniwach łańcucha produkcji (*upstream*). Na przykład, zwiększenie popytu na usługi transportowe prowadzi do zwiększenia produkcji paliw w rafineriach, a dalej wydobycia i importu ropy naftowej itd. Pozwala on także na szacowanie jak zmiany cen produktów danej gałęzi wpływają na ceny produktów innych gałęzi, będących dalszymi ogniwami łańcucha produkcji (*downstream*). Na przykład, wzrost ceny energii elektrycznej prowadzi m.in. do wzrostu kosztów produkcji oraz cen w sektorze przetwórstwa przemysłowego, a dalej w sektorze usług itd.

Koszt emisji. Jedną ze składowych kosztów produkcji, wpływających na ceny dóbr i usług, jest koszt uprawnień do emisji. W symulacjach przyjęto, że opłata obejmuje emisje CO₂ ze spalania paliw we wszystkich sektorach (łącznie z gospodarstwami domowymi), a także emisje procesowe CO₂ w przetwórstwie przemysłowym. Jest to uproszczone odzwierciedlenie funkcjonowania systemów ETS 1 i ETS 2, z jednakową ceną uprawnień do emisji w obu z nich.

Gospodarstwa domowe i rząd. Poza gałęziami produkcyjnymi w modelu występują dwa dodatkowe sektory, reprezentujące gospodarstwa domowe oraz instytucje rządowe i samorządowe. Gospodarstwa domowe – jako właściciele czynników produkcji – uzyskują dochody z pracy, kapitału (utożsamiany z nadwyżką operacyjną brutto) i zasobów naturalnych. Dochody te przeznaczone są na konsumpcję i inwestycje. Z kolei rząd uzyskuje dochody z podatków i uprawnień do emisji, finansując z nich konsumpcję rządową (składającą się głównie z różnego rodzaju usług publicznych).

W modelu w sposób jawny ujęte są następujące rodzaje podatków: VAT (od konsumpcji w gospodarstwach domowych), cła i opłaty importowe, pozostałe podatki od produktów (obejmujące m.in. akcyzę), a także pozostałe podatki związane z produkcją (obejmujące m.in. podatek od nieruchomości, pomniejszone o dotacje do produkcji rolnej itp.). Ponadto w modelu występuje przepływ netto między

gospodarstwami domowymi a rządem, odzwierciedlający sumę podatków dochodowych, składek na ubezpieczenia społeczne innych opłat, pomniejszoną o sumę świadczeń z ubezpieczeń społecznych, transferów socjalnych itp. Przepływ ten zawiera także kwoty pożyczane przez gospodarstwa domowe rządowi na pokrycie deficytu sektora finansów publicznych, a także – z przeciwnym znakiem – odsetki od długu publicznego. Podsumowując, w sferze fiskalnej model wyodrębnia podatki specyficzne dla poszczególnych gałęzi / produktów oraz opłaty za emisje. Po stronie wydatków rządu na dobra i usługi wyodrębnia on jedynie konsumpcję, podczas gdy inwestycje publiczne są składową inwestycji ogółem. Wszelkie pozostałe przepływy ujęte są w postaci jednej, sumarycznej kwoty netto.

W modelu występuje mechanizm kompensującego transferu między rządem a gospodarstwami domowymi. Na przykład, jeśli w danym scenariuszu – w porównaniu do innego scenariusza – wzrastają wpływy z podatków od produktów i producentów lub z uprawnień do emisji, wówczas rząd transferuje nadwyżkę do sektora gospodarstw domowych (co można interpretować jako wzrost transferów redystrybucyjnych, obniżkę podatków dochodowych itp.). Z kolei, gdy wpływy spadają, dostosowanie następuje w przeciwnym kierunku (rząd ogranicza transfery itp.).

Wzrost gospodarczy. Poziom PKB jest zdeterminowany przez dostępne w danym roku zasoby kapitału i pracy* oraz produktywność czynników produkcji (w tym kapitału i pracy oraz materiałów i energii) w poszczególnych gałęziach gospodarki. Głównym czynnikiem wzrostu gospodarczego w rozważanych scenariuszach symulacyjnych jest postęp techniczno-organizacyjny, wyrażony poprzez wzrost wydajności pracy (inaczej mówiąc – wzrost zasobu efektywnej pracy). Zasób kapitału – rozumianego jako majątek produkcyjny (budynki, maszyny, środki transportu itp.) – rośnie w tempie zbliżonym do tempa postępu techniczno-organizacyjnego, analogicznie do modelu wzrostu gospodarczego Solowa. Innym czynnikiem wzrostu jest poprawa efektywności energetycznej związana z postępowaniem technicznym.

Wymienione wyżej czynniki można zaklasyfikować jako czynniki podażowe. W przeważającej mierze to one określają poziom PKB w modelu. Pewne odchylenia od tego poziomu mogą być jednak wywoływane przez oddziaływanie polityk, w tym polityki klimatyczno-energetycznej, wymuszających mniej efektywną alokację dostępnych zasobów (np. poprzez użycie mniej wydajnych technologii pozyskiwania lub wykorzystania energii).

Inwestycje. Poziom inwestycji w całej gospodarce uzależniony jest od stopy zwrotu z kapitału, definiowanej jako relacja ceny (wynajmu) kapitału (równej krańcowej produktywności kapitału) i ceny dóbr inwestycyjnych. Dostosowuje się on w taki sposób, by zachować ustaloną stopę zwrotu. Jeśli np. wskutek zmian technologicznych lub działań polityki gospodarczej wzrasta popyt na kapitał wykorzystywany w procesach produkcyjnych, podaź kapitału także wzrasta poprzez zwiększenie nakładów inwestycyjnych, dzięki czemu stopa zwrotu pozostaje niezmienną. Na podobnej zasadzie opiera się podział inwestycji między sektory gospodarki – dokonuje się on w taki sposób, by zrównać rentowność kapitału w poszczególnych gałęziach.

Zasoby kapitału w poszczególnych gałęziach podlegają akumulacji. Inwestycje poniesione w danym okresie powiększają zasób kapitału. Jednocześnie od zasobu odejmowana jest wielkość odpowiadająca zużyciu majątku trwałego, wyznaczana zgodnie z przyjętą stopą deprecjacji (likwidacji).

Konsumpcja. Model wyodrębnia konsumpcję w gospodarstwach domowych oraz konsumpcję w instytucjach rządowych i samorządowych. Konsumpcja poszczególnych dóbr i usług w gospodarstwach domowych zależna jest od dochodów oraz cen. Funkcja konsumpcji ma postać zagnieżdżonej funkcji CES (z pominięciem kapitału, pracy i zasobów naturalnych). Konsumpcja rządowa ma z założenia stałą strukturę, tj. stałe proporcje składających się na nią dóbr i usług, i wzrasta w czasie w tempie zbliżonym do tempa wzrostu gospodarczego. Konsumpcja rządowa jest jednakowa dla każdego z rozważanych scenariuszy, co oznacza, że nie zmienia się ona pod wpływem różnic w polityce klimatyczno-energetycznej między tymi scenariuszami. Przy stałej konsumpcji rządowej zmiany w konsumpcji

* W bazie danych modelu CGE zasoby naturalne – trzeci, obok kapitału i pracy pierwotny czynnik produkcji – występują jawnie jedynie w sektorze wydobywania ropy naftowej, który w Polsce ma niewielki udział w gospodarce. Wpływ tego czynnika na wzrost gospodarczy jest zatem, na te kapitału i pracy, pomijalny.

gospodarstw domowych można traktować jako makroekonomiczny miernik kosztów i korzyści netto związanych z rozważanymi politykami.

Handel zagraniczny. Zastosowany model CGE jest formalnie modelem globalnym – poza gospodarką Polski zawiera także „resztę UE” oraz „resztę świata” (jako dwa zbiorcze regiony). Choć analiza skupia się na wynikach dla Polski, to ujęcie reszty świata w modelu pozwala na odzwierciedlenie wymiany handlowej w sposób analogiczny do modelu GTAP i innych tego typu modeli, zgodnie z formułą Armingtona. Popyt na produkty importowane opisywany jest jako wynik dwuetapowego procesu decyzyjnego. Podmioty (gałęzie i gospodarstwa domowe) ustalają najpierw, jaka część popytu na produkty danej grupy zaspokajana jest z importu; następnie ustalają one udziały poszczególnych krajów / regionów w dostawach importowanych produktów. Dostosowania wspomnianych udziałów (na obu etapach) następują pod wpływem zmian relacji cen. Schemat ten opisuje kształtowanie się importu produktów do Polski. Jednocześnie, analogiczne zachowania w pozostałych krajach tłumaczą eksport polskich dóbr i usług – jeśli np. pod wpływem polityki gospodarczej wzrastają ceny określonych dóbr wytwarzanych w Polsce, nabywcy zagraniczni mogą je częściowo zastąpić produkcją własną lub dostawami z innych regionów świata.

Bilans obrotów bieżących w modelu składa się z bilansu handlowego (eksport minus import dóbr i usług) oraz bilansu obrotów uprawnieniami do emisji (wartość uprawnień przypadających Polsce w ramach puli ETS 1 i ETS 2 minus wartość uprawnień na pokrycie emisji przez podmioty w Polsce). W symulacjach przyjęto założenie stałej relacji bilansu obrotów do wartości PKB. Oznacza ono, że zmiany w bilansie obrotów uprawnieniami do emisji są kompensowane przez zmiany eksportu i importu, a te ostatnie następują dzięki realnej aprecjacji bądź realnej deprecjacji krajowej waluty.

Popyt, podaż i dostosowania cen. W modelu CGE dostosowania relatywnych cen są mechanizmem zapewniającym zrównanie popytu i podaży na poszczególnych rynkach – produktów i czynników produkcji. Ponadto zakłada się, że rentowności kapitału oraz stawki płac (na jednostkę efektywnej pracy) są jednakowe we wszystkich gałęziach. Zrównywanie rentowności jest efektem swobody w alokacji nowego kapitału do poszczególnych gałęzi. Podobnie zrównywanie płac jest skutkiem międzysektorowej mobilności pracowników. Założenie zrównywania płac na jednostkę efektywnej pracy nie oznacza braku zróżnicowania płac między poszczególnymi pracownikami lub gałęziami. Implikuje ono jednak jednakowe (procentowe) zmiany płac we wszystkich grupach. Model zakłada, że całkowita podaż pracy jest egzogeniczna – nie zmienia się pod wpływem zmiany realnych wynagrodzeń.

Model CGE pozwala wyznaczać zmiany relacji cen, jednak nieprzeciętny poziom cen w gospodarce – ten ostatni jest zakładany z zewnątrz. W symulacjach jako punkt odniesienia dla innych cen w gospodarce przyjęto ceny dóbr i usług konsumpcyjnych w gospodarce światowej (ściślej – w regionie „reszty świata”). Indeks tych cen ustalony jest na poziomie 1, zakładającym hipotetyczny brak inflacji. Zmiany wszystkich innych cen – w tym krajowych dóbr i usług, kapitału i pracy itp. – interpretuje się jako zmiany w relacji do cen światowych. Model nie zawiera jawnego, nominalnego kursu walutowego – zmiany relacji cen krajowych do cen światowych (interpretowane jako zmiany realnego kursu walutowego), dokonują się przede wszystkim poprzez dostosowania płac i ceny (wynajmu) kapitału.

Połączenie z modelem energetycznym. W przedstawionej analizie wpływ polityk na krajowy system energetyczny symulowany jest na podstawie modelu energetycznego, na który składają się narzędzia obliczeniowe obejmujące sektor wytwórczy (model MESSAGE-PL) i sektory popytowe (model STEAM-PL). Wyniki stanowią wsad do symulacji makroekonomicznych w ramach modelu CGE. W trybie połączenia modelu CGE z modelem energetycznym część mechanizmów modelu CGE jest nieaktywna, a ich działanie zastępowane jest przez wyniki modelu energetycznego. Dotyczy to zwłaszcza opisywanych wyżej mechanizmów substytucji różnych form energii oraz substytucji energii przez kapitał. Zgodność z wynikami modelu energetycznego zapewniana jest dzięki korektom parametrów funkcji produkcji lub funkcji konsumpcji.

W przypadku scenariusza WEM, tempo wzrostu PKB dopasowane zostało do założeń z symulacji na modelu energetycznym, poprzez dostosowanie tempa wzrostu wydajności pracy. Za modelem energetycznym przyjęto również ceny paliw i energii elektrycznej oraz ceny uprawnień do emisji.

Odzwierciedlone zostały także przyjęte w modelu energetycznym tempa wzrostu produkcji większości gałęzi gospodarki. Wreszcie, uzgodniono energochłonność i miks energetyczny w poszczególnych sektorach.

Wyniki scenariusza WAM zostały uwzględnione w rozwiązaniu modelu CGE w podobny sposób, co w przypadku scenariusza WEM, jednak z pominięciem uzgadniania dynamiki PKB i produkcji na szczeblu gałęzi – w tym zakresie odchylenia scenariusza WAM od WEM są wynikami modelu CGE. Ponadto w scenariuszu WAM w modelu CGE łączne inwestycje powiększane są o różnicę w nakładach inwestycyjnych związanych z transformacją energetyczną (będących wynikami modelu energetycznego) między scenariuszami WAM i WEM (zakłada się przy tym, że w scenariuszu WEM). Dzięki temu model CGE uwzględnia dodatkowe nakłady inwestycyjne związane z przyspieszoną transformacją energetyczną.

Źródła danych. Do kalibracji modelu wykorzystano dane pochodzące z publikacji Global Energy and Climate Outlook 2021 (GECO 2021)⁹, opracowane przez Wspólne Centrum Badawcze (JRC) w Sewilli. Baza danych zawiera tablice przepływów międzygałęziowych dla Polski i innych krajów, a także tablice przedstawiające bilateralną wymianę handlową między 49 krajami/regionami świata, w podziale na grupy produktowe. Ponadto w bazie zawarte są informacje o zużyciu energii i emisjach gazów cieplarnianych w poszczególnych gałęziach. Baza obejmuje projekcje wyżej wymienionych wielkości do 2070 r. Model CGE skalibrowano na podstawie danych dla 2020 r. Na potrzeby analizy tablice z bazy GECO 2021 zostały zagregowane do poziomu 10 gałęzi, spośród których wyodrębniono następnie dwie dodatkowe gałęzie – obejmujące produkcję biomasy i biopaliw – wykorzystując informacje pochodzące z modelu energetycznego. Dodatkowo, do obliczeń uzupełniających wykorzystywane są dane GUS i ONZ (zob. kolejne punkty).

Grupy dochodowe. Analiza dla grup dochodowych została przeprowadzona za pomocą modułu gospodarstw domowych, który oparty jest o dane z badania budżetów gospodarstw domowych (BBGD). Obliczenia przebiegły w następujących trzech krokach. W pierwszym kroku, na podstawie danych BBGD sektor gospodarstw domowych został podzielony na 5 dochodowych grup kwintylowych. W drugim kroku obliczono średni udział wydatków na następujące kategorie dóbr energetyczno-paliwowych: 1) energia elektryczna, 2) gaz, 3) paliwa płynne, 4) paliwa stałe, 5) ciepło sieciowe oraz 6) olej napędowy i benzynę dla każdej z grup dochodowych. W ostatnim, trzecim kroku, obliczono średnie udziały wydatków na te kategorie dóbr dla pięciu grup kwintylowych w horyzoncie roku 2050. Do tego celu zostały wykorzystane projekcje cen dla poszczególnych nośników energii, zmiany wielkości zużycia poszczególnych dóbr energetycznych oraz dochodów gospodarstw domowych. W niniejszej analizie założono, że zmiany w konsumpcji poszczególnych dóbr oraz wzrost zamożności w równym stopniu obejmą gospodarstwa domowe należące do różnych grup dochodowych.

Zatrudnienie. Model CGE pozwala wyznaczyć nakłady pracy w poszczególnych gałęziach, lecz są one wyrażone nie w postaci liczby zatrudnionych, lecz jako wartość funduszu płac w cenach z roku bazowego (in. jako nakłady efektywnej pracy). Do wyznaczenia liczby zatrudnionych i stopy bezrobocia zastosowano zatem dodatkowe obliczenia poza modelem CGE, obejmujące następujące kroki. W pierwszym kroku wyznaczono projekcję populacji w wieku produkcyjnym 15-65 do roku 2050 w oparciu o dane Organizacji Narodów Zjednoczonych. Następnie dla scenariusza WEM założono stałą stopę bezrobocia oraz stopę zatrudnienia z roku 2021. Dla scenariusza WAM wyznaczono odchylenia stopy bezrobocia oraz wielkości całkowitego zatrudnienia od scenariusza WEM, stosując podejście opisane w pracy Blanchflowera i Oswalda (2005)¹⁰, na podstawie elastyczności zatrudnienia względem odchyleń w płacach realnych. W ostatnim kroku, zarówno dla scenariusza WEM oraz WAM dokonano sektorowej dezagregacji zatrudnienia na podstawie wyników z modelu równowagi ogólnej CGE dla wyżej wymienionych scenariuszy.

⁹ Keramidas, K., Fosse, F., Diaz Vazquez, A., Dowling, P., Garaffa, R., Després, J., Russ, H.P., Schade, B., Schmitz, A., Soria Ramirez, A., Vandyck, T., Weitzel, M., Tchung-Ming, S., Diaz Rincon, A., Rey Los Santos, L. i Wojtowicz, K. (2021), "Global Energy and Climate Outlook 2021: Advancing towards climate neutrality", EUR 30861 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2021, ISBN 978-92-76-42314-0, doi:10.2760/410610, JRC126767.

¹⁰ Blanchflower, D. G., and A. J. Oswald. "The wage curve reloaded." (2005), NBER Working Paper Series. <http://www.nber.org/papers/w11338>.

2. Założenia prognostyczne

Poniżej przedstawiono informacje nt. prognozowanego kształtowania się głównych czynników zewnętrznych mających wpływ na rozwój sytuacji w systemie energetycznym i emisje gazów cieplarnianych.

2.1. Liczba ludności

Do celów pracy wykorzystano projekcję liczby ludności w Polsce na podstawie publikacji GUS „Prognoza ludności na lata 2023-2060” (Tabela 2.1). Do analiz przyjęto tzw. scenariusz wysoki zakładający m.in. wysoki współczynnik dzietności oraz wariant z najdłuższym trwaniem życia. Zaprezentowana projekcja demograficzna zakłada spadek liczby ludności w rozpatrywanym horyzoncie czasowym z obecnych 37,5 do 36,8 mln.

Tabela 2.1. Liczba ludności/mieszkańców [mln]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Ogółem	38,1	38,0	38,0	38,0	38,0	37,9	37,5	37,0

Źródło: ARE S.A. na podstawie wytycznych KE

2.2. PKB

Scenariusz makroekonomiczny, na bazie którego powstała projekcja zapotrzebowania na energię w Polsce w perspektywie 2040 r., został oparty na wytycznych KE (założenia do scenariusza Referencyjnego PRIMES2020²). Przyjętą do obliczeń modelowych projekcję wzrostu PKB dla Polski w wartościach bezwzględnych przedstawiono w tabeli poniżej (Tabela 2.2), natomiast projekcje średniorocznych wzrostów w kolejnej tabeli (Tabela 2.3).

Z zaprezentowanych projekcji wynika średnioroczne tempo wzrostu PKB w Polsce w okresie 2021-2040 na poziomie 1,8%.

Tabela 2.2. Produkt Krajowy Brutto [mln EUR'2024]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
PKB	344 159	404 225	469 194	531 537	753 040*	848 192	925 274	990 324

Źródło: EUROSTAT, PRIMES2020 Scenariusz Referencyjny

Tabela 2.3. Dynamika wzrostu PKB w latach 2021–2040 (średniorocznie)

	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2021-2040
PKB	103,4	102,4	101,7	101,4	102,3

Źródło: EUROSTAT, PRIMES2020 Scenariusz Referencyjny

² E3-Modelling: Prof. P. Capros, A. De Vita, A. Florou. Energy, transport and GHG emissions – Trends to 2050. PRIMES2020 Reference Scenario. Brussels/Athens, July 2021

2.3. Sektorowa wartość dodana brutto

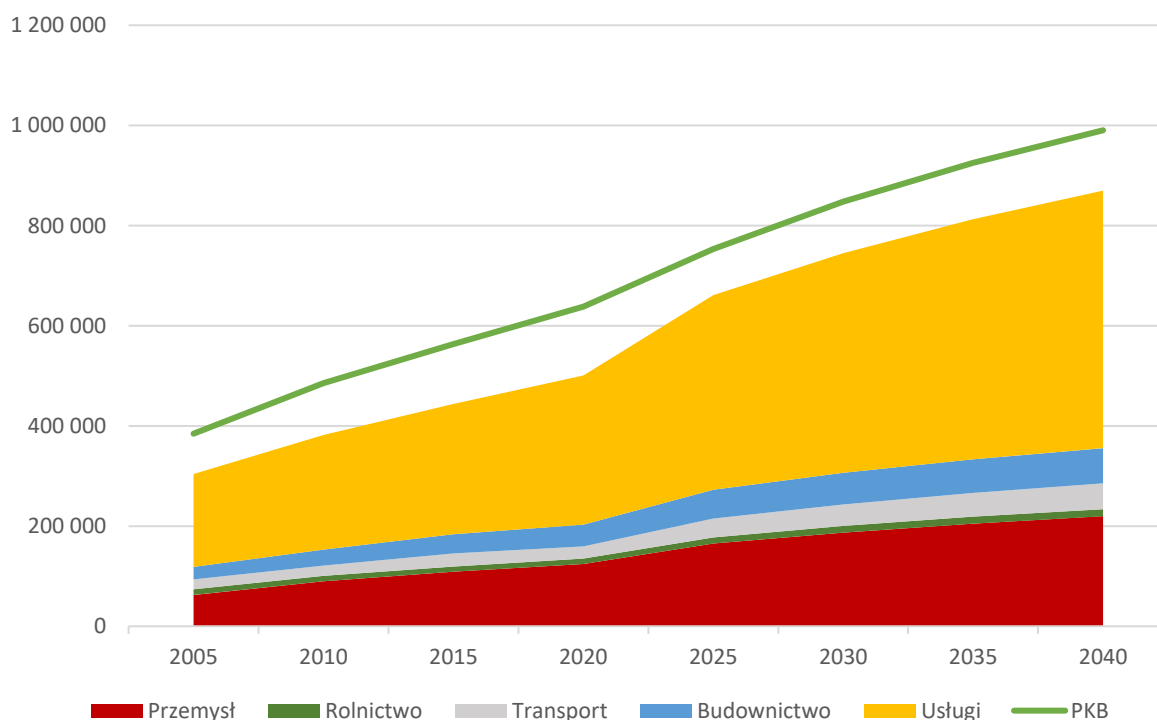
Strukturę tworzenia wartości dodanej brutto wyznaczono na podstawie przyjętej ścieżki założeń makroekonomicznych do modelu PRIMES2020 (Scenariusz referencyjny)². Wartości tej projekcji zostały nieznacznie skorygowane w początkowym okresie prognozy w celu ich dostosowania do danych statystycznych z 2020 r. (Tabela 2.4).

Tabela 2.4. Sektorowa wartość dodana brutto [mln EUR'2024]

	2005	2010	2015	2020	2025*	2030	2035	2040
Wartość dodana brutto	304 236	382 138	443 614	501 076	661 228	744 904	812 650	869 832
Przemysł	62 565	89 540	109 075	124 318	164 996	186 784	205 064	219 862
Rolnictwo	11 180	11 146	10 354	10 755	12 672	13 361	13 699	13 873
Transport	19 842	20 207	25 676	24 677	37 247	43 050	47 549	51 663
Budownictwo	24 939	32 444	38 937	43 223	57 686	63 426	67 065	70 070
Usługi	185 709	228 800	259 572	298 103	388 626	438 282	479 271	514 363

Źródło: EUROSTAT, PRIMES Ref2020, ARE S.A.

Zgodnie z założonym scenariuszem wzrostu wartości dodanej w poszczególnych sektorach, usługi będą najszybciej rozwijającym się sektorem gospodarki - w latach 2020-2040 wartość dodana w tym sektorze zanotuje wzrost o ok. 54% (Rysunek 2.1). Drugim, obok usług sektorem napędzającym gospodarkę jest przemysł. Wzrost wartości dodanej w przemyśle w latach 2020-2040 wynosi ok. 58%.



Rysunek 2.1. PKB i struktura tworzenia wartości dodanej brutto w Polsce

² E3-Modelling: Prof. P. Capros, A. De Vita, A. Florou. Energy, transport and GHG emissions – Trends to 2050. PRIMES2020 Reference Scenario. Brussels/Athens, July 2021

2.4. Liczba i wielkość gospodarstw domowych

Na podstawie przewidywanej liczby ludności w kraju, sporządzono projekcje liczby gospodarstw domowych (Tabela 2.5) i przeciętnej liczby osób zamieszkujących jedno gospodarstwo domowe (Tabela 2.6). Oszacowań dokonano na podstawie analizy trendu historycznego oraz porównań z najnowszymi projekcjami przygotowywanymi przez GUS¹¹. Z zaprezentowanego zestawienia wynika, że następować będzie stopniowa poprawa warunków mieszkaniowych w Polsce, przejawiająca się spadkiem liczby osób przypadających na jedno gospodarstwo domowe. W 2020 r. na jedno gospodarstwo domowe przypadało średnio 2,5 osoby. Przewiduje się poprawę tego wskaźnika w rozpatrywanym horyzoncie czasowym do poziomu ok. 2,4 w 2030 r. i 2,2 w 2040 r.

Tabela 2.5. Liczba gospodarstw domowych [tys.]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Ogółem	12 776	13 471	13 962	15 016	15 694	16 088	16 577	16 971
Miasto	8 580	9 088	9 398	10 154	10 598	10 793	11 058	11 258
Wieś	4 196	4 383	4 564	4 862	5 096	5 295	5 519	5 713

Źródło: GUS, ARE S.A.

Tabela 2.6. Liczba osób przypadających na jedno gospodarstwo domowe

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Ogółem	3,0	2,8	2,7	2,5	2,4	2,4	2,3	2,2
Miasto	2,7	2,5	2,4	2,2	2,1	2,1	2,0	1,9
Wieś	3,5	3,4	3,3	3,1	3,0	2,9	2,8	2,7

Źródło: GUS, ARE S.A.

2.5. Dochód rozporządzalny gospodarstw domowych

Zgodnie z metodyką przyjętą przez EUROSTAT i zaimplementowaną do polskiej statystyki, dochód rozporządzalny gospodarstw domowych (*household's available income*), to suma rocznych dochodów pieniężnych brutto wszystkich członków gospodarstwa domowego, pomniejszona o zaliczki na podatek dochodowy, podatki od dochodów z własności, składki na ubezpieczenie społeczne i zdrowotne, transfery pieniężne przekazane innym gospodarstwom domowym oraz rozliczenia z Urzędem Skarbowym. Innymi słowy są to środki pieniężne, które gospodarstwa domowe mogą przeznaczać na konsumpcję, inwestycje lub oszczędności. Wskaźnik ten umożliwia ocenę realnej siły nabywczej gospodarstw domowych. Do celów pracy wykorzystano dane prezentowane w publikacji GUS¹², dotyczące poziomu przeciętnego miesięcznego dochodu rozporządzalnego na osobę. Prognozę tego wskaźnika (Tabela 2.7) sporządzono w oparciu o założone projekcje wzrostu PKB w kraju i średniej liczby osób przypadających na jedno gospodarstwo domowe.

Tabela 2.7. Projekcja dochodu rozporządzalnego gospodarstw domowych [EUR'2024]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Ogółem kraj	8 127	12 251	12 989	15 758	18 612	20 967	22 875	24 484

Źródło: GUS, ARE S.A.

Zgodnie z zaprezentowaną projekcją, dochód rozporządzalny gospodarstw domowych wzrasta w latach 2020-2040 znacząco. Wzrost tego wskaźnika odzwierciedla poprawę sytuacji materialnej społeczeństwa i będzie między innymi determinował przyszły wzrost zapotrzebowania na energię w kraju.

¹¹ Prognoza liczby ludności na lata 2023-2060. Główny Urząd Statystyczny, Warszawa

¹² Budżety gospodarstw domowych, Główny Urząd Statystyczny, Warszawa

2.6. Praca przewozowa transportu pasażerskiego

Popyt na pracę przewozową jest podstawowym czynnikiem wpływającym na poziom zapotrzebowania na paliwa i energię i w konsekwencji na poziom emisji w sektorze transportu. Prognozy tego popytu bazują na danych z lat 2005-2020 i zostały skonfrontowane z założeniami przyjętymi w scenariuszu referencyjnym PRIMES2020⁸ oraz wielkościami pochodzącymi ze „Strategii Rozwoju Transportu...”¹³. Są one wynikiem zastosowania podejścia „bottom-up” w modelu prognostycznym, w którym przyjęto następujący ogólny sposób obliczeniowy:

*praca przewozowa danego środka transportu [pskm] = liczba pojazdów danego typu [szt.] * średni roczny przebieg [km] * liczba przewożonych osób*

Zgodnie z przyjętą do obliczeń projekcją, liczba zarejestrowanych samochodów osobowych w kraju wzrosła z 25,1 mln sztuk w 2020 r. do 29,8 mln sztuk w 2030 r. i następnie zacznie spadać m.in. z powodu spadającej liczby ludności. W Polsce mamy do czynienia ze specyficzną sytuacją, gdzie całkowita liczba zarejestrowanych pojazdów jest o kilka milionów wyższa (o ok. 7 mln) od liczby pojazdów faktycznie użytkowanych (w prognozach zużycia paliw ten fakt został uwzględniony i liczba samochodów osobowych została pomniejszona zgodnie szacunkami PZPM¹⁴). Prognozy średnich przebiegów zostały opracowane w oparciu o analizy eksperckie bazujące na danych z Centralnej Ewidencji Pojazdów i Kierowców (CEPiK). Szczegółowy opis metodyki zastosowanej do celów analizy sektora transportowego w Polsce zamieszczono w rozdziale 1. Otrzymane wyniki w zakresie pracy przewozowej poddano weryfikacji z zastosowaniem podejścia „top-down”, gdzie wykorzystano relacje występujące pomiędzy poziomem aktywności gospodarczej mierzonej wskaźnikiem PKB/Ma, a poziomem aktywności transportowej.

Tabela 2.8. Praca przewozowa transportu pasażerskiego [mld pskm]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Samochody osobowe (indyw.)	b.d.	289,2	344,1	442,5	531,4	567,3	568,5	551,5
Motocykle (indyw.)	b.d.	5,1	6,7	8,4	10,4	12,7	15,4	18,6
Skutery, motorowery, rowery	b.d.	1,5	1,7	1,9	2,2	2,4	2,6	2,8
Autobusy (miejskie)	b.d.	11,7	11,9	12,0	13,3	14,0	14,6	15,2
Autobusy (pozamiejskie)	21,6	21,5	21,8	20,0	23,1	24,4	25,6	26,9
Kolej (publ.)	18,2	17,9	17,4	25,0	25,9	39,5	42,5	45,0
Samoloty	8,5	8,3	13,5	13,4	17,9	20,3	22,2	23,7
Statki (żegluga śródlądowa)	b.d.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Pojazdy szynowe (tramwaje, metro) i trolejbusy	b.d.	3,2	3,5	4,0	5,4	6,8	8,3	9,7
Razem	b.d.	358,5	420,5	527,2	629,6	687,5	699,8	693,5

Źródło: ARE S.A., na podstawie: Primes Ver. 6 Energy Model. National Technical University of Athens, 2021, „Transport - wyniki działalności” - GUS. Warszawa, „Strategia rozwoju transportu do 2030 r. (z perspektywą do 2040)” - Monitor Polski. Warszawa, 2019

W ujęciu syntetycznym, popyt na pracę przewozową transportu pasażerskiego wzrasta z 527,2 mld pskm w 2020 r. do 687,5 mld pskm w 2030 r., czyli o ok. 30%. Po osiągnięciu szczytu w 2035 r. 699,8 mld pskm zaczyna spadać, osiągając 693,5 mld pskm w 2040 r. W układzie gałęziowym, największa część popytu koncentruje się na indywidualnym transporcie samochodowym, który wzrasta z poziomu 442,5 mld pskm w 2020 r. do 567,3 mld pskm w 2030 r., później następuje stopniowy spadek do 551,5 mld pskm w 2040 r. Istotny wzrost popytu odnotowuje również transport kolejowy (co jest związane poprawą

⁸ E3-Modelling: Prof. P. Capros, A. De Vita, A. Florou. Energy, transport and GHG emissions – Trends to 2050. PRIMES2020 Reference Scenario. Brussels/Athens, July 2021.

¹³ Uchwała Rady Ministrów z dnia 24 września 2019 r. w sprawie Strategii Rozwoju Transportu do 2030 r. (z perspektywą do 2030 r.) – Monitor Polski, Warszawa, 6 listopada 2019 r.

¹⁴ Polski Związek Przemysłu Motoryzacyjnego. <https://fleet.com.pl/wiadomosci/cykl-zycia-samochodu>

jakości świadczonych usług i rozwojem kolei dużych prędkości) oraz krajowy transport lotniczy (w wyniku rosnącej dostępności i popularności tej formy transportu)

2.7. Praca przewozowa transportu towarowego

Czynnikami kształtującymi wielkość popytu na przewozy ładunków – obok wzrostu gospodarczego mierzonego szeregiem wskaźników makroekonomicznych – są przede wszystkim zmiany wskaźników transportochłonności działalności gospodarczej (które na ogół mają tendencję malejącą wraz ze wzrostem udziału towarów wysoko przetworzonych i usług), wielkość polskiego handlu zagranicznego, zmiany relacji międzygałęziowych w transporcie, oraz koniunktura na międzynarodowych rynkach transportowych. Projekcje popytu na pracę przewozową transportu towarowego zaimplementowane do prognoz energetycznych pochodzą bezpośrednio z modelu bazującego na następującym algorytmie obliczeniowym:

*praca przewozowa danego środka transportu [tkm] = masa przewożonych ładunków [tona] * średnia odległość przewozy 1 tony ładunku [km].*

Prognozy średniej odległości przewozu ładunków danymi środkami transportu zostały sporządzone na podstawie analizy trendów historycznych. W tabeli (Tabela 2.9) zestawiono projekcje pracy przewozowej transportu towarowego, będące wynikiem obliczeń modelowych i przyjętych założeń.

Tabela 2.9. Praca przewozowa transportu towarowego [mld tkm]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Transport kolejowy	50,0	48,9	50,7	54,0	70,2	87,1	99,5	109,3
Transport samochodowy	119,7	214,2	273,1	354,9	351,3	364,4	355,0	337,5
Transport rurociągowy	25,4	24,2	21,8	23,0	18,3	18,6	17,8	16,8
Żegluga śródlądowa	1,3	1,0	2,2	0,9	1,6	1,9	2,0	2,2
Żegluga morska	b.d.	112,0	158,0	178,0	206,0	235,0	240,0	245,0
Transport lotniczy	0,1	0,1	0,4	0,6	1,6	2,1	2,7	2,9
Razem	b.d.	400,4	506,3	611,4	649,0	709,1	717,0	713,7

Źródło: ARE S.A. na podstawie: Primes Ver. 6 Energy Model. National Technical University of Athens, 2021, "Transport - wyniki działalności" - GUS. Warszawa, "Strategia rozwoju transportu do 2030 r. (z perspektywą do 2040)" - Monitor Polski. Warszawa, 2019

Zgodnie z zaprezentowanymi wynikami, popyt na pracę przewozową transportu towarowego wzrasta z 611,4 mld tkm w 2020 r. do 713,7 mld tkm w 2040 r. W układzie gałęziowym, największa część popytu na przewozy ładunków przypada na transport samochodowy, którego udział w pracy przewozowej wynosi ok. 58% w 2020 r. i stopniowo spada do 47% w 2040 r.

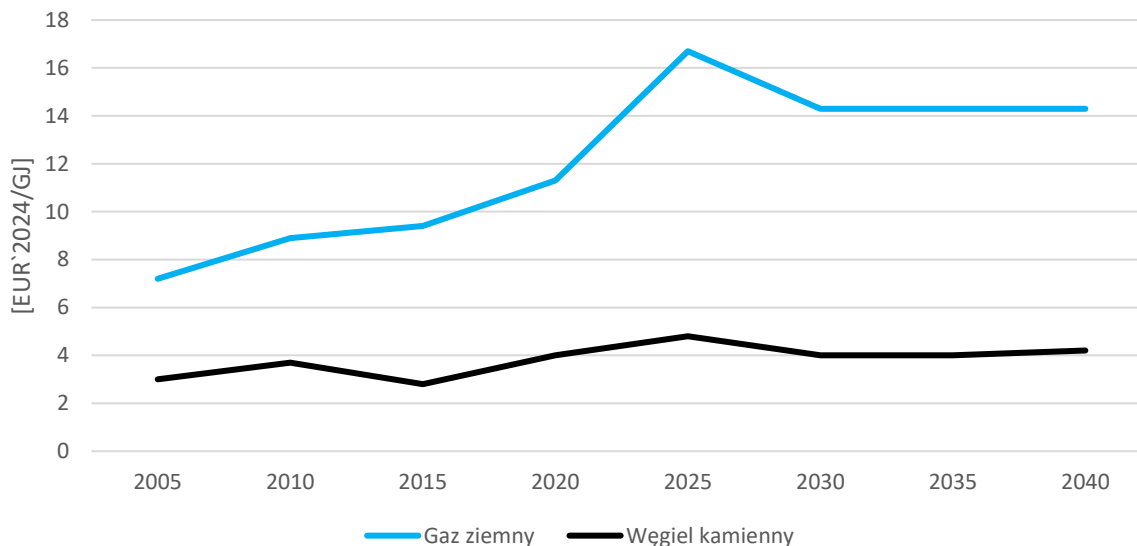
2.8. Międzynarodowe ceny importowe paliw

Przyjęte do obliczeń modelowych projekcje cen paliw w imporcie do Unii Europejskiej, zaprezentowane w tabeli (Tabela 2.10) i na rysunku (Rysunek 2.2), zostały przyjęte na podstawie wytycznych KE. W pierwszych latach prognozy wartości dla węgla kamiennego i gazu ziemnego zostały skorygowane w celu odzwierciedlenia wzrostu cen tych surowców, będącego wynikiem odejścia krajów UE od importu z Federacji Rosyjskiej. Zaprezentowane poniżej projekcje posłużyły z kolei jako podstawa do określenia cen paliw na rynku krajowym.

Tabela 2.10. Ceny paliw w imporcie do UE [EUR'2024/GJ (NCV)]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Ropa Naftowa	9,00	11,60	8,00	8,6	10,8	15,1	14,4	13,7
Gaz ziemny	7,2	8,9	9,4	11,3	16,7	14,3	14,3	14,3
Węgiel kamienny	3,0	3,7	2,8	4,0	4,8	4,0	4,0	4,2

Źródło: ARE S.A. na podstawie Wytycznych KE do aktualizacji KPEiK oraz założeń własnych ME



Rysunek 2.2. Ceny paliw w imporcie do UE

2.9. Ceny uprawnień do emisji GHG w ramach systemu EU ETS i ETS-2

Przyjęte w analizie projekcje cen uprawnień do emisji gazów cieplarnianych dla sektorów objętych systemem handlu emisjami ETS (zgodnie z dyrektywą EU ETS) i ETS-2 przedstawiono w tabelach poniżej (Tabela 2.11, Tabela 2.12). Ceny te przyjęto na podstawie założeń Ministerstwa Energii, co do kształtowania się podstawowych parametrów prognozy (biorąc pod uwagę wytyczne KE do założeń prognostycznych). Uwzględniono również ocenę własną ME dot. rynkowych cen uprawnień do emisji gazów cieplarnianych, których cena plasowała się w 2025 r. na poziomie ok. 80 EUR/tCO₂eq. Z powyższego względu skorygowano „w dół” wcześniej przyjmowane przez MKiŚ założenia wskazujące na cenę 108 EUR'2024/tCO₂eq w 2025 roku. Wysokie pułapy cenowe w 2025 r. skutkowały m.in. wyższymi jednostkowymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej oraz wyższą wykazywaną redukcją kosztów na przestrzeni 2030/2025 oraz 2040/2025.

Przewidywana ścieżka cenowa od 2030 r. opiera się na wytycznych KE i zakłada dalszy wzrost wartości uprawnień do 300 EUR'2024/tCO₂eq w 2040 roku.

Tabela 2.11. Ceny uprawnień do emisji GHG w systemie EU ETS [EUR'2024/tCO₂eq]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Cena za 1 uprawnienie	-	17	11	30	72	120	144	300

Źródło: Wytyczne KE do KPEiK oraz założeń własnych ME

Tabela 2.12. Ceny uprawnień do emisji GHG w systemie ETS-2 [EUR'2024/tCO₂eq]

	2005	2020	2027	2028	2029	2030	2035	2040
Cena za 1 uprawnienie	-	-	30	48	54	96	144	300

Źródło: Wytyczne KE do KPEiK

2.10. Kursy wymiany walut

Kursy wymiany EUR/PLN przyjęto zgodnie z projekcjami Ministerstwa Finansów¹⁵. Zakłada się w nich kurs na poziomie 4,29 PLN/EUR w okresie 2025 -2040. W obliczeniach przyjęto kurs wymiany USD/EUR na poziomie 1,1. Dane historyczne dla lat 2005-2020 pochodzą z danych archiwalnych NBP.

Dla 2024 r. przyjęto średni kurs wymiany walut 4,31 PLN/EUR zgodnie z NBP.

Tabela 2.13. Kursy wymiany walut

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
USD/EUR	1,245	1,328	1,120	1,140	1,100	1,100	1,100	1,100
PLN/EUR	4,023	3,995	4,184	4,440	4,290	4,290	4,290	4,290

Źródło: NBP, MF

2.11. Liczba stopniodni grzania i chłodzenia

Założenia dotyczące liczby stopniodni grzania w perspektywie prognozy, zostały przyjęte na podstawie rekomendacji Komisji Europejskiej w zakresie przygotowywania KPEiK¹⁶. Dane historyczne dla lat 2005 - 2020 pochodzą z baz danych EUROSTAT. Założone projekcje liczby stopniodni grzania i chłodzenia zakładają stopniowe ocieplanie się klimatu w strefie klimatycznej, w której znajduje się Polska.

Tabela 2.14. Liczba stopniodni grzania HDD

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
HDD	3 547	3 881	3 113	3 006	3 355	3 342	3 329	3 317

Źródło: EUROSTAT, Wytyczne KE do KPEiK na lata 2021-2030

Tabela 2.15. Liczba stopniodni chłodzenia CDD

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
CDD	216	197	220	223	226	229	231	233

Źródło: EUROSTAT, Wytyczne KE do KPEiK na lata 2021-2030

2.12. Założenia dotyczące kosztów technologii wykorzystywane w tworzeniu modeli dla najważniejszych technologii

Przedstawione w tabeli poniżej parametry nowych jednostek wytwórczych sporządzono w oparciu o najnowsze dostępne publikacje renomowanych ośrodków badawczych. W analizach modelowych założono, że dostępne będą wyłącznie technologie wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej znajdujące się obecnie w ofertach komercyjnych.

¹⁵ Ministerstwo Finansów. Wytyczne dotyczące stosowania jednolitych wskaźników makroekonomicznych będących podstawą oszacowania skutków finansowych projektowanych ustaw. Aktualizacja, październik 2024 r.

¹⁶ Zawiadomienie Komisji w sprawie wytycznych dla państw członkowskich dotyczących aktualizacji krajowych planów w dziedzinie energii i klimatu na lata 2021-2030 (2022/C 495/02). Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej 29.12.2022

Tabela 2.16. Parametry techniczno-ekonomiczne technologii wytwarzania i przesyłowych

Paliwo/Technologia	Okres uruchomienia	Nakłady inwest. OVN	Koszty		Sprawność netto elektr. /całkowita	Techniczny czas życia	Wskaż. emisji CO ₂
			Stałe	Zmienne			
		tys.€'2024 /MWnet	tys.€'2024 /MWnet/yr	€'2024/MWh net	%	Lata	kg/GJ
1.1 Węgiel brunatny - PL	2020-2050	2 755	64	4,6	44	40	110
1.2 Węgiel brunatny - PL+CCS	2030-2050	4 958	96	11,4**	38	40	14*
1.3 Węgiel brunatny - FBC	2020-2050	3 134	67	4,6	40	40	106
2.1 Węgiel kamienny - PC	2020-2050	2 551	59	4,3	46	40	94
2.2 Węgiel kamienny - IGCC	2025-2050	3 446	77	9,4	48	40	94
2.3 Węgiel kamienny - IGCC+CCS	2030-2050	5 030	104	13,6**	40	40	12*
2.4 Węgiel kamienny - CHP	2020-2050	3 446	64	4,3	30/80	40	94
2.5 Węgiel kamienny - CHP+CCS	2030-2050	5 355	101	16,0	22/75	40	12
3.1 Gaz ziemny/Wodór [#] - CCGT	2020-2050	1 033	24	2,4	58-62	30	56
3.2 Gaz ziemny - CCGT+CCS	2030-2050	1 945	50	5,3**	50-52	30	6*
3.3 Gaz ziemny/Wodór [#] - CHP CCGT	2020-2050	1 279	26	2,6	52-56	30	56
3.4 Gaz ziemny//Wodór [#] - TG	2025-2050	684	22	8,0	40	30	56
3.5 Gaz_Mikro CHP	2020-2050	3 596	130	-	20/90	25	56
4.1 Jądrowa - PWR	2030-2050	9545 (EJ1) 5607 (EJ2)	136(EJ1) 121(EJ2)	3,6	36	60	0
4.2 Małe reaktory jądrowe SMR	2020-2035	10805	360	5	33/83	60	0
4.2 Małe reaktory jądrowe SMR	2035-2040	9004	360	5	33/83	60	0
4.2 Małe reaktory jądrowe SMR	2040-2050	7804	360	4,8	33/83	60	0
5.1 Wiatrowe na lądzie	2020-2050	1801↓1381	41	-	-	25	0
5.2 Wiatrowe na morzu	2020-2030	3662↓3182	72	-	-	25	0
5.3 Wiatrowe na morzu	2031-2050	3182↓2341	72	-	-	25	0
5.4 Duże wodne	2020-2050	4 274	28	-	-	60	0
5.5 Małe wodne	2020-2050	3 926	60	-	-	60	0
5.6 Geotermalne	2020-2050	10721↓9161	128	-	12	30	0
5.7 Ogniwa fotowoltaiczne	2020-2050	960↓480	13	-	-	25	0
5.8 Ogniwa fotowoltaiczne_dachowe	2020-2050	1201↓660	16	-	-	25	0
5.9 Biogaz rolniczy - CHP	2020-2050	4382↓3662	293	-	38/85	25	0
5.10 Biogaz z oczyszczalni ścieków- CHP	2020-2050	4022↓3000	180	-	38/852	25	0
5.11 Biogaz śładowiskowy- CHP	2020-2050	1980↓1141	107	-	38/85	25	0
5.12 Biomasa stała - CHP	2020-2050	4478↓4130	160	-	25/70	30	0
6.1 El.wodne pompowe	2020-2050	1 861	31	-	80	60	0
6.1 Bateriajne układy magazynowania	2025-2050	396↓132 [€/kWh]	26	-	90	15	0
7.1 Elektrolizery	2020-2050	1141↓600	36↓30	-	68↑75	30	0
8.1 Ciepłownia_Węgiel	2020-2050	480	1,8	1,7	85	30	94
8.2 Ciepłownia_Gaz ziemny	2020-2050	204	1,6	0,5	95	30	56
8.3 Ciepłownia_Olej opałowy	2020-2050	276	1,7	0,6	95	30	74
8.4 Ciepłownia_Biomasa	2020-2050	666	1,8	1,7	85	30	0
8.5 Ciepłownia_Biogaz	2020-2050	180	1,6	0,5	95	30	0
8.6 Ciepłownia_Kotły elektryczne	2020-2050	210	1,3	0,6	99	30	0
8.7 Ciepłownia_Geotermalna z pomp. ciepła	2020-2050	3 926	31,2	5,3	600***	30	0
8.8 Ciepłownia_Kolektory słoneczne	2020-2050	456	12,0	0,8	100	25	0

Paliwo/Technologia	Okres uruchomienia	Nakłady inwest. OVN	Koszty		Sprawność netto elektr. /całkowita	Techniczny czas życia	Wskaż. emisji CO ₂
			Stałe	Zmienne			
		tys.€'2024 /MWnet	tys.€'2024 /MWnet/yr	€'2024/MWh net	%	Lata	kg/GJ
8.9 Ciepłownia_Pompy ciepła	2020-2050	1141↓810	2,4	2,2	300	25	0
8.10 Magazyny ciepła TTES	2020-2051	13 (tys.€/MWh)	0,1		98	25	
8.11 Magazyny ciepła PTES	2020-2050	1,7 (tys.€/MWh)	0,1		80	25	0
Podłączenie do/wzmocnienie sieci							
9.1 Elektrownie systemowe	2020-2050	348					
9.2 Elektrownie wiatrowe na lądzie	2020-2050	480					
9.3 Elektrownie wiatrowe na morzu	2020-2050	1 033					
9.4 Inne elektrownie i elektrociepłownie	2020-2050	60-300					

Dostosowane do spalania wodoru lub spalające tylko wodór

* Wskaźnik odniesiony do wsadu energetycznego w paliwie. Niższe wartości tego wskaźnika uwzględniają instalację wychwyty CO₂

**Włącznie z transportem i magazynowaniem CO₂

***Całkowita sprawność ciepłowni geotermalnej: moc cieplna podzielona przez energię elektryczną wprowadzoną zarówno dla pomp ciepła, jak i do zasilania pomocniczego.

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

W poniższej tabeli (Tabela 2.17) zamieszczono przyjęte do obliczeń modelowych parametry techniczno-ekonomiczne technologii CO i CWU stosowanych w gospodarstwach domowych i małych przedsiębiorstwach usługowych. Dane te pochodzą z wielu różnych źródeł, w tym z oficjalnych stron producentów i dystrybutorów urządzeń w Polsce.

Tabela 2.17. Parametry techniczno-ekonomiczne technologii CO i CWU

Technologia	Przeznaczenie	Koszt zakupu 2020 [EUR'2024/kW]	Koszt zakupu 2030 [EUR'2024/kW]	Koszt zakupu 2040-2050 [EUR'2024/kW]	Opis dodatkowych instalacji	Sprawność [%]
kolektor słoneczny płaskie	CWU	420	360	300	zasobnik c.w.u., sterownik, zestaw do montażu i pozostałe oprzyrządowanie, płyn solarny	50-70
kolektor słoneczny próżniowy	CWU	780	624	468	zasobnik c.w.u., sterownik, zestaw do montażu i pozostałe oprzyrządowanie, płyn solarny	50-70
kocioł elektryczny zainstalowany	CO+CWU	264	264	264	grzejniki wodne + zbiornik CO	100
grzejnik elektryczny ruchomy	CO	36	36	36	brak	100
elektryczne ogrzewanie podłogowe	CO	252	240	228	sterowanie i automatyka	97-99
elektryczny ogrzewacz wody (boiler)	CWU	54	50	50	brak	90
elektryczny ogrzewacz wody przepływowy	CWU	20	20	20	brak	97

Technologia	Przeznaczenie	Koszt zakupu 2020 [EUR'2024/kW]	Koszt zakupu 2030 [EUR'2024/kW]	Koszt zakupu 2040-2050 [EUR'2024/kW]	Opis dodatkowych instalacji	Sprawność [%]
pompa ciepła powietrze-powietrze	CO	258	155	155	brak	3,5-4,5*
pompa ciepła powietrze-woda	CO+CWU	864	600	480	grzejniki wodne + zbiornik CO	3,5-4,5*
gruntowa pompa ciepła woda-woda/solanka-woda	CO+CWU	1 947	1 496	1 496	grzejniki wodne + zbiornik CO + wymiennik gruntowy	3,5-4,5*
gazowy kocioł centralnego ogrzewania	CO	312	312	312	grzejniki wodne + przyłącze	90-95
gazowy ogrzewacz wody (bojler, terma)	CWU	114	114	114	przyłącze	90-95
gazowy dwufunkcyjny kocioł (co + cw)	CO+CWU	300	300	300	grzejniki wodne + przyłącze	90-97
gazowy kocioł centralnego ogrzewania na propan butan	CO	288	288	288	grzejniki wodne + butla	90-97
gazowy ogrzewacz wody (bojler, terma) na propan butan	CWU	102	102	102	butla	90
gazowy dwufunkcyjny kocioł (co + cw) na propan butan	CO+CWU	373	373	373	grzejniki wodne + butla	90-97
kocioł centralnego ogrzewania na olej opałowy	CO	251	251	251	grzejniki wodne + zbiornik oleju	90-95
dwufunkcyjny kocioł (co + cw) na olej opałowy	CO+CWU	288	288	288	grzejniki wodne + zbiornik oleju	90-95
kocioł centralnego ogrzewania na paliwa stałe	CO	216	216	216	grzejniki wodne	60-80
ogrzewacz wody (bojler, terma) na paliwa stałe	CWU	172	172	172	brak	60-81
dwufunkcyjny kocioł (co + cw) na paliwa stałe	CO+CWU	256	256	256	grzejniki wodne	60-80
kominek na paliwa stałe z otwartym wkładem kominkowym	CO	120	120	120	obudowa	40-80
kominek na paliwa stałe z zamkniętym wkładem kominkowym	CO	120	120	120	obudowa	50-80
kominek na paliwa stałe z płaszczem wodnym	CO	270	270	270	obudowa + grzejniki wodne	60-80

*COP – coefficient of performance

Źródło: ARE S.A. na podstawie danych zebranych od producentów i dystrybutorów urządzeń

Z uwagi na złożoność procesów produkcyjnych w przemyśle i znaczne zróżnicowanie w odniesieniu do stosowanych technologii i rozwiązań, zaimplementowane do modelu przemysłu rodzaje technologii są jedynie ich sztucznym odzwierciedleniem. Sektor przemysłu w modelu energetycznym potraktowany jest w sposób uproszczony zgodnie z zasadami postulowanymi w analizie systemowej. Podejście systemowe zakłada, że badana rzeczywistość jest zbyt złożona, aby móc ją w pełni odwzorować w modelu, dlatego też odzwierciedla się tam jedynie najważniejsze składowe i zależności. W modelu zastosowanym do celów pracy, zdefiniowano pięć głównych kierunków użytkowania energii: ciepło piecowe, para technologiczna, napędy elektryczne, ogrzewanie pomieszczeń i oświetlenie. Para technologiczna wytwarzana jest w elektrociepłowniach przemysłowych, dla których parametry techniczno-ekonomiczne zostały zestawione w tabeli powyżej. Z kolei ciepło piecowe wykorzystywane w procesach przemysłowych takich jak wypalanie produktów ceramicznych, topienie masy bitumicznej, szkła, suszenie etc., jest wytwarzane w technologiach piecowych, których parametry techniczno-ekonomiczne zostały zaprezentowane w tabeli (Tabela 2.18). Dodatkowo tabela zawiera dane dla powszechnie stosowanych

w przemyśle silników elektrycznych, których zadaniem jest przetwarzanie energii elektrycznej na mechaniczną.

Tabela 2.18. Parametry techniczno-ekonomiczne technologii przemysłowych

Technologia	Paliwo	Kierunek użytkowania	Koszty zakupu 2020 [EUR'2024/kW]	Koszty zakupu 2030 [EUR'2024/kW]	Koszty zakupu 2040 [EUR'2024/kW]	Koszty operacyjne O&M [EUR'2024/GJ]	Techniczny czas życia	Wskaźnik emisji CO ₂ [kg/GJ]
Piece/kotły przemysłowe do produkcji ciepła technologicznego	Gaz wielkopiecowy	Ciepło wysokotemperaturowe	1 441	1 441	1 441	0,36	25	260
Piece/kotły przemysłowe do produkcji ciepła technologicznego	Gaz koksowniczy	Ciepło wysokotemperaturowe	1 981	1 981	1 981	0,48	25	44
Piece/kotły przemysłowe do produkcji ciepła technologicznego	Koks	Ciepło wysokotemperaturowe	600	600	600	0,14	25	107
Piece/kotły przemysłowe do produkcji ciepła technologicznego	Energia elektryczna	Ciepło wysokotemperaturowe	1 441	1 441	1 441	0,36	25	0
Piece/kotły przemysłowe do produkcji ciepła technologicznego	Węgiel	Ciepło wysokotemperaturowe	1 981	1 981	1 981	0,48	25	94
Piece/kotły przemysłowe do produkcji ciepła technologicznego	Ciężki olej opałowy	Ciepło wysokotemperaturowe	1 921	1 921	1 921	0,48	25	77
Piece/kotły przemysłowe do produkcji ciepła technologicznego	Lekki olej opałowy	Ciepło wysokotemperaturowe	1 921	1 921	1 921	0,48	25	77
Piece/kotły przemysłowe do produkcji ciepła technologicznego	LPG	Ciepło wysokotemperaturowe	1 441	1 441	1 441	0,36	25	63
Piece/kotły przemysłowe do produkcji ciepła technologicznego	Gaz ziemny	Ciepło wysokotemperaturowe	1 441	1 441	1 441	0,36	25	56
Silniki elektryczne wielkoskalowe	Energia elektryczna	Napędy elektryczne	360	300	240	0,22	10	0
Silniki elektryczne małoskalowe	Energia elektryczna	Napędy elektryczne	600	540	480	0,22	10	0

Źródło: ARE S.A. na podstawie analizy dostępnych źródeł literaturowych i danych dostawców urządzeń

Tabela 2.19. Parametry techniczno-ekonomiczne technologii stosowanych w transporcie

Rodzaj pojazdu	Koszt zakupu nowych pojazdów [EUR'2024/pojazd]	Jednostkowe zużycie paliw/energii	
		2020→2040	
Samochody os. (benzyna <1399 cm ³)	11 406	5,4 → 3,6	[l/100 km]
Samochody os. (benzyna 1400 -1900 cm ³)	14 647	6,6 → 4,3	[l/100 km]
Samochody os. (benzyna >1900 cm ³)	17 889	8,5 → 5,5	[l/100 km]
Samochody os. (ON <1399 cm ³)	16 328	4,6 → 3,0	[l/100 km]
Samochody os. (ON 1400 -1900 cm ³)	21 130	5,9 → 3,8	[l/100 km]
Samochody os. (ON >1900 cm ³)	24 312	6,9 → 4,5	[l/100 km]
Samochody os. (LPG <1399 cm ³)	12 306	6,4 → 4,3	[l/100 km]
Samochody os. (LPG 1400 -1900 cm ³)	15 608	8,1 → 7,0	[l/100 km]
Samochody os. (LPG >1900 cm ³)	18 789	10,7 → 7,1	[l/100 km]
Samochody os. (hybrydowe)	24 012 → 16 808	3,8 → 2,8	[l/100 km]
Samochody os. (CNG)	22 811	7,1 → 6,5	[m ³ /100 km]
Samochody ciężarowe o masie do 3,5t (CNG)	43 221	11,9 → 10,5	[m ³ /100 km]
Samochody os. (elektr.)	60 030 → 24 012	23,0 → 21,0	[kWh/100 km]
Samochody ciężarowe o masie do 3,5 t (elektr.)	108 054 → 84 042	33,0 → 28,0	[kWh/100 km]
Samochody os. (wodór)	67 233 → 27 013	0,9 → 0,7	[kg/100 km]
Samochody ciężarowe o masie do 3,5 t (wodór)	108 054 → 84 042	33,0 → 28,0	[kg/100 km]
Samochody ciężarowe o masie do 3,5t (benzyna)	33 136	12,0 → 8,5	[l/100 km]
Samochody ciężarowe o masie do 3,5t (ON)	42 801	9,6 → 7,0	[l/100 km]
Samochody ciężarowe o masie do 3,5t (LPG)	40 040	12,1 → 10,6	[l/100 km]
Samochody ciężarowe o masie pow. 3,5t (ON)	129 784	45,0 → 34,0	[l/100 km]
Ciągniki rolnicze	55 227	1,15 → 1,02	[toe/rok]
Siłoso-kombajny	186 393	4,5 → 3,96	[toe/rok]
Kombajny zbożowe	87 644	1,42 → 1,25	[toe/rok]

Źródło: ARE S.A. na podstawie danych producentów oraz organizacji branżowych

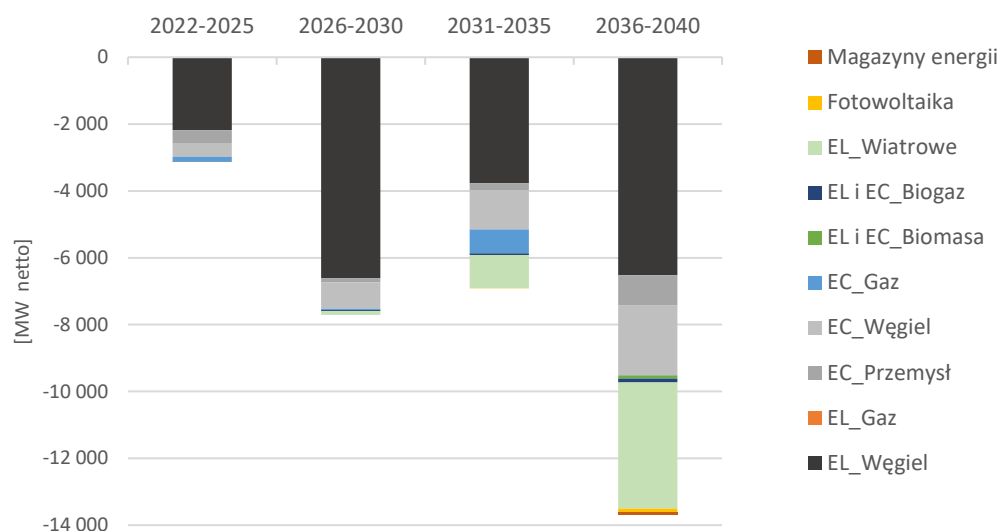
2.13. Pozostałe kluczowe parametry mające wpływ na rozwój sektora paliwowo-energetycznego

2.13.1.1. Harmonogram likwidacji wyeksploatowanych mocy wytwórczych energii elektrycznej

Harmonogram likwidacji istniejących jednostek wytwórczych, a także plany modernizacji zostały oparte na ankietowych przeprowadzonych wśród przedsiębiorstw energetycznych, danych pochodzących z raportów rocznych spółek energetycznych i informacji prasowych. Wyniki analiz przedstawiono na poniższym wykresie (Rysunek 2.3 i Rysunek 2.4) obrazującym wszystkie zdeterminowane oraz zakładane trwałe odstawienia jednostek wytwórczych* w KSE w latach 2022-2040. Największa ilość trwałych odstawień z eksploatacji dotyczy jednostek węglowych. Zgodnie z zaprezentowanym harmonogramem,

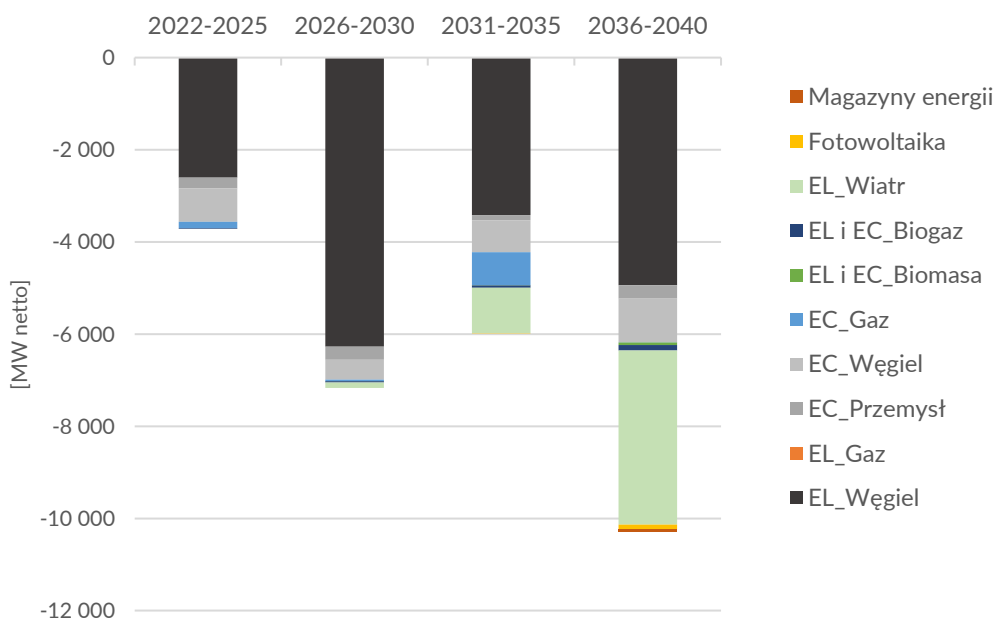
* Na rysunku 4.3 można zauważyć dużą ilość elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych ulegających likwidacji po 2035 r., ponieważ przyjęto, że istniejące jednostki po osiągnięciu zakładanego czasu życia będą zastępowane nowymi, chociaż przypuszczalnie pewna część poprzez głęboką modernizację przedłuży okres eksploatacji poza zakładany 25-cio letni czas życia.

w latach 2022-2030 wyłączonych zostanie 10 GW elektrowni i elektrociepłowni węglowych. W latach 2031 -2040 z bilansu mocy zniknie kolejne 14,5 GW, a po 2040 – niecałe 5 GW. Skala tych wyłączeń jest istotna i stanowi duże wyzwanie dla KSE, szczególnie że dotyczy jednostek charakteryzujących się wysokim poziomem dyspozycyjności. Odstawienia wspomnianych jednostek wytwórczych muszą być w przyszłości pokryte w sposób gwarantujący ciągłość dostaw.



Rysunek 2.3. Harmonogram trwałych odstawień jednostek wytwórczych w latach 2022-2040 zgodnie ze scenariuszem WAM

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A



Rysunek 2.4. Harmonogram trwałych odstawień jednostek wytwórczych w latach 2022-2040 zgodnie ze scenariuszem WEM

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A

W tabelach (Tabela 2.20, Tabela 2.21) zestawiono skumulowane wielkości wycofań istniejących jednostek zaimplementowane do obliczeń.

Zgodnie z przedstawionymi danymi dla scenariusza WAM, w okresie do 2040 r. zostanie trwale wycofanych z eksploatacji w sumie 31 GW mocy wytwórczych (wartość obejmuje również repowering elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych), w tym w grupie istniejących JWCD ok. 18 GW, z czego 2,2 GW w okresie do 2025 r. Spośród elektrociepłowni zawodowych zaliczanych do grupy jednostek nJWCD, do 2040 r. zostanie wycofanych z eksploatacji ponad 5,4 GW.

Tabela 2.20. Skumulowane wielkości wycofań mocy dla scenariusza WAM w latach 2022–2040 [MW_{netto}]

Rok	2022-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2022-2040
Skumulowane wycofania mocy wytwórczych	-3 129	-8 543	-7 364	-11 988	-31 024
- w tym: JWCD ciepłne	-2 180	-7 439	-4 341	-4 437	-18 397
- nJWCD z grupy EC zawodowe	-550	-834	-1 773	-2 295	-5 452

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A

W przypadku scenariusza WEM w okresie do 2040 r. zostanie trwale wycofanych z eksploatacji ok. 27,2 GW mocy wytwórczych, w tym w grupie istniejących JWCD ok. 17,2 GW. Spośród elektrociepłowni zawodowych zaliczanych do grupy jednostek nJWCD, do 2040 r. zostanie wycofanych z eksploatacji ponad 3,7 GW.

Tabela 2.21. Skumulowane wielkości wycofań mocy dla scenariusza WEM w latach 2022–2040 [MW_{netto}]

Rok	2022-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2022-2040
Skumulowane wycofania mocy wytwórczych	-3 716	-7 170	-5 981	-10 292	-27 159
- w tym: JWCD ciepłne	-2 602	-6 274	-3 414	-4 938	-17 228
- nJWCD z grupy EC zawodowe	-864	-464	-1 417	-1 004	-3 749

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

2.13.1.2. Główne założenia dotyczące mocy i technologii uwzględnionych w prognozach

Jednym z kluczowych założeń przyjętych w analizie rozwoju systemu elektroenergetycznego jest dostępność mocy i nowych technologii. W obliczeniach modelowych wzięto pod uwagę:

- aktualne zasoby mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE),
- rozbudowę zasobów w technologiach już istniejących w KSE,
- budowę mocy w technologiach, które nie występują w polskim systemie, ale są stosowane na świecie,
- potencjał technologii i rozwiązań, których rozwój na arenie międzynarodowej nie osiągnął dojrzałości technicznej, ale wysoki poziom zaangażowania w prace nad tymi obszarami pozwala na pozytywną ocenę możliwości ich zastosowania w Polsce w najbliższej dekadzie.

Prognozy przeprowadzono dla tzw. normalnych warunków klimatycznych i pogodowych oraz zakładając przedstawiony w niniejszym dokumencie rozwój technologii wytwarzania energii. Poniżej przedstawiono szczegółowe założenia w odniesieniu do poszczególnych technologii i rozwiązań.

Moce na węgiel kamienny

W 2022 r. w KSE zainstalowanych było ok. 16,6 GW mocy w elektrowniach na węgiel kamienny oraz 5,9 GW w elektrociepłowniach¹⁷. Biorąc pod uwagę wyeksploatowanie jednostek wytwórczych, potrzebę redukcji emisyjności sektora, a także obciążenia fiskalne (zakup uprawnień do emisji GHG, koszty paliwa) i regulacyjne (limity emisji zanieczyszczeń) przyjęto, że nie powstaną nowe konwencjonalne elektrownie na węgiel kamienny.

Moce na węgiel brunatny

W 2022 r. moc zainstalowana w elektrowniach na węgiel brunatny wynosiła 8,9 GW. Podobnie jak w przypadku jednostek na węgiel kamienny nie przewiduje się budowy nowych mocy na węgiel brunatny ani uruchamiania nowych odkrywek, choć zasoby strategiczne powinny zostać zabezpieczone. Koszty wytwarzania energii elektrycznej w tego typu elektrowniach są stosunkowo niskie, biorąc pod uwagę sam koszt paliwa, niemniej jednak w obliczu rosnących kosztów zakupu uprawnień do emisji GHG, następować będzie stopniowe wycofywanie tych mocy z systemu. Dodatkowymi czynnikami wpływającymi na konieczność ograniczania produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego są m.in.: ograniczanie negatywnego wpływu sektora na środowisko, wiek i stan techniczny jednostek wytwórczych, wyczerpywanie się zasobów węgla brunatnego w obecnie eksploatowanych odkrywkach. Z tego względu spadek udziału energii z węgla brunatnego w wytwarzaniu energii elektrycznej i w bilansie mocy jest nieunikniony.

Moce na gaz ziemny

W 2024 r. moc zainstalowana w elektrowniach wynosiła 6 GW. Główną rolą jednostek gazowych jest podnoszenie stabilności pracy KSE w sytuacji intensywnego wzrostu mocy zainstalowanych w źródłach zeroemisyjnych, ale zależnych od warunków atmosferycznych. Moce gazowe traktuje się jako źródła przejściowe w procesie transformacji. Tym samym przyrost mocy zainstalowanej może być na poziomie nie wyższym niż niezbędny i mieć charakter przejściowy, do czasu, w którym możliwe będzie zapewnianie stabilności pracy systemu przy wykorzystaniu zeroemisyjnych technologii i rozwiązań. Prognozowana znacząca rola gazu ziemnego w bilansowaniu KSE wynika przede wszystkim z uwzględnienia jednostek będących obecnie w budowie oraz tych, które charakteryzują się wysokim stopniem zaawansowania procesu inwestycyjnego. Lista jednostek przyjętych w obliczeniach modelowych jako zdeterminowane zestawiono w punkcie 2.13.1.3.

Moce jądrowe

Aktualnie w Polsce nie pracują żadne elektrownie jądrowe, ale harmonogram Programu polskiej energetyki jądrowej zakłada uruchomienie pierwszego bloku w 2036 roku. W perspektywie 2050 r. uwzględniono budowę 6 bloków w ramach rządowego Programu polskiej energetyki jądrowej. Łączna moc tych bloków wynosi ponad 7 GW w perspektywie 2050. W obliczeniach modelowych wzięto pod uwagę małe reaktory jądrowe (SMR, ang. small modular reactor). Choć jednostki SMR nie są obecnie powszechnie wykorzystywane w sektorze energetycznym na świecie, są przedmiotem zainteresowania rynkowego. Dodatkowo technologia SMR może uczestniczyć w pokryciu zapotrzebowania na ciepło z ciepłownictwa systemowego oraz zapewniać energię dla produkcji paliw alternatywnych (w tym wodoru), podobnie jak duże reaktory. Należy jednak podkreślić dużą niepewność i realne możliwości wdrożenia tej technologii w Polsce w perspektywie 2040 r. Do tej pory praktycznie nie zakończono jeszcze procesu licencjonowania SMR w krajach dostawców tej technologii oraz brak jest wiarygodnych informacji dotyczących kosztów tych inwestycji. Mimo istniejącej niepewności - uwzględniono tę technologię w analizach, ale przyjęto ostrożnościowe podejście, a prognozy mogą ulec aktualizacji wraz z przyrostem wiedzy o poszczególnych projektach. Wartości mocy zainstalowanej i produkcji z SMR nie należy traktować jako wartości granicznych, zwłaszcza, że moce tej technologii być może będą wykorzystywane również przez duże przedsiębiorstwa energochłonne na pokrycie ich własnych potrzeb. Dla projektów SMR również koszty są obciążone dużymi niepewnościami i mają charakter przybliżony. Ich dokładniejsze określenie będzie możliwe wraz z postępem projektów na świecie, przy czym pierwsze

¹⁷ Informacja statystyczna o energii elektrycznej, tabl. 3 i 4. ARE S.A grudzień 2022 r.

bloki mogą być droższe w realizacji niż wskazana w danych założeniowych wartość uśredniona, a z kolejnymi blokami – koszt może spadać.

W analizach uwzględniono tzw. wiek dziecięcy nowo powstałych jednostek jądrowych, dlatego w pierwszych latach pracy stopień wykorzystania mocy odbiega od pełnych możliwości obciążenia tych jednostek.

Elektrownie wiatrowe na morzu (offshore wind)

W przeprowadzonych analizach rozwoju sektora elektroenergetycznego założono, że pierwsze wolumeny mocy z elektrowni wiatrowych na morzu zostaną uruchomione w 2026 r. i po synchronizacji z KSE zapewnią będą produkcję od 2027 r. Ze względu na zalety tej technologii OZE, zwłaszcza stosunkowo wysoki stopień wykorzystania mocy oraz wysokie zainteresowanie rynkowe, przewidziano szereg inwestycji w morskie elektrownie wiatrowe. W prognozach wykorzystano informacje rynkowe dotyczące projektów, których dokumentacja jest na wysokim poziomie zaawansowania. W prognozach założono maksymalny poziom mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych na morzu na poziomie 5,9 GW w 2030 r. i 18 GW w 2040 r.

Elektrownie wiatrowe na lądzie (onshore wind)

Na koniec 2022 r. moc zainstalowana elektrowni wiatrowych na lądzie wynosiła blisko 8,3 GW. W analizach rozwoju systemu elektroenergetycznego uwzględniono wyniki przeprowadzonych dotychczas aukcji OZE oraz dalszy przyrost mocy wiatrowych w kolejnych latach. Przewiduje się także budowę mocy poza systemami wsparcia, także tych związanych z uelastycznieniem tzw. reguły odległościowej 10 H, co może spowodować przyspieszenie rozwoju energetyki wiatrowej na lądzie. Założono w scenariuszu WAM, że całkowita moc zainstalowana może wzrosnąć do poziomu 16,5 GW w 2030 r. i 28,8 GW w 2040 r. W scenariuszu WEM moce zainstalowane w tej technologii osiągają niższą wartość, wzrastając do 15,8 GW w 2030 r. i 20,3 GW w 2040 r.

Energetyka słoneczna (PV)

Na koniec 2024 r. moc zainstalowana elektrowni słonecznych wynosiła ok. 21,2 GW. Większość stanowiły instalacje prosumenckie, które w ostatnim czasie przyrastają bardzo dynamicznie. W prognozach uwzględniono dalszy rozwój energetyki słonecznej zarówno ze względu na realizację projektów wynikających z aukcji OZE, jak i dalszy rozwój energetyki prosumenckiej, również w świetle wdrażania REPowerUE. Czynnikiem częściowo hamującym przyrost instalacji fotowoltaicznych są ograniczenia sieciowe. Z tego powodu znaczna część środków przewidzianych w KPO na transformację energetyczną zostanie przeznaczona na modernizację i rozbudowę sieci pod kątem jej dostosowania do rosnącego udziału niestabilnych źródeł OZE.

Moce na biomasę i biogaz

Moce biomasowe i biogazowe to stabilne źródła energii, pod warunkiem, że są oparte o lokalne krajowe źródła biomasy zrównoważonej. Ze względu na wysokie koszty funkcjonowania i dostępność surowców nie stanowią wysokiego udziału w strukturze mocy w KSE. Obowiązek stosowania biomasy spełniającej kryteria zrównoważonego rozwoju w jednostkach powyżej 20 MW dla paliw stałych (perspektywicznie już od 7,5 MW) oraz 2 MW dla paliw gazowych, jak również jej ograniczona dostępność oraz niewystarczająco rozwinięty rynek biogazu w najbliższych latach mogą mieć wpływ na ograniczone tempo rozwoju mocy biomasowych i biogazowych.

Biometan

Biometan to odnawialny i bezemisyjny substytut gazu ziemnego. Stanowi nośnik energii chemicznej łatwy w magazynowaniu w istniejącej infrastrukturze gazu ziemnego. W sytuacjach szczytowego zapotrzebowania bądź niewystarczającej generacji energii z wiatru i słońca (zimowe dni bezwietrzne), biometan może być użyty w szczytowych elektrowniach gazowych. Jego potencjał techniczny szacowany jest na poziomie 8 mld m³ rocznie. Do bilansowania systemu energetycznego w cyklu rocznym będziemy potrzebowali 1,5-2 mld m³ biometanu. Jednocześnie gospodarka bezemisyjna będzie potrzebowała ok. 2

mld m3 biometanu jako surowca dla przemysłu, głównie chemicznego. W obu wymienionych powyżej przypadkach konkurencją dla biometanu będzie wodór odnawialny.

Energetyka wodna

W 2022 r. moc zainstalowana przepływowych elektrowni wodnych wyniosła blisko 1 GW. Polska cechuje się stosunkowo niskim potencjałem wodnym, co determinuje niski udział hydroenergetyki w miksie energetycznym. Przewiduje się dalszy rozwój tej technologii w kraju, choć intensywność powstawania nowych mocy ograniczona jest obiektywnymi możliwościami naturalnymi. Elektrownie szczytowo-pompowe stanowią oddzielną kategorię – opisane zostały poniżej. Tego typu elektrownie wodne nie są zaliczane do odnawialnych źródeł energii.

Magazyny energii, elektrownie szczytowo-pompowe i zarządzanie popytem (DSR)

W ostatnich latach technologie magazynowania energii stały się przedmiotem rosnącego zainteresowania inwestorów ze względu na ich rolę w efektywnym zagospodarowaniu produkcji z OZE i bilansowaniu tych źródeł, jak również we wzmacnianiu bezpieczeństwa dostaw. Uwzględniając fakt, że badania nad magazynowaniem i rozwój tych technologii są trendem globalnym, można wnioskować, że w najbliższych dekadach technologia rozwinie się do tego stopnia, by mogła zapewnić lepsze wykorzystanie mocy OZE i zarządzanie systemem oraz wpłynąć na pewność dostaw energii oraz budowanie niezależności energetycznej zarówno gospodarstw domowych, jak i podmiotów gospodarczych. Oczekuje się rozwoju zarówno magazynów bateryjnych, jak również innych rozwiązań pozwalających efektywnie magazynować energię. Za National Renewable Energy Laboratory (NREL) przyjęto, że sprawność tych urządzeń wynosi średnio 88%. W przypadku wielkoskalowych bateryjnych magazynów energii przyjęto czas pracy 4 godziny na dobę, a w przypadku instalacji prosumenckich 2 godziny na dobę.

Ważną rolę jako magazyny energii pełnią elektrownie szczytowo-pompowe. W następstwie realizacji planowanych projektów moc tego typu technologii może wzrosnąć z aktualnych 1,7 GW do 5,5 GW w 2040 r., w tym m.in. w następstwie realizacji elektrowni Młoty, Tolkmicko, Rożnów. Dodatkowo pod uwagę brana jest realizacja innych projektów, których łączna moc sięga 3,8 GW.

W prognozach uwzględniono możliwość funkcjonowania mechanizmów zarządzania popytem (DSR, *ang. demand side response*), ale z założenia dążono do możliwości pokrycia zapotrzebowania fizycznymi mocami. W dostępnych analizach DSR pozytywnie wpływa na wyniki analizy wystarczalności mocy. Rozwiązania tzw. zarządzania popytem mogą wpływać m.in. na zwiększenie elastyczności pracy KSE oraz ograniczenie szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną w okresach krytycznego obciążenia systemu elektroenergetycznego, a zatem pozytywnie oddziaływać na wzmacnianie bezpieczeństwa energetycznego. Krajowy potencjał DSR (zarówno scentralizowanego, jak i rozproszonego) jest obiecujący, niemniej w najbliższych latach ograniczeniem jego wykorzystania pozostają możliwości techniczne i koszty.

Wodór

Zgodnie z Polską Strategią Wodorową do roku 2030 z perspektywą do 2040 r. przyjęto, że w 2030 r. moc zainstalowana elektrolizerów może wynieść maksymalnie 2 GW, a ich wykorzystanie może być na poziomie ok. 5 300 h/rok, tj. 61% godzin w roku. Oceniono, że w 2040 r. moc zainstalowana może ulec zwielokrotnieniu. Przy tych założeniach możliwa jest produkcja ok. 825 tys. t wodoru odnawialnego w 2040 r. Dalsze działania mające na celu rozwój rynku wodoru, potrzeba realizacji celów wynikających z regulacji unijnych w zakresie wykorzystania wodoru w poszczególnych sektorach gospodarki oraz potencjał wykorzystania wodoru w celach magazynowania energii będą prowadzić do rozbudowy sieci przesyłowych i wzrostu efektywności wykorzystania tych mocy, w szczególności przez współpracę elektrolizerów ze źródłami OZE.

2.13.1.3. Nowe moce wytwórcze zdeterminowane

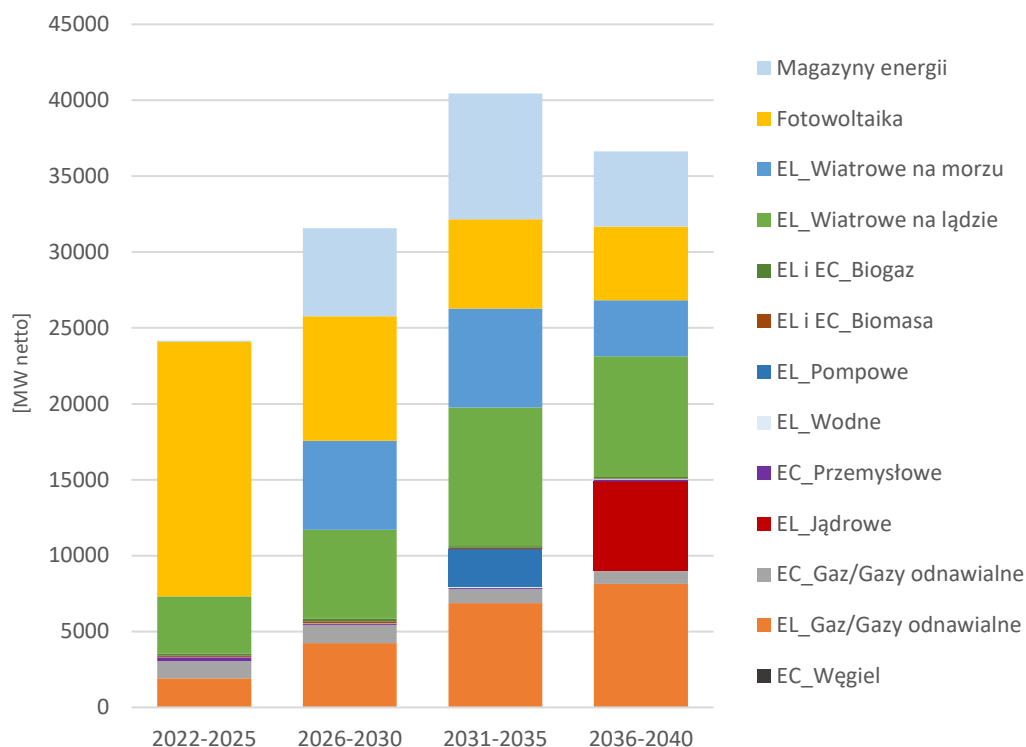
Na rysunkach (Rysunek 2.5 i Rysunek 2.6) zilustrowano harmonogram uruchomienia nowych mocy w okresie 2022-2040. Przy określeniu przyszłego miks energetycznego jako jednostki zdeterminowane w analizie przyjęto:

- bloki gazowe w budowie oraz zwycięzcy aukcji mocy: elektrownie - Grudziądz 575 MW (2025 r.), Ostrołęka 764 MW (2026 r.), Rybnik 883 MW (2026 r.), Adamów 555 MW (2027 r.), Kozienice 2 X 645 MW (2029), Łagisza 120 MW (2029 r.), oraz elektrociepłownie – Kalisz 20 MW (2025 r.), Oświęcim 113 MW (2025 r.), Czechnica 174 MW (2025 r.), Gdynia 50 MW (2027 r.), Bydgoszcz 52 MW (2025 r.), Poznań 114 MW (2025 r.), Łódź 181 MW (2027 r.), Elbląg 35 MW (2027 r.), Ursus 110 MW (2028), Katowice 50 MW (2029), Gdańsk 456 MW (2029), Skawina 280 MW (2029 r.) i Siekierki 540 MW (2030).
- bloki jądrowe, 6 bloków o mocy 1170-1200 MW_{netto} uruchamianych zgodnie z poniższym harmonogramem:

Tabela 2.22. Harmonogram uruchomień bloków jądrowych

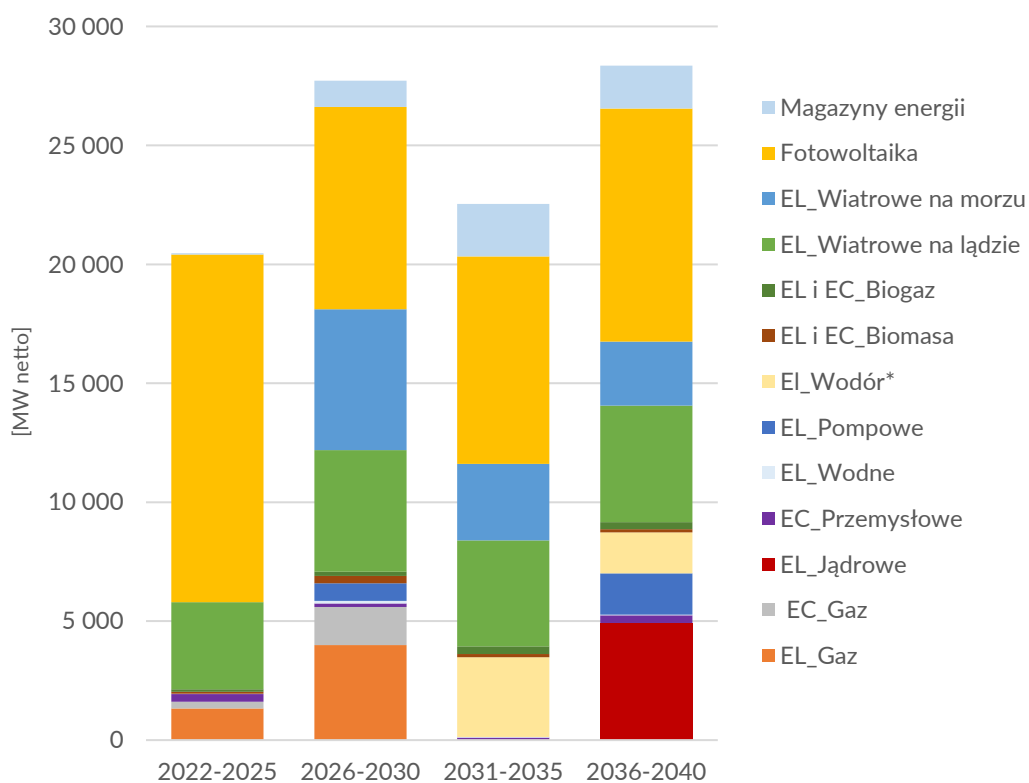
Elektrownia	Blok	Moc zainstalowana netto (MW)	Moc zainstalowana brutto (MW)	Data/rok uruchomienia	Rok pełnej dyspozycyjności
EJ 1	B1	1170	1250	2036	2037
EJ 1	B2	1170	1250	2037	2038
EJ 1	B3	1170	1250	2038	2039
EJ 2	B1	1200	1280	2040	2040
EJ 2	B2	1200	1280	2041	2042
EJ 2	B3	1200	1280	2042	2043

- dobór pozostałych nowych bloków energetycznych został określony w wyniku procesu optymalizacji przeprowadzonej w modelu MESSAGE;
- dla OZE brano pod uwagę dotychczasowe oraz zapowiadane aukcje na zakup energii elektrycznej z OZE, złagodzenie ustawy odległościowej dla elektrowni wiatrowych na lądzie oraz realizację założeń ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych. W prognozie uwzględniono 5,9 GW mocy elektrowni wiatrowych na morzu w 2030 r., przy czym pełna produkcja pierwszych jednostek nastąpi w 2028 r.;
- w scenariuszu WEM i WAM w zakresie jednostek DSR przyjęto, że dostępny wolumen mocy będzie wynosił do 1908 MW w 2025 r., 2810 MW w 2030 r. oraz 3625 MW w 2040 r. Dla obu scenariuszy przyjęto, że zastosowanie mechanizmów zarządzania popytem występuje tylko w okresach krytycznego obciążenia systemu elektroenergetycznego.



Rysunek 2.5. Harmonogram uruchomień jednostek wytwórczych w scenariuszu WAM w latach 2022-2040

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.



Rysunek 2.6. Harmonogram uruchomień jednostek wytwórczych w scenariuszu WEM w latach 2022-2040

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

W tabelach (Tabela 2.23,

Tabela 2.24) zestawiono prognozowane skumulowane wielkości uruchomień nowych jednostek wytwórczych określonych w procesie obliczeniowym, przeprowadzonym w modelu MESSAGE. Zgodnie z przedstawionymi danymi, w okresie 2022-2040 zostanie uruchomionych prawie 130 GW nowych mocy wytwórczych w scenariuszu WAM, a w scenariuszu WEM ok. 99 GW - głównie OZE (el. wiatrowe na lądzie i morzu oraz instalacje fotowoltaiczne), jednostki gazowe, głównie dla zapewnienia wystarczalności mocy i biorąc pod uwagę możliwość spalania wodoru w tych jednostkach), bloki jądrowe oraz akumulatory/magazyny en. elektrycznej.

Tabela 2.23. Skumulowane uruchomienia mocy dla scenariusza WAM w latach 2022–2040 [MW_{netto}]

Rok	2022-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2022-2040
Skumulowane uruchomienia mocy wytwórczych	24 157	31 572	38 951	35 938	130 618

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

Tabela 2.24. Skumulowane uruchomienia mocy dla scenariusza WEM w latach 2022–2040 [MW_{netto}]

Rok	2022-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2022-2040
Skumulowane uruchomienia mocy wytwórczych	20 463	27 721	22 538	28 346	99 068

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

2.13.1.4. Założenia dotyczące wymaganej rezerwy mocy w systemie elektroenergetycznym

Standard adekwatności zasobów przyjęty przez OSP w Polsce dla planowania rocznego określa w IRiESP¹⁸ stopień rezerwy mocy na poziomie 18% średniej miesięcznej zapotrzebowania szczytowego na moc z dni roboczych. Ponadto założono, że w momencie wystąpienia obciążenia szczytowego sumaryczna moc dyspozycyjna elektrowni wiatrowych na lądzie i na morzu wynosić będzie 0% ich mocy osiągalnej. Dla bateryjnych magazynów energii wskaźnik dyspozycyjności przyjęto na poziomie 60%.

2.13.1.5. Wymiana transgraniczna

Przyjęto, że bilans importowy (import–eksport) jest zerowy. Nie oznacza to wykluczenia wymiany międzysystemowej. Polska uczestniczy w wewnętrznym rynku energii elektrycznej UE oraz w wymianie z państwami spoza UE. Założenie to ma na celu wykazanie, że przedstawiony bilans pozwala na pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną z wykorzystaniem wyłącznie źródeł wytwórczych zlokalizowanych w Polsce. Polska nie ma wpływu na dostępność wytwarzania energii w innych państwach, dlatego analizy nie mogą opierać bezpieczeństwa dostaw energii na potencjalnym imporcie. Powyższe założenie adresuje również cele wskazane do Założeń do aktualizacji Polityki energetycznej Polski do 2040 r. (PEP2040) – Wzmocnienie bezpieczeństwa i niezależności energetycznej w odniesieniu do kwestii budowania niezależności energetycznej.

¹⁸ Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej

2.13.1.6. Elektroenergetyczne sieci przesyłowe i dystrybucyjne

Proces transformacji wymaga dostosowania sieci do funkcjonowania zdywersyfikowanego miksu energetycznego, zapewniając wysoką elastyczność pracy KSE, dwukierunkowy przesył energii, zdolność obsługi zarówno wielkoskalowych jak i rozproszonych źródeł wytwarzania oraz nowoczesne cyfrowe usługi dla odbiorców końcowych energii elektrycznej (w tym z wykorzystaniem inteligentnego opomiarowania). Ponadto sieci muszą utrzymywać odpowiedni poziom bezpieczeństwa w domenie operacyjnej, fizycznej oraz cyber, dostosowany do aktualnych zagrożeń. Sprostanie nowym wyzwaniom wymusza konieczność rozbudowy, unowocześnienia i modernizacji infrastruktury sieciowej, co wiąże się z koniecznością przeprowadzenia wieloletniego i wielokierunkowego procesu inwestycji o niespotykanej dotychczas skali.

Planowany rozwój sieci oraz harmonogramy oddawania do użytkowania jej nowych elementów muszą uwzględniać główne czynniki, które będą wyznaczać tempo transformacji sieci przesyłowych i dystrybucyjnych:

1. Dynamiczny rozwój nowych mocy, w tym zeroemisyjnych w elektroenergetyce,
2. Elektryfikacja transportu,
3. Elektryfikacja ciepłownictwa oraz
4. Zmiana kierunków przepływów sieciowych – w sieci przesyłowej dominujący przepływ z północy na południe (w związku z budową nowych mocy na północy kraju), a w sieci dystrybucyjnej coraz większy przepływ energii elektrycznej od prosumenta do sieci.

2.13.1.7. Założenia dotyczące rozwoju elektromobilności i pomp ciepła

Do scenariusza WAM przyjęto rozwój elektromobilności w Polsce w wariantcie, zgodnie z którym w 2030 r. przewidywane jest ok. 0,8 mln samochodów osobowych elektrycznych, natomiast w 2040 r. – 4,2 mln. Na podstawie szacunków Ministerstwa Energii liczba elektrycznych autobusów komunikacji miejskiej może wynieść ok. 4,7 tys. w 2030 r. i ok. 11,7 tys. w 2040 r. W scenariuszu WAM pojawiają się również samochody osobowe na wodór. W 2030 całkowita liczba pojazdów napędzana tym paliwem wynosi ok. 4 tys. szt., w tym 1 tys. autobusów (komunikacji miejskiej i pozamiejskiej) oraz 3 tys. ciężarówek i aut dostawczych. W 2040 r. całkowita liczba pojazdów na wodór wynosi 195 tys. szt., w tym: 20 tys. autobusów oraz 172 tys. ciężarówek i aut dostawczych. Wartości przyjęte do analiz nie mają charakteru celów w obszarze elektromobilności, niemniej zakłada się, że rozwój pojazdów elektrycznych będzie „motorem” dekarbonizacji sektora transportu. Uwzględnienie bardzo ambitnego scenariusza ma m.in. na celu redukcję ryzyka niedoszacowania potrzeb związanych z elektryfikacją gospodarki.

Tabela 2.25. Przyjęta liczba pojazdów elektrycznych dla scenariusza WAM* [tys. szt.]

Rok	2025	2030	2035	2040
Samochody osobowe elektryczne	209	803	1995	4257
Samochody osobowe wodorowe	0	0	1	3
Autobusy elektryczne	2	5	8	12
Autobusy wodorowe	0	1	6	20
Samochody ciężarowe elektryczne	16	68	229	381
Samochody ciężarowe wodorowe	0	3	31	172

* Wartości przyjęte do analiz nie mają charakteru celów w obszarze elektromobilności.

Źródło: Szacunki MKiŚ i ARE S.A.; szacunki dla samochodów osobowych na podstawie: Polish EV Outlook, Polskie Stowarzyszenie Paliw Alternatywnych (PSPA).

Tabela 2.26. Przyjęta liczba pojazdów elektrycznych dla scenariusza WEM* [tys. szt.]

Rok	2025	2030	2035	2040
Samochody osobowe elektryczne	243,0	870,0	1 726,0	3 013,0
Samochody osobowe wodorowe	5,1	14,6	28,0	52,0
Autobusy elektryczne komunikacji miejskiej	1,9	3,4	6,9	10,4
Autobusy wodorowe	0,1	0,5	1,0	1,5
Samochody ciężarowe elektryczne	15,0	55,6	189,2	363,6
Samochody ciężarowe wodorowe	0,7	8,3	33,7	87,0

* Wartości przyjęte do analiz nie mają charakteru celów w obszarze elektromobilności.

Źródło: Szacunki MKiŚ i ARE S.A.; szacunki dla samochodów osobowych na podstawie: Polish EV Outlook 2020, Polskie Stowarzyszenie Paliw Alternatywnych (PSPA).

W prognozach zapotrzebowania na energię uwzględniono rozwój różnych rodzajów pomp ciepła. Wg scenariusza WAM przyjęto, że w 2030 r. w budynkach mieszkalnych w Polsce będzie funkcjonować ok. 1,6 mln instalacji. Natomiast w 2040 r. łączna liczba może wynosić ok. 3,2 mln, w większości typu powietrze-woda. Wartości przyjęte do analiz nie mają charakteru celów w obszarze rozwoju pomp ciepła.

Tabela 2.27. Ilość indywidualnych pomp ciepła dla scenariusza WAM [tys. szt.]

Rok	2025	2030	2035	2040
Pompy ciepła	807	1 567	2 390	3 252

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A

Tabela 2.28. Ilość indywidualnych pomp ciepła dla scenariusza WEM [tys. szt.]

Rok	2025	2030	2035	2040
Pompy ciepła	759	1166	1744	2607

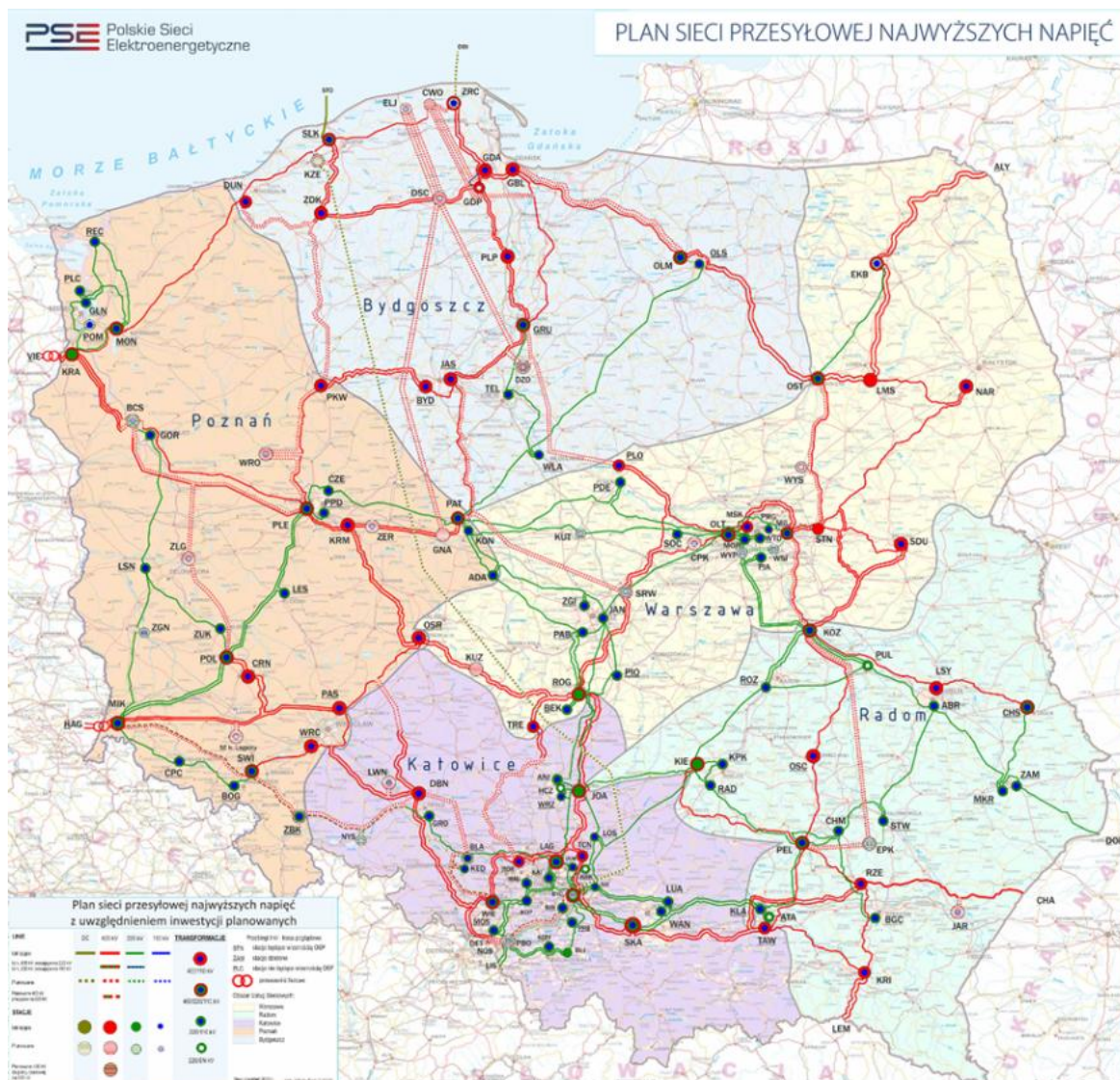
Źródło: Opracowanie własne ARE S.A

3. Wizualizacja infrastruktury wytwórczej, magazynowania wodoru oraz potencjału OZE

Rysunek 3.1. Mapa elektrowni i elektrociepłowni o statusie jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) (wg stanu na 31.12.2022 r.)



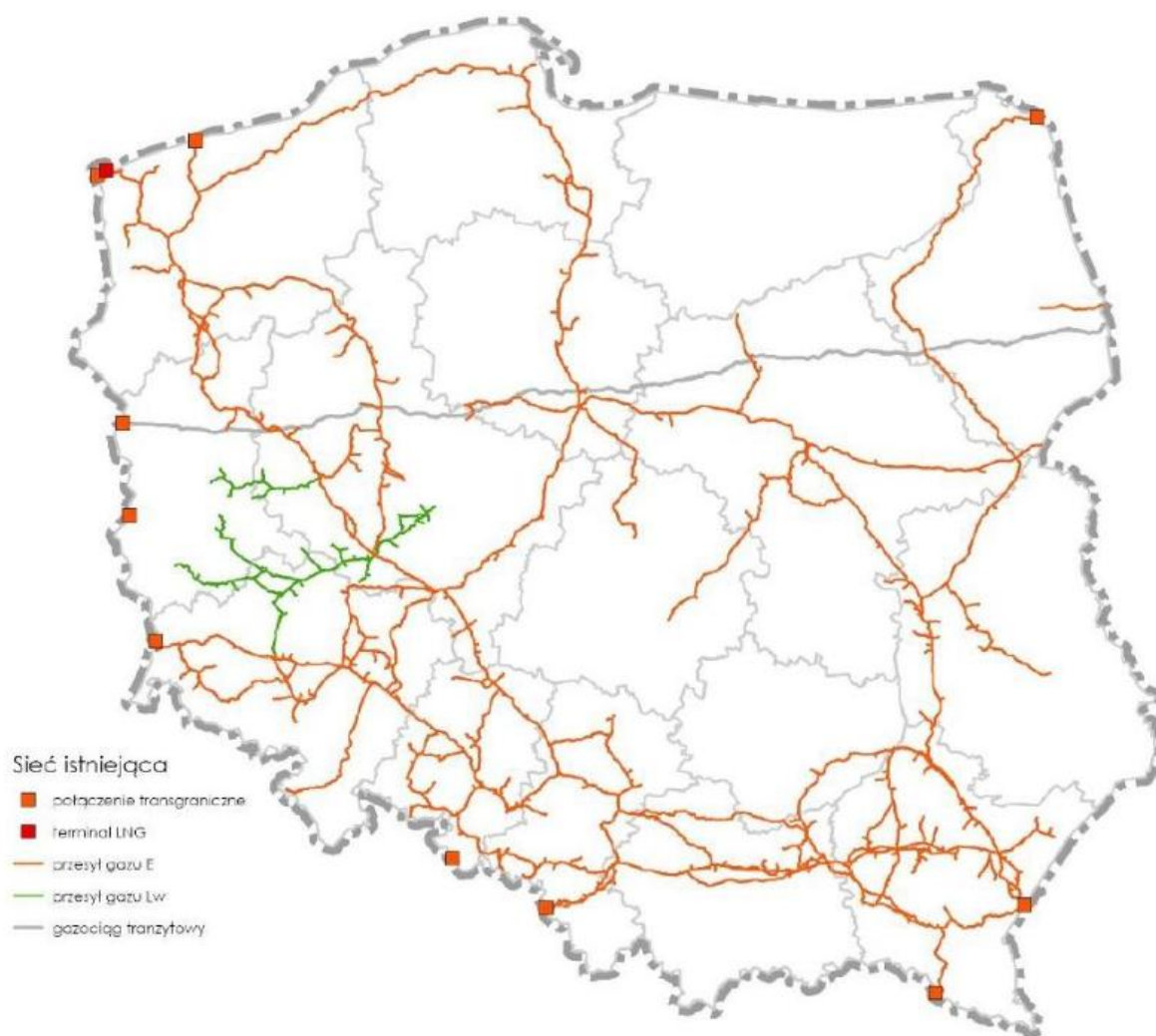
Rysunek 3.2. Schemat systemu przesyłowego z obszarami działania oddziałów operatora systemu przesyłowego energii elektrycznej (wg stanu na 31.12.2023 r.)



Źródło: PSE S.A.

Schemat może ulegać aktualizacji. Najbardziej aktualny schemat oraz w wyższej rozdzielczości znajduje się na stronie operatora systemu przesyłowego energii elektrycznej. – [link](#)

Rysunek 3.3. Schemat krajowego systemu przesyłowego gazu ziemnego



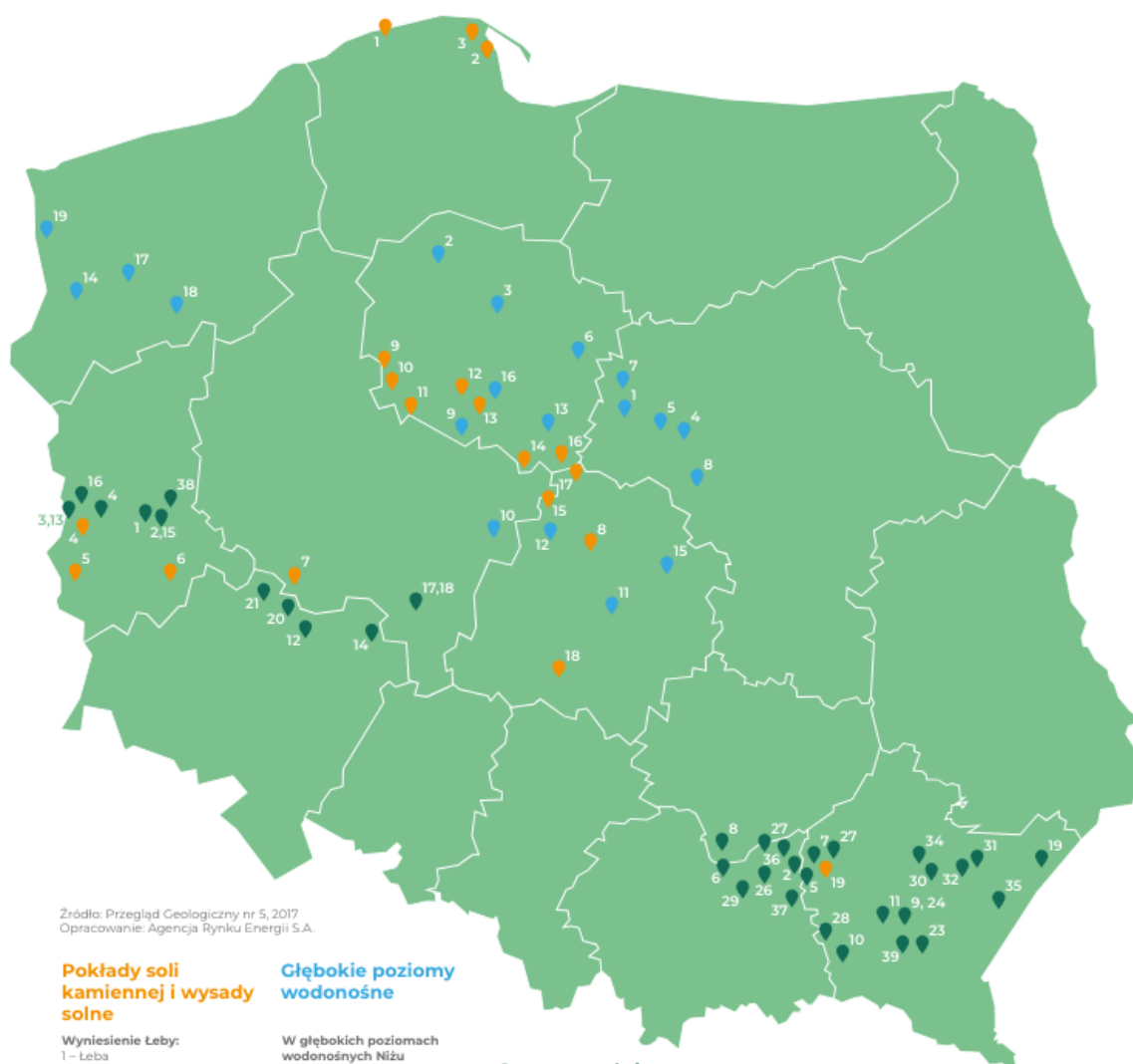
Źródło: GAZ SYSTEM S.A.

Schemat może ulegać aktualizacji. Najbardziej aktualny znajduje się w aktualnym krajowym planie rozwoju systemu gazowego na stronie operatora systemu przesyłowego gazu ziemnego – [link](#)

Rysunek 3.4. Schemat infrastruktury wytwórczej i transportowej ropy i paliw ciekłych



Rysunek 3.5. Mapa potencjalnych obszarów magazynowania wodoru



Źródło: Przegląd Geologiczny nr 5, 2017
Opracowanie: Agencja Rynku Energii S.A.

Pokłady soli kamiennej i wysady solne

Wyniesienie Leby:

- 1 – Leba
- 2 – Mechelinka
- 3 – złoża Zatoki Puckiej

Monoklina Przedsudecka:

- 4 – Gubin
- 5 – Nowa Rola
- 6 – Nowa sól
- 7 – Góra

Wysady solne:

- 8 – Rogoźno
- 9 – Wapno
- 10 – Damasławek
- 11 – Mogiła
- 12 – Inowrocław
- 13 – Góra
- 14 – Izba Kujawska
- 15 – Kłodawa
- 16 – Lubień
- 17 – Łaniewa
- 18 – Dębina

Zapadlisko przedkarpacie:

- 19 – Wojnicz

Głębokie poziomy wodonośne

W głębokich poziomach wodonośnych Niżu Polskiego:

- 1 – Bielsko-Bodzanów
- 2 – Bysław
- 3 – Chelmża
- 4 – Dzierżanów
- 5 – Kamionki
- 6 – Lipno
- 7 – Sierpc
- 8 – Sochaczew
- 9 – Strzelno
- 10 – Turek
- 11 – Tuszyn
- 12 – Wartkowice

Struktury w utworach dolnej jury:

- 13 – Brześć Kujawski
- 14 – Chabowo
- 15 – Jeżów
- 16 – Koniary
- 17 – Marianowo
- 18 – Suliszewo
- 19 – Trzebież

Szczerpane złoża węglowodorów

Złoża ropy naftowej:

- 1 – Kije
- 2 – Kije pń-wsch
- 3 – Borslack-Kosarzyn
- 4 – Rybak
- 5 – Brzezówka
- 6 – Grobla
- 7 – Jastrząbka Stara
- 8 – Pławowice
- 9 – Wola Jasieniecka
- 10 – Mrukowa
- 11 – Węglówka

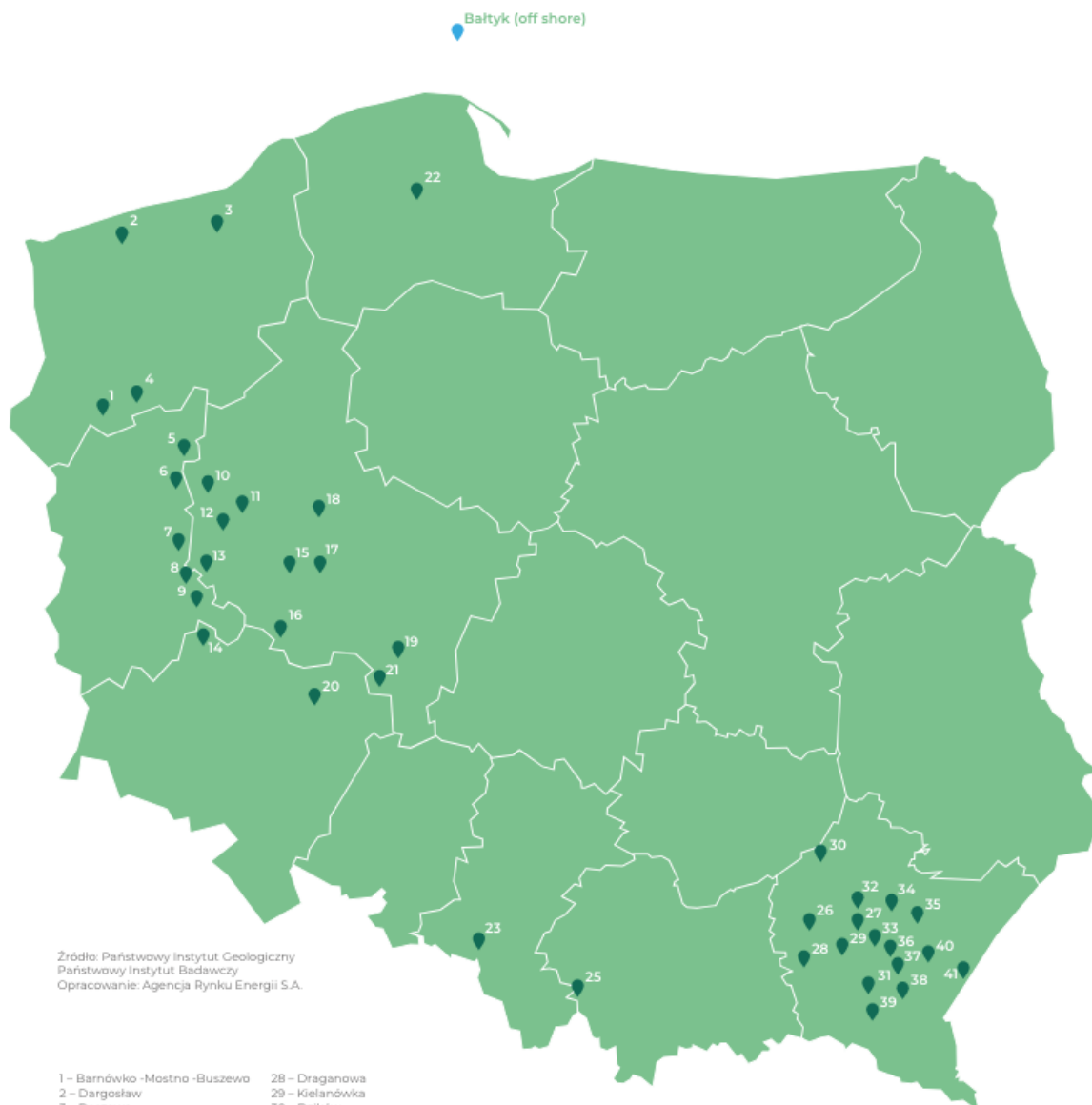
Złoża gazu ziemnego:

- 12 – Borslack
- 13 – Borslack-Kosarzyn
- 14 – Brzostowo
- 15 – Kije pń-wsch
- 16 – Kosarzyn pń

- 17 – Wiewierz zach
- 18 – Wiewierz wsch
- 19 – Wysocko
- 20 – Załęcze
- 21 – Zuchów
- 22 – Gorlice-Glink
- 23 – Sanok-Zabłocie
- 24 – Wola Jasieniecka
- 25 – Brzezowiec
- 26 – Brzeźnica
- 27 – Czarna Sędziszowska
- 28 – Dąbrówka
- 29 – Grądy Bocheńskie
- 30 – Husów-Albigowa-Krasne
- 31 – Jarosław
- 32 – Kańczuga
- 33 – Lubaczów
- 34 – Mirocin
- 35 – Przemyśl

- 36 – Swarzędz
- 37 – Tarnów
- 38 – Uszkowice
- 39 – Wygoda

Rysunek 3.6. Mapa największych udokumentowanych złóż gazu ziemnego
(wg stanu na 31.12.2022 r.)



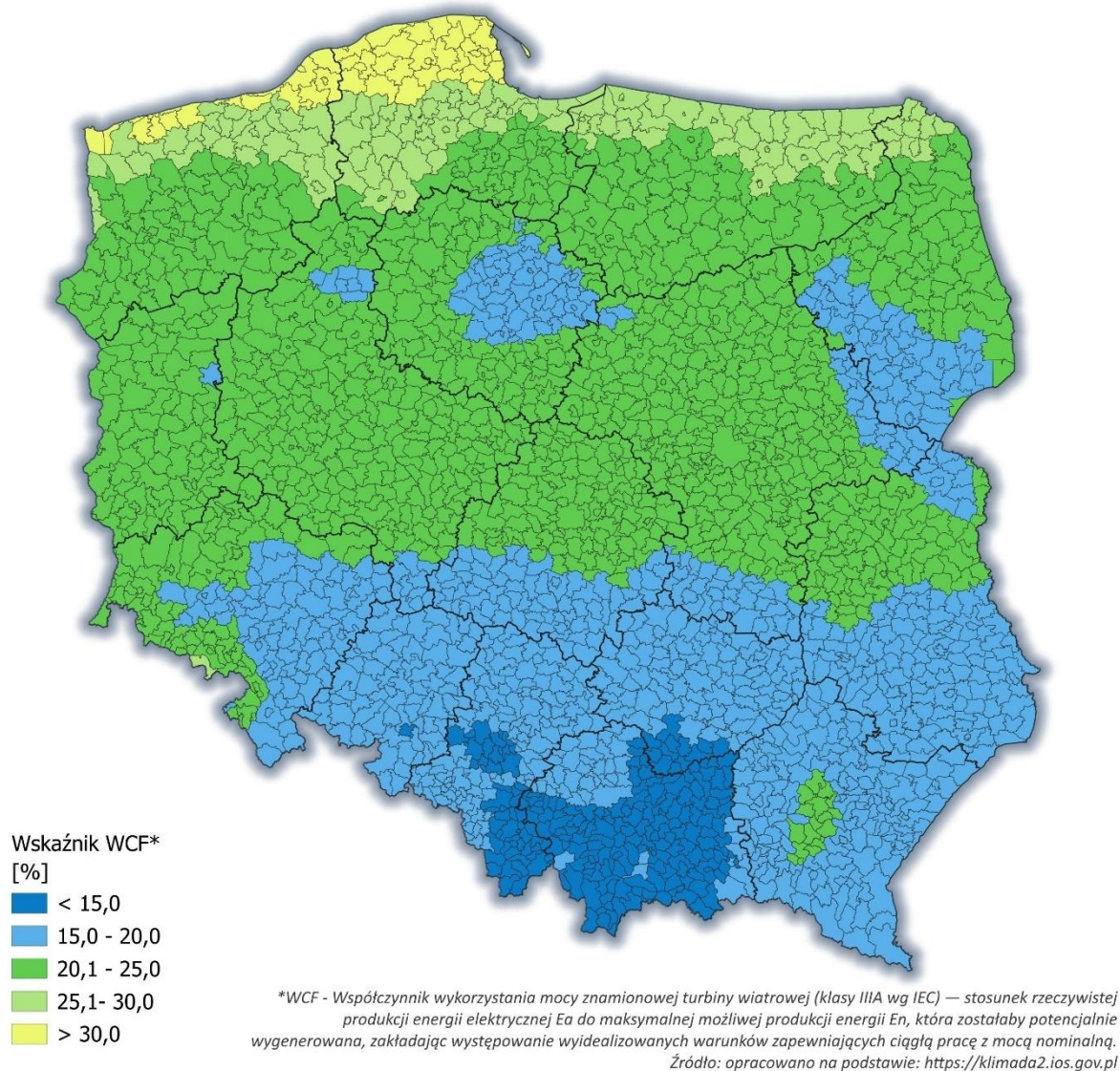
Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny
Państwowy Instytut Badawczy
Opracowanie: Agencja Rynku Energii S.A.

- | | |
|---------------------------------|---------------------|
| 1 – Barnówko - Mostno - Buszewo | 28 – Draganowa |
| 2 – Dargosław | 29 – Kielanówka |
| 3 – Daszewo | 30 – Dzików |
| 4 – Różańsko | 31 – Husów |
| 5 – Grotów | 32 – Jasionka |
| 6 – Krobielewko | 33 – Strachocina |
| 7 – Babimost | 34 – Cierpisz |
| 8 – Kargowa | 35 – Mirosin |
| 9 – Lubiaków | 36 – Kramarzówka |
| 10 – Międzyzichód | 37 – Jarosław |
| 11 – Pniewy | 38 – Pruchnik |
| 12 – Paproć | 39 – Sanok Zabłotce |
| 13 – Zbąszyń | 40 – Jodłówka |
| 14 – Grochowice | 41 – Przemyśl |
| 15 – Brońsko | |
| 16 – Ząlecze | |
| 17 – Kościan | |
| 18 – Rokietnica | |
| 19 – Tarchały | |
| 20 – Wierzbowice | |
| 21 – Bogdaj | |
| 22 – Zakowo | |
| 23 – Radlin | |
| 24 – Bałtyk (off shore) | |
| 25 – Łachowice-Stryszawa | |
| 26 – Jaszczew | |
| 27 – Zalesie | |

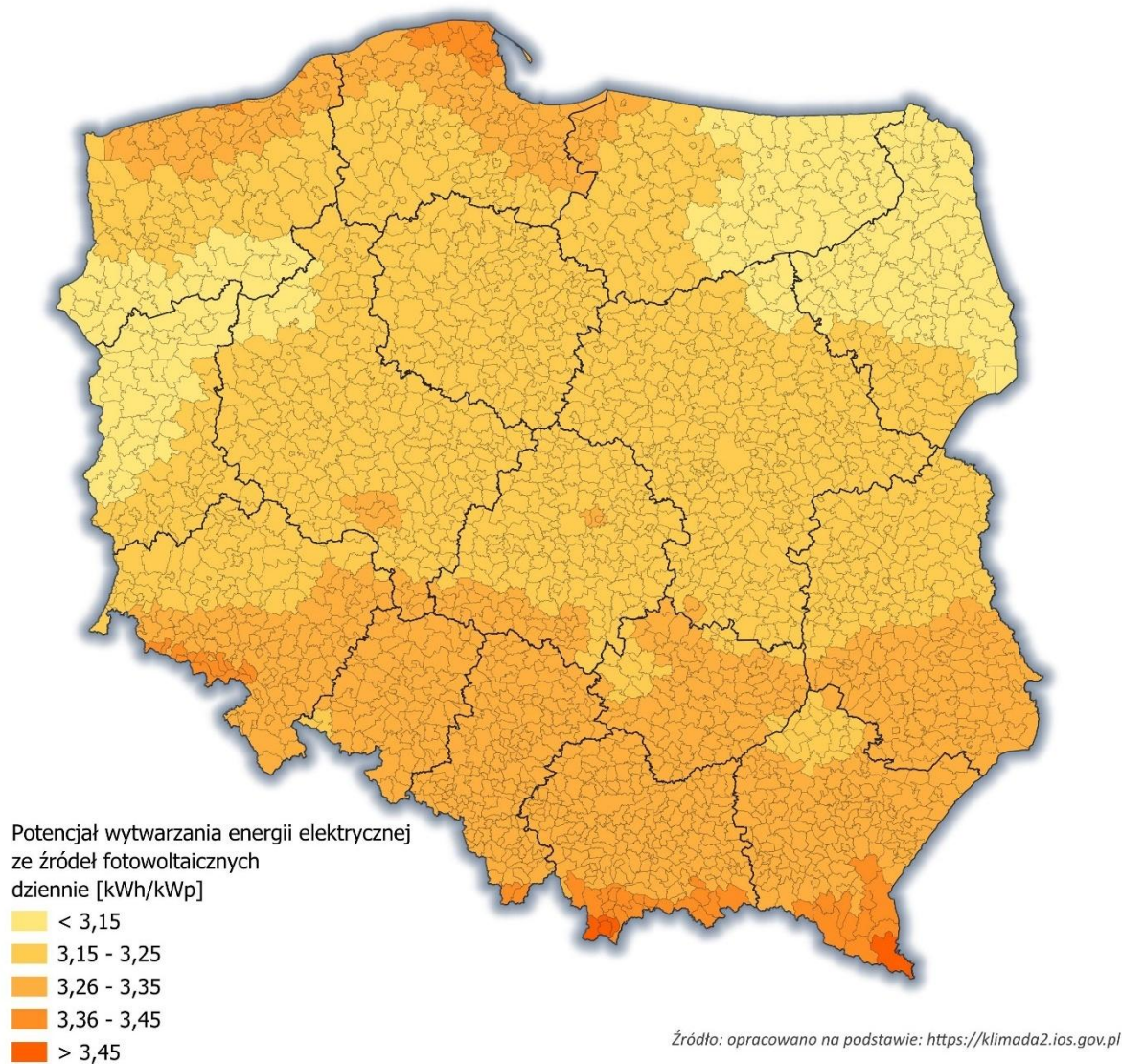
**Rysunek 3.7. Mapa największych udokumentowanych złóż ropy naftowej
(wg stanu na 31.12.2022 r.)**



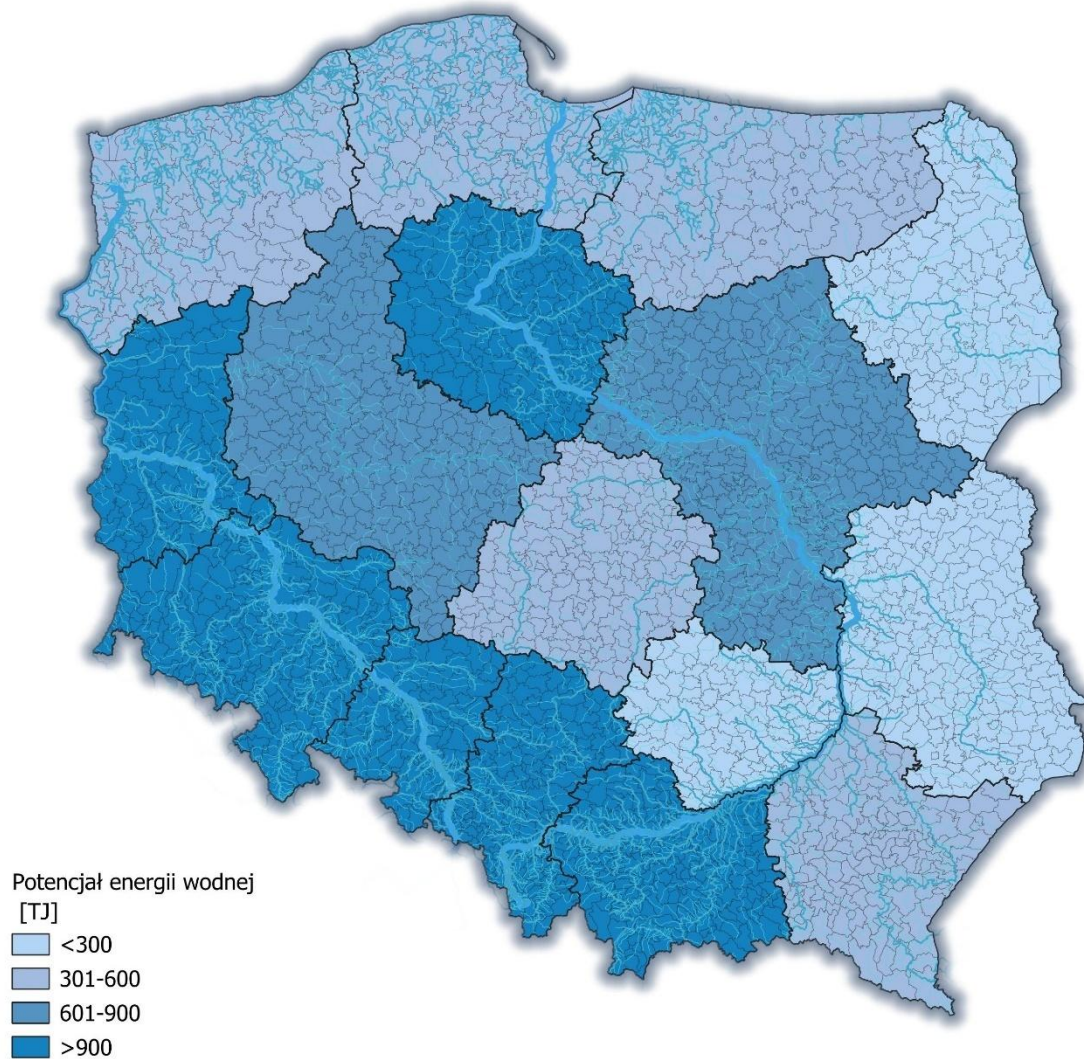
Rysunek 3.8. Mapa potencjału energii wiatrowej



Rysunek 3.9. Mapa potencjału wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł fotowoltaicznych

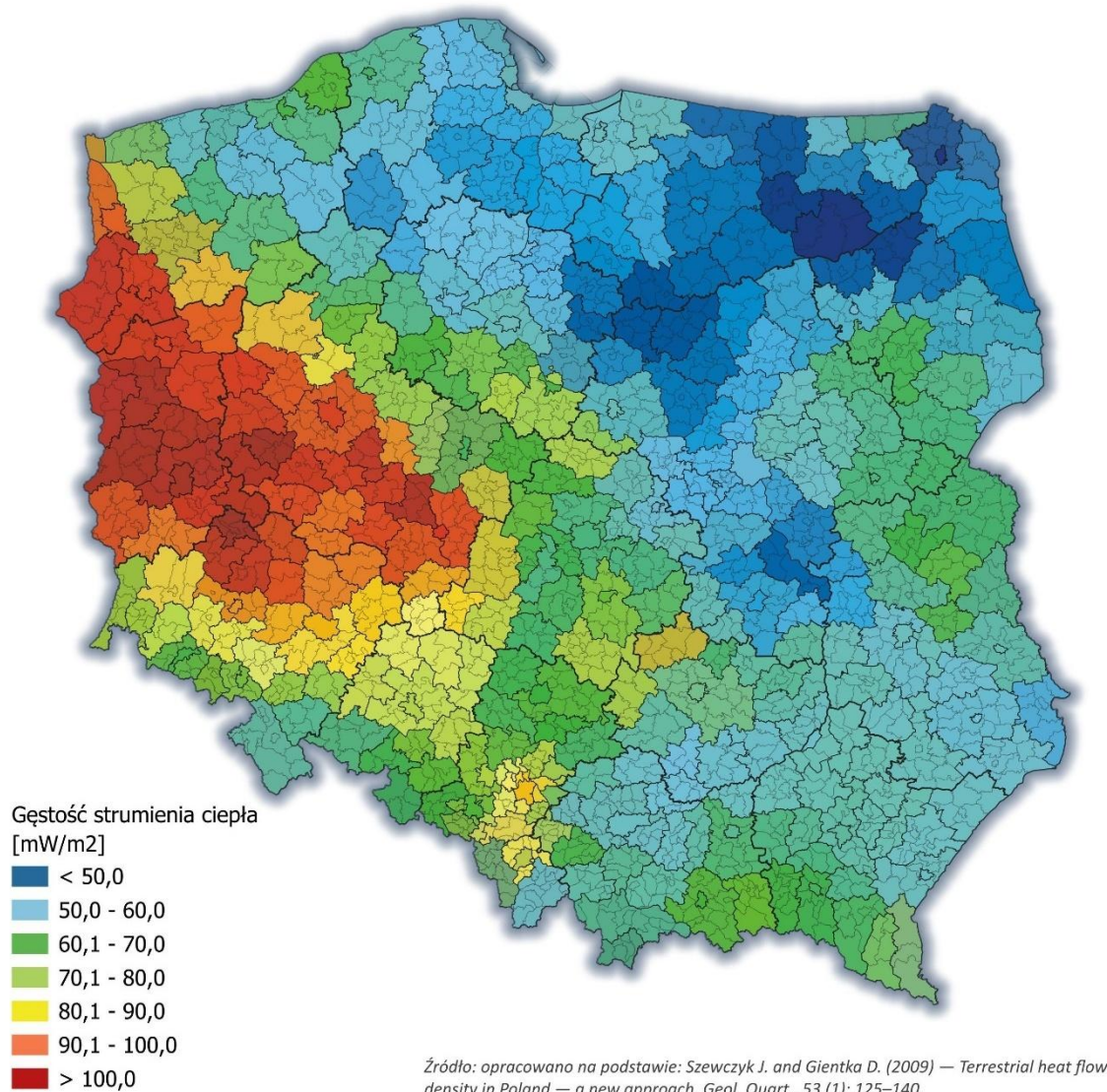


Rysunek 3.10. Mapa potencjału energii wodnej

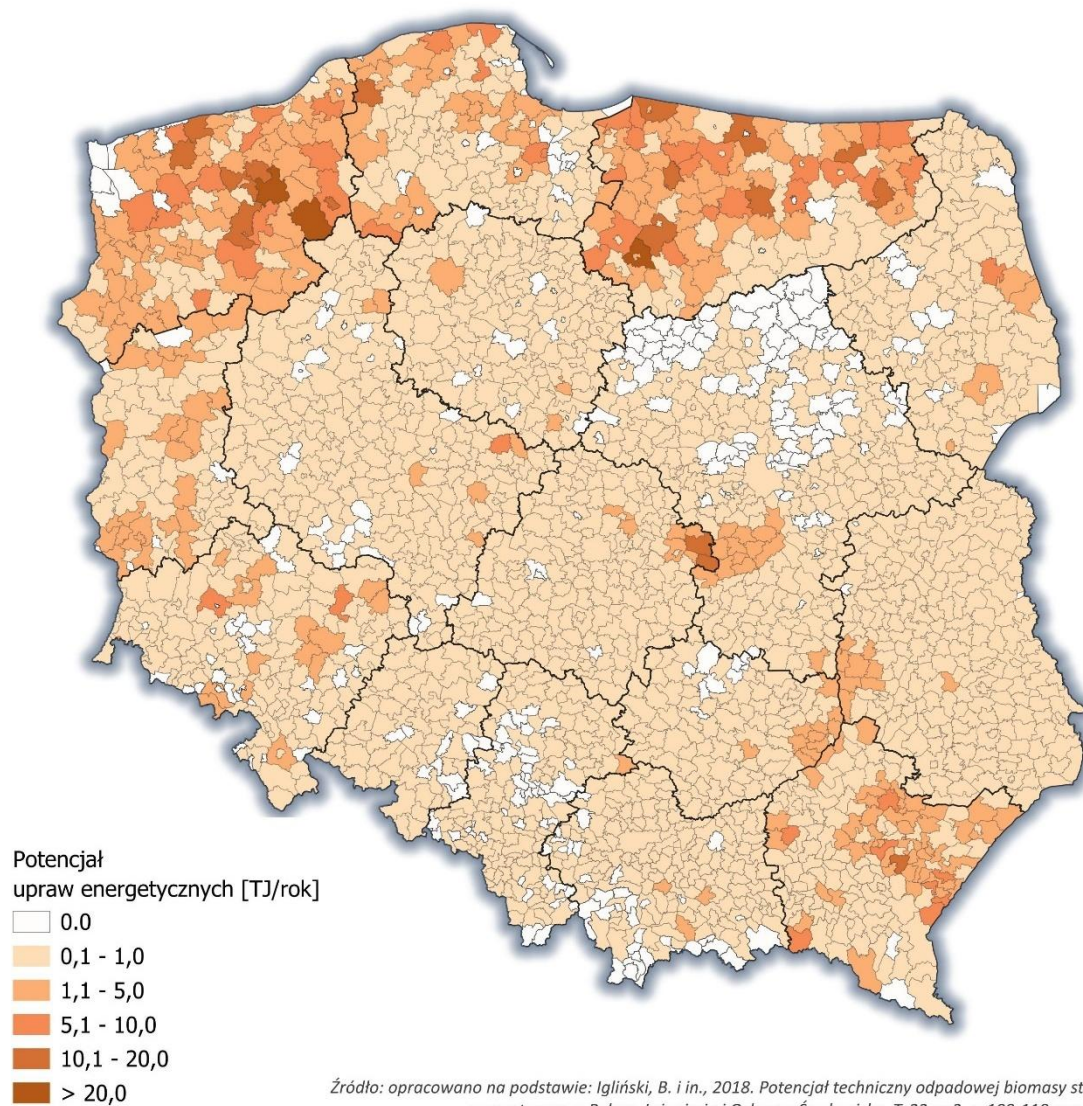


Źródło: opracowano na podstawie: Igliński B., *Hydro energy in Poland: the history, current state, potential, SWOT analysis, environmental aspects*, 2019

Rysunek 3.11. Mapa potencjału energii geotermalnej

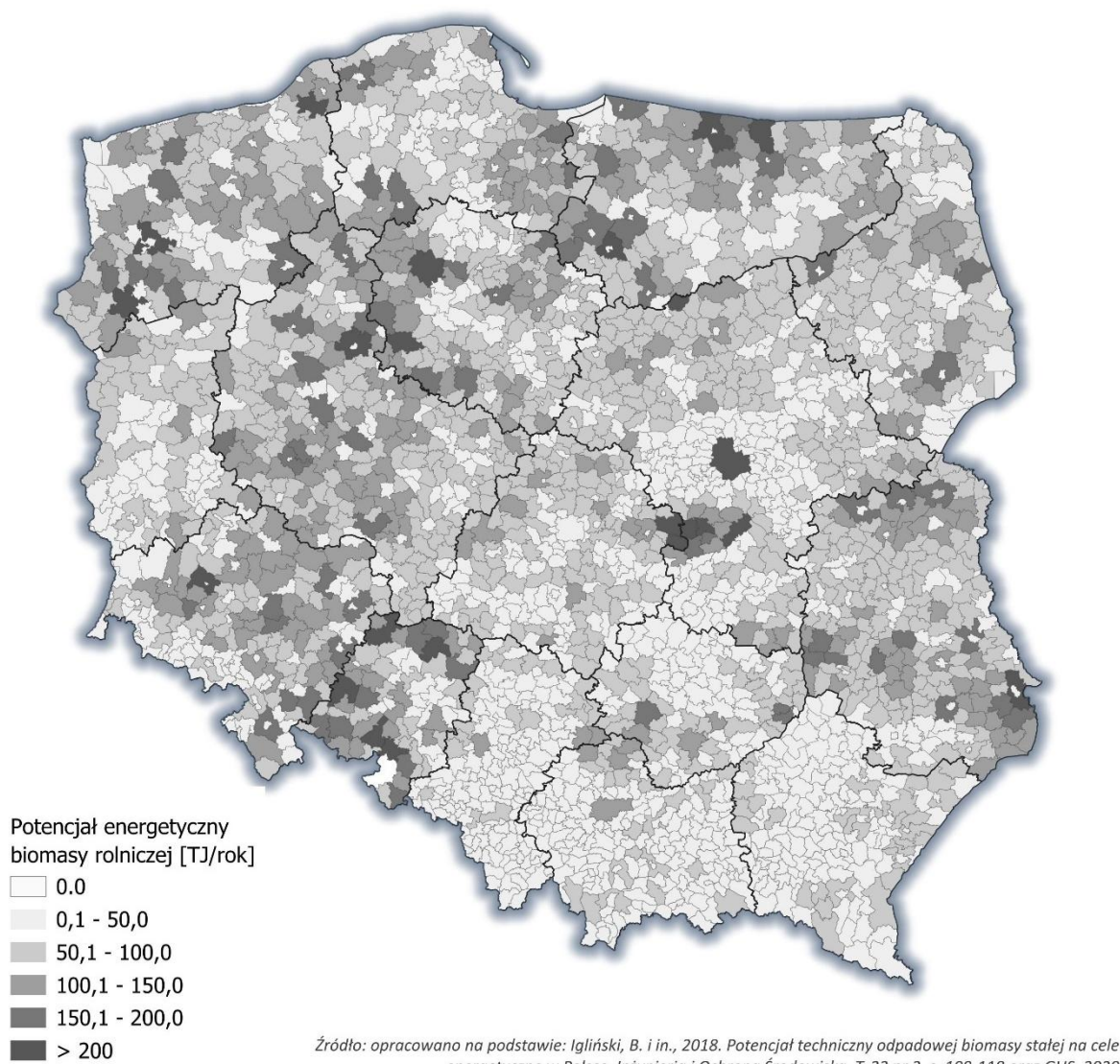


Rysunek 3.12. Mapa potencjału upraw energetycznych

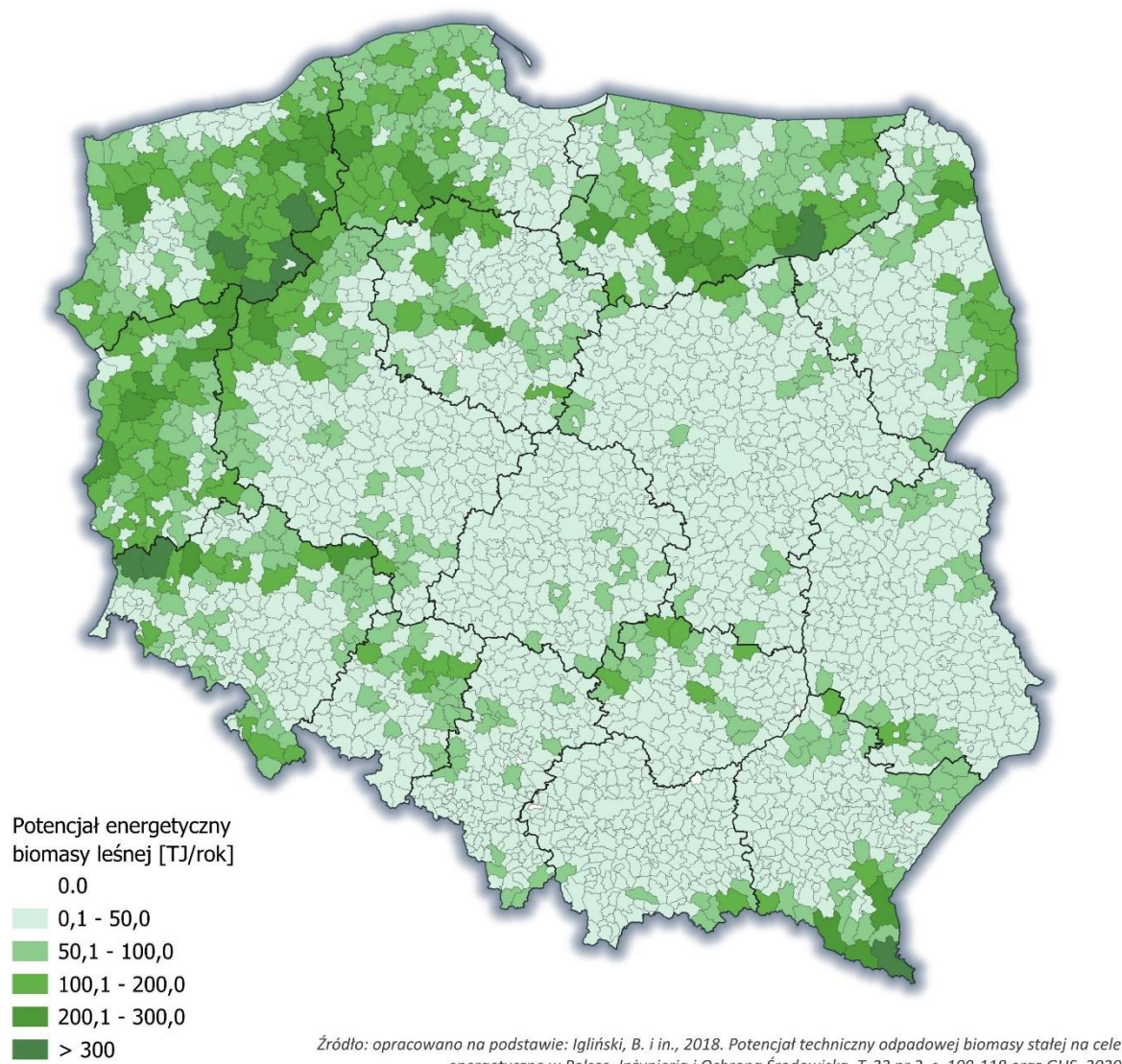


Źródło: opracowano na podstawie: Igliński, B. i in., 2018. Potencjał techniczny odpadowej biomasy stałej na cele energetyczne w Polsce. Inżynieria i Ochrona Środowiska, T. 22 nr 2, s. 109-118 oraz GUS, 2020

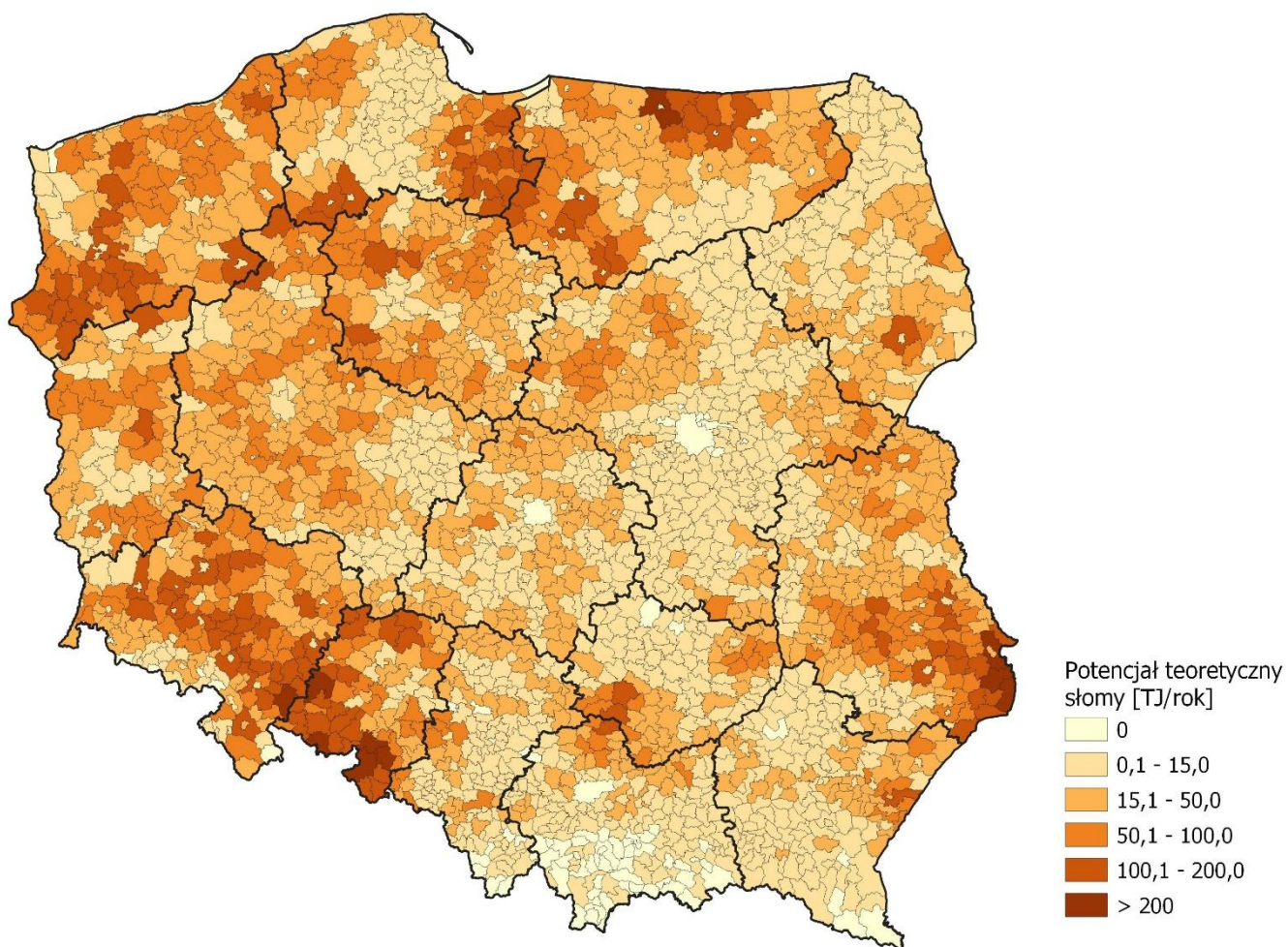
Rysunek 3.13. Mapa potencjału energetycznego biomasy rolniczej



Rysunek 3.14. Mapa potencjału energetycznego biomasy leśnej

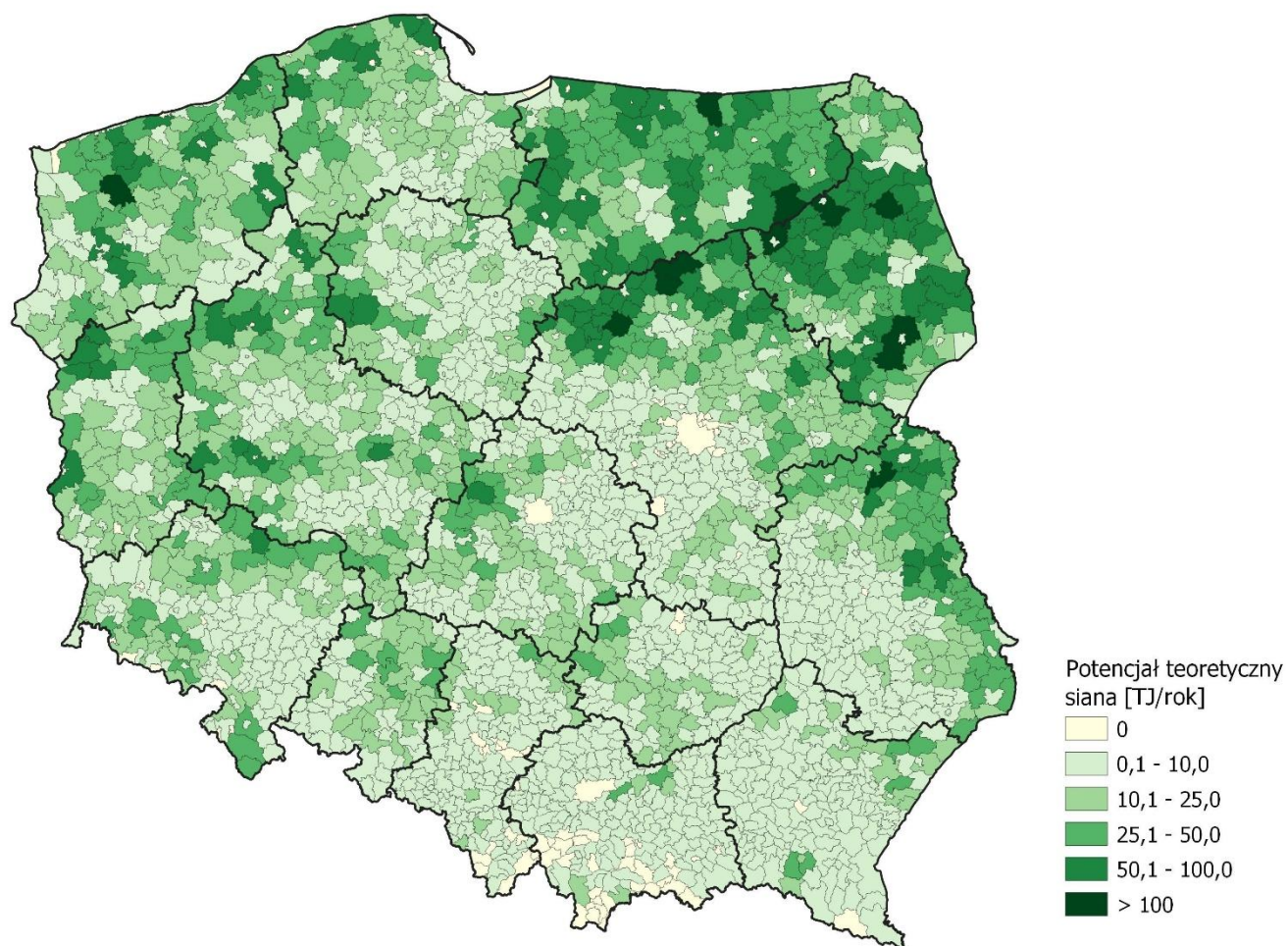


Rysunek 3.15. Mapa potencjału energetycznego słomy



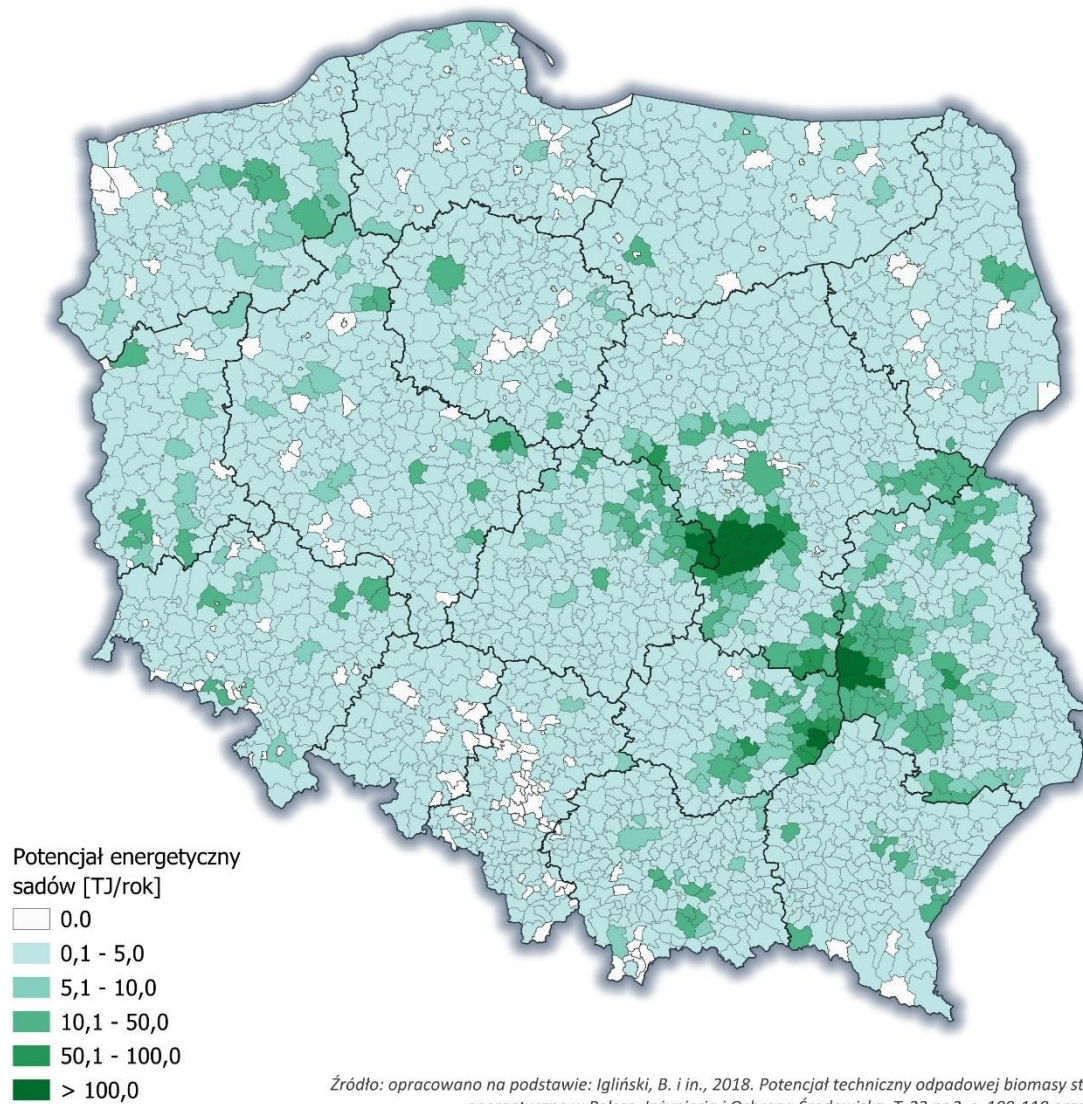
Źródło: Instytut Upraw i Nawożenia Gruntów –Państwowy Instytut Badawczy, 2023, dotacja celowa

Rysunek 3.16. Mapa potencjału energetycznego siana



Źródło: Instytut Upraw i Nawożenia Gruntów –Państwowy Instytut Badawczy, 2023, dotacja celowa

Rysunek 3.17. Mapa potencjału energetycznego sadów



Źródło: opracowano na podstawie: Igliński, B. i in., 2018. Potencjał techniczny odpadowej biomasy stałej na cele energetyczne w Polsce. Inżynieria i Ochrona Środowiska, T. 22 nr 2, s. 109-118 oraz GUS, 2020

Definicje

Ciepło sieciowe	- energia cieplna w wodzie gorącej, parze lub innych nośnikach przeznaczona na sprzedaż i dostarczana do odbiorców za pomocą sieci ciepłowniczych.
DSR ang. <i>Demand Side Response</i>	- usługa polegająca na ograniczeniu poboru energii elektrycznej lub przesunięcia go w czasie przez odbiorcę końcowego, w odpowiedzi na zmiany cen energii elektrycznej lub na polecenie operatora systemu przesyłowego.
Efektywność energetyczna	- stosunek uzyskanych wyników, usług, towarów lub energii do wkładu energii.
Elektrociepłownie zawodowe	- przedsiębiorstwa lub wydzielone terytorialnie i organizacyjnie części przedsiębiorstw, których działalnością przeważającą jest wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w kogeneracji.
Elektrociepłownie przemysłowe	- elektrociepłownie wytwarzające energię elektryczną oraz energię cieplną w postaci pary technologicznej i/lub gorącej wody dla potrzeb zakładów przemysłowych, do których należą.
Elektrochłonność PKB	- stosunek zużycia krajowej energii elektrycznej do Produktu Krajowego Brutto.
Energochłonność finalna PKB	- stosunek zużycia energii finalnej do Produktu Krajowego Brutto.
Energochłonność pierwotna PKB	- stosunek zużycia energii pierwotnej do Produktu Krajowego Brutto.
EUA ang. <i>European Union Allowance</i>	- podstawowa jednostka umożliwiająca rozliczenie emisji ekwiwalentu jednej tony CO ₂ do atmosfery.
Energochłonność PKB	- Relacja krajowego zużycia brutto energii do wartości produktu krajowego brutto w cenach stałych. Wskaźnik ten określa ilość energii zużytej do wytworzenia jednostki PKB.
Kogeneracja	- równoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego.
Liczba stopniodni grzania	- iloczyn liczby dni ogrzewania i różnicy pomiędzy średnią temperaturą ogrzewanego pomieszczenia a średnią temperaturą zewnętrzną. Liczba stopniodni Sd w danym roku, obliczana jest wg metodologii Eurostatu.
Mała instalacja (OZE)	- instalacja odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 kW i nie większej niż 1 MW przyłączona do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV albo o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu większej niż 150 kW i mniejszej niż 3 MW, w której łączna moc zainstalowana elektryczna jest większa niż 50 kW i nie większa niż 1 MW.
Mikroinstalacja (OZE)	- instalacja odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 kW, przyłączona do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu nie większej niż 150 kW.

Moc osiągalna elektryczna	– maksymalna trwała moc, z jaką elektrownia (elektrociepłownia) może pracować w sposób ciągły w czasie co najmniej 15 godzin, przy dobrym stanie urządzeń i w normalnych warunkach.
Moc osiągalna elektryczna elektrowni/elektrociepłowni	– maksymalna trwała moc, z jaką elektrownia/elektrociepłownia może pracować w sposób ciągły w czasie co najmniej 15 godzin, przy dobrym stanie urządzeń i w normalnych warunkach. Używa się dwóch pojęć mocy osiągalnej: moc osiągalna brutto i moc osiągalna netto.
MSR ang. <i>Market Stability Reserve</i>	– długoterminowy mechanizm mający na celu stabilizację rynku uprawnień do emisji gazów cieplarnianych.
Produkcja energii elektrycznej brutto	– ilość energii elektrycznej wyprodukowanej we wszystkich elektrowniach i elektrociepłowniach w ciągu rozpatrywanego czasu, obejmująca zużycie potrzeb własnych i straty w transformatorach elektrowni.
Produkcja energii elektrycznej netto	– ilość energii elektrycznej wyprodukowanej we wszystkich elektrowniach i elektrociepłowniach w ciągu rozpatrywanego czasu, nieuwzględniająca zużycia na potrzeby własne i strat energii w transformatorach wiążących z siecią (bez energii zużytej na pompowanie).
Prosument	– odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w mikroinstalacji, pod warunkiem, że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, nie stanowi to przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej
Rynek mocy	– mechanizm, który zakłada wynagradzanie za utrzymywanie w systemie pewnego poziomu dostępnej mocy za określoną w systemie aukcyjnym opłatą.
Świadectwo pochodzenia	– przysługuje wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, którego instalacja rozpoczęła pracę przed 1 lipca 2016 r. Dokument potwierdza pochodzenie tej energii z OZE i jest wymienialny na tzw. certyfikat, który jako prawo majątkowe podlega obrotowi na Towarowej Giełdzie Energii.
Gwarancje pochodzenia	– dokument poświadczający odbiorcy końcowemu, że określona w tym dokumencie ilość energii została wytworzona z odnawialnych źródeł energii. Dotyczy energii elektrycznej, biometanu, ciepła lub chłodu, wodoru odnawialnego, biogazu i biogazu rolniczego.
Wymiana transgraniczna	– przesył mocy i energii za pomocą linii międzysystemowej, łączącej dwa lub więcej kraje, mierzony zazwyczaj po stronie eksportera i rozliczany według uzgodnionych porozumień i kontraktów międzynarodowych.
Wysokosprawna kogeneracja	– wytwarzanie energii elektrycznej lub mechanicznej i ciepła użytkowego w kogeneracji, które zapewnia oszczędność energii pierwotnej zużywanej w: a) jednostce kogeneracji w wysokości nie mniejszej niż 10% w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego lub

b) jednostce kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej poniżej 1 MW w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego.

**Zapotrzebowanie finalne
na energię elektryczną**

- całkowite zapotrzebowanie systemu elektroenergetycznego, nieuwzględniające zużycia potrzeb własnych elektrowni i elektrociepłowni oraz strat przesyłu i dystrybucji.

**Zapotrzebowanie brutto
na energię elektryczną**

- całkowite zapotrzebowanie systemu elektroenergetycznego, obejmujące zużycie potrzeb własnych elektrowni i elektrociepłowni oraz straty przesyłu i dystrybucji.

**Zapotrzebowanie
na energię elektryczną**

- ilość energii elektrycznej, jaką odbiorca (odbiorcy) powinien otrzymać dla zaspokojenia swoich potrzeb.

Zapotrzebowanie na moc

- całkowite obciążenie systemu w rozpatrywanym przedziale czasu, np. w ciągu doby, tygodnia lub roku.

Zużycie nieenergetyczne

- zużycie energii jako surowiec technologiczny, w procesie produkcji niektórych wyrobów.

Wykaz skrótów

aKPEiK	- aktualizacja Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030
BAT	- ang. <i>Best Available Technology</i> – najlepsza dostępna technologia
BREF	- ang. <i>Best Available Techniques Reference</i> – dokumenty referencyjne BAT
BŚ	- Bank Światowy
CCS	- ang. <i>Carbon Capture and Storage</i> – technologia wychwytu i składowania dwutlenku węgla
CO	- centralne ogrzewanie
COP	- ang. <i>Coefficient of Performance</i> – współczynnik efektywności pompy ciepła
CWU	- ciepła woda użytkowa
DSR	- ang. <i>Demand Side Response</i> – reakcja strony popytowej
EED	- ang. <i>Energy Efficiency Directive</i> – dyrektywa o efektywności energetycznej
ENPEP	- ang. <i>Energy and Power Evaluation Program</i> – pakiet programów do analiz rozwoju sektora energii
EUA	- ang. <i>European Union Allowance</i> – uprawnienia do emisji służące do rozliczania emisji w europejskim systemie handlu uprawnieniami do emisji. 1 EUA = 1 t. ekw. CO ₂
EU ETS	- ang. <i>European Union Emissions Trading System</i> – Europejski System Handlu Uprawnieniami do Emisji
EUROSTAT	- Europejski Urząd Statystyczny
FBC	- ang. <i>fluidized bed combustion</i> – jednostki z kotłami fluidalnymi
GCV	- ang. <i>gross calorific value</i> – ciepło spalania paliwa
GHG	- ang. <i>greenhouse gases</i> – gazy cieplarniane
GTCC	- ang. <i>gas turbine combined cycle</i> – kombinowane układy gazowo-parowe
GUS	- Główny Urząd Statystyczny
HVO	- ang. <i>hydrated vegetable oils</i> – uwodornione oleje roślinne
IED	- ang. <i>Industrial Emissions Directive</i> – dyrektywa w sprawie emisji przemysłowych
IGCC	- ang. <i>Integrated Gasification Combined Cycle</i> – zintegrowany układ zgazowania węgla
JWCD	- jednostka wytwórcza centralnie dysponowana
KE	- Komisja Europejska
KPEiK	- Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030
KSE	- Krajowy System Elektroenergetyczny
LCP	- ang. <i>Large Combustion Plants</i> – dyrektywa 2001/80/WE w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych źródeł spalania paliw
LNG	- ang. <i>Liquefied Natural Gas</i> – skroplony gaz ziemny
LPG	- ang. <i>Liquefied Petroleum Gas</i> – skroplony gaz petrochemiczny
LULUCF	- ang. ang. <i>Land Use, Land Use Change and Forestry</i> , użytkowanie gruntów, zmiana użytkowania gruntów i leśnictwo
MAE	- Międzynarodowa Agencja Energetyczna
MAED	- ang. <i>Model for Analysis of Energy Demand</i> – model do analizy zapotrzebowania na energię
ME	- minister właściwy ds. energii
MESSAGE	- ang. <i>Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impacts</i> – model alternatywnych strategii zaopatrzenia w energię i ich ogólne oddziaływanie na środowisko
MEW	- małe elektrownie wodne o mocy do 5 MW
MF	- minister właściwy ds. finansów publicznych
MSR	- ang. <i>Market Stability Reserve</i> - Mechanizm Rezerwy Stabilizacyjnej
nJWCD	- jednostki wytwórcze niebędące jednostkami wytwórczymi centralnie dysponowanymi

NBP	-	Narodowy Bank Polski
NCV	-	<i>ang. net calorific value</i> - wartość opałowa paliwa
NEC	-	<i>ang. National Emission Ceilings</i> - dyrektywa 2016/2284 w sprawie redukcji krajowych emisji niektórych rodzajów zanieczyszczeń atmosferycznych, zmiany dyrektywy 2003/35/WE oraz uchylecia dyrektywy 2001/81/WE
NFR	-	<i>ang. Nomenclature for Reporting</i> - format podziału źródeł emisji na kategorie stosowany w ramach konwencji CLRTAP
NMLZO	-	niemetanowe lotne związki organiczne
OOL	-	olej opałowy lekki
OSP	-	operator systemu przesyłowego
OZE	-	odnawialne źródła energii
PE	-	Parlament Europejski
PEP	-	Polityka energetyczna Polski
PIG	-	Państwowy Instytut Górniczy – Państwowy Instytut Badawczy
PKB	-	Produkt Krajowy Brutto
PKB/Ma	-	wskaźnik PKB na mieszkańca
pkm	-	pasażerokilometry
PPEJ	-	Program polskiej energetyki jądrowej, przyjęty przez RM w 2020 r.
PPP	-	<i>ang. Purchasing Power Parities</i> – parytet siły nabywczej
RE	-	Rada Europejska
RES	-	<i>ang. Renewable Energy Sources</i> – energia ze źródeł odnawialnych
RES-OS	-	udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto (denominator wskaźnika w skali kraju – Overall Share)
RES-E	-	udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w obszarze elektroenergetycznym (denominator wskaźnika sektorowego)
RES-H&C	-	udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w obszarze ciepłowniczo-chłodniczym (denominator wskaźnika sektorowego)
RES-T	-	udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w obszarze transportowym (denominator wskaźnika sektorowego)
RFNBO	-	wodór będący paliwem odnawialnym pochodzenia niebiologicznego w rozumieniu dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz.U. L 328 z 21.12.2018, s. 82, ze zm.) oraz rozporządzenia delegowanego Komisji (UE) 2023/1184 z dnia 10 lutego 2023 r. uzupełniające dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 przez ustanowienie unijnej metodyki określającej szczegółowe zasady produkcji odnawialnych ciekłych i gazowych paliw transportowych pochodzenia niebiologicznego (Dz.U. L 157 z 20.6.2023, str. 11)
SOR	-	Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do 2030 roku
STEAM-PL	-	<i>ang. Set of Tools for Energy Demand Analysis and Modelling</i> – model zapotrzebowania na paliwa i energię dla Polski
TG	-	turbiny gazowe
tkm	-	tonokilometry
WAM	-	<i>ang. with additional measures</i> – scenariusz z dodatkowymi politykami i środkami
WEM	-	<i>ang. with existing measures</i> – scenariusz wdrożonych polityk i środków

Spis tabel

Tabela 1.1. Struktura sektorowa modelu STEAM-PL.....	6
Tabela 1.2. Zastosowany w modelu STEAM-PL podział na kierunki użytkowania.....	7
Tabela 1.3. Siły sprawcze zmian zapotrzebowania w poszczególnych sektorach.....	7
Tabela 1.4. Sektory modelu CGE.....	18
Tabela 2.1. Liczba ludności/mieszkańców [mln].....	23
Tabela 2.2. Produkt Krajowy Brutto [mln EUR'2024].....	23
Tabela 2.3. Dynamika wzrostu PKB w latach 2021–2040 (średniorocznie).....	23
Tabela 2.4. Sektorowa wartość dodana brutto [mln EUR'2024].....	24
Tabela 2.5. Liczba gospodarstw domowych [tys.].....	25
Tabela 2.6. Liczba osób przypadających na jedno gospodarstwo domowe.....	25
Tabela 2.7. Projekcja dochodu rozporządzalnego gospodarstw domowych [EUR'2024].....	25
Tabela 2.8. Praca przewozowa transportu pasażerskiego [mld pskm].....	26
Tabela 2.9. Praca przewozowa transportu towarowego [mld tkm].....	27
Tabela 2.10. Ceny paliw w imporcie do UE [EUR'2024/GJ (NCV)].....	27
Tabela 2.11. Ceny uprawnień do emisji GHG w systemie EU ETS [EUR'2024/tCO ₂ eq].....	28
Tabela 2.12. Ceny uprawnień do emisji GHG w systemie ETS-2 [EUR'2024/tCO ₂ eq].....	28
Tabela 2.13. Kursy wymiany walut.....	29
Tabela 2.14. Liczba stopniodni grzania HDD.....	29
Tabela 2.15. Liczba stopniodni chłodzenia CDD.....	29
Tabela 2.16. Parametry techniczno-ekonomiczne technologii wytwarzania i przesyłowych.....	30
Tabela 2.17. Parametry techniczno-ekonomiczne technologii CO i CWU.....	31
Tabela 2.18. Parametry techniczno-ekonomiczne technologii przemysłowych.....	34
Tabela 2.19. Parametry techniczno-ekonomiczne technologii stosowanych w transporcie.....	35
Tabela 2.20. Skumulowane wielkości wycofań mocy dla scenariusza WAM w latach 2022–2040 [MW _{netto}].....	37
Tabela 2.21. Skumulowane wielkości wycofań mocy dla scenariusza WEM w latach 2022–2040 [MW _{netto}].....	37
Tabela 2.22. Harmonogram uruchomień bloków jądrowych.....	41
Tabela 2.23. Skumulowane uruchomienia mocy dla scenariusza WAM w latach 2022–2040 [MW _{netto}].....	43
Tabela 2.24. Skumulowane uruchomienia mocy dla scenariusza WEM w latach 2022–2040 [MW _{netto}].....	43
Tabela 2.25. Przyjęta liczba pojazdów elektrycznych dla scenariusza WAM* [tys. szt.].....	44
Tabela 2.26. Przyjęta liczba pojazdów elektrycznych dla scenariusza WEM* [tys. szt.].....	45
Tabela 2.27. Ilość indywidualnych pomp ciepła dla scenariusza WAM [tys. szt.].....	45
Tabela 2.28. Ilość indywidualnych pomp ciepła dla scenariusza WEM [tys. szt.].....	45

Spis rysunków

Rysunek 1.1. Schemat procedury obliczeniowej zastosowanej do celów pracy.....	4
Rysunek 1.2. Podział struktury modelu STEAM-PL na moduły	6
Rysunek 1.3. Ogólny schemat modelu STEAM-PL	9
Rysunek 1.4. Struktura zastosowana w module STEAM_T.....	10
Rysunek 1.5. Struktura zastosowana w module STEAM_T – Transport pasażerski indywidualny	11
Rysunek 1.6. Struktura zastosowana w module STEAM_T – Transport pasażerski zbiorowy	12
Rysunek 1.7. Struktura zastosowana w module STEAM_T – Transport towarowy.....	13
Rysunek 1.8. Ekwiwalentna krzywa obciążenia zastosowana w modelu MESSAGE.....	16
Rysunek 1.9. Schemat funkcji produkcji	19
Rysunek 2.1. PKB i struktura tworzenia wartości dodanej brutto w Polsce	24
Rysunek 2.2. Ceny paliw w imporcie do UE.....	28
Rysunek 2.3. Harmonogram trwałych odstawień jednostek wytwórczych w latach 2022-2040 zgodnie ze scenariuszem WAM	36
Rysunek 2.4. Harmonogram trwałych odstawień jednostek wytwórczych w latach 2022-2040 zgodnie ze scenariuszem WEM	36
Rysunek 2.5. Harmonogram uruchomień jednostek wytwórczych w scenariuszu WAM w latach 2022-2040	42
Rysunek 2.6. Harmonogram uruchomień jednostek wytwórczych w scenariuszu WEM w latach 2022-2040	42
Rysunek 3.1. Mapa elektrowni i elektrociepłowni o statusie jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) (wg stanu na 31.12.2022 r.).....	46
Rysunek 3.2. Schemat systemu przesyłowego z obszarami działania oddziałów operatora systemu przesyłowego energii elektrycznej (wg stanu na 31.12.2023 r.).....	47
Rysunek 3.3. Schemat krajowego systemu przesyłowego gazu ziemnego.....	48
Rysunek 3.4. Schemat infrastruktury wytwórczej i transportowej ropy i paliw ciekłych	49
Rysunek 3.5. Mapa potencjalnych obszarów magazynowania wodoru	50
Rysunek 3.6. Mapa największych udokumentowanych złóż gazu ziemnego (wg stanu na 31.12.2022 r.)	51
Rysunek 3.7. Mapa największych udokumentowanych złóż ropy naftowej (wg stanu na 31.12.2022 r.)	52
Rysunek 3.8. Mapa potencjału energii wiatrowej	53
Rysunek 3.9. Mapa potencjału wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł fotowoltaicznych.....	54
Rysunek 3.10. Mapa potencjału energii wodnej	55
Rysunek 3.11. Mapa potencjału energii geotermalnej.....	56
Rysunek 3.12. Mapa potencjału upraw energetycznych.....	57
Rysunek 3.13. Mapa potencjału energetycznego biomasy rolniczej.....	58
Rysunek 3.14. Mapa potencjału energetycznego biomasy leśnej	59
Rysunek 3.15. Mapa potencjału energetycznego słomy	60
Rysunek 3.16. Mapa potencjału energetycznego siana.....	61
Rysunek 3.17. Mapa potencjału energetycznego sadów	62