



RAPORT 2026

Biomasa – lokalne paliwo dla bezpieczeństwa energetycznego Polski



AUTORZY RAPORTU:



Raport 2025
**„Zastosowanie i rola biomasy
w polskim systemie energetycznym”**



Zeskuj kod QR, aby pobrać raport



Spis Treści

Od Autorów	4
Autorzy raportu	5
Kluczowe wnioski	8
Wykaz aktów prawnych	10
Wykaz skrótów	12
1 Wprowadzenie	13
2 Aktualizacja aspektów prawnych dotyczących wykorzystania biomasy w ciepłownictwie	29
3 Scenariusze zastąpienia biomasy i ich konsekwencje dla pracy systemów ciepłowniczych	36
4 Analiza ekonomiczna wykorzystania biomasy w ciepłownictwie systemowym	50
Kluczowe wnioski	70

Od Autorów

Szanowni Państwo,

oddajemy w Państwa ręce raport dotyczący roli biomasy w sektorze ciepłownictwa zawodowego. Publikacja ta stanowi kontynuację opublikowanego w 2025 r. raportu *„Zastosowanie i rola biomasy w polskim systemie energetycznym”*, w którym szczegółowo wykazaliśmy techniczne oraz ekonomiczne skutki zmian udziału biomasy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, jak również wskazaliśmy propozycję kierunków zmian prawnych w zakresie wykorzystania biomasy. Utrzymując wypracowaną wówczas metodykę i narrację, w tegorocznym raporcie przeprowadziliśmy analizę wpływu tych zmian oraz potencjalnego ograniczenia podaży krajowej biomasy dla systemu ciepłowniczego, ze szczególnym uwzględnieniem wytwarzania ciepła. Opracowanie identyfikuje najważniejsze wyzwania techniczne i ekonomiczne oraz przedstawia ocenę najnowszych zmian regulacyjnych oddziałujących na sektor.

Z jednej strony obserwujemy wzrost znaczenia biomasy w ścieżkach transformacji energetycznej, co znajduje odzwierciedlenie m.in. w założeniach niedawno przyjętego przez Radę Ministrów Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu (KPEiK). Z drugiej strony w debacie publicznej coraz częściej podnoszone są kwestie związane z dostępnością tego surowca oraz potencjalnymi ograniczeniami krajowej podaży biomasy na potrzeby sektora energetycznego, w tym ciepłownictwa.

W odpowiedzi przeprowadziliśmy analizę scenariuszową, która pozwala ocenić skutki potencjalnych zmian zachodzących w sektorze. Opracowaliśmy trzy hipotetyczne scenariusze zastąpienia krajowej biomasy w ciepłownictwie. Koszty operacyjne oraz niezbędne nakłady inwestycyjne dla każdego z nich porównaliśmy ze scenariuszem bazowym, reprezentującym stan aktualny systemu ciepłowniczego. W opracowanych modelach, projekcja scenariuszowa objęła perspektywę najbliższych 10 lat. Takie podejście pozwoliło precyzyjnie oszacować krótko- i średnioterminowe skutki potencjalnego ograniczenia podaży krajowego surowca, a także wskazać realne ryzyka związane z jego substytucją oraz – w konsekwencji przyszłe potencjalne koszty.

Prezentowany raport jednoznacznie wskazuje, że biomasa pełni w polskim ciepłownictwie systemowym strategiczną funkcję, której nie da się w prosty sposób zastąpić alternatywnymi technologiami. Jej unikalna wartość opiera się na tym, że zasilane nią źródła wytwórcze charakteryzują się sterowalnością, lokalną dostępnością paliwa oraz odpornością na uwarunkowania pogodowe, co bezpośrednio przekłada się na stabilność dostaw w okresach szczytowego zapotrzebowania. Jak dowodzą analizy scenariuszowe, całkowite odejście od tego surowca nie tylko drastycznie zmieniłoby profil ryzyka dla utrzymania ciągłości dostaw ciepła i bezpieczeństwa energetycznego kraju, ale też nieuchronnie uderzyłoby w koszty dla odbiorców – w zależności od przyjętego scenariusza koszty wytwarzania ciepła mogłyby wzrosnąć o dodatkowe od 12 zł/GJ do nawet 59 zł/GJ. Ani oparta na zmiennej produkcji z OZE elektryfikacja, ani logistycznie skomplikowany import biomasy nie stanowią pełnowartościowego zamiennika dla krajowej biomasy. W tym kontekście obecne ramy regulacyjne, które zakładają stosowanie kryteriów zrównoważonego rozwoju oraz respektowanie zasady kaskadowego wykorzystania biomasy, należy uznać za właściwie wyważone pomiędzy potrzebą zapewnienia surowca dla innych gałęzi przemysłu drzewnego a bezpieczeństwem energetycznym. Ewentualne dalsze zaostżanie tych regulacji powinno być poprzedzone wnikliwą oceną skutków dla sektora, tak aby nie osłabić roli jednego z nielicznych stabilnych źródeł energii odnawialnej.

Autorzy

Autorzy raportu



dr hab. Filip Elżanowski

Radca prawny, od 2008 r. związany z Katedrą Prawa i Postępowania Administracyjnego na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego. Od maja 2025 r. pełni funkcję pierwszego kierownika Centrum Transformacji Energetycznej WPIA UW. W 2026 r. dołączył do grona mentorów nowo powołanego Prawniczego Studium Doktorskiego WPIA UW.

Specjalizuje się w prawie energetycznym, prawie administracyjnym oraz regulacjach sektorowych dotyczących sektora energetycznego i transportowego. Jego działalność naukowa i ekspercka koncentruje się na zagadnieniach transformacji energetycznej, ze szczególnym uwzględnieniem prawnych i regulacyjnych aspektów rozwoju infrastruktury energetycznej oraz wdrażania polityk zrównoważonego rozwoju.

Od 2020 r. jest członkiem Rady Laboratorium Klimatyczno-Energetycznego Centrum Studiów Antymonopolowych i Regulacyjnych (CARS) Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego. W latach 2021–2026 dwukrotnie pełnił funkcję Prezesa Zarządu Stowarzyszenia Prawników Prawa Energetycznego. Jest również członkiem Rady Naukowej Dyscypliny Nauki Prawne Uniwersytetu Warszawskiego w kadencji 2025–2028 oraz członkiem Zespołu Doradczego do spraw otoczenia regulacyjnego strategicznej infrastruktury energetycznej.

Autor blisko 75 publikacji naukowych, monografii oraz współautor komentarza do *Prawa energetycznego*. Regularnie występuje jako prelegent na krajowych i międzynarodowych konferencjach poświęconych prawu energetycznemu, transformacji energetycznej oraz rozwojowi infrastruktury.



dr hab. inż. Michał Kopacz

Profesor w Instytucie Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN. W latach 2017–2024 zastępca Dyrektora Instytutu ds. Ogólnych. Absolwent Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie na Wydziale Zarządzania oraz studiów podyplomowych „Inżynieria finansowa w zarządzaniu ryzykiem” na Wydziale Matematyki Stosowanej AGH.

Dysponuje 20-letnim doświadczeniem naukowym w obszarze wyceny górniczych projektów inwestycyjnych i oceny ryzyka przy wykorzystaniu metod symulacyjnych, metod statystycznych oraz opcji rzeczowych. Autor 92 publikacji naukowych; 38 spośród nich to publikacje z listy Journal Citation Report (JCR). Autor dwóch i współautor trzech monografii tematycznych oraz pięciu rozdziałów w książkach.

Kierownik i wykonawca w 110 projektach B+R realizowanych dla branży górniczej, energetyki i inżynierii środowiska. Członek Polskiego Stowarzyszenia Wyceny Złóż Kopalin (certyfikat TZK nr 027). Posiada certyfikat zarządzania projektami PRINCE2. Członek licznych zespołów projektowych, w roli głównego wykonawcy i wykonawcy w kadrze B+R oraz kadrze kierowniczej.

Autorzy raportu



dr hab. inż. Piotr Olczak

Ekspert związany z Instytutem Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN od 2018 roku, od grudnia 2023 roku zatrudniony na stanowisku profesora instytutu.

Ekspert związany z Instytutem Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN od 2018 roku, od grudnia 2023 roku zatrudniony na stanowisku profesora instytutu.

Zajmuje się analizami techniczno-ekonomicznymi dotyczącymi energetyki i inżynierii środowiska oraz specjalizuje się w przygotowaniu i realizacji projektów B+R. Jego zainteresowania naukowe i zawodowe koncentrują się na zagadnieniach zwiększania udziału niskoemisyjnych technologii w miksie energetycznym. Absolwent Politechniki Krakowskiej (studia + doktorat), Uniwersytetu Ekonomicznego w Krakowie oraz Uczelni Łazarskiego (studia MBA w Energetyce). Habilitację uzyskał na Politechnice Śląskiej.

Autor 91 publikacji naukowych indeksowanych w bazie Scopus (indeks H: 23).

W 2024 i 2025 znalazł się w prestiżowym gronie najwyżej cytowanych naukowców na świecie (za dany rok) według rankingu World's Top 2%.



dr hab. inż. Katarzyna Stala-Szlugaj

Prof. instytutu, kierownik Pracowni Ekonomiki i Badań Rynku Paliwowo-Energetycznego w Instytucie Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN. Absolwent Akademii Górniczo-Hutniczej (studia magisterskie i doktoranckie, habilitacja). Pracownik z ponad 20-letnim doświadczeniem w obszarze badań rynków surowców mineralnych i energii w kraju i na świecie.

Kierownik i uczestnik ponad 150 prac wykonanych dla potrzeb podmiotów gospodarczych z zakresu górnictwa, energetyki, drobnych odbiorców (prognozy zapotrzebowania na surowce energetyczne i energię w perspektywach krótko- i długoterminowej; opracowywanie ścieżki cenowej surowców energetycznych na rynku krajowym i światowym, analiza relacji cen między podstawowymi surowcami mineralnymi, badania emisyjności paliw).

Autor lub współautor 100 publikacji (w tym: 31 indeksowanych w bazie Scopus, 27 publikacji z listy Journal Citation Report), a także autor trzech samodzielnych monografii oraz współautor trzech monografii tematycznych i siedmiu rozdziałów w monografiach. W latach 2017–2024 pełniła funkcję sekretarza a od 2025 r. redaktora naczelnego czasopisma Polityka Energetyczna – The Energy Policy Journal (ISSN: 1429-6675).

Autorzy raportu



**CENTRUM
TRANSFORMACJI
ENERGETYCZNEJ**

**Uniwersyteckie Centrum Transformacji
Energetycznej (CTE) WPiA UW**

Uniwersyteckie Centrum Transformacji Energetycznej (CTE) WPiA UW zostało powołane w drodze uchwały nr 18 z dnia 14 kwietnia 2025 r. oraz zarządzenia nr 11 Dziekana Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego z dnia 12 maja 2025 r.

CTE WPiA UW ma na celu rozwijanie interdyscyplinarnych projektów naukowych odpowiadających na wyzwania związane z transformacją energetyczną. Działalność Centrum obejmuje również kształcenie naukowców specjalizujących się w problematyce transformacji energetycznej, prowadzenie interdyscyplinarnych prac rozwojowych, rozwijanie współpracy międzynarodowej i międzyuniwersyteckiej z jednostkami działającymi na rzecz transformacji energetycznej oraz pozyskiwanie środków finansowych na badania naukowe w tym obszarze.

Misją CTE WPiA UW jest aktywne wspieranie transformacji energetycznej Polski poprzez odpowiadanie na naukowe potrzeby rynku i przemysłu, rozwijanie współpracy międzywydziałowej i międzyuniwersyteckiej, łączącej nauki humanistyczne, ekonomiczne i techniczne, a także opracowywanie nowych modeli rynku energii z uwzględnieniem wodoru oraz innych wiodących technologii. Centrum dąży do utworzenia jednostki naukowej pełniącej funkcję doradczą w procesie transformacji energetycznej oraz do zapewnienia aktywnego udziału Uniwersytetu Warszawskiego w tym procesie – na wzór najlepszych światowych uczelni.

Powyższe cele i misję CTE WPiA UW realizuje poprzez wiedzę, umiejętności i zaangażowanie 26 ekspertów z dziedziny nauk prawnych i ekonomicznych.



**Instytut Gospodarki
Surowcami Mineralnymi
i Energią
Polskiej Akademii Nauk**

**Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi
i Energią PAN**

Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN (IGSMiE PAN) działa od 40 lat. Przez ten czas IGSMiE PAN systematycznie budował pozycję istotnego podmiotu, kształtującego w wymiarze krajowym i międzynarodowym postęp naukowy i badawczy w obszarze zrównoważonej gospodarki surowcami mineralnymi i energią, obejmując takie dziedziny i dyscypliny naukowe jak: inżynieria środowiska, górnictwo i energetyka czy nauki o ziemi i środowisku.

Misją Instytutu jest dostarczanie nauce i gospodarce nowoczesnych, ekonomicznych, ekologicznych i społecznie atrakcyjnych rozwiązań służących zrównoważonemu rozwojowi kraju i regionów w obszarze surowcowym i energetycznym. Misja ta jest realizowana pod hasłem: „Surowce i energia dla społeczeństwa” poprzez racjonalnie zaprogramowane i wzajemnie powiązane działania w sferze naukowo-badawczej, organizacyjnej, technicznej i ekonomicznej w obszarach: źródła, technologie, ekonomika, rynek i środowisko.

Interdyscyplinarny charakter działalności Instytutu obejmuje szeroki zakres obszarów badawczych, w tym inżynierię środowiska, górnictwo, energetykę, geologię inżynierską i stosowaną, geofizykę, inżynierię chemiczną i materiałową, biotechnologię środowiskową oraz inżynierię informatyczną w górnictwie i energetyce.

Instytut posiada kategorię naukową „A”, zatrudnia ponad 130 pracowników, w tym blisko 70 na stanowiskach naukowych. Co roku w Instytucie powstaje około 80 prac zleconych, blisko 150 wysoko punktowanych publikacji naukowych oraz realizowanych jest kilkanaście grantów naukowo-badawczych.

Kluczowe wnioski:

1) Biomasa pełni w ciepłownictwie systemowym funkcję trudną do prostego zastąpienia

Jej znaczenie wynika nie tylko z odnawialnego charakteru, ale również z możliwości magazynowania paliwa, lokalnej dostępności surowca, sterowalnej pracy źródeł, w tym niezależności od zmiennych warunków pogodowych.

2) Zastąpienie biomasy w ciepłownictwie powoduje wzrost kosztu wytwarzania ciepła o nawet 51%

Najniższy przyrost kosztu wytwarzania (w skali instalacji, której dotyczy zastąpienie technologii) występuje w scenariuszu portfelowym i wynosi ok. 12 zł/GJ, w scenariuszu elektryfikacji wzrost ten sięga ok. 24 zł/GJ, natomiast najwyższy jest w scenariuszu importowym, gdzie koszt produkcji ciepła wzrasta o ok. 59 zł/GJ. Co w odniesieniu do bieżących cen ciepła oznacza wzrost kosztów o ok. 10%–51%.

Zastąpienie biomasy oznacza wzrost kosztów o:

ok. **12 zł/GJ**

w scenariuszu portfelowym

ok. **24 zł/GJ**

w scenariuszu elektryfikacji

ok. **59 zł/GJ**

w scenariuszu importowym

3) Całkowite ograniczenie wykorzystania biomasy oznacza zmianę profilu ryzyka systemu ciepłowniczego

Inne paliwa związane są zwykle z większym ryzykiem bezpieczeństwa dostaw oraz zmian ich cen. Dlatego odejście od biomasy nie może być traktowane jako prosta zamiana jednego paliwa na inne. Dodatkowo zastąpienia wymaga nie tylko roczna ilość energii cieplnej, ale także dyspozycyjna moc źródeł, potrzebna szczególnie w okresach szczytowego zapotrzebowania na ciepło, w tym źródeł kogeneracyjnych, pokrywających zapotrzebowanie na energię elektryczną, w szczytowym okresie zużycia jesienno-zimowym.

4) Elektryfikacja ciepłownictwa może częściowo ograniczyć zużycie biomasy, ale nie stanowi jej pełnego zamiennika

Technologie power-to-heat mogą być szczególnie użyteczne w godzinach wysokiej podaży energii elektrycznej z OZE. Ich wykorzystanie jest jednak ograniczone zmiennością produkcji z PV i turbin wiatrowych oraz niedopasowaniem czasowym pomiędzy wysokim zapotrzebowaniem na ciepło a dostępnością odpowiednio wysokich wolumenów energii odnawialnej w KSE. Technologia ta zastępując istniejące jednostki kogeneracyjne zamiast być producentem energii elektrycznej staje się jej konsumentem, co wpływa na bilans mocy w KSE.

5) Import biomasy nie odtwarza w pełni korzyści wynikających z wykorzystania biomasy lokalnej

Chociaż pozwala utrzymać odnawialny charakter części produkcji ciepła, zwiększa zależność od zewnętrznych dostaw paliwa, dostępności infrastruktury logistycznej, kosztów transportu, sytuacji na rynkach międzynarodowych oraz wymogów certyfikacyjnych. Ze względu na możliwy wolumen do zaimportowania – w tym ograniczenia logistyczne, wymaga także wsparcia źródłami gazowymi, które pełniłyby funkcję stabilizującą i rezerwową.

6) Biomasa jest technologią OZE o najwyższym potencjale *local content*

Spośród wszystkich technologii odnawialnych biomasa jest obecnie najbliższa realizacji idei *local content* w jej współczesnym, unijnym rozumieniu. Jej rozwój opiera się na lokalnie dostępnych zasobach, krajowych łańcuchach dostaw oraz szerokim zaangażowaniu przedsiębiorstw działających na poziomie regionalnym. Szczególnie istotną rolę odgrywają mikro-, małe i średnie przedsiębiorstwa, które uczestniczą w pozyskiwaniu, przetwarzaniu i transporcie biomasy. Dzięki temu sektor biomasy nie tylko wspiera transformację energetyczną, lecz również przyczynia się do tworzenia miejsc pracy, wzmocnienia lokalnej gospodarki i zwiększania krajowej wartości dodanej.

7) Obecne ramy regulacyjne zapewniają możliwość dalszego wykorzystania biomasy w energetyce przy zachowaniu wymogów zrównoważonego rozwoju

Analiza obowiązujących regulacji, procedowanych zmian legislacyjnych oraz dokumentów strategicznych, takich jak zatwierdzony przez Radę Ministrów 8 czerwca 2026 r. Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu, wskazuje, że aktualne ramy prawne zapewniają możliwość dalszego wykorzystania biomasy w energetyce przy jednoczesnym uwzględnieniu kryteriów zrównoważonego rozwoju oraz zasady kaskadowego wykorzystania biomasy. Przyjęty kierunek polityki regulacyjnej należy ocenić jako prawidłowy oraz spójny z celami transformacji energetycznej, bezpieczeństwa energetycznego oraz ochrony środowiska.

8) Dalsze zaostrzenie regulacji wymaga szczególnej ostrożności ze względu na potencjalny wpływ na bezpieczeństwo energetyczne i konkurencyjność sektora ciepłowniczego

Dalsze zmiany legislacyjne dotyczące wykorzystania biomasy powinny uwzględniać potrzebę zachowania stabilności i przewidywalności otoczenia regulacyjnego. Nadmierne zaostrzenie wymogów prawnych może prowadzić do wzrostu kosztów funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych oraz ograniczenia wykorzystania biomasy, co w konsekwencji mogłoby osłabić potencjał jednego z niewielu odnawialnych źródeł energii zapewniających stabilną i sterowaną produkcję energii elektrycznej oraz ciepła.

Wykaz aktów prawnych

dyrektywa ETS (2023 r.)	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/959 z dnia 10 maja 2023 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz decyzję (UE) 2015/1814 w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz.U. L 130 z 16.5.2023, pp. 134–202)
dyrektywa RED II	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 82–209)
dyrektywa RED III	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652
dyrektywa w sprawie charakterystyki energetycznej budynków 2024/1275 (EPBD)	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1275 z dnia 24 kwietnia 2024 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (Dz.U. L, 2024/1275, 8.5.2024)
komunikat Komisji „Aktualizacja nowej strategii przemysłowej z 2020 r. – tworzenie silniejszego jednolitego rynku sprzyjającego odbudowie Europy”	Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów „Aktualizacja nowej strategii przemysłowej z 2020 r. – tworzenie silniejszego jednolitego rynku sprzyjającego odbudowie Europy” z dnia 5 maja 2021 r. (COM(2021) 350 final)
komunikat Komisji „Decydujący moment dla Europy: naprawa i przygotowanie na następną generację”	Komunikat Komisji Europejskiej „Decydujący moment dla Europy: naprawa i przygotowanie na następną generację” z dnia 27 maja 2020 r. (COM(2020) 456 final)
komunikat Komisji „Innowacje w służbie zrównoważonego wzrostu: biogospodarka dla Europy” z 2012 r.	Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów „Innowacje w służbie zrównoważonego wzrostu: biogospodarka dla Europy” (COM/2012/060 final)
komunikat Komisji „Plan przemysłowy Zielonego Ładu na miarę epoki neutralności emisyjnej”	Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów „Plan przemysłowy Zielonego Ładu na miarę epoki neutralności emisyjnej” z dnia 1 lutego 2023 r. (COM(2023) 62 final)
komunikat Komisji „Zrównoważona biogospodarka dla Europy: wzmocnienie powiązań między gospodarką, społeczeństwem i środowiskiem”	Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów „Zrównoważona biogospodarka dla Europy: wzmocnienie powiązań między gospodarką, społeczeństwem i środowiskiem” (COM(2018) 673 final)
komunikat Komisji Europejskiej z 27 listopada 2025 r.	Komunikat Komisji Europejskiej do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów „Strategiczne ramy konkurencyjnej i zrównoważonej biogospodarki UE” z dnia 27 listopada 2025 r. (COM(2025) 960 final)
komunikat Komisji w sprawie „Europejskiej strategii bezpieczeństwa gospodarczego”	Wspólny komunikat do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej i Rady w sprawie „Europejskiej strategii bezpieczeństwa gospodarczego” z dnia 20 czerwca 2023 r. (JOIN/2023/20 final)
plan REPowerEU	Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów – Plan REPowerEU z dnia 18 maja 2022 r. (COM(2022) 230 final)
projekt UC 106	Projekt ustawy o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw o nr wykazu UC 106

projekt UC 118	Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw o nr wykazu UC 118
rozporządzenie (UE) 2024/1252 ustanawiające ramy zapewnienia bezpiecznych i zrównoważonych dostaw surowców krytycznych (Critical Raw Materials Act)	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1252 z dnia 11 kwietnia 2024 r. w sprawie ustanowienia ram na potrzeby zapewnienia bezpiecznych i zrównoważonych dostaw surowców krytycznych oraz zmiany rozporządzeń (UE) nr 168/2013, (UE) 2018/858, (UE) 2018/1724 i (UE) 2019/1020 (Dz.U. L, 2024/1252, 3.5.2024)
rozporządzenie (UE) 2024/1735 ustanawiające ramy środków wzmacniających europejski ekosystem produkcji technologii neutralnych emisyjnie (Net-Zero Industry Act)	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1735 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie ustanowienia ram środków na rzecz wzmocnienia europejskiego ekosystemu produkcji technologii neutralnych emisyjnie i zmieniające rozporządzenie (UE) 2018/1724 (Dz.U. L, 2024/1735, 28.6.2024)
rozporządzenie dotyczące drewna energetycznego	Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 30 maja 2025 r. w sprawie szczegółowych cech jakościowo-wymiarowych drewna energetycznego (Dz. U. poz. 746)
rozporządzenie EUDR	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1115 z dnia 31 maja 2023 r. w sprawie udostępniania na rynku unijnym i wywozu z Unii niektórych towarów i produktów związanych z wylesianiem i degradacją lasów oraz uchylecia rozporządzenia (UE) nr 995/2010 (Dz.U. L 150 z 9.6.2023, s. 206)
rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. W sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 663/2009 i (WE) nr 715/2009, dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE, 98/70/WE, 2009/31/WE, 2009/73/WE, 2010/31/UE, 2012/27/UE i 2013/30/UE, dyrektyw Rady 2009/119/WE i (EU) 2015/652 oraz uchylecia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013 (Dz.U. L 328 z 21.12.2018, str. 1–77)
rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1305/2013 w sprawie wsparcia rozwoju obszarów wiejskich	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1305/2013 z dnia 17 grudnia 2013 r. W sprawie wsparcia rozwoju obszarów wiejskich przez Europejski Fundusz Rolny na rzecz Rozwoju Obszarów Wiejskich (EFRROW) i uchylające rozporządzenie Rady (WE) nr 1698/2005
strategia UE na rzecz integracji systemu energetycznego z 2020 r.	Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów – Impuls dla gospodarki neutralnej dla klimatu: strategia UE dotycząca integracji systemu energetycznego z dnia 8 lipca 2020 r. (COM(2020) 299 final)
strategia wodorowa dla Europy	Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów – Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu z dnia 8 lipca 2020 r. (COM(2020) 301 final)
ustawa o biokomponentach i biopaliwach ciekłych	Ustawa z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. z 2025 r. poz. 901 z późn. zm.)
ustawa o OZE	Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2026 r. poz. 68 z późn. zm.)

Wykaz skrótów

ARA	Trzy europejskie porty: Amsterdam, Rotterdam i Antwerpia
ARE	Agencja Rynku Energii
CAPEX	Nakłady inwestycyjne
CF	Współczynnik wykorzystania mocy (ang. Capacity Factor)
COP	Współczynnik efektywności pompy ciepła (ang. Coefficient of Performance)
GHG	Gazy cieplarniane (ang. Greenhouse Gases)
KPEiK	Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. z perspektywą do 2040 r., przyjęty przez Radę Ministrów 8 czerwca 2026 r.
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
KZR	Kryteria zrównoważonego rozwoju
LEW	Lądowa Energetyka Wiatrowa
MEW	Morska Energetyka Wiatrowa
OZE	Odnawialne źródła energii
P2H	<i>Power-to-heat</i>
PTEC	Polskie Towarzystwo Energetyki Ciepłej
PV	Fotowoltaika
Raport 2025	Raport pt. "Zastosowanie i rola biomasy w polskim systemie energetycznym"
UOKiK	Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów
URE	Urząd Regulacji Energetyki
WAM	Scenariusz przyspieszonej transformacji w KPEiK (ang. With Additional Measures)
WEM	Scenariusz bazowy w KPEiK (ang. With Existing Measures)

ROZDZIAŁ 1

Wprowadzenie



ROZDZIAŁ 1

Wprowadzenie

Ciepłownictwo systemowe w Polsce jest jednym z kluczowych obszarów wymagających transformacji energetycznej, łączącym zagadnienia bezpieczeństwa dostaw ciepła, kosztów ponoszonych przez odbiorców, lokalnej dostępności paliw, wymagań regulacyjnych oraz rosnącej presji dekarbonizacyjnej. Odpowiada za istotną część zużywanych nośników energii. Podobnie jak w przypadku systemu elektroenergetycznego, także tutaj, biomasa odgrywa szczególną rolę.

Przedłożony Raport stanowi kontynuację i uzupełnienie raportu wydanego w 2025 roku pt. „Zastosowanie i rola biomasy w polskim systemie energetycznym”¹ (Raport 2025). Zawarto w nim aspekty prawne, techniczne i ekonomiczne, wykorzystując analizę scenariuszową do określenia skutków zmian udziału biomasy w miksie energetycznym dla bilansu energii, stabilności pracy KSE oraz kosztów systemowych.

W obecnym Raporcie zastosowano podobną metodykę analiz i narzędzia badawcze, z tą różnicą, że w scenariuszach, poza bazowym (obecnym), założono całkowite, a nie częściowe, wycofanie biomasy lokalnej (krajowej) oraz odmienne sposoby uzupełnienia tak powstałych ubytków mocy wytwórczych i produkcji ciepła w polskim sektorze ciepłowniczym.

Uwzględniając obecne uwarunkowania geopolityczne, rynkową zmienność cen paliw oraz trudną sytuację ekonomiczną sektora, głównym celem analiz przedstawionych w tym Raporcie jest określenie technicznych, ekonomicznych i środowiskowych skutków całkowitego ograniczenia podaży krajowej biomasy dla ciepłownictwa systemowego. Jest to założenie teoretyczne, hipotetyczne, które analizujemy w podejściu scenariuszowym, udzielając odpowiedzi na dwa kluczowe pytania:

- 1) Jak na koszty odbiorców zaopatrywanych ze źródeł biomasowych wpłynie przejście z biomasy na inne technologie?
- 2) Na ile możliwe jest – i jakie rodzi konsekwencje finansowe – zastąpienie lokalnej biomasy surowcem importowanym w powiązaniu z gazem ziemnym?

Przyjęcie analizy scenariuszowej jako sposobu prowadzenia analiz i wnioskowania pozwoliło ocenić także nie tylko samą możliwość zastąpienia ciepła i energii wytwarzanej z biomasy, lecz także konsekwencje tych zmian dla: bezpieczeństwa dostaw ciepła, wymaganej mocy dyspozycyjnej nowych źródeł zastępczych, kosztów paliw alternatywnych, nakładów inwestycyjnych koniecznych do poniesienia dla zastąpienia biomasy innymi technologiami oraz cen wynikowych ciepła dla odbiorców końcowych.

Co należy podkreślić – analiza dotyczy zastąpienia obecnie istniejących jednostek wytwórczych opartych na biomase – zgodnie ze wskazanymi w dalszej części scenariuszami. Analiza nie obejmuje możliwości transformacji energetycznej całego sektora ciepłowniczego z wyłączeniem biomasy.

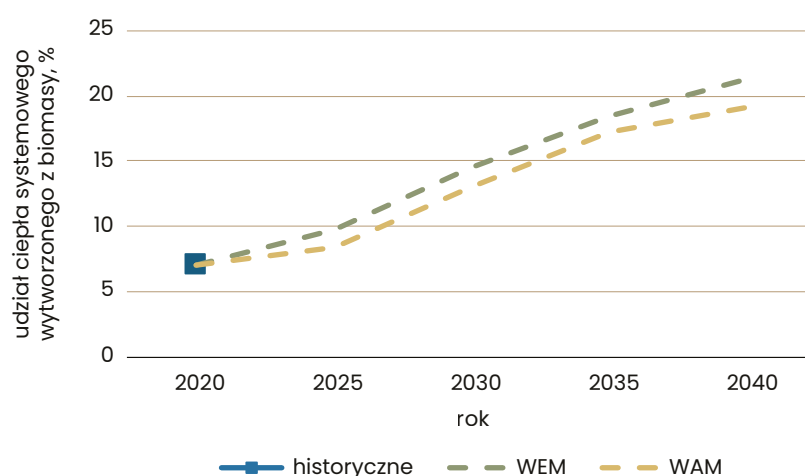
¹ Link na stronie drugiej tego Raportu.

1.1. Znaczenie biomasy w ciepłownictwie systemowym i uwarunkowania jej zastępowania

Istotność sektora ciepłownictwa wynika zarówno ze skali infrastruktury, jak i z jego bezpośredniego wpływu na gospodarstwa domowe, samorządy oraz lokalne przedsiębiorstwa. Według danych branżowych sektor obejmuje blisko 400 koncesjonowanych przedsiębiorstw. Ciepło systemowe wykorzystywane jest przez ok. 45% gospodarstw domowych w Polsce.

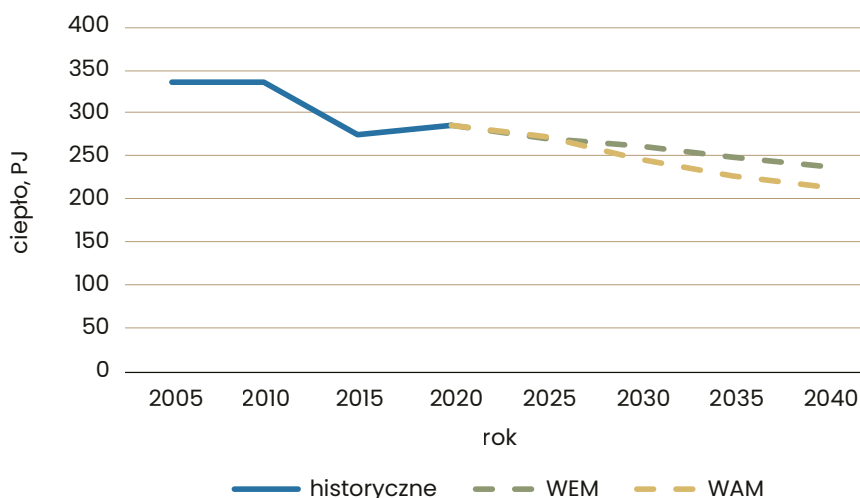
Jednocześnie branża zmaga się z trudną sytuacją finansową. Ponadto, w przyjętym przez Radę Ministrów w czerwcu 2026 roku zaktualizowanym Krajowym Planie w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. z perspektywą do 2040 r. (KPEiK) prognozuje się spadek produkcji ciepła sieciowego (rys. 1.1.).

Rys. 1.1. Produkcja ciepła systemowego – dane historyczne i prognoza według KPEiK.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych KPEiK.

Rys. 1.2. Udział ciepła systemowego wytwarzanego w źródłach zasilanych biomasą w całkowitej produkcji ciepła systemowego – dane historyczne i prognoza według KPEiK.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych KPEiK.

Decyzje dotyczące zmiany struktury paliwowej w ciepłowniach i elektrociepłowniach wpływają na:



stabilność pracy lokalnych systemów,



poziom taryf,



planowane do poniesienia nakłady inwestycyjne,



możliwość pozyskania finansowania,



oraz zdolność przedsiębiorstw do spełnienia wymogów efektywnego systemu ciepłowniczego.

W praktyce istotne jest nie tylko to, czy dane paliwo lub technologia pozwala obniżyć emisję, lecz także to, czy może być **wdrożone w konkretnym systemie bez nadmiernego wzrostu ceny ciepła dla odbiorców końcowych** (szczegóły – rozdział 4).

W KPEiK, pomimo założonej mniejszej sumarycznej produkcji ciepła sieciowego, przyjęto jednocześnie wzrost wykorzystania praktycznie wszystkich technologii, ograniczając dzięki temu wykorzystanie technologii wytwarzania energii na bazie węgla. Oznacza to, że w przypadku większości źródeł wytwórczych wytwarzania już teraz konieczne jest przeprowadzanie analiz w kierunku wyboru technologii do zastosowania w perspektywie kilku-kilkunastu kolejnych lat.

Biomasa zajmuje w tym kontekście szczególne miejsce. Jest obecnie najważniejszą odnawialną technologią w polskim ciepłownictwie systemowym i w 2024 r. stanowiła w nim aż 97% ciepła z OZE. Biomasa jest zatem paliwem niezbędnym dla utrzymania i zwiększania udziału OZE w produkcji ciepła. Kluczowa rola biomasy jest widoczna także w wielu innych krajach europejskich, w których ciepłownictwo systemowe stanowi istotną część rynku ciepła.

Na funkcjonowanie ciepłownictwa wpływ ma spełnianie wymogów efektywnego systemu ciepłowniczego, szczególnie że zgodnie z Dyrektywą w sprawie charakterystyki energetycznej budynków 2024/1275 (EPBD)² od dnia 1 stycznia 2030 r. wszystkie nowe budynki muszą być budynkami bezemisyjnymi, a jednym ze sposobów spełnienia tego obowiązku będzie podłączanie ich do efektywnych systemów ciepłowniczych. Obecna definicja efektywnego systemu ciepłowniczego bazująca na udziałach energii wykorzystanej do produkcji ciepła z OZE, kogeneracji lub ciepła odpadowego, co oznacza, że wykorzystanie biomasy w tym zakresie jest uzasadnione.

² Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1275 z dnia 24 kwietnia 2024 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (wersja przekształcona) (Dz.Urz.UE.L z 2024 r.).

Wspomniana kogeneracja jest kluczową technologią podnoszącą efektywność energetyczną i ograniczającą emisyjność. Powiązanie produkcji energii elektrycznej z produkcją ciepła jest o tyle korzystne, że zwiększone zapotrzebowanie na obie postaci energii występuje w tym samym okresie, tj. w sezonie grzewczym. Wykorzystanie biomasy w jednostkach kogeneracyjnych jest jednym z głównych wątków poruszanych w Raporcie 2025³.

Z perspektywy bezpieczeństwa dostaw ciepła, biomasa ma kilka cech, które odróżniają ją od wielu innych odnawialnych źródeł energii. Jest paliwem możliwym do magazynowania, może być wykorzystywana w sposób sterowalny i nie zależy bezpośrednio od chwilowych warunków pogodowych, takich jak prędkość wiatru czy nasłonecznienie. W przeciwieństwie do źródeł pogodozależnych, biomasowe mogą pracować wtedy, gdy występuje rzeczywiste zapotrzebowanie na ciepło.

Jest to szczególnie istotne w okresie jesienno-zimowym, gdy generacja z tych pierwszych jest istotnie niższa, przy jednoczesnym wyższym zapotrzebowaniu na energię elektryczną (przykładem jest ostatnia zima). Dodatkowo, w przypadku elektrociepłowni biomasowych efekt jest podwójny, ponieważ równocześnie dostarczana energia do KSE wspiera system w zakresie zaspokajania potrzeb elektroenergetycznych, zamiast go obciążać. Stosowanie biomasy jako nośnika energii ma również duże znaczenie w mniejszych i średnich systemach ciepłowniczych, gdzie możliwości wykorzystania ciepła odpadowego, geotermii, przemysłowych pomp ciepła lub dużych magazynów ciepła są często ograniczone lokalizacyjnie, technicznie lub finansowo.

Jednocześnie biomasa nie powinna być traktowana jako zasób nieograniczony. Regulacje unijne (RED III), prawo krajowe, a także KPEiK wskazują, że możliwości wykorzystania biomasy są uzależnione od spełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju (KZR) oraz stosowania zasady kaskadowego wykorzystania, co może ograniczać dostępność surowca. Oznacza to, że biomasa może pełnić istotną rolę w dekarbonizacji, ale jej wykorzystanie powinno być uzasadnione lokalnie, oparte na certyfikowanych strumieniach paliwa oraz powiązane z dostępnością surowca, który nie znajduje bardziej wartościowego wykorzystania materiałowego (szczegóły – rozdział 2).

Zastępowanie biomasy innymi źródłami energii (w zakresie techniczno-ekonomicznym) powinno być analizowane jako proces zmiany profilu ryzyka systemu ciepłowniczego. Z jednej strony biomasa jest paliwem odnawialnym, krajowym, lokalnym i sterowalnym, z drugiej strony jej dalsze wykorzystanie jest ograniczone przez kryteria KZR, zasadę kaskadowości, znaczeniem biomasy dla wielu sektorów gospodarki oraz wymogi finansowania i kwalifikowalności inwestycji. Zastąpienie biomasy paliwami wysokoemisyjnymi mogłoby zwiększyć ryzyko emisyjne i regulacyjne, a co z tym się wiąże – kosztowe. Zastąpienie jej gazem ziemnym przenosiłoby część ryzyka na ceny i dostępność paliwa, import oraz przyszłe ograniczenia dotyczące paliw kopalnych, nie wspominając o dostępności koniecznej infrastruktury logistycznej (gazociągi, magazyny rezerwowe). Z kolei elektryfikacja ciepłownictwa, choć istotna z perspektywy integracji OZE, wymaga rozbudowy infrastruktury elektroenergetycznej, odpowiednich mocy przyłączeniowych, magazynów ciepła i mechanizmów sterowania pracą źródeł. Dodatkowo elektryfikacja, wykorzystująca okresy wysokiej podaży energii elektrycznej z OZE, nie jest rozwiązaniem neutralnym względem warunków pogodowych. W przypadku pomp ciepła moc elektryczna na potrzeby wytwarzania ciepła zależy od różnicy temperatury między dolnym i górnym źródłem, a moc grzewcza jest silnie zależna od temperatury dolnego źródła, co determinuje ilość energii możliwej do wykorzystania na potrzeby odbiorców. Parametry pracy pomp ciepła powinny być więc oceniane dla konkretnych punktów pracy, a nie wyłącznie na podstawie wartości nominalnych. Ma to szczególne znaczenie w okresach niskich wartości temperatury, gdy rośnie zapotrzebowanie na ciepło, a jednocześnie może spadać efektywność wybranych technologii wytwarzania ciepła na bazie energii elektrycznej.

³ Regulacje prawne sektora, rolę kogeneracji w KSE oraz prawne aspekty wykorzystania biomasy przedstawiono w rozdziałach 5 i 7. Z kolei aspekty techniczne jednostek wytwórczych zawarte są w rozdziale 9.3.

Zbiega się to również z okresami występowania zjawiska Dunkelflaute⁴. Tym samym elektryfikacja może stanowić ważne uzupełnienie biomasy, ale nie powinna być traktowana jako jej prosty i uniwersalny zamiennik w każdym pojedynczym systemie ciepłowniczym. Dodatkowo transformacja w kierunku elektryfikacji obecnych źródeł ciepłowniczych, współwytworzących energię elektryczną, nie tylko generuje dodatkowe zapotrzebowanie w KSE, ale równocześnie powoduje zmniejszenie obecnie dostępnych w nim mocy elektrycznych.

Biomasa jako podstawowe OZE w cieple systemowym

29,6 PJ

biomasy

14,3%

produkcji ciepła
(dotyczy energii chemicznej)

97%

ciepła z OZE

zasadnicze znaczenie dla spełniania definicji
efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego

Zalety

- + paliwo lokalne (krajowe)
- + możliwość magazynowania
- + sterowalna produkcja ciepła
- + niezależność produkcji od zmiennych warunków pogodowych (prędkość wiatru, nasłonecznienie)
- + przydatność zwłaszcza w małych i średnich systemach ciepłowniczych
- + znaczenie dla lokalnych rynków pracy o małej dostępności miejsc pracy
- + możliwość zastosowania w elektrociepłowniach i elektrowniach dla produkcji energii elektrycznej

Bariery

- ograniczona podaż
- kryteria zrównoważonego rozwoju
- zasada kaskadowego wykorzystania
- zasób ważny dla innych sektorów gospodarki (w tym przemysłu drzewnego i papierniczego)
- koszty logistyki i certyfikacji

Główne kierunki uzupełniania / częściowej substytucji

Układ hybrydowy biomasy z:



pompami ciepła



kotłami
elektrycznymi
zasilanymi energią
z OZE



gazem ziemnym



innymi
(np. instalacjami OZE
wykorzystującymi
biodegradowalne
frakcje odpadów)

Źródło: opracowanie własne na podstawie materiałów PTEC, KPEiK oraz analiz dotyczących wykorzystania biomasy w ciepłownictwie systemowym.

⁴ Dunkelflaute – długotrwały okres jednoczesnej niskiej produkcji energii z turbin wiatrowych i instalacji fotowoltaicznych; zjawisko szerzej omówione w rozdziale 4.2. Raportu 2025.

W Polsce biomasa wykorzystywana na cele energetyczne i ciepłownicze występuje głównie w postaci drewna opałowego, zrębków, wiór, trocin, pelletów, brykietów drzewnych oraz pozostałości i odpadów pochodzenia rolniczego i przemysłowego. **Dzięki lokalnej dostępności surowców możliwe jest:**

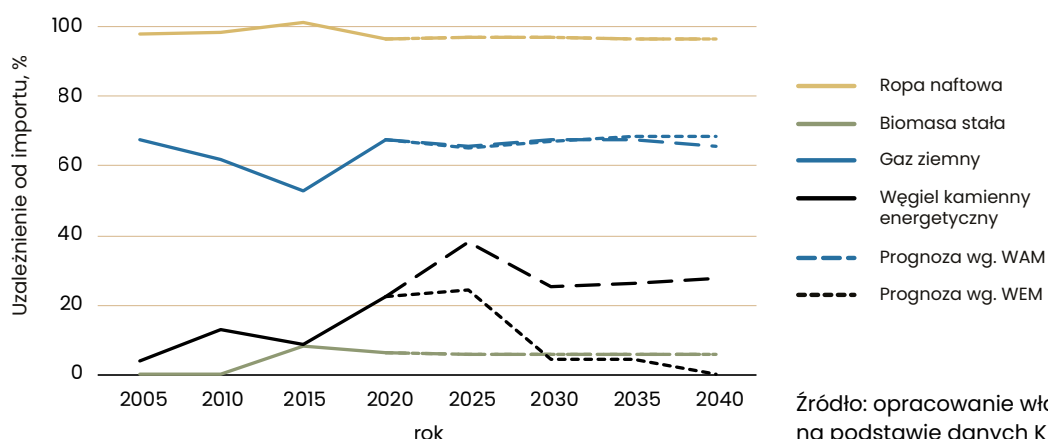
- 1) ograniczenie zależności od importowanych paliw,
- 2) zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego
- 3) oraz dostępu do stabilnego wytwarzania ciepła w kraju.

Rozwój dostępności biomasy przyczynia się do aktywizacji gospodarczej obszarów wiejskich oraz utrzymywania i tworzenia nowych miejsc pracy w sektorach związanych z pozyskiwaniem, przetwarzaniem i transportem tego surowca. W konsekwencji ma istotne znaczenie dla rozwoju gospodarczego tych obszarów.

1.2. Uwarunkowania rynkowe wybranych surowców energetycznych ze szczególnym uwzględnieniem biomasy

KPEiK odnosi się do wielu nośników i surowców energetycznych istotnych dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego oraz transformacji sektora ciepłowniczego. W niniejszej analizie skoncentrowano się na wybranych paliwach o odmiennym profilu rynkowym i geopolitycznym. Uwzględniono zarówno surowce silnie zależne od importu, takie jak ropa naftowa i gaz ziemny, jak również biomasę, której krajowe wykorzystanie charakteryzuje się relatywnie niską zależnością importową. Takie zestawienie pozwala porównać podstawowe uwarunkowania cenowe i podażowe paliw, które mogą mieć znaczenie przy ocenie możliwości zastępowania biomasy w ciepłownictwie systemowym. Zależności te przedstawiono na poniższym rysunku.

Rys. 1.3. Procentowy poziom uzależnienia od importu ropy naftowej, gazu ziemnego, węgla kamiennego energetycznego i biomasy – wartości historyczne oraz prognozowane na podstawie KPEiK.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych KPEiK.

Szczegółowo rynek biomasy stałej w Europie (produkcja, zużycie, import, eksport) wraz ze zużyciem krajowym i strukturą krajowej produkcji biopaliw stałych, omówiono w Raporcie 2025⁵. Oprócz ww. zależności importowej dla stosowania paliw wysokoemisyjnych duże znaczenie ma poziom opłat za emisję CO₂. Na przestrzeni ostatnich ośmiu lat wzrosły one kilkukrotnie – rysunek poniżej.

Rys. 1.4. Cena uprawnień emisji CO₂.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych EEX⁶.

Ceny biomasy na rynku krajowym

Segment ciepłowniczy zużywa różnego rodzaju surowce biomasowe: od zrębki drzewnej poprzez pellety, brykiet, korę oraz pozostałości agro (np. słoma). O wyborze danego surowca decyduje technologia paleniska pozwalająca na zachowanie parametrów emisyjnych, aspekty logistyczne, czy w końcu dostępność danego sortymentu i jego cena.

Zrębka drzewna jest podstawowym paliwem wielkoskalowym, pozyskiwanym głównie z pozostałości leśnych, tartacznych oraz drewna poużytkowego, przecinek pielęgnacyjnych terenów zielonych, wycinek inwestycyjnych (np. związanych z budownictwem drogowym), czyszczenia pól z tzw. samosiejek oraz z sadów. Charakteryzuje się atrakcyjnym stosunkiem ceny do wartości opałowej. Wśród najistotniejszych czynników wpływających na cenę zrębki drzewnej znajdują się nie tylko koszty pozyskiwania surowca oraz transportu i logistyki, ale również regulacje prawne i polityka energetyczna, w tym systemy wsparcia, a także zmiany w popycie na biomasę. W przypadku obszarów charakteryzujących się dużym zalesieniem i rozwiniętym przemysłem drzewnym (np. województwa położone na północy i zachodzie Polski), ceny zrębki mogą osiągać niższe poziomy w stosunku do reszty kraju z powodu większej dostępności surowca oraz mniejszych kosztów transportu.

Pellet drzewny będący wysoce przetworzonym granulem z trocin i pozostałości drzewnych, stosowany jest głównie w mniejszych ciepłowniach o zaawansowanej automatyce podajnikowej. Cechą charakterystyczną są stabilne parametry jakościowe: wysoka wartość opałowa oraz niska wilgotność. Zapewnia wysoką sprawność, czyste spalanie oraz łatwą automatyzację podawania. Pellet jest głównie stosowany w mniejszych, modułowych ciepłowniach osiedlowych i kotłowniach lokalnych. Natomiast w ciepłownictwie systemowym wykorzystywany jest jako paliwo szczytowe lub uzupełniające dla instalacji opartych głównie na zrębcie drzewnej. W gospodarstwach domowych wykorzystywany jest pellet drzewny o bardzo wysrubowanych parametrach jakościowych – certyfikowany zgodnie z ENplus. Natomiast energetyka wykorzystuje tzw. pellet techniczny, produkowany z surowców gorszej jakości.

⁶ Rynkowe dane z eex.com

Brykiet, stanowiący prasowane pozostałości drzewne lub roślinne (np. słoma), używany jest jako wydajny dodatek lub zamiennik w przypadku mniejszych jednostek. Ze względu na wyższe koszty produkcji i ograniczone możliwości magazynowania, a przede wszystkim ograniczenia logistyczne w podajnikach do instalacji spalania, ma rzadsze zastosowanie w instalacjach przemysłowych.

Biomasa agro (np. słoma zbożowa i rzepakowa, zboże niepełnowartościowe, pozostałości z produkcji nasiennej, łodygi kukurydzy czy pestki owoców), wymaga specjalistycznych kotłów ze względu na wysoką zawartość popiołu, chlorków i potasu (przyczyna korozji wysokotemperaturowej) oraz ryzyko tzw. żużlowania (spiekania) podczas spalania. Dostawy dla energetyki zawodowej realizują wyspecjalizowane podmioty dbające o odpowiednie parametry jakościowe.

Zapewnienie stabilnej, wieloletniej dostawy paliwa o odpowiedniej jakości jest warunkiem opłacalności i bezpieczeństwa energetycznego danego systemu ciepłowniczego⁷. Bardzo ważnym zagadnieniem jest dywersyfikowanie dostawców w celu uniknięcia uzależnienia się od pojedynczego źródła dostaw surowca. Przedsiębiorstwa ciepłownicze w celu ograniczenia ryzyka zakłóceń w dostawach paliwa zawierają przeważnie długoterminowe kontrakty z kilkoma podmiotami na elastyczne wolumeny. Wśród typowego miksu dostawców biomasy przedsiębiorstwa ciepłowniczego w danej miejscowości należy wymienić podaż lokalną, której uzupełnieniem będzie import. Źródłem lokalnej podaży biomasy mogą być nie tylko lasy państwowe i prywatne (drewno energetyczne, pozostałości pożębrowe, zrębka z trzebieży, pozostałości tartaczne), ale również przemysł drzewny (trociny, kora, rzrzyny), rolnictwo (słoma, pozostałości pożniwne, pozostałości i odpady z przetwórstwa) oraz gospodarka komunalna (odpady zielone, frakcja biodegradowalna).

W tabeli 1.1. zaprezentowano hurtowe ceny biomasy krajowej dla lat 2024–2026 (I kwartał). Ceny wyrażone w złotych przeliczono na jednostkę energii (GJ) przyjmując średnie wartości opałowe dla danego rodzaju biomasy. Różnice w parametrach jakościowych poszczególnych produktów biomasowych w istotny sposób wpływają na zróżnicowanie cenowe między nimi.

Tab. 1.1. Hurtowe ceny biomasy krajowej w latach 2024–2026 (I kwartał)

Wyszczególnienie	Jedn.	2024	2025	1Q2026
zrębka drzewna	PLN/tonę	180–350	300–600	150–300
	PLN/GJ	13,8–26,9	23,1–46,2	11,5–23,1
pellet przemysłowy	PLN/tonę	1000–1450	620–1500	700–1400
	PLN/GJ	76,9–111,5	48–115,4	53,8–107,7
pellet z łuski słonecznika	PLN/tonę	500–800	600–980	650–900
	PLN/GJ	38,5–61,5	46,2–75,4	50,0–69,2
pellet ze słomy	PLN/tonę	700–1050	400–550	600–1200
	PLN/GJ	53,8–80,8	30,8–42,3	46,2–92,3

Źródło: opracowanie własne na podstawie www.biomasaportal.pl, www.farmer.pl.

⁷ Biomasa w systemach 2026 – Biomasa w systemach ciepłownicznych miast. Data publikacji: 5 maja 2026 r. ([Online:] <https://energia.biz.pl/biomasa-w-systemach-cieplownicznych-miast/>)

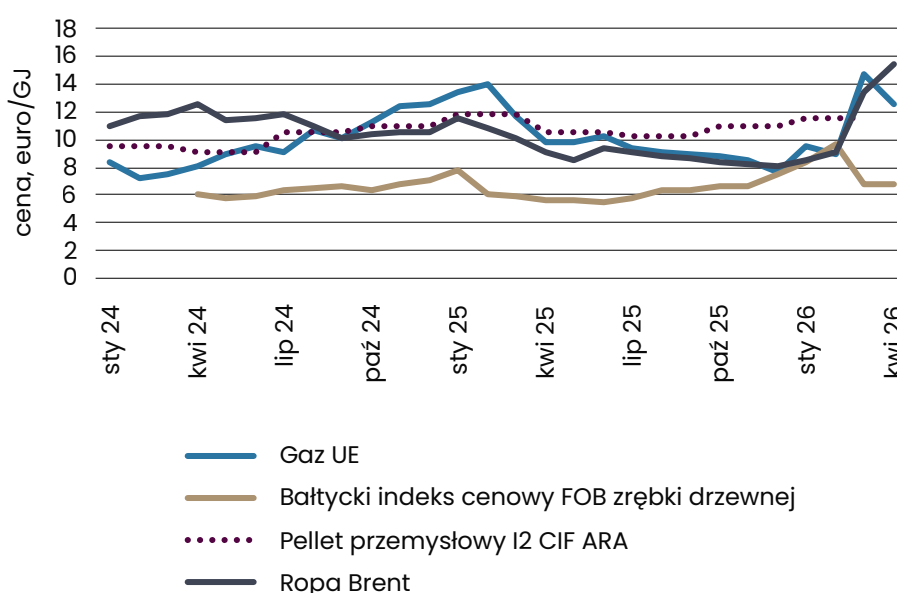
Ceny biomasy na rynku międzynarodowym

Ceny surowców na międzynarodowym rynku kształtowane są przez wiele czynników. Poza fundamentami rynku, jakimi są prawa popytu i podaży, ważnym elementem jest także m.in.: czynnik geopolityczny (nie tylko konflikty zbrojne, ale również sankcje handlowe, embarga, napięcia w głównych rejonach wydobywczych danego surowca i na szlakach handlowych), polityka klimatyczna, czynnik pogodowy, a nawet kursy walut krajowych względem waluty, w której podawane są notowania danego surowca (najczęściej jest to dolar amerykański oraz w przypadku Europy – euro).

Przebieg zmienności notowań głównych indeksów biomasy na rynku europejskim dla bałtyckiego indeksu cenowego zrębki drzewnej (na warunkach FOB – ang. Free On Board) oraz pelletu przemysłowego I2 w portach ARA (na warunkach CIF – ang. Cost-Insurance Freight), w okresie od stycznia 2024 r. do kwietnia 2026 r. prezentuje rysunek 1.6. Ceny te pokazano na tle zmienności cen głównego europejskiego wskaźnika dla gazu ziemnego – holenderskiego indeksu gazu ziemnego TTF (Title Transfer Facility) oraz ropy Brent – jednego z głównych światowych wzorców cenowych dla ropy naftowej. Jest ważnym benchmarkiem dla wyceny około 2/3 kontraktów ropy naftowej w skali globalnej. Z kolei gaz ziemny wybrano, ponieważ traktowany jest jako paliwo przejściowe, które ma zapewnić bezpieczeństwo dostaw energii w okresie transformacji energetycznej w kierunku odnawialnych źródeł energii oraz odejścia od źródeł opartych o paliwa emisyjne i zależne od importu.

Na wykresie (rys. 1.5) ceny wyrażone w jednostkach naturalnych przeliczono na jednostkę energii (GJ). W związku z tym, że notowania cen biomasy na bałtyckiej giełdzie Baltpool oraz holenderskiej giełdzie RBCN (Rotterdam Biomass Commodities Network) podawane są w euro, notowania cen ropy i gazu w dolarach amerykańskich przeliczono kursem zaczerpniętym z platformy internetowej X-Rates.

Rys. 1.5. Porównanie przebiegu zmienności cen ropy, gazu i biomasy na rynku międzynarodowym, styczeń 2024 – kwiecień 2026



Źródło: opracowanie własne na podstawie World Bank⁸, RBCN⁹, BALTPool¹⁰, kursy walut: NBP, X-Rates.

⁸ World Bank (<https://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets>)

⁹ RBCN – Rotterdam Biomass Commodities Network (<https://rbcn.nl/>)

¹⁰ BALTPool Biomass Exchange (<https://www.baltpool.eu/en/>)

Wykres na rysunku 1.5. pokazuje, jak mocno notowania cen gazu i ropy – głównych kopalnych nośników energii – uzależnione są od bieżącej sytuacji na rynku międzynarodowym. W roku 2024 na relatywnie stabilny poziom notowań cen ropy Brent wpłynął m.in. globalny spadek popytu na ropę naftową oraz spowolnienie światowego wzrostu gospodarczego, a także intensyfikacja agresywnych polityk celnych (m.in. nałożenie przez USA taryf celnych na Meksyk i Kanadę oraz podwyższenie taryf celnych dla Chin), a także zwiększenie produkcji ropy naftowej i gazu ziemnego przez USA. W przypadku gazu ziemnego ceny w holenderskim hubie były pod wpływem stanu jego magazynów i podaży ze strony Norwegii. Utrata rosyjskiego gazu (efekt zbrojnej inwazji Rosji na Ukrainę w 2022 r.) miała największy wpływ na Europę wschodnią i południową. Konieczność wypełnienia luki po rosyjskim gazie przyniosła intensyfikację dostaw drogą morską do terminali LNG, co skutkowało zwiększeniem udziału tego paliwa na rynku europejskim oraz ustabilizowało sytuację na rynkach w poszczególnych krajach UE.

Historyczne porozumienie dotyczące konfliktu zbrojnego w Strefie Gazy (między Izraelem a Hamasem) w październiku 2025 r. wpłynęło na spadek cen ropy. Natomiast obserwowany przez większość miesięcy 2025 r. spadek cen gazu wiązał się głównie ze zmniejszeniem popytu w Europie, jak również wahaniami kursów walut. Poziomy zapętnienia magazynów gazu przed nowym sezonem grzewczym, wspierane czynnikiem pogodowym (warunki temperaturowe – rozdział 3), przyczyniły się natomiast do wzrostu jego cen. Wzmożony wzrost cen ropy i gazu obserwowany w pierwszym kwartale 2026 r. w dużej mierze był efektem eskalacji konfliktu na linii USA-Iran oraz zablokowania Cieśniny Ormuz.

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na poziom cen biomasy – poza popytem i podażą – są nie tylko poziomy zapętnienia magazynów (u odbiorców i handlowców np. w głównych hubach handlowych, takich jak porty ARA czy porty bałtyckie), konkurencji ze strony innych nośników energii (np. gaz, węgiel), ale również czynnik pogodowy (ujemne wartości temperatury wpływają na wyższą konsumpcję biomasy) oraz koszty jej produkcji i transportu. W porównaniu z przebiegiem zmienności cen ropy i gazu, ceny biomasy zachowują się w bardziej stabilny sposób. Zwraca uwagę sezonowość jej cen: wzrost stymulowany wzmożoną aktywnością kupujących w celu uzupełnienia zapasów przed nadejściem sezonu zimowego oraz spadek cen po jego zakończeniu. Do obserwowanego pod koniec 2024 r. wzrostu cen biomasy przyczynił się również wzrost aktywności w handlu na rynku spot (rynek spot – rynek kupna i sprzedaży, na którym transakcje realizowane są z natychmiastową dostawą). Wzrost ten związany był z zabezpieczeniem przez kupujących dostaw biomasy jeszcze przed wejściem w życie rozporządzenia Unii Europejskiej dotyczącego wylesiania (EUDR – skrót od ang. EU Deforestation Regulation)¹¹ oraz wysokimi kosztami surowców, a także zmniejszającymi się zapasami surowca w magazynach portowych. Rok 2024 upływał również na dalszym dostosowywaniu się rynku do brakujących około 3,5 mln ton pelletu z Rosji i Białorusi (skutek nałożenia sankcji na te kraje związanych ze zbrojną agresją Rosji na Ukrainę w 2022 r.). Część z tego wolumenu zastąpił surowiec z USA oraz od innych dostawców spoza Europy. W 2025 r. ceny pelletu drzewnego w Europie wykazywały oznaki stabilizacji po kilku latach wzmożonej zmienności spowodowanej kryzysami energetycznymi, niedoborami surowców i globalną inflacją.

Przesunięcie wejścia w życie rozporządzenia EUDR o kolejne 12 miesięcy złagodziło krótkoterminową presję na nabywców. W pierwszym kwartale 2026 r. rynek pelletu drzewnego w Europie (tj. w okresie poprzedzającym lato) był pod presją. Rosnące ceny gazu oraz energii elektrycznej, ograniczona działalność tartaków w kluczowych regionach (kraje bałtyckie i Finlandia), zwiększanie zużycia biomasy związane z wycofywaniem się z węgla w energetyce, szczególnie na głównych rynkach takich jak Wielka Brytania i Holandia, zwiększały zainteresowanie kupujących, pomimo typowego w tym okresie ograniczenia popytu.

¹¹ Po derogacji zatwierdzonej w grudniu 2025 przez KE, aktualny termin wejścia w życie tego Rozporządzenia to 30 grudnia 2026 r. dla dużych i średnich przedsiębiorstw oraz mikro i małych w sektorze drzewnym. A także 30 czerwca 2027 r. dla mikro i małych przedsiębiorstw poza sektorem drzewnym.

Analizując rozpiętość cen pelletu przemysłowego I2 pomiędzy portami ARA a portami bałtyckimi (tab. 1.2.) można zauważyć, że w latach 2024–2025 średnie miesięczne ceny osiągały zbliżone poziomy. Różnica zauważalna jest w notowaniach z pierwszego kwartału 2026 r., gdzie notowania w portach bałtyckich osiągnęły wyższe poziomy o kilka-kilkanaście euro za GJ. Wpłynęła na to m.in. ograniczona działalność tartaków w krajach nadbałtyckich oraz Finlandii, ograniczona podaż z powodu trudnych warunków zbioru (atak ostrej zimy) oraz rosnące ceny energii elektrycznej. Szczegółowy zakres zmienności cen pelletu przemysłowego (porty ARA) oraz pelletu, zrębki drzewnej (Baltpool – porty bałtyckie) zaprezentowano w tabeli 1.2. W celu umożliwienia porównania cen pomiędzy rynkiem międzynarodowym a polskim, ceny wyrażone w euro przeliczono na polskie złote kursem zaczerpniętym ze statystyk NBP.

Tabela 1.2. Średnie ceny SPOT gazu ziemnego, ropy naftowej i biomasy na rynku międzynarodowym

Wyszczególnienie	Jedn.	2024	2025	1Q2026
Gaz UE	EUR/GJ	7,2–12,5	7,7–14,0	9,0–14,7
	PLN/GJ	31,0–53,8	32,4–58,3	38,0–62,7
Ropa Brent	EUR/GJ	10,0–12,6	8,0–11,5	8,5–13,4
	PLN/GJ	42,9–54,2	33,9–48,8	36,0–57,5
RBCN Pellet przemysłowy Porty ARA; I2 CIF ARA	EUR/GJ	9,1–10,9	10,3–11,8	11,6
	PLN/GJ	39,1–47,0	43,9–49,7	49,0
BALTPPOOL Indeks cenowy transakcji SPOT pelletu drzewnego	EUR/GJ	9,2–10,9	10,2–16,1	14,2–21,4
	PLN/GJ	39,7–46,6	43,5–68,4	60,7–90,3
BALTPPOOL Bałtycki indeks cenowy FOB zrębki drzewnej	EUR/GJ	5,8–7,0	5,5–7,8	6,8–9,6
	PLN/GJ	24,9–29,9	23,5–33,2	29,0–40,5
BALTPPOOL Bałtycki indeks cenowy FOB zrębki drzewnej LT	EUR/GJ	4,5–6,7	4,5–7,2	5,8–10,4
	PLN/GJ	19,4–28,6	19,1–30,4	24,8–43,9
BALTPPOOL Bałtycki indeks cenowy FOB zrębki drzewnej LV	EUR/GJ	5,2–6,9	4,8–6,9	5,0–7,1
	PLN/GJ	22,3–29,5	20,5–29,3	21,4–29,9

Źródło: opracowanie własne na podstawie World Bank, RBCN, BALTPPOOL, kursy walut: NBP, X-Rates.

Podsumowując, należy zwrócić uwagę, że istotnym czynnikiem odpowiadającym za stosunkowo stabilny poziom cen biomasy, jest brak bezpośredniego ryzyka geopolitycznego związanego z kierunkami importu. W związku z tym można postawić wniosek, że najistotniejszy wpływ na poziom cen mają koszty wytworzenia i logistyki dostaw, jak również zasady i poziom systemów wsparcia obowiązujący przy wykorzystywaniu tego paliwa w różnych krajach Unii Europejskiej oraz w Wielkiej Brytanii.

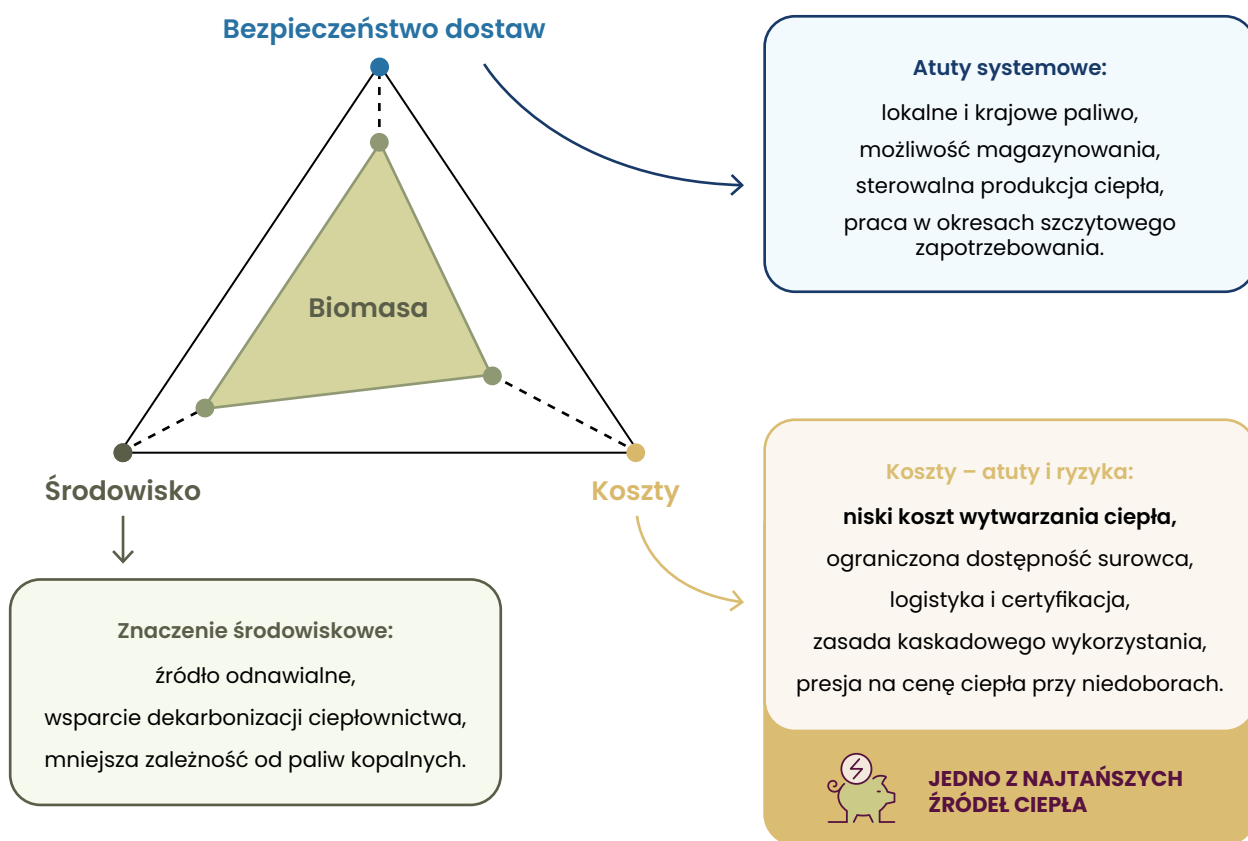
W porównaniu do notowań zrębki drzewnej oferowanej na rynku międzynarodowym (porównaj: tab. 1.1. z tab. 1.2.), ceny biomasy krajowej (lokalnej), za wyjątkiem 2025 r., uzyskiwały niższe wartości. W przypadku pelletu przemysłowego ceny na rynku krajowym osiągały wyższe poziomy. Należy jednak pamiętać, że dokładna cena danego surowca zależy od jego parametrów jakościowych. Ponadto, dla każdego przypadku – biomasy lokalnej czy zakupionej na rynku międzynarodowym – należy doliczyć także koszty transportu od dostawcy do odbiorcy. Zakładając sytuację, w której ceny na rynku międzynarodowym oraz krajowym dla surowca o porównywalnych parametrach jakościowych uzyskałyby ten sam poziom, wówczas o końcowym koszcie biomasy u odbiorcy będzie decydował koszt jego transportu. W tym przypadku krótsza droga transportu – czyli od dostawcy lokalnego – będzie wiązała się z niższymi kosztami transportu, czyli w końcowym efekcie przemawiała będzie na korzyść lokalnej biomasy.

1.3. Biomasa w ujęciu trójkąta energetycznego

Biomasa zajmuje specyficzną pozycję w systemach ciepłowniczych: wzmacnia bezpieczeństwo dostaw ze względu na lokalną dostępność tego paliwa oraz możliwość jego magazynowania oraz wspiera realizację celów środowiskowych jako źródło odnawialne. Jednakże jednocześnie generuje ryzyka kosztowe i podażowe związane z dostępnością surowca, logistyką, certyfikacją oraz zasadą kaskadowego wykorzystania. Dlatego jej zastępowanie nie powinno być oceniane wyłącznie jako zamiana jednego paliwa na inne, lecz jako wybór technologii, które muszą równocześnie utrzymać bezpieczeństwo pracy (w tym dostaw paliwa) systemu ciepłowniczego, ograniczyć emisje i nie prowadzić do nadmiernego wzrostu kosztów ciepła.

Biomasa w ujęciu trójkąta energetycznego

Ocena roli biomasy w systemie ciepłownicznym



WNIOSEK

Biomasa nie jest łatwo zastępowalna, ponieważ łączy bezpieczeństwo dostaw, efekt środowiskowy oraz sterowalność pracy systemu. Jej zastępowanie należy oceniać nie jako prostą zamianę paliwa, lecz jako zmianę profilu ryzyka całego systemu ciepłowniczego.

Bezpieczeństwo energetyczne

Jak wykazano w Raporcie 2025, biomasa odgrywa istotną rolę w zapewnianiu bezpieczeństwa energetycznego, przyczyniając się do dywersyfikacji źródeł energii, ograniczania zależności od paliw importowanych oraz zwiększania odporności krajowego systemu energetycznego na zakłócenia podaży surowców energetycznych. Dodatkowego potwierdzenia dla tej oceny dostarcza komunikat Komisji Europejskiej z 27 listopada 2025 r. Dokument ten, przyjęty już po publikacji Raportu 2025, stanowi aktualne stanowisko Komisji dotyczące wykorzystania zasobów biologicznych w gospodarce europejskiej i wskazuje kierunki dalszego rozwoju polityki unijnej w obszarze biomasy oraz biogospodarki.

Komisja podkreśla, że pomimo rosnących ograniczeń środowiskowych oraz presji związanej ze zmianą klimatu, biomasa pozostaje strategicznym zasobem dla konkurencyjności gospodarki europejskiej, stabilności dostaw oraz bezpieczeństwa zasobowego. W szczególności zwraca uwagę, że odpowiedzialne i efektywne wykorzystanie biomasy ma kluczowe znaczenie dla utrzymania odporności gospodarczej Unii Europejskiej oraz ograniczania zależności od importowanych surowców i paliw kopalnych.

Znaczenie biomasy dla bezpieczeństwa energetycznego zostało wskazane w komunikacie w sposób jednoznaczny. Komisja zauważa, że bioenergia nadal odgrywa istotną rolę w europejskim systemie energetycznym, zwłaszcza jako źródło komplementarne wobec innych odnawialnych źródeł energii. W odróżnieniu od technologii zależnych od bieżących warunków pogodowych, biomasa może być magazynowana, wykorzystywana w sposób sterowalny oraz zapewniać stabilną produkcję energii i ciepła niezależnie od chwilowej dostępności energii słonecznej lub wiatrowej. Cecha ta ma szczególne znaczenie dla zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania systemów ciepłowniczych, dla których ciągłość dostaw energii stanowi podstawowy warunek realizacji usług publicznych.

Jednocześnie Komisja wskazuje, że wykorzystanie biomasy do celów energetycznych zachowuje szczególne uzasadnienie w przypadku strumieni resztkowych i wtórnych, zwłaszcza tam, gdzie brak jest innych efektywnych technologii dekarbonizacyjnych lub gdzie zastosowanie biomasy przyczynia się do utrzymania bezpieczeństwa energetycznego oraz przystępności cenowej energii. W praktyce oznacza to uznanie przez Komisję, że względy bezpieczeństwa dostaw pozostają jednym z prawnie i strategicznie uzasadnionych powodów wykorzystania biomasy w sektorze energetycznym.

Z perspektywy systemów ciepłowniczych szczególne znaczenie ma również wskazywana w komunikacie możliwość ograniczania strategicznych zależności od paliw kopalnych i surowców importowanych. Lokalne lub regionalne pozyskiwanie biomasy sprzyja dywersyfikacji źródeł energii oraz zwiększa odporność systemu na zakłócenia geopolityczne, przerwy w łańcuchach dostaw i wahania cen paliw na rynkach międzynarodowych. Biomasa staje się tym samym nie tylko narzędziem realizacji celów klimatycznych, lecz również instrumentem wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego i gospodarczego.

W konsekwencji najnowsze stanowisko Komisji nie prowadzi do marginalizacji roli biomasy w energetyce, lecz wskazuje na konieczność jej ukierunkowanego i efektywnego wykorzystania. Dokument potwierdza, że bioenergia pozostaje ważnym elementem transformacji energetycznej, szczególnie w sektorach wymagających stabilnych, magazynowalnych i lokalnie dostępnych źródeł energii. W przypadku ciepłownictwa systemowego oznacza to utrzymanie biomasy jako jednego z istotnych instrumentów zapewniania bezpieczeństwa dostaw ciepła, przy jednoczesnym uwzględnieniu wymogów zrównoważonego gospodarowania zasobami biologicznymi.

Biomasa w kontekście zasad odporności, strategicznej autonomii oraz krótkich łańcuchów dostaw

Wykorzystanie biomasy na cele energetyczne należy rozpatrywać również przez pryzmat unijnych zasad:



odporności (*resilience*)



strategicznej autonomii
(*strategic autonomy*)



krótkich łańcuchów dostaw
(*short supply chains*)

Pojęcia te nie wywodzą się z jednego aktu prawnego, lecz stanowią rezultat stopniowej ewolucji polityki energetycznej, przemysłowej i bezpieczeństwa gospodarczego UE. Kategorie te, początkowo rozwijane przede wszystkim w dokumentach programowych i komunikatach Komisji Europejskiej, zaczęły w ostatnich latach znajdować odzwierciedlenie również w prawie wtórnym.

Koncepcja strategicznej autonomii (*strategic autonomy*) zaczęła wyraźnie wybrzmiewać w dokumentach Komisji Europejskiej po 2020 r. Punktem wyjścia był komunikat Komisji „*Decydujący moment dla Europy: naprawa i przygotowanie na następną generację*”, w którym wskazano na konieczność zwiększenia strategicznej autonomii gospodarczej Unii. Następnie idea ta została rozwinięta w:

- komunikacie Komisji „*Aktualizacja nowej strategii przemysłowej z 2020 r. – tworzenie silniejszego jednolitego rynku sprzyjającego odbudowie Europy*”;
- planie REPowerEU;
- komunikacie Komisji „*Plan przemysłowy Zielonego Ładu na miarę epoki neutralności emisyjnej*”.

W obszarze energetyki, strategiczna autonomia oznacza przede wszystkim ograniczanie zależności od importowanych paliw kopalnych i krytycznych technologii energetycznych oraz rozwijanie własnych zdolności produkcyjnych Unii. Szczególnego znaczenia nabrała ona po agresji Rosji przeciwko Ukrainie i kryzysie energetycznym lat 2021–2022.

Kategoria odporności (*resilience*) wywodzi się z prawa dotyczącego unii energetycznej. Już rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu akcentowało konieczność zwiększania bezpieczeństwa energetycznego i odporności systemów energetycznych. Pojęcie odporności zostało następnie rozwinięte w szeregu dokumentów soft law, w szczególności w:

- strategii UE na rzecz integracji systemu energetycznego z 2020 r.;
- strategii wodorowej dla Europy;
- planie REPowerEU;
- komunikacie Komisji w sprawie „*Europejskiej strategii bezpieczeństwa gospodarczego*”.

W wymiarze normatywnym koncepcja odporności znalazła szczególnie wyraźny wyraz w:

- rozporządzeniu (UE) 2024/1735 ustanawiającym ramy środków wzmacniających europejski ekosystem produkcji technologii neutralnych emisyjnie (*Net-Zero Industry Act*);
- rozporządzeniu (UE) 2024/1252 ustanawiającym ramy zapewnienia bezpiecznych i zrównoważonych dostaw surowców krytycznych (*Critical Raw Materials Act*).

W obu tych aktach prawnych prawodawca unijny odchodzi od klasycznego modelu maksymalizacji efektywności ekonomicznej na rzecz zwiększania odporności łańcuchów dostaw i ograniczania nadmiernych zależności od państw trzecich.

Koncepcja krótkich łańcuchów dostaw (*short supply chains*) wywodzi się natomiast z polityki rolnej i rozwoju obszarów wiejskich. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1305/2013 w sprawie wsparcia rozwoju obszarów wiejskich definiowało „krótki łańcuch dostaw” jako łańcuch obejmujący ograniczoną liczbę podmiotów gospodarczych, zaangażowanych we współpracę i lokalny rozwój gospodarczy oraz charakteryzujący się bliskimi relacjami geograficznymi i społecznymi pomiędzy producentami i konsumentami. Chociaż pojęcie to zostało sformułowane na potrzeby wspólnej polityki rolnej, zaczęło ono stopniowo przenikać do polityki energetycznej i klimatycznej, w szczególności:

- komunikat Komisji „*Innowacje w służbie zrównoważonego wzrostu: biogospodarka dla Europy*” z 2012 r.;
- komunikat Komisji „*Zrównoważona biogospodarka dla Europy. wzmocnienie powiązań między gospodarką, społeczeństwem i środowiskiem*”;
- strategia UE na rzecz integracji systemu energetycznego z 2020 r.;
- dyrektywa RED II oraz dyrektywa RED III.

W odniesieniu do biomasy, biogazu i biometanu Komisja wielokrotnie podkreśla potrzebę rozwoju lokalnych i regionalnych łańcuchów wartości oraz wykorzystania zasobów znajdujących się w bezpośrednim otoczeniu instalacji.

Przełomowym dokumentem dla wszystkich trzech kategorii był plan REPowerEU. Komisja wskazała w nim, że transformacja energetyczna powinna jednocześnie wzmocniać odporność systemów energetycznych, zwiększać strategiczną autonomię Unii poprzez ograniczanie zależności od dostawców zewnętrznych oraz rozwijać lokalne i regionalne łańcuchy wartości, w szczególności w sektorze odnawialnych źródeł energii, wodoru, biometanu i efektywności energetycznej. Od tego momentu wszystkie trzy kategorie zaczęły funkcjonować jako wzajemnie powiązane elementy nowego paradygmatu bezpieczeństwa energetycznego Unii.

Spośród wszystkich odnawialnych źródeł energii biomasa jest jednym z nośników energii najmniej uzależnionych od globalnych łańcuchów dostaw i importu komponentów technologicznych. W przeciwieństwie do fotowoltaiki czy bateryjnych magazynów energii, których produkcja jest w znacznym stopniu skoncentrowana poza Unią Europejską, biomasa opiera się przede wszystkim na zasobach biologicznych dostępnych na terytorium państw członkowskich. W rezultacie biomasa jest traktowana jako element budowania *systemic resilience*, czyli odporności całego systemu energetycznego. Biomasa wpisuje się w sposób niemal modelowy również w pojęcie strategicznej autonomii, a nawet koncepcję *strategic autonomy by diversification*, polegającą na zastępowaniu importowanych surowców energetycznych zasobami dostępnymi na terytorium Unii. Biomasa jest również naturalnie predestynowana do funkcjonowania w ramach lokalnych i regionalnych łańcuchów wartości, ponieważ jej specyfika powoduje, że jej transport na duże odległości często jest ekonomicznie nieefektywny z uwagi na dużą objętość surowca, relatywnie niską gęstość energetyczną, koszty logistyczne oraz emisje związane z transportem.

Można postawić tezę, że spośród wszystkich technologii odnawialnych biomasa jest obecnie najbliższa realizacji idei *local content* w jej współczesnym, unijnym rozumieniu. Biomasa jest bowiem sektorem, w którym cele gospodarcze, środowiskowe i bezpieczeństwa energetycznego prowadzą do uprzywilejowania lokalnych zasobów i krótkich łańcuchów dostaw, przy zachowaniu zgodności z zasadami rynku wewnętrznego. W tym sensie biomasa jest jednym z najbardziej wyrazistych przykładów paliwa opartego na *resilience-based local value chains* i strategicznej autonomii Unii Europejskiej.

ROZDZIAŁ 2

Aktualizacja aspektów prawnych dotyczących wykorzystania biomasy w ciepłownictwie



ROZDZIAŁ 2

Aktualizacja aspektów prawnych dotyczących wykorzystania biomasy w ciepłownictwie

Celem niniejszego raportu z perspektywy prawnej jest zwrócenie uwagi na konsekwencje nadmiernej regulacji dotyczącej szeroko rozumianej biomasy. Analiza obecnego stanu prawnego prowadzi do wniosku, że podstawowe cele regulacyjne zostały już osiągnięte. Obowiązujące przepisy tworzą kompleksowe ramy prawne określające zasady pozyskiwania, kwalifikowania i wykorzystywania biomasy w energetyce. Jednocześnie funkcjonujące mechanizmy kontrolne, kryteria zrównoważonego rozwoju oraz systemy wsparcia pozwalają na realizację celów środowiskowych bez konieczności dalszego istotnego zaostrzania regulacji.

W ocenie autorów Raportu obecny poziom regulacji należy uznać za zasadniczo wystarczający dla zapewnienia zgodności wykorzystania biomasy z celami polityki energetycznej, klimatycznej i środowiskowej państwa. Dalsze zmiany legislacyjne powinny być zatem projektowane z zachowaniem szczególnej ostrożności z uwzględnieniem prowadzonej aktualnie polityki deregulacji. Istnieje bowiem ryzyko, że nadmierna ingerencja regulacyjna może prowadzić do skutków odwrotnych od zamierzonych. Wprowadzanie kolejnych ograniczeń, obowiązków administracyjnych lub dodatkowych kryteriów kwalifikacyjnych może osłabić przewidywalność otoczenia prawnego, zwiększyć koszty funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych oraz ograniczyć ekonomiczną opłacalność wykorzystania biomasy. W konsekwencji mogłoby dojść do stopniowej utraty zdolności wytwórczych opartych na biomasie, a tym samym do zmniejszenia dostępności jednego z nielicznych odnawialnych źródeł energii zdolnych do stabilnej i sterowalnej pracy.

W kontekście przyspieszającej transformacji energetycznej szczególnego znaczenia nabiera zatem zachowanie równowagi pomiędzy realizacją celów środowiskowych a utrzymaniem bezpieczeństwa energetycznego i konkurencyjności gospodarki. Kluczowym wyzwaniem na najbliższe lata nie wydaje się dalsze zaostrzanie regulacji dotyczących biomasy, lecz zapewnienie stabilności i przewidywalności już istniejących ram prawnych. Tylko takie podejście pozwoli na utrzymanie zaufania inwestorów, efektywne wykorzystanie istniejących aktywów wytwórczych oraz dalsze wykorzystanie biomasy jako elementu wspierającego transformację energetyczną Polski.

2.1. Raport 2025

Analiza obecnego stanu prawnego została przeprowadzona w Raporcie 2025. Wykazał on, że krajowy stan prawny obowiązujący w momencie publikacji Raportu 2025 konsekwentnie traktował biomasę jako dopuszczalny i pożądaný element transformacji energetycznej. Jednocześnie jej wykorzystanie zostało obwarowane szeregiem wymogów mających zapewnić zgodność z celami środowiskowymi, zasadą zrównoważonego rozwoju oraz zasadą efektywnego gospodarowania zasobami. Analiza regulacji obowiązujących w momencie sporządzania Raportu 2025 wskazała, że ustawodawca przyznał szczególne znaczenie wysokosprawnej kogeneracji wykorzystującej biomasę, uznając ją za technologię służącą poprawie efektywności energetycznej, ograniczeniu emisji gazów cieplarnianych oraz zwiększeniu bezpieczeństwa energetycznego państwa. W konsekwencji rozwój jednostek kogeneracyjnych opartych na biomasie pozostawał zgodny zarówno z krajowymi dokumentami strategicznymi, jak i kierunkami polityki energetyczno-klimatycznej realizowanej przez państwo.

Jednocześnie Raport 2025 wykazał, że wykorzystanie biomasy w energetyce nie ma charakteru nieograniczonego.

Polski system prawny opiera się na zasadzie kaskadowego wykorzystania biomasy, zgodnie z którą pierwszeństwo powinny mieć zastosowania zapewniające najwyższą wartość gospodarczą surowca, w szczególności jego wykorzystanie przemysłowe i materiałowe. Dopiero po wyczerpaniu możliwości zagospodarowania biomasy w tych obszarach dopuszczalne jest jej wykorzystanie do celów energetycznych.

Co więcej, analiza przeprowadzona w ramach Raportu 2025 wskazała, że ustawodawca uzależnił możliwość kwalifikowania energii wytwarzanej z biomasy jako energii odnawialnej od spełnienia rygorystycznych kryteriów technicznych i środowiskowych.

Dotyczy to w szczególności obowiązku wykorzystywania technologii wysokosprawnej kogeneracji, spełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju oraz wykazania odpowiedniego poziomu redukcji emisji gazów cieplarnianych. Oznacza to, że samo wykorzystanie biomasy jako paliwa nie jest wystarczające do uzyskania statusu instalacji odnawialnego źródła energii. Konieczne jest również wykazanie zgodności całego procesu wytwarzania energii z wymaganiami wynikającymi z prawa krajowego i unijnego.

W Raporcie 2025 wskazano ponadto, że kryteria zrównoważonego rozwoju pełnią funkcję gwarancyjną i ochronną. Ich celem jest wyeliminowanie możliwości pozyskiwania biomasy z obszarów szczególnie cennych przyrodniczo oraz zapewnienie, że rozwój sektora bioenergetycznego nie będzie prowadził do degradacji środowiska naturalnego.

W ocenie autorów Raportu 2025 rozwiązania te jednoznacznie wskazują na intencję ustawodawcy, który nie promuje wykorzystania biomasy jako takiej, lecz dopuszcza jej wykorzystanie zgodne z zasadami zrównoważonego rozwoju i efektywności zasobowej.

Analiza przeprowadzona na potrzeby Raportu 2025 wykazała również, że zasada kaskadowego wykorzystania biomasy była obecna w polskim porządku prawnym jeszcze przed powstaniem, na gruncie dyrektywy RED III, prawnego obowiązku jej wdrożenia przez państwa członkowskie. **W szczególności jest ona realizowana przez funkcjonowanie mechanizmów wsparcia energii wytwarzanej z OZE, takich jak system świadectw pochodzenia, system aukcyjny, system oparty na gwarantowanej cenie zakupu energii. Zasada ta wynika również z treści rozporządzenia dotyczącego drewna energetycznego.** Konstrukcja tych mechanizmów nie służy jednak wyłącznie zwiększaniu produkcji energii z OZE, lecz realizacji szerszego celu regulacyjnego, jakim jest promowanie racjonalnego i hierarchicznego wykorzystania dostępnych zasobów, w tym biomasy.

Istotnym wnioskiem Raportu 2025 było stwierdzenie, że proces aktualizacji KPEiK powinien uwzględniać zmiany legislacyjne dokonane w obszarze regulacji biomasy. **W szczególności wskazano, że wejście w życie rozporządzenia dotyczącego drewna energetycznego stanowiło zwieńczenie procesu implementacji zasady kaskadowego wykorzystania biomasy w polskim porządku prawnym, a tym samym powinno zostać odzwierciedlone w krajowych dokumentach strategicznych kształtujących kierunki transformacji energetycznej.**

W rezultacie stwierdzono, że obowiązujące regulacje stworzyły spójny system prawny, w ramach którego wykorzystanie biomasy w energetyce było dopuszczalne i wspierane. Jednocześnie wskazano, że korzystanie z przewidzianych instrumentów wsparcia zostało uzależnione od zachowania wymogów wynikających z zasad zrównoważonego rozwoju, ochrony środowiska oraz racjonalnego gospodarowania zasobami naturalnymi.

2.2. Nowe regulacje

Od momentu publikacji Raportu 2025 w polskim porządku prawnym pojawiły się istotne dokumenty regulujące zagadnienie biomasy. Należą do nich w szczególności przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 8 czerwca 2026 r. KPEiK oraz projekt nowelizacji ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (projekt UC 118).

Przyjęty przez Radę Ministrów KPEiK

Przyjęty na początku czerwca br. KPEiK zawiera szereg zmian w stosunku do jego wcześniejszej wersji, która stanowiła jeden z punktów odniesienia dla analiz przeprowadzonych w Raporcie 2025.

Celem niniejszego opracowania nie jest szczegółowa analiza postanowień KPEiK ani kompleksowa ocena przyjętych w nim kierunków polityki energetyczno-klimatycznej. Należy jednak odnotować, że ostateczna treść dokumentu pozostaje zasadniczo spójna z głównymi wnioskami i тезami sformułowanymi w Raporcie 2025. W szczególności KPEiK potwierdza znaczącą rolę biomasy w procesie transformacji energetycznej oraz wskazuje na potrzebę utrzymania jej istotnego udziału w krajowym miksie energetycznym. Zgodnie z jego postanowieniami:

„Proces przejścia na niskoemisyjne źródła energii powinien uwzględniać mechanizmy, które pozwolą na stabilizację kosztów wytwarzania ciepła oraz zapewnienie konkurencyjnych i dostępnych cen dla gospodarstw domowych i przedsiębiorców będących odbiorcami ciepła. W systemach ciepłowniczych wykorzystywane będą w różnych konfiguracjach technologie wysokosprawnej kogeneracji, technologie biomasowe, kotły elektryczne zasilane energią z OZE czy pompy ciepła zintegrowane z systemem magazynów ciepła, dla których dolnym źródłem może być np. woda pochodząca z rzek i jezior, ciepło odpadowe z zakładów przemysłowych, centrów przetwarzania danych lub ze ścieków.”.

Na szczególną uwagę zasługuje również sposób ujęcia zasady kaskadowego wykorzystania biomasy. W przeciwieństwie do wcześniejszego projektu KPEiK, który zakładał konieczność wdrożenia tej zasady do krajowego porządku prawnego, dokument przyjęty przez Radę Ministrów wychodzi z założenia, że mechanizm ten funkcjonuje już w obowiązujących regulacjach. W konsekwencji proponowane działania koncentrują się nie na jego implementacji, lecz na dalszym rozwijaniu i doskonaleniu istniejących rozwiązań.

Zmiana ta ma istotne znaczenie interpretacyjne. Potwierdza ona bowiem, że zasada kaskadowego wykorzystania biomasy jest obecnie traktowana jako element obowiązującego porządku regulacyjnego, a wyzwaniem pozostaje przede wszystkim zapewnienie jej efektywnego stosowania oraz dalsze doprecyzowywanie instrumentów służących realizacji jej celów. Takie podejście pozostaje zbieżne z kierunkiem zmian przewidzianych w projekcie UC 118 oraz odpowiada wnioskowi przedstawionemu w Raporcie 2025.

Projekt UC 118

Kolejnym istotnym dokumentem przyjętym po wydaniu Raportu 2025 jest projekt UC 118. Został on opublikowany na stronie Rządowego Centrum Legislacji 14 maja 2026 r. Obecnie znajduje się na etapie konsultacji publicznych oraz opiniowania.

Projekt UC 118, zgodnie z jego uzasadnieniem, ma na celu wdrożenie części przepisów dyrektywy RED III. Należy jednak zauważyć, że omawiany akt prawa europejskiego wszedł w życie w listopadzie 2023 r. a termin na jego transpozycję przez państwa członkowskie, zgodnie z art. 5 dyrektywy RED III, co do zasady upłynął 21 maja 2025 r. W konsekwencji przedstawione w projekcie UC 118

postanowienia w dużej mierze nie mają charakteru innowacyjnego, a stanowią implementację przepisów samej dyrektywy RED III, która obowiązuje już od ponad dwóch lat, co sprawia, że jej adresaci zdążyli się już do niej dostosować.

Z punktu widzenia niniejszego raportu do kluczowych obszarów wprowadzanych lub modyfikowanych przez projekt UC 118 należy wprowadzenie nowej lub zmienionej siatki pojęć oraz doprecyzowanie przepisów realizujących zasadę kaskadowego wykorzystania biomasy.

Projekt UC 118 wprowadził do ustawy o OZE pojęcie „biomasy leśnej”, poprzez odesłania do definicji zawartej w ustawie o biokomponentach i biopaliwach ciekłych.

W konsekwencji, zgodnie z projektem UC 118, biomasa leśna, na gruncie ustawy o OZE, oznacza *„biomasę pochodzącą z leśnictwa, nieobejmującą biomasy pochodzącej z działów przemysłu powiązanych z leśnictwem”*.

Na gruncie projektu UC 118 doprecyzowano również pojęcie drewna energetycznego, wyłączając z obecnej definicji pniaki i korzenie stanowiące biomasę leśną. Projekt UC 118 proponuje zdefiniowanie drewna energetycznego jako *„surowiec drzewny, który ze względu na cechy jakościowo-wymiarowe posiada obniżoną wartość techniczną i użytkową uniemożliwiającą jego przemysłowe wykorzystanie, z wyłączeniem pniaków i korzeni stanowiących biomasę leśną, a także surowiec drzewny stanowiący biomasę pochodzenia rolniczego”*.

Jednocześnie projekt UC 118 wprowadza definicję drewna przemysłowego okrągłego, rozumianego jako *„drewno pozyskane w stanie okrągłym lub zbliżonym do okrągłego, w szczególności kłody tartaczne, kłody skrawane oraz sortymenty drewna w formie okrągłej lub rozszczepionej przeznaczone do przetwórstwa przemysłowego, z wyjątkiem drewna, którego cechy, w szczególności gatunek, wymiary, prostoliniowość lub gęstość sęków, czynią je nieprzydatnym do zastosowań przemysłowych”*.

Kolejną grupą przepisów zawartych w projekcie UC 118 są regulacje doprecyzowujące przepisy realizujące zasadę kaskadowego wykorzystania biomasy w polskim porządku prawnym.

W szczególności projekt wprowadza podstawę prawną umożliwiającą udzielanie odstępstw od obowiązku stosowania zasady kaskadowego wykorzystania biomasy leśnej. Projektowane rozwiązanie stanowi implementację art. 3a dyrektywy RED III, zgodnie z którym państwa członkowskie mogą odstąpić od zasady kaskadowego wykorzystania biomasy, jeżeli jest to niezbędne dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii. Dyrektywa przewiduje również możliwość zastosowania odstępstw w sytuacjach, gdy lokalny przemysł nie jest zdolny, z przyczyn ilościowych lub technicznych, do wykorzystania biomasy leśnej w sposób zapewniający uzyskanie wyższej wartości dodanej gospodarczej i środowiskowej niż jej przeznaczenie na cele energetyczne. Zawarcie w dyrektywie RED III przedmiotowych odstępstw należy postrzegać jako wyraz dążenia prawodawcy unijnego do zachowania równowagi pomiędzy realizacją zasady efektywnego gospodarowania zasobami biomasy a koniecznością uwzględnienia szczególnych uwarunkowań związanych z bezpieczeństwem energetycznym oraz lokalnymi ograniczeniami technologicznymi i rynkowymi.

Projekt UC 118 zmierza zatem do zapewnienia większej elastyczności stosowania zasady kaskadowości, przy jednoczesnym zachowaniu jej podstawowego celu, jakim jest maksymalizacja wartości gospodarczej i środowiskowej pozyskiwanej z biomasy leśnej.

Projekt UC 118 proponuje również zmiany w zakresie przepisów, które realizują zasadę kaskadowego wykorzystania biomasy poprzez dostosowanie ich do literalnego brzmienia przepisów dyrektywy RED III. Tak jak zostało to szczegółowo przedstawione w Raporcie 2025., zasada kaskadowego wykorzystania biomasy została odzwierciedlona w polskim porządku prawnym jeszcze przed powstaniem obowiązku jej implementacji na gruncie dyrektywy RED III. W konsekwencji polski ustawodawca nie jest obowiązany do wprowadzenia nowych mechanizmów implementujących tę zasadę. Zdecydował się on jednak na dookreślenie istniejących przepisów tak, aby odpowiadały one w pełni regulacjom zawartym w dyrektywie RED III. W tym celu do istniejących przepisów regulujących systemy wsparcia energii wytwarzanej z OZE dodano postanowienie, że wsparcie nie przysługuje w przypadku, gdy w instalacji OZE służącej wyłącznie do wytwarzania energii elektrycznej wykorzystano biomasę leśną. Zgodnie z projektem UC 118 wyłączenie to nie aplikuje się do sytuacji, gdy przy wytwarzaniu zastosowano technologię wychwytywania i składowania CO₂ lub miało ono miejsce w regionie wskazanym w planie sprawiedliwej transformacji ze względu na zależność tego regionu od stałych paliw kopalnych.

W uzasadnieniu do projektu UC 118 słusznie zauważono, że realizacja zasady kaskadowego wykorzystania biomasy nie ogranicza się wyłącznie do określenia priorytetowych kierunków jej wykorzystania, lecz pozostaje powiązana również z regulacjami dotyczącymi zrównoważonego pozyskania biomasy. W tym kontekście istotne znaczenie mają procedowane obecnie zmiany w ramach projektu UC 106. Odnoszą się one m.in. do systemu KZR, obejmującego wymogi dotyczące pochodzenia biomasy z obszarów o wysokiej bioróżnorodności, terenów zasobnych w węgiel oraz ochrony jakości gleb i potencjału produkcyjnego lasów.

Podsumowując, przepisy zawarte w projekcie UC 118 nie ustanawiają nowych ograniczeń ani nie prowadzą do zaostrenia zasad dotyczących kaskadowego wykorzystania biomasy. Zasada ta została już wcześniej uwzględniona w polskim porządku prawnym. Projektowane regulacje mają przede wszystkim charakter implementacyjny i porządkujący. Ich celem jest dostosowanie krajowych przepisów do wymogów dyrektywy RED III oraz doprecyzowanie istniejących mechanizmów prawnych. **Wprowadzane rozwiązania służą zatem zwiększeniu pewności prawa i ujednoliceniu praktyki stosowania obowiązujących regulacji, nie zmieniając jednocześnie ich zasadniczego kierunku ani podstawowych założeń.**

Ocena nowych regulacji

W ocenie autorów Raportu opisane powyżej rozwiązania legislacyjne należy ocenić pozytywnie. Proponowane regulacje odpowiadają celom wynikającym z prawa Unii Europejskiej, a jednocześnie zachowują równowagę pomiędzy potrzebą racjonalnego gospodarowania biomasą a koniecznością zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. Nie mają one charakteru nadmiernie restrykcyjnego i nie prowadzą do nieuzasadnionego ograniczenia wykorzystania biomasy na cele energetyczne. Z tego względu kierunek przyjęty w projekcie UC 118 zasługuje na aprobatę.

Jednocześnie należy zauważyć, że projekt ten pozostaje na etapie procesu legislacyjnego, co oznacza, że jego ostateczny kształt może jeszcze ulec zmianom. Kwestia wykorzystania biomasy jest istotna dla wielu sektorów gospodarki, które postrzegają ten surowiec jako istotny zasób dla prowadzonej działalności. W konsekwencji nie można wykluczyć podejmowania prób modyfikacji projektowanych rozwiązań na dalszych etapach prac parlamentarnych.

Zdaniem autorów Raportu szczególnej uwagi wymaga zachowanie obecnego kierunku regulacyjnego. Ewentualne odejście od przyjętych założeń mogłoby bowiem prowadzić do ograniczenia dostępności biomasy dla sektora energetycznego. Jak wykazano w następnych rozdziałach Raportu, zmniejszenie podaży tego surowca skutkuje wzrostem kosztów wytwarzania ciepła i energii elektrycznej, co w dalszej perspektywie przekłada się na wyższe ceny ponoszone przez odbiorców końcowych.

Z tego względu autorzy Raportu rekomendują utrzymanie rozwiązań przewidzianych w projekcie UC 118 oraz dalsze prowadzenie prac legislacyjnych w obecnym kierunku. Pozwoli to z jednej strony na pełną realizację wymogów wynikających z dyrektywy RED III, a z drugiej na zachowanie odpowiednich warunków dla wykorzystania biomasy w energetyce i ciepłownictwie.

Potencjalne skutki nadmiernej regulacji na przykładzie kryzysu pelletowego

Zaostrzenie regulacji dotyczących wykorzystania biomasy może stanowić jeden z czynników prowadzących do ograniczenia dostępności tego surowca na rynku. Doświadczenia związane z kryzysem pelletowym wskazują, że zakłócenia równowagi pomiędzy podażą a popytem mogą skutkować istotnym wzrostem cen oraz problemami z zapewnieniem ciągłości dostaw dla poszczególnych grup odbiorców.

Zimą 2025/2026 na rynku biomasy w Polsce wystąpiło istotne zaburzenie polegające na gwałtownym wzroście cen pelletu drzewnego oraz okresowych niedoborach tego paliwa w sprzedaży detalicznej. Dostępność pelletu gwałtownie spadła przy jednoczesnym wzroście jego ceny w składach do ponad 2 500 zł za tonę, a w sprzedaży internetowej nawet 3 000 zł. Tym samym poziom ceny pelletu osiągnął pułap cen węgla w momencie jego szczytowego niedoboru, tj. bezpośrednio po ataku Rosji na Ukrainę. Wzrost ceny pelletu miał charakter skokowy – rok wcześniej, w okresie zimowym, tona pelletu kosztowała około 1 300 zł – 1 400 zł.

W zaistniałej sytuacji Ministerstwo Energii zwróciło się do Prezesa UOKiK z wnioskiem o zweryfikowanie, czy na rynku pelletu nie doszło do zмовy cenowej lub sztucznego obniżenia podaży. UOKiK przeprowadził analizę sytuacji rynkowej, badając zarówno poziom cen, jak i mechanizmy kształtowania podaży. W wyniku przeprowadzonych działań UOKiK nie stwierdził przesłanek świadczących o zawarciu niedozwolonych porozumień ograniczających konkurencję ani o występowaniu zмовy cenowej na rynku pelletu.

Jednocześnie Prezes UOKiK nie ograniczył się wyłącznie do wykluczenia naruszeń prawa konkurencji, lecz wskazał również, że obserwowany wzrost cen wynikał przede wszystkim z zachwiania równowagi pomiędzy popytem a podażą oraz czynników strukturalnych związanych z dostępnością biomasy. Prezes UOKiK zwrócił również uwagę, że administracja rządowa dysponowała wcześniejszymi analizami wskazującymi na możliwość wystąpienia podobnych problemów.

Bezpośrednim impulsem kryzysu była mroźna i długotrwała zima, która doprowadziła do nagłego wzrostu popytu na pellet. Przyczyny kryzysu miały jednak charakter bardziej złożony niż wyłącznie wzrost zapotrzebowania wywołany warunkami pogodowymi, zwiększeniem liczby kotłów grzewczych na pellet w gospodarstwach domowych, jako wynik programu Czyste Powietrze, czy problemami branży meblarskiej. Kluczowym powodem okazało się wejście w życie rozporządzenia dotyczącego drewna energetycznego. Ograniczenie możliwości spalania określonych kategorii drewna w energetyce spowodowało, że wytwórcy energii zostali zmuszeni do poszukiwania biomasy drzewnej z tych samych źródeł, z których korzystają producenci pelletu. W konsekwencji doszło do pojawienia się nadmiernego popytu w tym segmencie, a ceny, w szczególności trocin, zaczęły gwałtownie rosnąć, prowadząc z kolei do wzrostu cen pelletu.

Opisany kryzys pelletowy pokazuje, że regulacje prawne dotyczące zakresu wykorzystania drewna energetycznego mają bezpośrednie przełożenie na funkcjonowanie rynku biomasy i jej dostępność, a skutki wejścia w życie takich regulacji mogą być bardzo dotkliwe. Każdorazowe zmiany w tym zakresie powinny zostać poprzedzone dokładnymi analizami rynkowo-ekonomicznymi i oceną ich skutków dla uczestników rynku.

ROZDZIAŁ 3

Scenariusze zastąpienia biomasy i ich konsekwencje dla pracy systemów ciepłowniczych



ROZDZIAŁ 3

Scenariusze zastąpienia biomasy i ich konsekwencje dla pracy systemów ciepłowniczych

Biomasa, mimo ograniczeń podażyowych i regulacyjnych, pełni obecnie funkcję sterowalnego źródła odnawialnego, możliwego do wykorzystania w okresach wysokiego zapotrzebowania na ciepło. Dlatego jej ograniczanie lub zastępowanie wymaga oceny nie tylko kosztu paliwa (szczegóły – rozdział 4), lecz także wpływu na bezpieczeństwo dostaw, sezonowość pracy systemu, koszty inwestycyjne, obciążenie KSE (zarówno po stronie zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną w przypadku pełnej elektryfikacji ciepłownictwa, jak i po stronie ubytku biomasowych źródeł wytwórczych), możliwość spełnienia definicji efektywnego systemu ciepłowniczego oraz cenę ciepła dla odbiorcy końcowego.

Teoretycznie, istnieje wiele możliwości technologicznych, które mogą całkowicie lub częściowo zastępować biomasę. Mogą to być technologie bazujące na wykorzystaniu węgla, gazu ziemnego w jednostkach wysokosprawnej kogeneracji i ciepłowniach, elektryfikacja oparta na pompach ciepła i kotłach elektrodowych, a także inne technologie uzupełniające. Każde z tych rozwiązań charakteryzuje się inną strukturą techniczną, kosztową i środowiskową oraz odmiennym profilem ryzyka. Z tego względu nie jest zasadne przyjmowanie, że biomasa może zostać zastąpiona jednym uniwersalnym nośnikiem energii. Bardziej uzasadnione jest podejście zdywersyfikowane, w którym różne technologie pracują w zależności od lokalnych uwarunkowań, dostępności paliw, cen energii, parametrów sieci oraz wymogów regulacyjnych.

Tab. 3.1. Porównanie możliwych technologii zastępowania biomasy według kluczowych kryteriów.

Technologia	Emisyjność	Bezpieczeństwo dostaw	Koszt paliwa / energii, w tym koszt EUA	Ryzyko regulacyjne	Zależność od pogody	Wymogi infrastrukturalne
Węgiel	wysoka	wysokie	wysoki	bardzo wysokie	niska	niskie
Gaz	średnia	średnie	wysoki / zmienny	średnie / wysokie	niska	średnie
Elektryfikacja	niska*	średnie	zmienny	niskie / średnie	wysoka (pośrednio)	wysokie
Ciepło odpadowe / geotermia	niska	średnie / wysokie	niski	niskie	niska	wysokie lokalnie

* przy założeniu dostępności energii z OZE

Źródło: opracowanie własne.

W związku z powyższym, w dalszej analizie liczbę rozważanych **scenariuszy teoretycznego zastąpienia biomasy obecnie używanej** do produkcji energii cieplnej dla systemów ciepłowniczych ograniczono do kilku podstawowych rozwiązań:

1

Scenariusz elektryfikacji

Scenariusz elektryfikacji ciepłownictwa na bazie dostępnej energii z OZE, wspartej nowymi dodatkowymi mocami gazowymi, zakładający częściowe wykorzystanie technologii *power-to-heat* (P2H), przy jednoczesnej budowie źródeł gazowych jako mocy dyspozycyjnych i rezerwowych.

2

Scenariusz importowy

Scenariusz importu biomasy, wspartego nowymi dodatkowymi mocami gazowymi. Scenariusz ten jest oparty na utrzymaniu odnawialnego charakteru części produkcji ciepła, lecz przy całkowitej zależności od dostaw biomasy z zagranicy, oraz na budowie źródeł gazowych, uzupełniających brakujące moce w sektorze. Takie rozwiązanie pozwala zobrazować również skutki korzystania z biomasy z importu zamiast z biomasy lokalnej.

3

Scenariusz portfelowy

Scenariusz portfelowy, zakładający zastępowanie (dywersyfikację) biomasy kombinacją różnych nowych źródeł wytwórczych, proporcjonalnie przypisanych do innych technologii istniejących obecnie w ciepłownictwie.

Powyższe scenariusze analizowano w skali całego sektora ciepłownictwa „biomasowego”, należy jednak uwzględnić, że pojedyncze źródła ciepła w sektorze, powiązane z konkretną infrastrukturą lokalną, nie są dowolnie podzielne w taki sposób, jak moce w systemie elektroenergetycznym, pracującym w ramach wspólnej sieci przesyłowej. W praktyce oznacza to konieczność indywidualnej oceny źródeł wytwarzania dla każdego systemu ciepłowniczego pod względem technicznym, ekonomicznym i infrastrukturalnym.

Analiza wykonalności technicznej (a w kolejnym rozdziale ekonomiczna) zastąpienia biomasy w jednostkach wytwórczych jest wykonywana w porównaniu do **scenariusza bazowego**, obrazującego stan obecny sektora ciepłowniczego. Co należy podkreślić – analiza odnosi się do zastąpienia obecnie istniejących jednostek wytwórczych opartych na biomase – zgodnie ze wskazanymi powyżej scenariuszami. Jak wspomniano wcześniej nie jest to analiza możliwości transformacji energetycznej całego sektora ciepłowniczego.

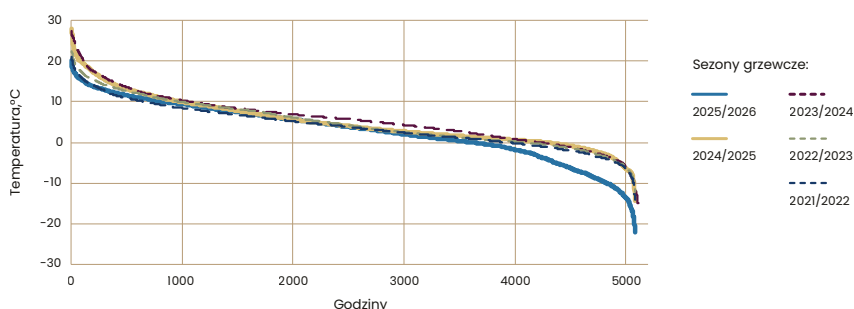
3.1. Scenariusz elektryfikacji ciepłownictwa „biomasowego” na bazie dostępnej energii z OZE, wspartej nowymi mocami gazowymi

Warunki pogodowe oraz dostępna energia z OZE

Na potrzeby analizy zastępowalności biomasy w systemach ciepłowniczych użyto dane meteorologiczne z pięciu ostatnich sezonów grzewczych. Dla każdego sezonu pozyskano godzinowe wartości temperatury zewnętrznej dla lokalizacji Warszawa z bazy ERA5. Poniższy wykres przedstawia uporządkowane wartości temperatury zewnętrznej w sezonach grzewczych dla lat 2021–2026 dla szerszego zobrazowania kontekstu, niż tylko okres poddany dalszym analizom (lata 2024–2026).

Rys. 3.1. Uporządkowane wartości temperatury zewnętrznej dla pięciu ostatnich sezonów grzewczych dla lokalizacji Warszawa na podstawie danych ERA5.

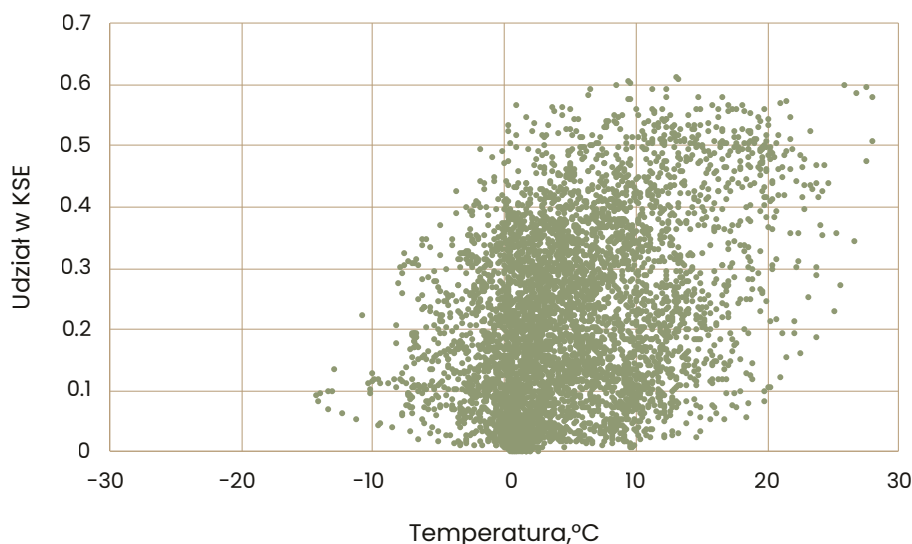
Źródło: opracowanie własne.



Wartości temperatury zostały uszeregowane malejąco, dzięki czemu możliwe jest porównanie struktury termicznej poszczególnych sezonów, niezależnie od chronologicznego przebiegu warunków pogodowych. Na podstawie przedstawionych krzywych można zauważyć, że cztery z pięciu analizowanych sezonów grzewczych charakteryzowały się zbliżonym przebiegiem uporządkowanych wartości temperatury. Oznacza to w przybliżeniu podobną strukturę warunków pogodowych, zwłaszcza w zakresie umiarkowanych wartości temperatury oraz przejścia przez temperaturę 0°C . Wyraźnie odmienny przebieg widoczny jest natomiast dla sezonu 2025/2026, który w części odpowiadającej najniższym wartościom przebiega poniżej pozostałych krzywych. W szczególności dla około 1000 najchłodniejszych godzin sezonu grzewczego wartości temperatury były o kilka stopni Celsjusza niższe niż w pozostałych analizowanych sezonach. Wskazuje to na większą intensywność okresów chłodnych, a tym samym potencjalnie wyższe zapotrzebowanie na ciepło w tym sezonie. Należy mieć na uwadze, że system ciepłowniczy powinien być wystarczający dla najbardziej niekorzystnych warunków klimatycznych.

Tak określone tło temperaturowe stanowi podstawę do dalszej analizy możliwości zastępowania biomasy innymi źródłami energii w systemach ciepłowniczych. Temperatura zewnętrzna bezpośrednio wpływa na profil zapotrzebowania na ciepło, natomiast jednocześnie warunki pogodowe determinują produkcję energii ze źródeł odnawialnych zależnych od pogody, w szczególności z fotowoltaiki i energetyki wiatrowej. Z tego względu w dalszej części analizy przedstawiono udział energii elektrycznej pochodzącej z instalacji PV i turbin wiatrowych w zależności od wartości temperatury zewnętrznej. Pozwala to ocenić, w jakim stopniu okresy zwiększonego zapotrzebowania cieplnego pokrywają się z dostępnością energii odnawialnej możliwej do wykorzystania w technologiach P2H, takich jak kotły elektrodowe i pompy ciepła.

Rys. 3.2. Godzinowe udziały produkcji energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznych i turbin wiatrowych w KSE na tle temperatury zewnętrznej w sezonie grzewczym 2024/2025.



Źródło: opracowanie własne.

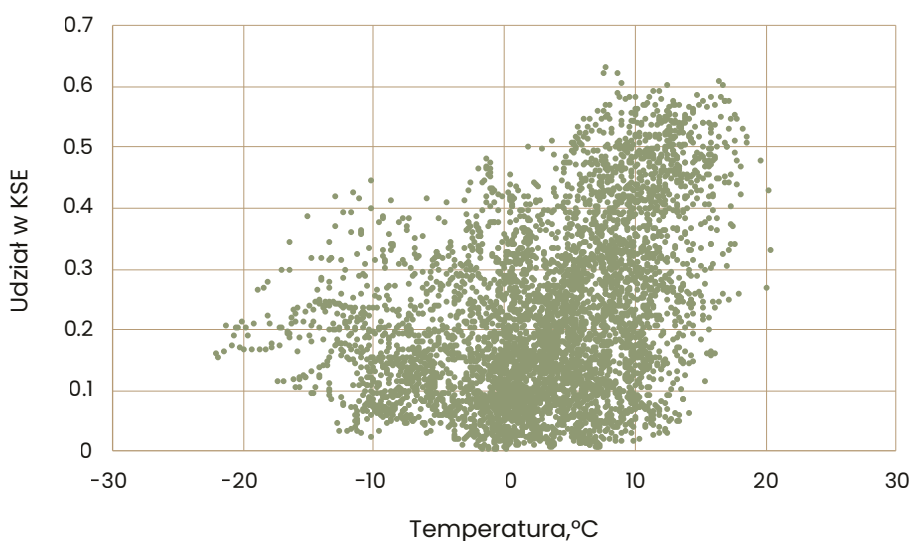
Na powyższym rysunku, na którym przedstawiono zależność łącznego udziału produkcji energii z PV i turbin wiatrowych w KSE względem temperatury zewnętrznej, każdy punkt odpowiada pojedynczej obserwacji godzinowej. Takie ujęcie pozwala ocenić, w jakim stopniu okresy niskich wartości temperatury, a więc potencjalnie zwiększonego zapotrzebowania na ciepło, pokrywają się z dostępnością energii odnawialnej zależnej od warunków pogodowych (głównie innych niż temperatura zewnętrzna: prędkość wiatru, natężenie promieniowania słonecznego).

W sezonie grzewczym 2024/2025 przy wartościach temperatury poniżej -5°C udziały energii z instalacji fotowoltaicznych i turbin wiatrowych były relatywnie niskie. W większości przypadków nie przekraczały one 35%. Natomiast w zakresie temperatury poniżej 0°C mediana ww. udziału wyniosła 14,9%. Oznacza to, że w okresach największego zapotrzebowania ciepłego dostępnosc energii elektrycznej z pogodowo zależnych źródeł odnawialnych była ograniczona. Ma to istotne znaczenie z punktu widzenia możliwości potencjalnego zastępowania biomasy technologiami P2H.

Dla wyższych wartości temperatury zewnętrznej rozkład punktów staje się wyraźnie bardziej zróżnicowany. Widoczne są zarówno obserwacje o niskim udziale produkcji z PV i turbin wiatrowych, jak i przypadki, w których udział ten przekracza 50–60%. Wskazuje to, że korzystniejsze warunki dla wykorzystania energii odnawialnej, tzn. gdy jest wysoka jej podaż na rynku, występowały przede wszystkim przy umiarkowanych i wyższych temperaturach zewnętrznych, czyli w okresach niższego zapotrzebowania na ciepło. Z perspektywy systemu ciepłowniczego oznacza to potencjalne niedopasowanie czasowe pomiędzy największą dostępnością energii z PV i turbin wiatrowych a wysokimi wartościami zapotrzebowania na energię cieplną.

Analogiczną analizę dla kolejnego sezonu grzewczego 2025/2026 przedstawiono na poniższym rysunku.

Rys. 3.3. Godzinowe udziały produkcji energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznych i turbin wiatrowych w KSE na tle temperatury zewnętrznej w sezonie grzewczym 2025/2026.



Źródło: opracowanie własne.

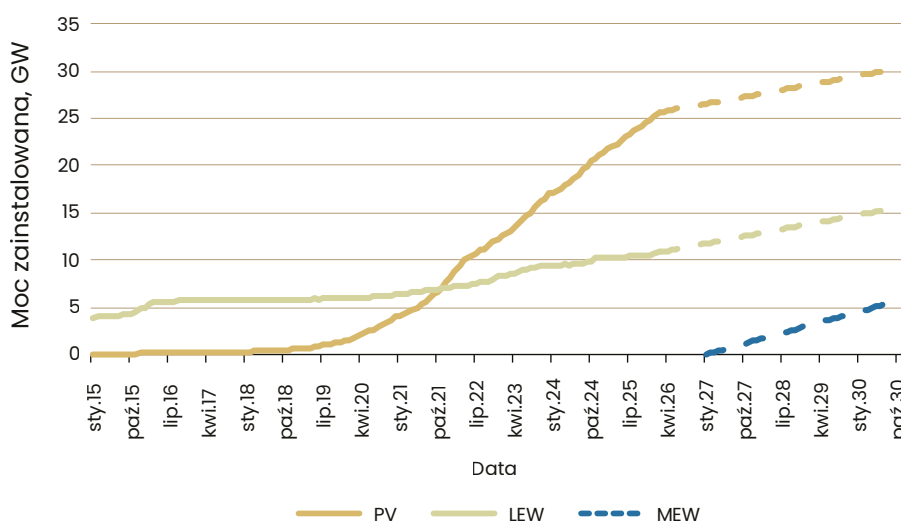
Tak, jak w przypadku poprzedniego sezonu grzewczego, także tutaj przy ujemnych wartościach temperatury udział produkcji energii z PV i turbin wiatrowych był zazwyczaj niższy niż wartości osiągane przy wyższych wartościach temperatury zewnętrznej. W zakresie temperatury poniżej 0°C mediana ww. udziału wyniosła 14,4%. Natomiast dla dodatnich wartości temperatury widoczny był znacznie szerszy zakres zmienności udziału, obejmujący również wartości przekraczające 50–60%, a także wiele wartości bliskich zera. Oznacza to, że w analizowanym drugim sezonie grzewczym największa dostępność energii elektrycznej z PV i turbin wiatrowych występowała częściej przy umiarkowanych i wyższych wartościach temperatury zewnętrznej, a więc w okresach relatywnie niższego zapotrzebowania na ciepło.

Zależność ta wynika z kilku nakładających się czynników. W okresach niskich wartości temperatury produkcja energii z instalacji fotowoltaicznych jest ograniczana ze względu na krótszy czas występowania odpowiednio wysokich wartości natężenia promieniowania słonecznego, niższy kąt padania promieniowania słonecznego oraz częstsze zachmurzenie. Jednocześnie niskie wartości temperatury zewnętrznej powodują wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło, co zwiększa całkowitą produkcję w KSE i może obniżać względny udział źródeł pogodowo zależnych w strukturze wytwarzania. W przypadku energetyki wiatrowej występuje większa stabilność w sensie godzinowym, jednak jej produkcja również nie zawsze pokrywa się z okresami najwyższego zapotrzebowania na ciepło.

Symulacja zastosowania elektryfikacji

Prognozując przyszłe zmiany w systemach ciepłowniczych należy jednocześnie brać pod uwagę przewidywaną zmianę struktury wytwarzania energii elektrycznej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Z tego względu, oprócz analizy historycznej, wykonano również oszacowania bazujące na danych z dwóch ostatnich sezonów grzewczych przy założeniu wyższych wartości mocy zainstalowanych w źródłach pogodowo zależnych, obejmujących fotowoltaikę, energetykę wiatrową na lądzie (LEW) oraz energetykę wiatrową na morzu (MEW). Efektem tych obliczeń są analogiczne zależności pomiędzy temperaturą zewnętrzną a udziałem energii z PV i turbin wiatrowych, lecz z uwzględnieniem wyższej podaży energii odnawialnej.

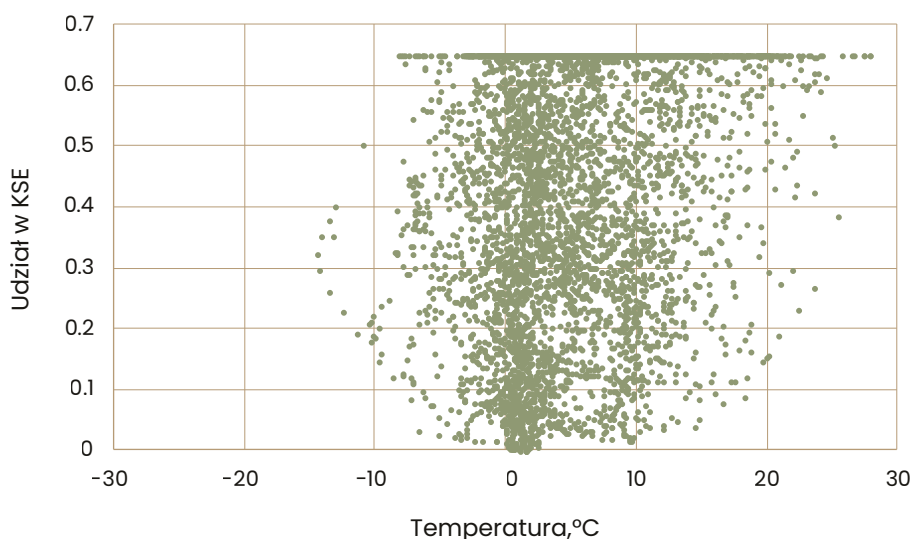
Rys. 3.4. Moce elektryczne zainstalowane w fotowoltaice (PV), lądowej energetyce wiatrowej (LEW) i morskiej energetyce wiatrowej (MEW). Linia przerywaną zaznaczono prognozy.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ARE i prognozy KPEiK.

W obliczeniach przyjęto ograniczenie maksymalnego udziału energii z PV i turbin wiatrowych w KSE na poziomie 65%. Ograniczenie to ma jednak głównie charakter techniczny i porządkujący, ponieważ w przypadku wykorzystania energii elektrycznej na potrzeby ciepłownictwa kluczowe znaczenie mają już znacznie niższe poziomy udziału OZE. W niniejszej analizie jako istotny próg przyjęto 40% udział energii z PV i turbin wiatrowych w strukturze wytwarzania energii elektrycznej. Taki poziom można traktować jako warunek relatywnie wysokiej podaży energii odnawialnej, przy której pojawia się większa przestrzeń do jej wykorzystania w technologiach P2H, głównie ze względu na potencjalnie niższe ceny energii elektrycznej. Występowanie wysokich udziałów energii ze źródeł pogodowo zależnych oznacza bowiem, że w skali godzinowej, dobowej lub tygodniowej może dochodzić do istotnego ograniczenia pracy innych jednostek wytwórczych.

Rys. 3.5. Symulowany godzinowy udział produkcji energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznych i energetyki wiatrowej w KSE na tle temperatury zewnętrznej na bazie sezonu grzewczego 2024/2025 przy założeniu mocy zainstalowanych dla 2030 roku.



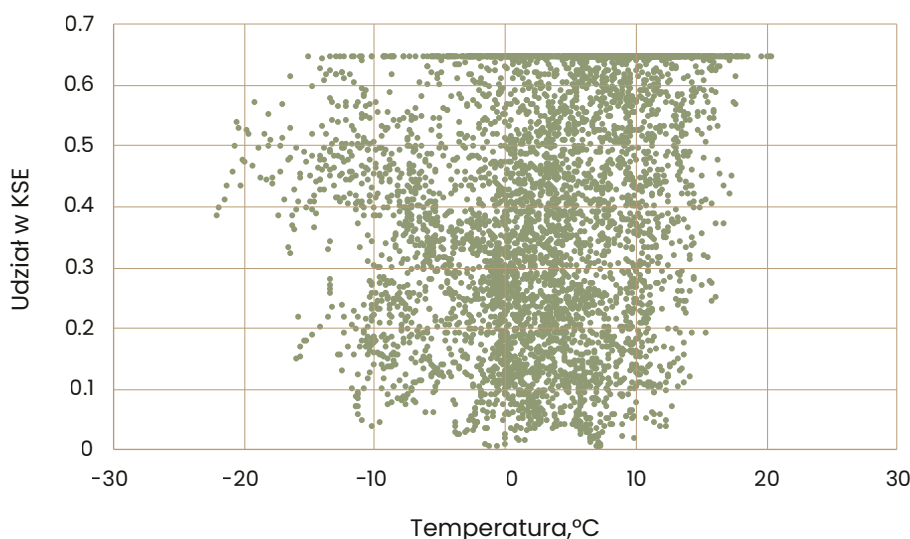
Źródło: opracowanie własne.

W porównaniu z danymi historycznymi na rys. 3.5. widoczny jest wyraźny wzrost udziału energii z analizowanych źródeł. W wielu godzinach udział PV i turbin wiatrowych osiąga wartości przekraczające 40–50%, a w części obserwacji zbliża się do przyjętego ograniczenia na poziomie 65%. Oznacza to, że przy założonym wzroście mocy zainstalowanej w źródłach pogodowo zależnych w KSE pojawia się znacznie większa przestrzeń do wykorzystania energii elektrycznej w technologiach P2H.

Jednocześnie wyniki wskazują, że nawet po uwzględnieniu zwiększonych wartości mocy zainstalowanych w OZE występują godziny, w których udział energii z PV i turbin wiatrowych pozostaje bardzo niski lub bliski zeru. Dotyczy to nie tylko skrajnie niskich temperatur, ale również części godzin w zakresie temperatury od około -5°C do 5°C . Jest to istotne, ponieważ właśnie w tym przedziale temperatury systemy ciepłownicze nadal wykazują istotne zapotrzebowanie na ciepło. Oznacza to, że samo zwiększenie mocy zainstalowanej PV i turbin wiatrowych nie eliminuje problemu zmienności oraz okresowego niedopasowania podaży energii odnawialnej do potrzeb sektora ciepłowniczego.

Największe zagęszczenie punktów o wysokich udziałach energii z PV i turbin wiatrowych występuje przy wartościach temperatury w zakresie od około 0°C do 15°C . W tych warunkach potencjał wykorzystania technologii P2H jest największy, ponieważ relatywnie wysoka podaż energii odnawialnej może być kierowana do produkcji ciepła, ograniczając pracę źródeł paliwowych. W przypadku systemów ciepłowniczych oznacza to możliwość częściowego zastępowania biomasy w okresach umiarkowanego zapotrzebowania sektora ciepłowniczego, szczególnie wtedy, gdy w KSE występuje wysoki udział produkcji z OZE.

Rys. 3.6. Symulowany godzinowy udział produkcji energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznych i energetyki wiatrowej w KSE na tle temperatury zewnętrznej na bazie sezonu grzewczego 2025/2026 przy założeniu mocy zainstalowanych dla 2030 roku.



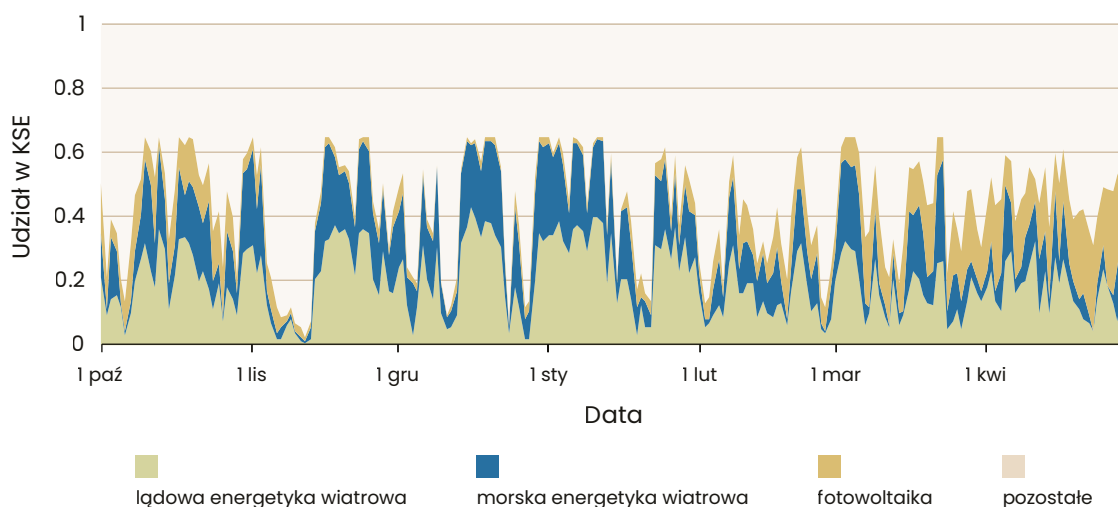
Źródło: opracowanie własne.

W przypadku symulacji przedstawionej na rysunku 3.6 widoczny jest większy udział źródeł pogodozależnych (zarówno w porównaniu z danymi historycznymi, jak i z pierwszym analizowanym sezonem symulacyjnym) również przy bardzo niskich wartościach temperatury zewnętrznej. W części godzin, nawet przy ujemnych wartościach temperatury, udział PV i turbin wiatrowych osiąga poziom około 40% lub wyższy.

Jednocześnie rozkład punktów wskazuje, że zmienność godzinowa pozostaje istotna. Oznacza to, że wzrost mocy zainstalowanej pogodozależnych OZE zwiększa potencjał wykorzystania technologii P2H w ciepłownictwie, jednak nie eliminuje całkowicie okresów niższej podaży energii z PV i turbin wiatrowych. W takich warunkach P2H mogą wspierać częściowe zastępowanie biomasy, zwłaszcza w godzinach wysokiego udziału energii odnawialnej w KSE.

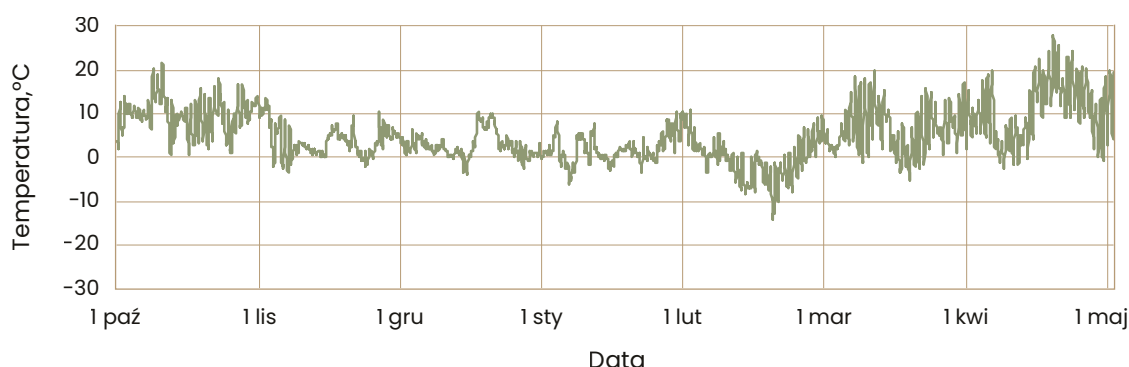
W ramach symulacji przeanalizowano również zmienność w czasie wyznaczonych udziałów produkcji energii elektrycznej z pogodozależnych OZE w KSE. Ze względu na ich wysoką zmienność godzinową, w celu zwiększenia czytelności, na wykresach przedstawiono wartości średnie dobowe. Na rysunku 3.7 przedstawiono przebieg średniego dobowego udziału produkcji energii z fotowoltaiki i turbin wiatrowych w KSE, wyznaczony na podstawie sezonu grzewczego 2024/2025, przy uwzględnieniu mocy zainstalowanych prognozowanych dla roku 2030. Z kolei na rysunku 3.8 zamieszczono przebieg wartości temperatury zewnętrznej dla tego samego okresu.

Rys. 3.7. Wyniki symulacji: średnie dobowe, obliczone na podstawie wartości średniogodzinowych, udziały produkcji energii elektrycznej z pogodozależnych OZE w KSE na bazie sezonu grzewczego 2024/2025 przy założeniu mocy zainstalowanych dla 2030 roku



Źródło: opracowanie własne.

Rys. 3.8. Średnia godzinowa temperatura zewnętrzna dla Warszawy w sezonie grzewczym 2024/2025



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ERA5.

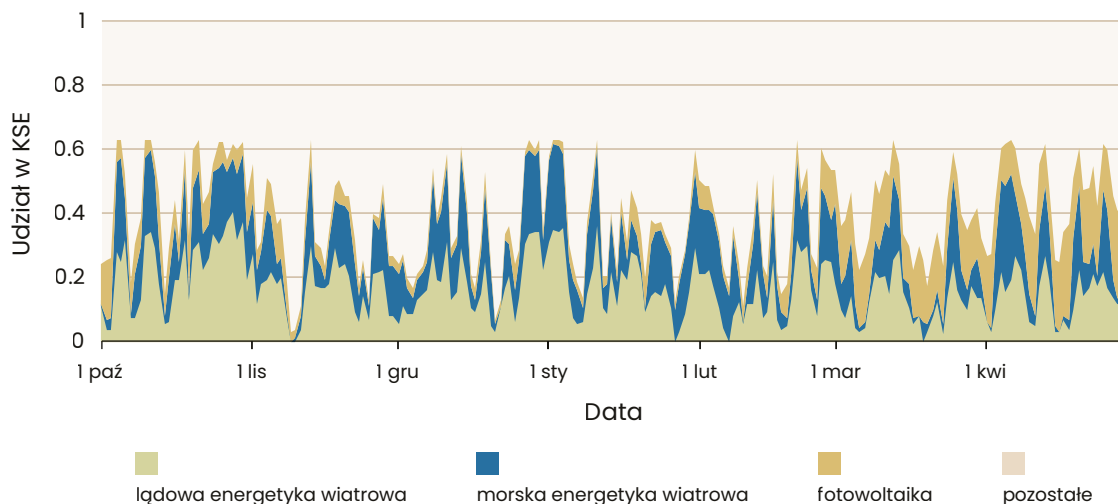
Wykres 3.7 prezentuje znaczną zmienność dobową udziału źródeł pogodowo zależnych. W części dni łączny udział PV i turbin wiatrowych w KSE przekracza 50–60%, co wskazuje na istotny potencjał wykorzystania energii elektrycznej w technologiach P2H.

Jednocześnie widoczne są okresy, w których udział tych źródeł pozostaje niski, także po uśrednieniu dobowym. Oznacza to, że zwiększenie mocy zainstalowanej OZE poprawia warunki wykorzystania P2H, ale nie eliminuje potrzeby utrzymania innych źródeł ciepła lub magazynowania energii. W sezonie zimowym większe znaczenie ma energetyka wiatrowa, natomiast udział energii z instalacji PV staje się wyższy w końcowej części sezonu grzewczego, szczególnie od marca i kwietnia.

Wykres temperatury zewnętrznej (rys. 3.8) pokazuje dużą zmienność w trakcie sezonu grzewczego, w tym okresy krótkotrwałych spadków temperatury poniżej 0°C oraz wyraźne ocieplenie w końcowej części sezonu grzewczego. Najniższe wartości temperatury występowały pod koniec lutego, kiedy chwilowo spadały poniżej -10°C. W marcu i kwietniu widoczny jest natomiast wzrost wartości temperatury, co wskazuje na stopniowe ograniczanie zapotrzebowania na ciepło.

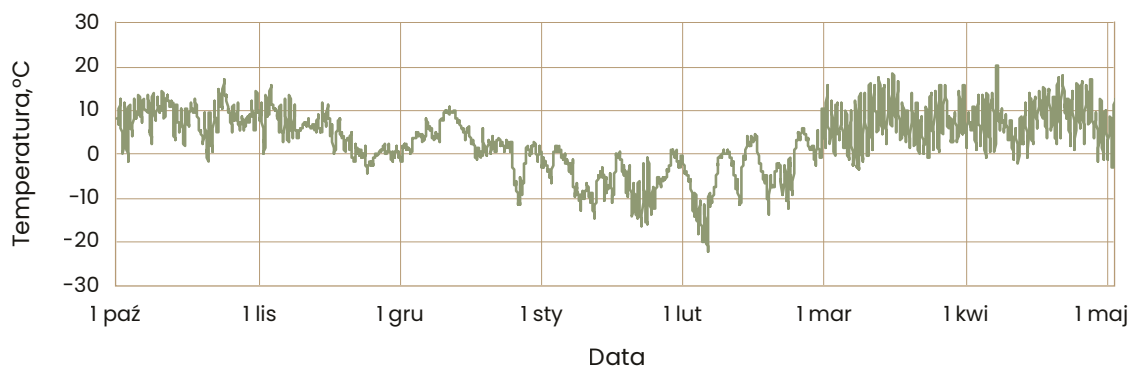
Analogiczną do powyższej analizę przeprowadzono dla sezonu grzewczego 2025/2026 – wyniki w postaci wykresów zawarto poniżej.

Rys. 3.9. Wyniki symulacji: średnie dobowe, obliczone na podstawie wartości średniogodzinowych, udziały produkcji energii elektrycznej z pogodozależnych OZE w KSE na bazie sezonu grzewczego 2025/2026 przy założeniu mocy zainstalowanych dla 2030 roku



Źródło: opracowanie własne.

Rys. 3.10. Średnia godzinowa temperatura zewnętrzna dla Warszawy w sezonie grzewczym 2025/2026



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ERA5.

Na rys. 3.9, podobnie jak dla sezonu grzewczego 2024/2025, przedstawiono średnie dobowe udziały produkcji energii elektrycznej z fotowoltaiki oraz energetyki wiatrowej w KSE dla sezonu 2025/2026 przy założeniu mocy zainstalowanych prognozowanych dla roku 2030. W obu analizowanych sezonach widoczna jest znaczna zmienność dobowa udziału źródeł pogodowo zależnych. W wielu dniach łączny udział PV i turbin wiatrowych osiąga wartości powyżej 40–60%, co wskazuje na istotny potencjał wykorzystania energii elektrycznej w technologiach P2H.

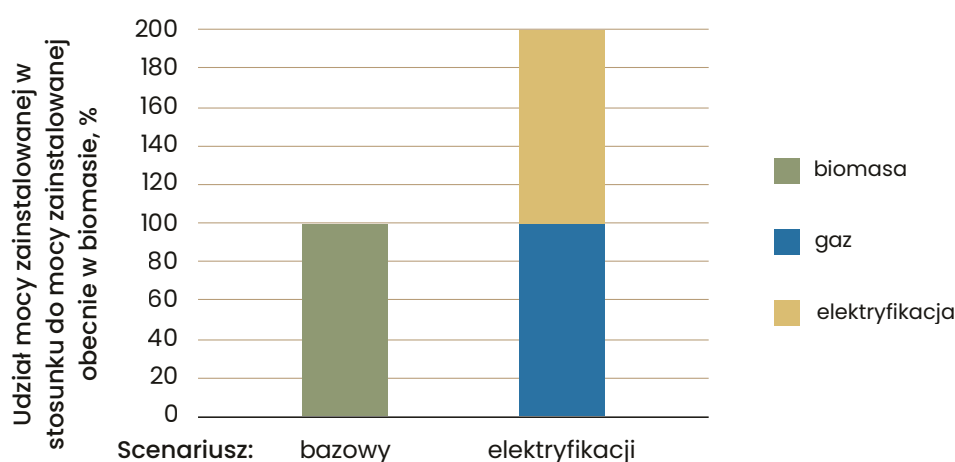
W porównaniu z poprzednim sezonem grzewczym, sezon 2025/2026 charakteryzował się jednak wyraźniejszymi okresami niskich wartości temperatury, szczególnie na przełomie grudnia, stycznia i lutego. Godzinowy przebieg temperatury wskazuje na spadki poniżej -15°C , a miejscami nawet poniżej -20°C . Oznacza to, że analizowany sezon był bardziej wymagający biorąc pod uwagę zapotrzebowania na ciepło.

Zestawienie udziałów energii z PV i turbin wiatrowych z przebiegiem temperatury pokazuje, że także w drugim sezonie występują dni o wysokim udziale energii odnawialnej, ale nie zawsze pokrywają się one z okresami największego zapotrzebowania na ciepło. Podobnie jak w sezonie 2024/2025, w końcowej części sezonu grzewczego rośnie znaczenie instalacji fotowoltaicznych, natomiast w miesiącach zimowych większą rolę odgrywa energetyka wiatrowa.

38%

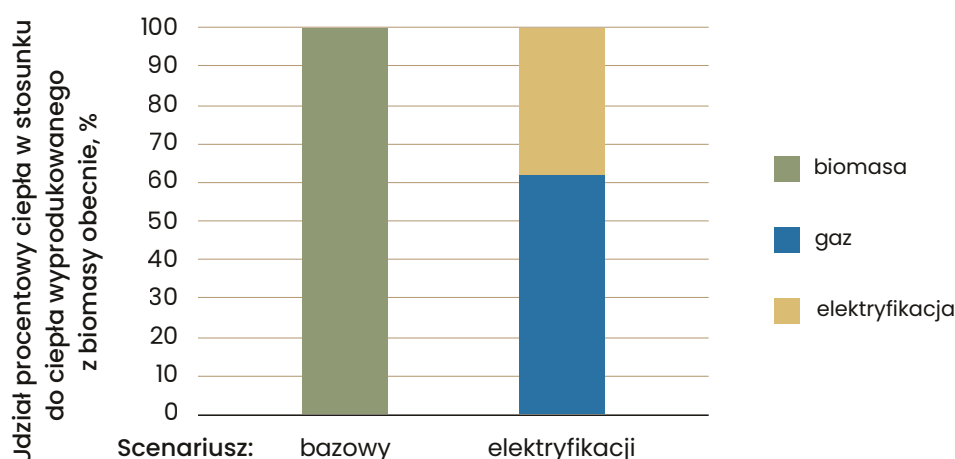
Na podstawie powyższych analiz oszacowano, że w najbliższych latach udział energii dla P2H w ciepłownictwie „biomasowym” może wynosić docelowo 38%. Wartość ta dotyczy udziału ilościowego ciepła w skali sezonu grzewczego – szczegóły na rysunku 3.12.

Rys. 3.11. Zmiana mocy zainstalowanej związana z zastąpieniem biomasy przez elektryfikację i gaz ziemny w ciepłownictwie systemowym.



Źródło: opracowanie własne.

Rys. 3.12. Zmiana struktury wytwarzania ciepła wynikająca z zastąpienia biomasy przez elektryfikację i gaz ziemny w ciepłownictwie systemowym.



Źródło: opracowanie własne.

3.2. Scenariusz importu biomasy wspartego nowymi mocami gazowymi

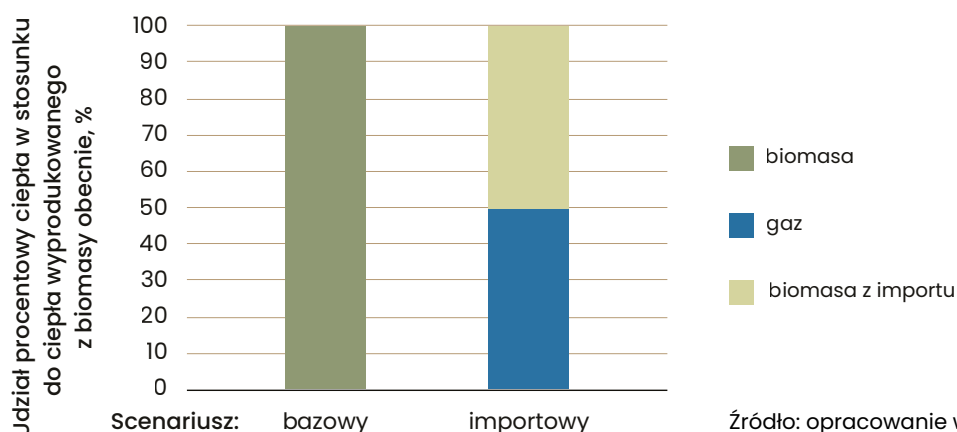
Scenariusz ten zakłada utrzymanie części mocy wytwórczych opartych na biomase, jednak w tym przypadku, przy całkowitym oparciu dostaw tego paliwa na imporcie. Pozwala to formalnie zachować częściowo udział OZE w produkcji ciepła, ale jednocześnie ogranicza jedną z podstawowych zalet biomasy, czyli jej lokalny charakter i powiązanie z regionalnym bezpieczeństwem energetyczno-surowcowym. Import biomasy może zwiększać dostępność paliwa, lecz przenosi ryzyka z poziomu lokalnej podaży na poziom międzynarodowego rynku surowców, logistyki (w tym ograniczeń portowych), cen transportu oraz dostępności biomasy spełniającej kryteria zrównoważonego rozwoju. W konsekwencji pojawia się konieczność uzupełnienia wytwarzania ciepła technologiami gazowymi, którą określono na poziomie odpowiadającym minimum 50% wolumenu ciepła produkowanego z biomasy krajowej.

Istotnym ograniczeniem tego scenariusza jest zasada kaskadowego wykorzystania biomasy. Zgodnie z tym podejściem biomasa powinna być wykorzystywana energetycznie przede wszystkim wtedy, gdy nie może zostać zagospodarowana w sektorach o wyższej wartości dodanej, np. w przemyśle drzewnym, materiałowym lub chemicznym. Oznacza to, że długoterminowe zwiększanie zużycia importowanej biomasy w ciepłownictwie może być obciążone ryzykiem regulacyjnym, środowiskowym i cenowym. Szczególne znaczenie ma tu dostępność biomasy spełniającej kryteria zrównoważonego rozwoju (KZR) oraz konkurencja o ten surowiec pomiędzy różnymi sektorami gospodarki.

W tym scenariuszu moce gazowe pełnią funkcję dopełniającą, stabilizującą i rezerwową. Gaz ziemny może zapewniać elastyczność pracy systemu, szczególnie w okresach szczytowego zapotrzebowania na ciepło oraz w sytuacjach ograniczonej dostępności biomasy. Nie powinien być jednak traktowany jako rozwiązanie docelowo bezemisyjne. Zastosowanie gazu ziemnego przenosi część ryzyka z rynku biomasy na rynek paliw gazowych, obejmując zmienność cen, zależność od importu, dostępność infrastruktury oraz przyszłe wymogi klimatyczne. Dlatego scenariusz importu biomasy wsparty mocami gazowymi może być traktowany jako rozwiązanie „przejściowe”, nieeliminujące ryzyka wzrostu cen i ryzyka regulacyjnego.

Scenariusz ten można również wyrazić jako zastąpienie 100% ciepła wytwarzanego obecnie z biomasy: w 50% przez biomasę z importu, a w 50% przez nowo powstałe źródła gazowe (co ilustruje rysunek poniżej). W zakresie mocy zainstalowanej scenariusz ten wymaga budowy nowych jednostek gazowych. Natomiast w przypadku źródeł biomasowych powinno pozostać ok. 50–100% obecnie istniejących mocy.

Rys. 3.13. Zmiana struktury wytwarzania ciepła wynikająca z zastąpienia biomasy przez biomasę z importu i gaz ziemny w ciepłownictwie systemowym.

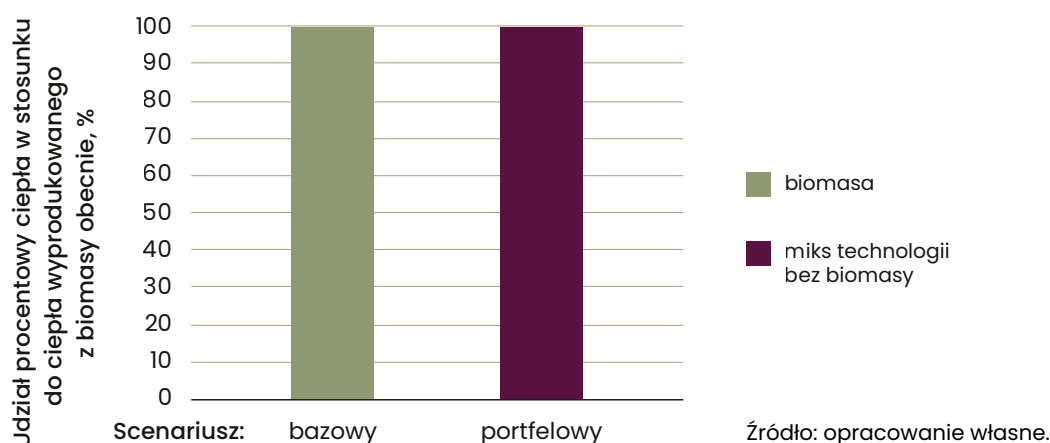


Źródło: opracowanie własne.

3.3. Scenariusz portfelowy, zakładający zastępowanie biomasy w ciepłownictwie kombinacją różnych źródeł wytwórczych

Jako trzeci przeanalizowano scenariusz portfelowy. Zakłada on, że moce wytwórcze pracujące obecnie na biomase nie są zastępowane jednostkami opartymi na tym samym nośniku energii, lecz kombinacją różnych technologii. W takim podejściu część produkcji ciepła może zostać przejęta przez elektryfikację, w tym pompy ciepła, kotły elektrodowe i magazyny ciepła, część przez źródła gazowe lub wysokosprawną kogenerację, a w wybranych przypadkach także przez ciepło odpadowe, biometan lub inne lokalnie dostępne źródła (rys. 3.14.). Zastosowanie zmian w systemach ciepłowniczych według tego scenariusza obejmuje także utrzymanie/rozbudowę części istniejących mocy węglowych, jednak rozwiązanie to wiąże się z wysokim ryzykiem emisyjnym, regulacyjnym i kosztowym.

Rys. 3.14. Zmiana struktury wytwarzania ciepła wynikająca z zastąpienia biomasy przez dywersyfikację różnych źródeł w ciepłownictwie systemowym.



Najważniejszą zaletą scenariusza portfelowego jest dywersyfikacja ryzyka dostaw w skali całego sektora, choć nie oznacza to automatycznie możliwości prostego przeniesienia takiego podziału na poziom każdej pojedynczej instalacji ciepłowniczej. Elektryfikacja pozwala zagospodarować okresy wysokiej podaży energii elektrycznej z OZE, przy zapewnieniu mocy dyspozycyjnych i stabilizujących z innych źródeł. Taki układ, analizowany w skali sektora, jest bardziej odporny na zmienność cen paliw, energii elektrycznej i uprawnień do emisji niż scenariusz oparty na jednym dominującym źródle.

Należy jednak podkreślić, że proporcjonalne rozłożenie mocy ma charakter analityczny, i jak wspomniano wyżej, nie zawsze może zostać bezpośrednio przeniesione na poziom pojedynczego systemu ciepłowniczego. Źródła ciepła są powiązane z konkretną infrastrukturą lokalną, parametrami sieci, temperaturami pracy, dostępnością przyłączy elektroenergetycznych, miejscem pod nowe instalacje oraz lokalnym profilem zapotrzebowania. Nie są więc dowolnie podzielne w taki sposób, jak moce wytwórcze funkcjonujące w ramach jednego systemu elektroenergetycznego. W praktyce zastąpienie biomasy wymaga nie tylko pokrycia odpowiedniej ilości energii w skali sezonu, ale również zapewnienia pełnej dyspozycyjnej mocy cieplnej w godzinach największego zapotrzebowania.

Scenariusz portfelowy wydaje się więc najbardziej elastyczny, ale jednocześnie najbardziej wymagający pod względem planowania, a w konsekwencji wdrożenia. Wymaga indywidualnej oceny każdego systemu ciepłowniczego, obejmującej strukturę zapotrzebowania na ciepło, możliwości przyłączeniowe, dostępność paliw, potencjał magazynowania, ceny energii elektrycznej oraz możliwość spełnienia definicji efektywnego systemu ciepłowniczego. Z tego względu nie stanowi najbardziej racjonalnego kierunku transformacji, a jego wdrożenie powinno być poprzedzone szczegółową analizą techniczno-ekonomiczną dla konkretnej lokalizacji.

3.4. Ocena ryzyk i warunki racjonalnego zastępowania biomasy w systemach ciepłowniczych

Biomasa jest paliwem o ograniczonej podaży, wymagającym spełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju i coraz silniej powiązanym z zasadą kaskadowego wykorzystania surowca. Jednocześnie pozostaje źródłem krajowym, możliwym do magazynowania i sterowalnym, które może zasilać jednostki pracujące niezależnie od chwilowej produkcji energii z turbin wiatrowych lub fotowoltaiki.

1) Bezpieczeństwo dostaw ciepła w sezonie grzewczym

Pierwszym kryterium oceny scenariuszy substytucji powinno być bezpieczeństwo dostaw ciepła w sezonie grzewczym. Jest to szczególnie ważne, ponieważ zapotrzebowanie na ciepło rośnie w okresach niskich wartości temperatury, czyli wtedy, gdy źródła muszą pracować stabilnie i z wysoką mocą. Biomasa, węgiel i gaz są pod tym względem paliwami sterowalnymi, natomiast elektryfikacja oparta na pompach ciepła i kotłach elektrycznych wymaga dodatkowej analizy pracy KSE, analizy cen energii elektrycznej, dostępności mocy przyłączeniowych oraz możliwości magazynowania ciepła. W tym kontekście biomasa ma przewagę jako źródło dyspozycyjne, ale jej wykorzystanie powinno być uzasadnione lokalną dostępnością paliwa i zgodnością z kryteriami KZR.

2) Ryzyko kosztowe

Drugim kryterium jest ryzyko kosztowe. Wykorzystanie źródeł wysokoemisyjnych, w tym węgla, zwiększa ekspozycję na koszty emisji CO₂, ryzyko regulacyjne i trudności ze spełnieniem przyszłych wymogów. Gaz może pełnić funkcję przejściową i stabilizującą, lecz przenosi ryzyko na ceny paliwa, dostępność infrastruktury i przyszłe ograniczenia dotyczące paliw kopalnych. Elektryfikacja może być kosztowo atrakcyjna tylko wtedy, gdy wykorzystuje relatywnie taną energię z OZE oraz pracuje w powiązaniu z magazynami ciepła.

3) Zgodność z kierunkiem regulacyjnym

Trzecim kryterium jest zgodność z kierunkiem regulacyjnym – szczegóły w rozdziale 2.

4) Lokalna dostępność zasobów

Czwarte kryterium dotyczy lokalnej dostępności zasobów. Biomasa nie powinna być traktowana jako paliwo uniwersalne, które może być w dowolnej ilości transportowane do każdego systemu. Jej zastosowanie jest najbardziej uzasadnione tam, gdzie istnieje stabilny, lokalny i możliwy do certyfikacji strumień paliwa: zrębki, trociny, pozostałości z gospodarki leśnej, pozostałości z przemysłu drzewnego.

ROZDZIAŁ 4

Analiza ekonomiczna wykorzystania biomasy w ciepłownictwie systemowym



ROZDZIAŁ 4

Analiza ekonomiczna wykorzystania biomasy w ciepłownictwie systemowym.

4.1. Analiza scenariuszowa – aspekty ekonomiczne

Biomasa stanowi jedno z kluczowych odnawialnych źródeł energii pierwotnej (chemicznej) wykorzystywanej do produkcji ciepła. Biomasa uznawana za źródło zeroemisyjne staje się atrakcyjnym surowcem w procesie wytwarzania ciepła. Jednocześnie jej wykorzystanie pozwala na zmniejszenie śladu węglowego sektora energetycznego i ciepłownictwa, a także wspiera realizację krajowych i unijnych celów klimatycznych.

Znaczenie i rolę biomasy w polskim ciepłownictwie systemowym oceniamy w tym Raporcie analizując wpływ na:



przychody ze sprzedaży ciepła,



koszty operacyjne wytwarzania ciepła,



wyniki ekonomiczne sektora wytwórczego.

Analiza ekonomiczna została przeprowadzona na bazie konstrukcji czterech scenariuszy (rozdział 3) – scenariusza bazowego, będącego odniesieniem dla analiz porównawczych, oraz trzech scenariuszy zastąpienia biomasy krajowej w ciepłownictwie systemowym:

1

Scenariusz bazowy

W tym scenariuszu na podstawie danych z roku 2024 odzwierciedlono strukturę wytwórczą istniejących technologii produkcji ciepła, skalkulowano przychody sektora, koszty operacyjne i wynik finansowy ciepłownictwa w części dotyczącej wytwarzania.

2

Scenariusz elektryfikacji

Scenariusz elektryfikacji ciepłownictwa „biomasowego” na bazie dostępnej energii z OZE wspartej nowymi mocami gazowymi.

W scenariuszu tym założono, że 38% ciepła, tj. średnio 6,1 PJ zapotrzebowania po stronie odbiorców, będzie wytworzone na bazie energii elektrycznej z OZE (szczegółowa kalkulacja w rozdziale 3.1.), z użyciem kotłów elektrodowych oraz przemysłowych pomp ciepła. Pozostała część zapotrzebowania na ciepło wytwarzane obecnie w technologiach z użyciem biomasy będzie dostarczona poprzez zabudowanie nowych mocy w gazie ziemnym.

3

Scenariusz importowy

Scenariusz importowy biomasy, wsparty nowymi mocami wytwórczymi w gazie ziemnym. W scenariuszu tym przyjęto (zgodnie z wartością wykazaną w rozdziale 3.2.), że połowa ilości energii cieplnej, tj. na poziomie około 8,1 PJ, zapewnianej przez instalacje wytwórcze oparte na krajowej biomasie, zostanie zastąpiona biomasą importowaną, a w pozostałej części poprzez zwiększenie udziału technologii gazowych w aktualnej strukturze wytwórczej. Całość importowanej biomasy będzie mieć postać pelletów i brykietów drzewnych, a ich cena (wraz z kosztami transportu) będzie dwukrotnie wyższa niż obecnie i sięgnie 92 zł/GJ (z obecnego poziomu ok. 46 zł/GJ).

4

Scenariusz portfelowy

W tym scenariuszu założono całkowite wyeliminowanie ze struktury wytwórczej ciepłownictwa systemowego technologii wytwórczych opartych na biomasie. W ich miejsce wprowadzono nowe źródła o mocach i strukturze odpowiadającej obecnemu mikrowi technologicznemu, z uwzględnieniem także technologii wysokoemisyjnych (w tym węgla). Koszty jednostkowe poszczególnych technologii przyjęto na poziomach identycznych jak w scenariuszu bazowym.

Graficzną prezentację doboru poszczególnych technologii w danym scenariuszu prezentuje tabela 4.1.

Tab. 4.1. Dobór dostępnych technologii ciepłowniczych dla poszczególnych scenariuszy.

Wyszczególnienie	Paliwo	Scenariusz		
		Elektryfikacji	Importowy	Portfelowy
Układy kogeneracyjne	węgiel kamienny			✓
Ciepłownie	węgiel kamienny			✓
Układy kogeneracyjne	węgiel brunatny			✓
Układy kogeneracyjne	gaz ziemny	✓	✓	✓
Ciepłownie	gaz ziemny	✓	✓	✓
Układy kogeneracyjne	olej opałowy ciężki			✓
Ciepłownie	olej opałowy lekki			✓
Układy kogeneracyjne	biomasa		✓	
Ciepłownie	biomasa		✓	
Układy kogeneracyjne	biogaz			✓
Układy kogeneracyjne	odpady komunalne			✓
Przemysłowe pompy ciepła i inne	energia elektryczna	✓		✓
Kotły elektrodowe	energia elektryczna	✓		
Układy kogeneracyjne	inne paliwa			✓

Źródło: opracowanie własne.

4.2. Zakres analizowanych technologii produkcji ciepła i źródła danych

W ekonomicznym modelu oceny analizowano technologie produkcji ciepła, aktualnie zainstalowanych lub możliwych do zainstalowania w ciepłownictwie systemowym – tab. 4.1., dla których zbiorów danych o produkcji i kosztach przedstawiono w tab. 4.2.

- 1) | spalanie węgla kamiennego i brunatnego z opcjonalnym współspalaniem, np. z biomasą,
- 2) | produkcja ciepła na bazie gazu ziemnego wysokometanowego i zaazotowanego,
- 3) | produkcja ciepła na bazie olejów ciężkich i lekkich,
- 4) | spalanie biomasy z opcjonalnym współspalaniem (np. węgla),
- 5) | kogeneracja na bazie biogazu,
- 6) | spalanie i współspalanie odpadów komunalnych,
- 7) | przemysłowe pompy ciepła,
- 8) | produkcja ciepła z wykorzystaniem kotłów elektrodowych,
- 9) | współspalanie pozostałych odpadów i paliw.

Na potrzeby opracowania scenariusza importowego, technologie spalania i współspalania biomasy analizowano w przekroju wielkości wywarzanego ciepła oraz wykorzystywanych paliw, tj.:

- 1) | drewna opałowego,
- 2) | gałęzi i wierzchołków drzew,
- 3) | wiór, trocin i zrębki,
- 4) | pozostałości i odpadów z rolnictwa,
- 5) | pozostałości i odpadów z przemysłu.

Tabela 4.2. Zakres podstawowych danych analizowanych technologii produkcji ciepła (ciepłownictwo systemowe, przedsiębiorstwa koncesjonowane).

	Wyszczególnienie	Paliwo	Zużycie energii chemicznej paliw [GJ]	Produkcja ciepła [GJ]	Koszty paliw do produkcji ciepła [tys. zł]	Jednostkowe koszty paliwa [zł/GJ]	Cena ciepła [zł/GJ]	Sprzedaż ciepła [GJ]
1	Układy kogeneracyjne	węgiel kamienny	147 459 400	129 588 568	4 240 789	28,8	103,5	99 032 624
2	Ciepłownie	węgiel kamienny	78 420 900	68 916 984	2 447 603	31,2	103,5	52 666 912
3	Układy kogeneracyjne	węgiel brunatny	3 464 518	3 350 921	26 279	7,6	72,8	2 696 677
4	Układy kogeneracyjne	gaz ziemny	52 871 110	45 840 474	4 229 559	80,0	129,7	33 713 348
5	Ciepłownie	gaz ziemny	7 827 757	6 190 116	454 688	58,1	132,1	4 317 737
6	Układy kogeneracyjne	olej opałowy ciężki	24 152 178	22 161 910	749 712	31,0	54,9	2 408 912
7	Ciepłownie	olej opałowy lekki	2 385 366	1 555 264	257 370	107,9	111,7	1 322 702
8	Układy kogeneracyjne	biomasa	40 359 771	28 295 149	1 369 811	33,9	93,3	11 290 375
	Drewno opałowe	biomasa		5 659 030		30,1	89,5	2 258 075
	Gałęzie, wierzchołki drzew	biomasa		1 414 757		30,0	89,3	564 519
	Wióry, trociny, zrębki	biomasa		15 562 332		30,1	89,5	6 209 706
	Pelety, brykiety drzewne	biomasa		1 414 757		46,0	151,3	564 519
	Pozostałości i odpady z rolnictwa	biomasa		1 980 660		32,4	91,7	790 326
	Pozostałości i odpady z przemysłu	biomasa		2 263 612		35,1	94,4	903 230
9	Ciepłownie	biomasa	16 789 629	11 770 757	612 821	36,5	98,0	4 838 732
	Drewno opałowe	biomasa		2 354 151		30,1	91,6	967 746
	Gałęzie, wierzchołki drzew	biomasa		588 538		30,0	91,4	241 937
	Wióry, trociny, zrębki	biomasa		6 473 916		30,1	91,6	2 661 303
	Pelety, brykiety drzewne	biomasa		588 538		46,0	153,4	241 937
	Pozostałości i odpady z rolnictwa	biomasa		823 953		32,4	93,8	338 711
	Pozostałości i odpady z przemysłu	biomasa		941 661		35,1	96,5	387 099
10	Układy kogeneracyjne	biogaz	415 961	145 823	7 449	17,9	42,2	32 307
11	Układy kogeneracyjne	odpady komunalne	9 916 547	4 947 689	193	0,0	66,6	3 971 217
12	Przemysłowe pompy ciepła	energia elektryczna	1 365 599	1 668 894	8 950	51,9	57,1	1 168 226
13	Kotły elektrodowe	energia elektryczna	0,0	0,0	0,0	51,9	117,8	0,0
14	Układy kogeneracyjne	inne paliwa	14 250 766	11 286 768	445 949	31,3	109,6	4 241 707
	RAZEM		399 679 502	335 719 315	14 851 173	37,2	105,7	221 701 476

Źródło: opracowanie własne na bazie danych URE¹² oraz danych pozyskanych z ARE za rok 2024.

¹² Raport: Energetyka ciepła 2024, URE.

Bazę do analiz stanowiły statystyki prezentowane dla ciepłownictwa systemowego przez URE dla roku 2024 w rozbiściu na poszczególne paliwa zużywane do produkcji ciepła oraz dane ARE, na podstawie których określono strukturę zużycia poszczególnych typów biomasy.

Zakresem szczegółowej analizy objęty był tylko sektor wytwarzania, bez udziału przesyłu i obrotu ciepłem.

Dane prezentowane w tabeli 4.2. obejmują autorski podział na technologie produkcyjne, ze szczególnym uwzględnieniem technologii kogeneracyjnych (energia ciepła i elektryczna), jednocześnie bardziej skomplikowanych i droższych, oraz na technologie wytwórcze bazujące głównie na wytwarzaniu ciepła. Ma to szczególne znaczenie dla zakresu projektowanych zmian w sektorze i i szacowania nakładów inwestycyjnych z tym związanych, które również analizowano.

4.3. Założenia w symulacji Monte Carlo

Horyzont czasowy i wytyczne analiz

Analizy zostały przeprowadzone głównie w 10-letnim horyzoncie czasowym (w ujęciu rocznym) w dwóch wariantach cenowych:

- **Ujęcie realne (w cenach stałych z 2024 r.),**
- **Ujęcie nominalne.**

Ujęcie nominalne przedstawia skutki przyjętej waloryzacji w zakresie:

- wzrostu przychodów i cen ciepła,
- wzrostu kosztów wytwarzania, w tym kosztów paliwa,
- zmienności kosztów uprawnień do emisji CO₂,
- redukcji wielkości limitów darmowych uprawnień do emisji dwutlenku węgla zgodnie ze znowelizowaną dyrektywą ETS (2023 r.).

W symulacji zbiór danych został podzielony na zmienne deterministyczne i losowe, objaśniające zmienność ustalonych parametrów wynikowych – tzw. zmiennych prognozowanych. Zmiennych objaśniających (losowych) było 58 a zmiennych prognozowanych 45, przy czym nie wszystkie te zmienne zostały udokumentowane na potrzeby opracowania niniejszego Raportu. Do kluczowych zmiennych objaśniających zaliczono:

- ceny ciepła (26 zmiennych),
- koszty paliw (26 zmiennych),
- marże (2 zmienne),
- rynkowe ceny uprawnień do emisji CO₂ (jedna zmienna),
- nakłady inwestycyjne w danym scenariuszu (3 zmienne).

Kluczowe zmienne prognozowane obejmowały z kolei różnicowe rozkłady:

- przychodów,
- kosztów produkcji ciepła,
- wyników operacyjnych (różnica przychodów i kosztów),

oszacowane odpowiednio dla:

- pierwszego roku analizy,
- średnich z dziesięciu lat,

prezentowanych na rozkładach w wartościach bezwzględnych pieniężnych (tys. zł) lub w przeliczeniu na GJ energii cieplnej (zł/GJ).

Założono średnią cenę zakupu energii elektrycznej na poziomie całkowitego kosztu 51,9 zł/GJ. Ta relatywnie niska cena wynika z wykorzystania energii elektrycznej na produkcję ciepła tylko w okresach wysokiej podaży energii z pogodozależnych OZE i jest możliwa do realizacji przy odpowiednio korzystnych uwarunkowaniach prawnych dla tzw. elektryfikacji ciepłownictwa, z uwzględnieniem aspektów dystrybucji energii.

Zmienność przychodów i cen ciepła

Dla każdej technologii przedstawionej w tabeli 4.1. oraz dla każdego paliwa służącego do produkcji ciepła przyjęto, że:

- **wartość oczekiwana** – średnia będzie na poziomie wartości z roku 2024, przy czym w symulacji założono również, że od pierwszego roku analizy będzie następował jej wzrost o 6%, co skutkuje ostatecznie zagregowanym przyrostem przychodów o 80% w dziesiątym roku analizy (model waloryzacji – wzór Fishera),
- **wartości minimalne** w rozkładach technologii i paliw będą mogły odchyłać się maksymalnie w dół o 15%,
- **wartość maksymalna** będzie określona na poziomie o 20% wyższym niż średnie wartości z roku 2024.

Zmienność roczna każdego parametru została natomiast opisana rozkładem trójkątnym, który z jednej strony stosuje się najczęściej tam, gdzie brakuje dostępu do odpowiednio dużego zbioru danych empirycznych oraz nie ma możliwości wyboru lepiej dobranego rozkładu teoretycznego, z drugiej strony – istnieją uzasadnione przesłanki dla lokalizacji wartości oczekiwanej.

Na tej podstawie uzyskano łączny rozkład przychodów ze sprzedaży ciepła (iloczyn ceny sprzedaży i wielkości sprzedaży) sektora wytwórczego, będący sumą przychodów ze sprzedaży ciepła wytwarzanego w poszczególnych technologiach i dla analizowanych paliw.

Symulacja wzrostu kosztów produkcji ciepła

Aby przedstawić roczną zmienność kosztów produkcji ciepła dla każdej technologii i paliwa, przyjęto uproszczony model marży, zakładając że:

- Efektywny system ciepłowniczy będzie pracował na oczekiwanej zerowej marży, tj. z gwarancją możliwie najniższego wzrostu taryf w sprzedaży ciepła – w ten sposób obciążenia dla odbiorcy końcowego będą możliwie najmniejsze.
- W sensie ogólnym, koszty produkcji ciepła można wyznaczyć pomniejszając cenę sprzedaży o jednostkową marżę (model transmisji kosztów produkcji przez taryfę do ceny ciepła). Wartość jednostkowa kosztów produkcji będzie wyznaczana dynamicznie jako różnica wysymulowanej ceny ciepła i marży. Założono w symulacji, że wysokiej cenie ciepła towarzyszyć będzie wysoka marża, a niskiej cenie ciepła odpowiednio niska marża.
- Dla technologii kogeneracyjnych ustalono, że zmienność marży będzie opisana rozkładem trójkątnym o wartości maksymalnej 5%, minimalnej 0% i oczekiwanej (średniej) 1,5%, natomiast dla ciepłowni przyjęto również rozkład trójkątny o wartości minimalnej 0%, maksymalnej 5% oraz oczekiwanej (średniej) 2,5%.

W ten sposób uzyskano wtórne rozkłady kosztów produkcji i łącznego kosztu produkcji dla sektora wytwarzania ciepła, będącego sumą kosztów poszczególnych technologii wytwórczych.

Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla

Koszty emisji dwutlenku węgla – zakupu uprawnień stanowią istotny element całkowitych kosztów wytwarzania ciepła. Na wartość przyszłych kosztów uprawnień silnie wpływa polityka unijna, również w zakresie redukcji limitów darmowych uprawnień. Kwestie te przeniesiono do modelu w następujący sposób:

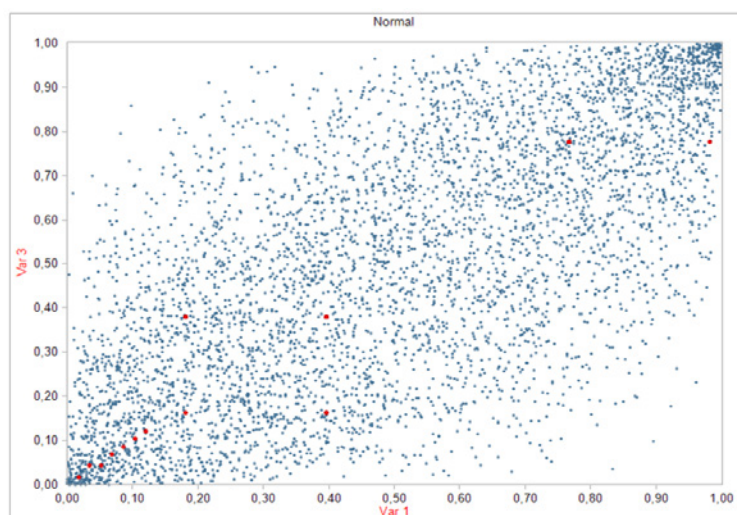
- cena uprawnień do emisji CO₂ została opisana rozkładem trójkątnym o wartości minimalnej 215 zł/Mg (51 euro), wartości oczekiwanej (średniej) na poziomie 280 zł/Mg (65 bazująca na cenach z 2024 roku – rys. 1.5.) oraz wartości maksymalnej rzędu 425 zł/Mg (100 euro),
- przyjęto, że wartość średnia ceny uprawnień do emisji będzie rosła rocznie o 5%.

Zależności pomiędzy zmiennymi niepewnymi w modelu symulacyjnym

Jak już wspomniano, w modelu symulacyjnym zidentyfikowano łącznie 58 zmiennych decyzyjnych, które uznano za niepewne i jednocześnie wywierające istotny wpływ na wyniki oceny. Do zreplikowania zależności występujących pomiędzy tymi zmiennymi w rzeczywistości, użyto modelu kopuły normalnej pozwalającej wiązać ze sobą wzorce współwystępowania ww. zmiennych, ograniczając występowanie w symulacji mało realnych wyników. Generowanie liczb losowych w rozkładach zmiennych niepewnych podporządkowano następującym regułom:

- marża wytwórców ciepła była silnie, proporcjonalnie zależna od cen ciepła; im wyższe ceny ciepła generowane były w symulacji dla danej technologii, tym proporcjonalnie wyższa była marża i odwrotnie,
- ceny ciepła były silnie, proporcjonalnie zależne od kosztów produkcji ciepła w poszczególnych technologiach, tj. im wyższe były koszty produkcji tym w konsekwencji proporcjonalnie rosła cena ciepła i malała marża, odzwierciedlając proces akumulacji kosztów przez taryfy w cenie,
- nakłady inwestycyjne były silnie dodatnio związane z ceną ciepła, ujemnie z kosztami produkcji i marżą, co w praktyce wskazywało na transfer nakładów inwestycyjnych, poprzez koszty amortyzacji w cenę ciepła. Ujemna zależność z kosztami oznacza w symulacji także i to, że w cenę wchodziły nakłady lub koszty proporcjonalnie w części, którą może pokryć wzrost taryfy na ciepło.

Rys. 4.1. Przykład replikacji pomiędzy dwoma zmiennymi w modelu symulacyjnym Monte Carlo (var 1: cena ciepła – kogeneracja na węglu kamiennym vs var 3: koszty zużycia paliwa – węgla kamiennego) dla 5 tys. symulacji; współczynnik korelacji rangowej Spearmana: 0,67.



Nakłady inwestycyjne w analizie scenariuszowej

W modelu symulacyjnym uwzględniono również nakłady związane ze zmianą struktury wytwórczej technologii produkcji ciepła.

W tabeli 4.3. zestawiono nakłady inwestycyjne związane z budową nowych mocy wytwórczych dla analizowanych technologii z podaniem możliwego zakresu ich zmienności. Technologie kogeneracyjne, wytwarzające w skojarzeniu ciepło, energię elektryczną są znacząco droższe, ponieważ są znacznie bardziej skomplikowane technologicznie (dodatkowy układ wytwarzania energii elektrycznej, bardziej skomplikowany odzysk ciepła, wysokie wymagania wobec infrastruktury zasilającej i sieciowej, znacząco bardziej skomplikowane układy mechaniczne, hydrauliczne, automatyki i sterowania).

Tabela 4.3. Oszacowanie jednostkowych nakładów inwestycyjnych na poszczególne technologie wytwórcze w ciepłownictwie¹³.

Wyszczególnienie	Paliwo	Minimum	Wartość oczekiwana	Maksimum
		[mln zł/ MWt]		
Układy kogeneracyjne	węgiel kamienny	2,8	4,0	6,0
Ciepłownie	węgiel kamienny	1,3	2,0	3,0
Układy kogeneracyjne	węgiel brunatny	2,9	4,5	6,8
Układy kogeneracyjne	gaz ziemny	4,9	7,0	10,0
Ciepłownie	gaz ziemny	1,0	1,5	2,5
Układy kogeneracyjne	olej opałowy ciężki	4,2	6,0	9,0
Ciepłownie	olej opałowy lekki	0,8	1,2	2,0
Układy kogeneracyjne	biogaz	7,5	11,0	16,5
Układy kogeneracyjne	odpady komunalne	35,0	50,0	75,0
Przemysłowe pompy ciepła i inne	energia elektryczna	5,5	8,0	12,0
Kotły elektrodowe	energia elektryczna	1,0	1,5	2,5
Układy kogeneracyjne	inne paliwa*	4,5	6,5	10,0

* zgodnie z tab. 4.2.

Źródło: opracowanie własne.

¹³ Dotyczy zastępowania istniejących mocy wytwórczych.

Nakłady w poszczególnych scenariuszach

Zmiana istniejącej struktury wytwórczej w ciepłownictwie wiąże się w praktyce z wybudowaniem nowych źródeł wytwórczych dla instalacji ciepłowniczych. W analizach założono, że wymagany przyrost mocy wytwórczych dla nowo budowanych technologii będzie funkcją: wymaganego wolumenu produkcji ciepła, efektywności wytwarzania ciepła oraz współczynnika wykorzystania mocy (CF – capacity factor). Moc instalacji (wyrażoną w MW) obliczono zakładając bezpieczne wartości współczynnika CF odpowiednio dla kogeneracji na poziomie 50%, a dla produkcji tylko ciepła – na poziomie 30%, przy sprawnościach w przedziale 50–95% w zależności od technologii (dla przemysłowych pomp ciepła przyjęto średnią wartość współczynnika wydajności grzewczej COP poziomie równym 200%, uśrednionym dla szerokiego spectrum wartości temperatury zasilania systemu ciepłowniczego w ciągu roku równym 200%).

W rezultacie dla scenariusza:

Elektryfikacji

na bazie dostępnej energii z OZE, wspartego mocami gazowymi, wartość wymaganych nakładów mieści się w przedziale

7,6–16,3 mld zł z wartością oczekiwaną na poziomie **11,8 mld zł**

Importowego

wspartego mocami gazowymi, wartość wymaganych nakładów mieści się w przedziale

3,3–7,0 mld zł z wartością oczekiwaną na poziomie **4,8 mld zł**

Portfelowego

zakładającego zastępowanie biomasy kombinacją różnych źródeł wytwórczych – wartość wymaganych nakładów mieści się w przedziale

4,4–9,4 mld zł z wartością oczekiwaną na poziomie **6,3 mld zł**¹⁴

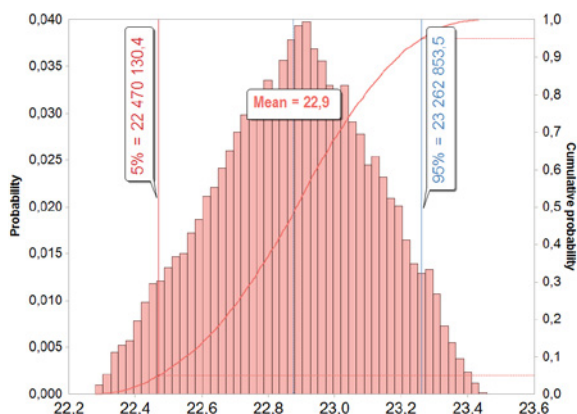
¹⁴ Różnice pomiędzy wykazanymi wartościami a wynikowymi nakładami inwestycyjnymi (zob. rozdział 4.5) są nieznaczne i wynikają z metodyki obliczeniowej: w tym miejscu stanowią one parametry wejściowe (założenia), a w rozdziale 4.5 – dane wyjściowe (wyniki) symulacji.

4.4. Wyniki

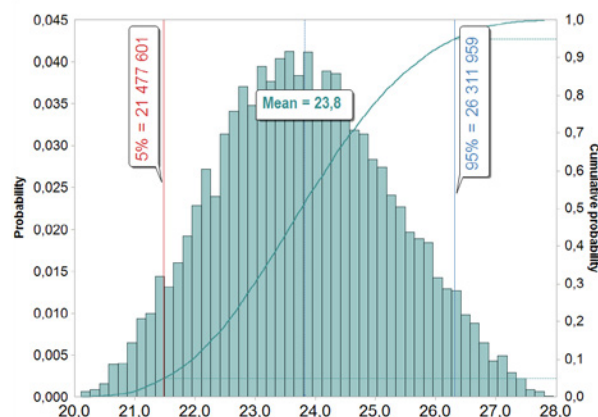
Wyniki dla scenariusza bazowego

Na rysunkach 4.2a-c. zaprezentowano zestawienie otrzymanych rozkładów kosztów, przychodów i wyniku finansowego sektora ciepłowniczego, obszar wytwarzanie, dla scenariusza bazowego. Jest to ujęcie realne, wg stanu za rok 2024.

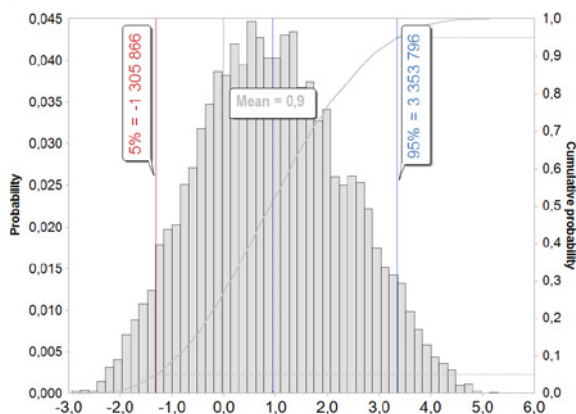
Rys. 4.2a. Koszty produkcji ciepła,
mld zł/rok.



Rys. 4.2b. Przychody ze sprzedaży ciepła,
mld zł/rok.



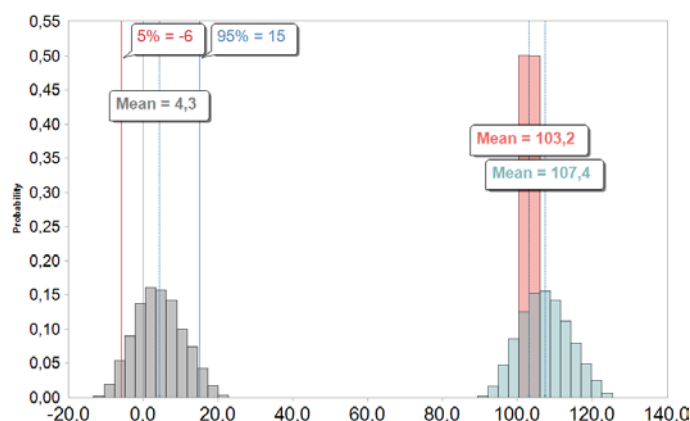
Rys. 4.2c. Wynik na działalności operacyjnej,
mld zł/rok.



Źródło: opracowanie własne.

Analizując przedstawione wykresy można zauważyć, że poziom kosztów, przychodów i wyniku finansowego na działalności operacyjnej korespondują ze stanem sektora wytwarzania ciepła w roku 2024 (tab. 4.2.). Dla 10 tys. przeliczeń modelu, z prawdopodobieństwem 90% przychody ze sprzedaży ciepła mieszczą się w zakresie 21,5–26,3 mld zł, koszty działalności operacyjnej w przedziale 22,5–23,3 mld zł, a wynik finansowy mieści się w zakresie zmienności od –1,3 do 3,3 mld zł, z wartością średnią rzędu 943 mln zł.

Rys. 4.3. Prezentacja jednostkowych rozkładów (zł/GJ) przychodów ze sprzedaży ciepła (kolor turkusowy), kosztów produkcji (kolor czerwony) i wyniku finansowego (kolor szary) w scenariuszu bazowym na bazie roku 2024.



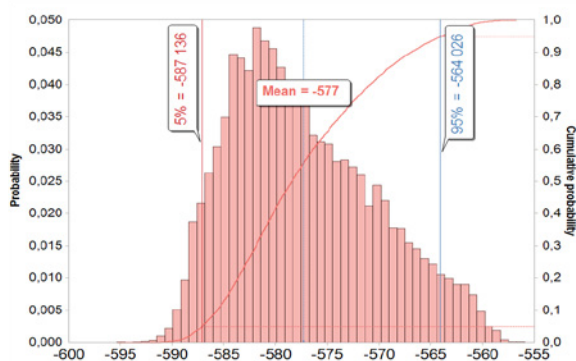
Źródło: opracowanie własne.

Na rys. 4.3., na bazie roku 2024, dla scenariusza bazowego zaprezentowano rozkłady analizowanych zmiennych finansowych w ujęciu jednostkowym, tj. w przeliczeniu na 1 GJ energii cieplnej. Wartość średnia przychodów osiąga poziom 107,44 zł/GJ, kosztów 103,19 zł/GJ, co skutkuje realizacją wyniku finansowego o wartości średniej 4,25 zł/GJ.

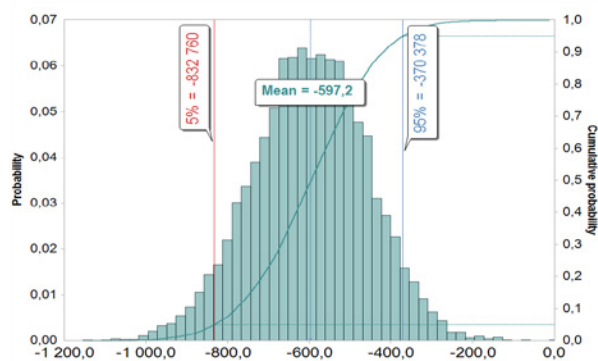
Wyniki dla scenariusza elektryfikacji ciepłownictwa „biomasowego”, wspartej mocami gazowymi

W dalszej kolejności zaprezentowano wyniki dla scenariusza elektryfikacji ciepłownictwa „biomasowego” na bazie dostępnej energii z OZE, wspartej mocami gazowymi (rys. 4.4a-c.). Jest to ujęcie RÓŻNICOWE, dla danych nominalnych, uśrednionych dla 10-letniego okresu analizy na poziomie tych samych pozycji finansowych. Różnica ujemna oznacza, że średnio w perspektywie kolejnych 10 lat scenariusz elektryfikacji ciepłownictwa generuje wyższe tożsame wartości niż scenariusz bazowy.

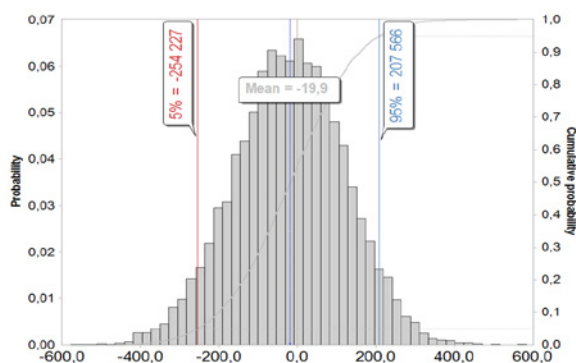
Rys. 4.4a. RÓŻNICOWY rozkład kosztów w scenariuszu elektryfikacji względem scenariusza bazowego, mln zł/rok.



Rys. 4.4b. RÓŻNICOWY rozkład przychodów w scenariuszu elektryfikacji względem scenariusza bazowego, mln zł/rok.



Rys. 4.4c. RÓŻNICOWY rozkład wyniku z działalności operacyjnej w scenariuszu elektryfikacji względem scenariusza bazowego, mln zł/rok.



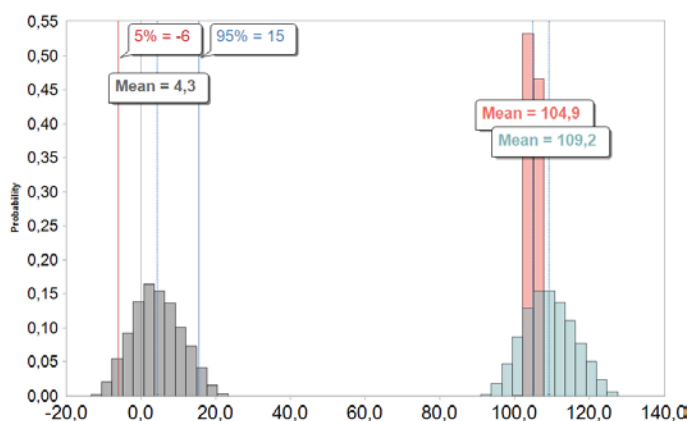
Źródło: opracowanie własne.

Analizując powyższe wykresy można zauważyć, że RÓŻNICOWO wartości uśrednione za 10 lat przychodów, kosztów i wyniku finansowego na działalności operacyjnej są ujemne, choć różnica przychodów i kosztów, czyli wynik finansowy tylko na poziomie analizowanego scenariusza jest dodatnia (przychody przewyższają poziom kosztów, generując dodatnią marżę na sprzedaży).

Można zauważyć, że scenariusz elektryfikacji posiada relatywnie wyższe koszty operacyjne – średnio o 577 mln zł rocznie oraz wyższe przychody (średnio o 597 mln zł w skali roku). W konsekwencji scenariusz elektryfikacji cechuje się wyższym wynikiem finansowym niż scenariusz bazowy średniorocznie o 20 mln zł.

577 mln zł średniorocznie wyższe koszty w scenariuszu elektryfikacji niż w scenariuszu bazowym

Rys. 4.5. Prezentacja jednostkowych rozkładów (zł/GJ) przychodów ze sprzedaży ciepła (kolor turkusowy), kosztów produkcji (kolor czerwony) i wyniku finansowego (kolor szary) w scenariuszu elektryfikacji ciepłownictwa „biomasowego”.



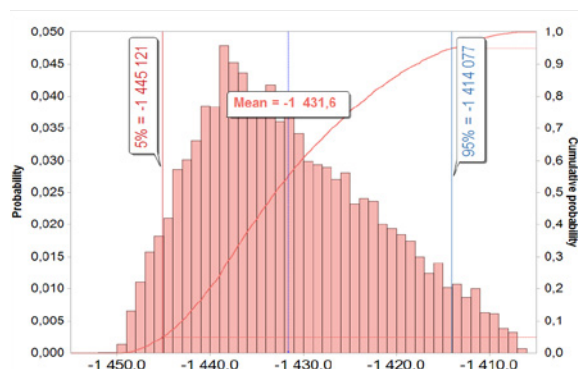
Źródło: opracowanie własne.

Na rys. 4.5. zaprezentowano rozkłady przychodów, kosztów i wyniku finansowego w ujęciu jednostkowym, tj. w przeliczeniu na 1 GJ energii w scenariuszu elektryfikacji ciepłownictwa „biomasowego”. Wartość średnia przychodów w scenariuszu elektryfikacji osiąga poziom 109,24 zł/GJ, kosztów 104,93 zł/GJ, co skutkuje realizacją wyniku finansowego na poziomie operacyjnym o wartości średniej 4,31 zł/GJ.

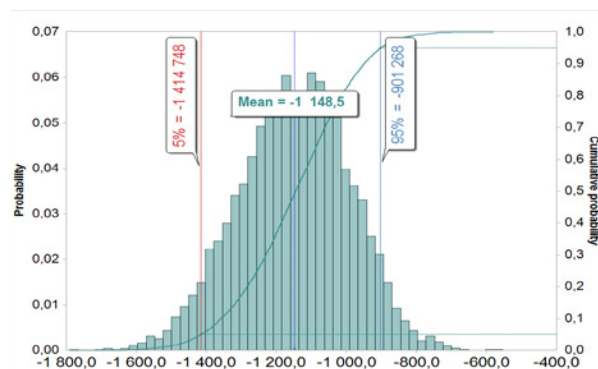
Wyniki dla scenariusza importu biomasy, wspartego mocami gazowymi

W dalszej kolejności zaprezentowano wyniki dla scenariusza importowego, zakładającego zarówno import biomasy do istniejących instalacji, jak i wytwarzanie ciepła w technologiach bazujących na gazie ziemnym – w wysokości 50% (rys. 4.6a-c.). Podobnie jak poprzednio, jest to ujęcie RÓŻNICOWE, pokazujące uśrednione za 10 lat różnice na poziomie tych samych pozycji finansowych. Różnica ujemna oznacza, że średnio w perspektywie kolejnych 10 lat analizowany scenariusz generuje wyższe tożsame wartości niż scenariusz bazowy.

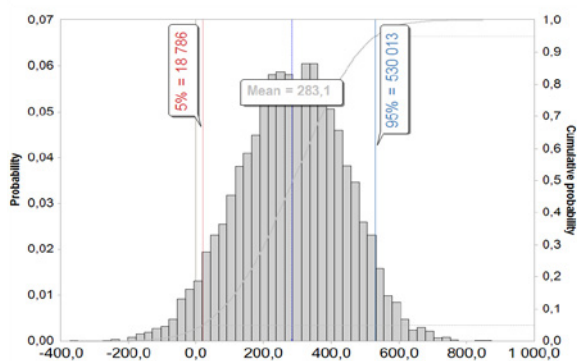
Rys. 4.6a. RÓŻNICOWY rozkład kosztów w scenariuszu importowym względem scenariusza bazowego, mln zł/rok.



Rys. 4.6b. RÓŻNICOWY rozkład przychodów w scenariuszu importowym względem scenariusza bazowego, mln zł/rok.



Rys. 4.6c. RÓŻNICOWY rozkład wyniku z działalności operacyjnej w scenariuszu importowym względem scenariusza bazowego, mln zł/rok.



Źródło: opracowanie własne.

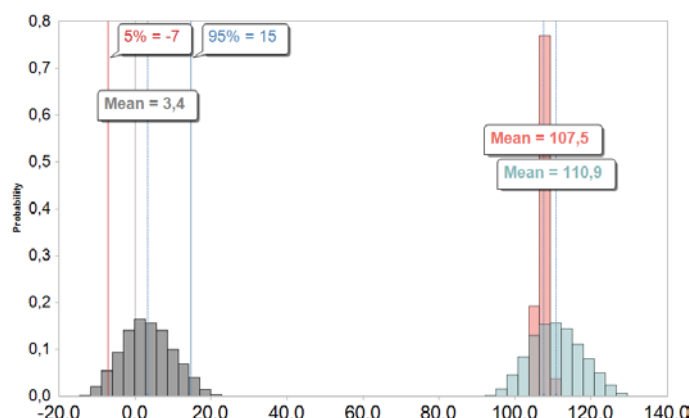
Analizując powyższe wykresy można zauważyć, że RÓŻNICOWO wartości uśrednione za 10 lat odpowiednio: przychodów i kosztów są ujemne.

W porównaniu ze scenariuszem bazowym, analizowany scenariusz posiada znacząco wyższe koszty operacyjne (średnio o 1,43 mld zł rocznie) oraz relatywnie wyższe przychody – średnio o 1,15 mld zł w skali roku. W zakresie wyniku finansowego scenariusz importowy wykazuje niższe wartości niż scenariusz bazowy, średniorocznie o 283 mln zł.

1432 mln zł

średniorocznie wyższe koszty w scenariuszu importowym niż w scenariuszu bazowym

Rys. 4.7. Prezentacja jednostkowych rozkładów (zł/GJ) przychodów ze sprzedaży ciepła (kolor turkusowy), kosztów produkcji (kolor czerwony) i wyniku finansowego (kolor szary) w scenariuszu importu biomasy wspartego technologiami gazowymi.



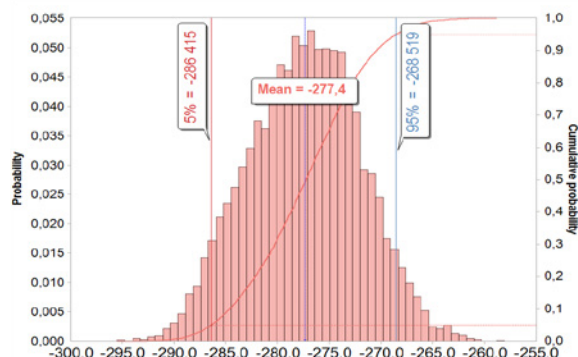
Źródło: opracowanie własne.

Na rys. 4.7. zaprezentowano z kolei rozkłady przychodów, kosztów i wyniku finansowego w ujęciu jednostkowym. Wartość średnia przychodów w tym scenariuszu osiąga poziom 110,90 zł/GJ, kosztów 107,50 zł/GJ, co skutkuje realizacją wyniku finansowego na poziomie operacyjnym o wartości średniej 3,40 zł/GJ.

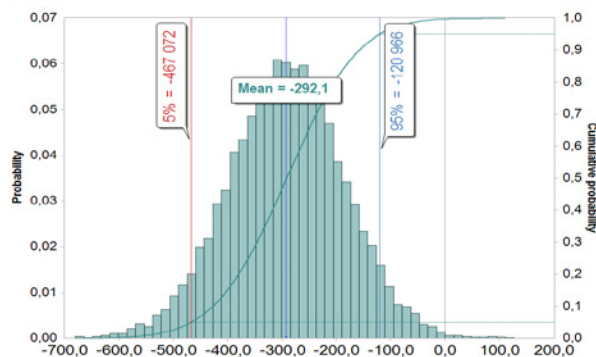
Wyniki dla scenariusza portfelowego zakładającego zastępowanie biomasy kombinacją różnych źródeł wytwórczych

Ostatnim prezentowanym scenariuszem jest scenariusz portfelowy zakładający zastąpienie biomasy proporcjonalnym wzrostem mocy wytwórczych w pozostałych źródłach (rys. 4.8a-c.). Podobnie jak poprzednio, jest to ujęcie RÓŻNICOWE, pokazujące uśrednione za 10 lat różnice na poziomie tych samych pozycji finansowych. Różnica ujemna oznacza, że średnio w perspektywie kolejnych 10 lat analizowany scenariusz generuje wyższe tożsame wartości niż scenariusz bazowy.

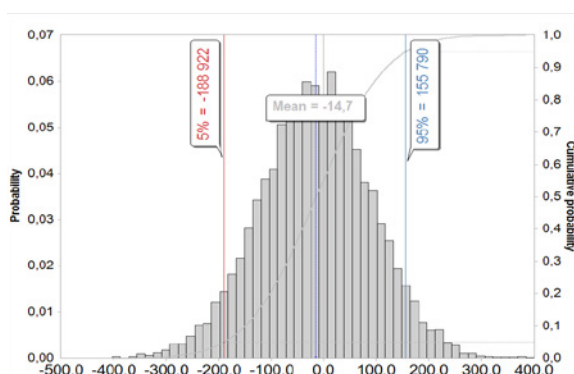
Rys. 4.8a. RÓŻNICOWY rozkład kosztów w scenariuszu portfelowym względem scenariusza bazowego, mln zł/rok.



Rys. 4.8b. RÓŻNICOWY rozkład przychodów w scenariuszu portfelowym, względem scenariusza bazowego, mln zł/rok



Rys. 4.8c. RÓŻNICOWY rozkład wyniku z działalności operacyjnej w scenariuszu portfelowym względem scenariusza bazowego, mln zł/rok



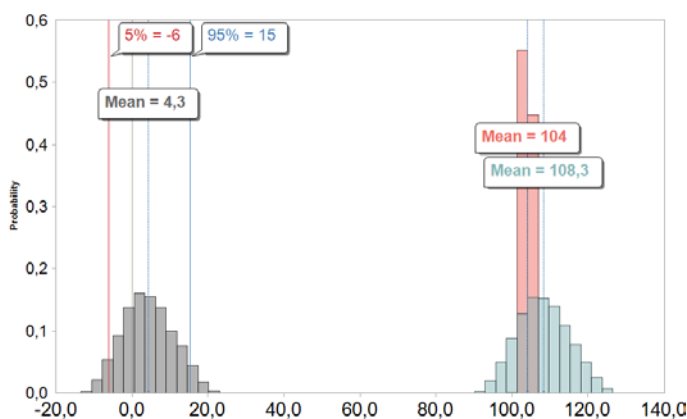
Źródło: opracowanie własne.

Analizując przedstawione wykresy można zauważyć, że RÓŻNICOWO wartości uśrednione za 10 lat przychodów, kosztów i wyniku finansowego na działalności operacyjnej są ujemne.

Scenariusz ten cechuje relatywnie wyższy poziom kosztów, ale i przychodów, co skutkuje dodatnim wewnętrznym wynikiem finansowym tego scenariusza, mimo że scenariusz ten posiada relatywnie wyższe koszty operacyjne – średnio o 277 mln zł rocznie oraz wyższe przychody, średnio o 292 mln zł w skali roku. W konsekwencji scenariusz portfelowy cechuje się wyższym wynikiem finansowym niż scenariusz bazowy średniorocznie o 14,7 mln zł.

277 mln zł średniorocznie wyższe koszty w scenariuszu portfelowym niż w scenariuszu bazowym

Rys. 4.9. Prezentacja jednostkowych rozkładów (zł/GJ) przychodów ze sprzedaży ciepła (kolor turkusowy), kosztów produkcji (kolor czerwony) i wyniku finansowego (kolor szary) w scenariuszu portfelowym.



Źródło: opracowanie własne.

Na rys. 4.9. zaprezentowano z kolei rozkłady przychodów, kosztów i wyniku finansowego w ujęciu jednostkowym dla scenariusza portfelowego. Wartość średnia przychodów w tym scenariuszu osiąga poziom 108,32 zł/GJ, kosztów 104,03 zł/GJ, co skutkuje realizacją wyniku finansowego na poziomie operacyjnym o wartości średniej 4,30 zł/GJ.

4.5. Podsumowanie analizy ekonomicznej

Przeprowadzona analiza ekonomiczna obejmuje trzy hipotetyczne scenariusze zmiany struktury wytwarzania ciepła w technologiach wykorzystujących lokalną biomasę, tj.:

- tzw. scenariusz elektryfikacji ciepłownictwa,
- tzw. scenariusz importowy,
- tzw. scenariusz portfelowy,

na tle aktualnej struktury wytwórczej ciepłownictwa systemowego w Polsce.

Ocenę przeprowadzono zarówno w ujęciu realnym, na bazie danych za rok 2024, jak i różnicowym (względem scenariusza bazowego), prezentując wyniki uśrednione dla okresu 10 lat. Wyniki w okresie 10-letnim uwzględniają zakładany wzrost cen ciepła (średnio o 6% rocznie) oraz wzrost kosztów operacyjnych, w tym paliwa i uprawnień do emisji CO₂, każdy o 5% w skali roku.

Zastosowane podejście różnicowe pozwoliło określić rzeczywiste konsekwencje ekonomiczne wdrożenia poszczególnych rozwiązań technologicznych, w miejsce istniejących mocy wytwórczych wykorzystujących biomasę. **Wyniki analizy pokazują, jak ważną rolę odgrywa obecnie biomasa w systemie wytwórczym koncesjonowanego ciepłownictwa oraz jak kosztowne byłoby jej zastąpienie.**

Scenariusz Portfelowy

średniorocznie generowałby

96,9 mln zł

przyrostu kosztów paliwa

277,4 mln zł

wzrostu kosztów operacyjnych

292,1 mln zł

wzrostu przychodów

W ujęciu różnicowym scenariusz portfelowy charakteryzuje się zdecydowanie najmniejszą skalą zmian względem scenariusza bazowego. **W perspektywie dziesięcioletniej generuje on najniższy średniorocznie przyrost kosztów paliwa o 96,9 mln zł, najniższy wzrost kosztów operacyjnych o 277,4 mln zł oraz relatywny wzrost przychodów o 292,1 mln zł.** Jednocześnie wpływ na wynik operacyjny pozostaje praktycznie neutralny i wynosi jedynie w ujęciu bezwzględnym 14,7 mln zł średniorocznie.

Scenariusz elektryfikacji ciepłownictwa „biomasowego” prowadzi do relatywnie niewielkiego pogorszenia wyniku operacyjnego, jednak skala zmian kosztów jest istotnie większa niż w scenariuszu portfelowym. **Średnioroczny przyrost kosztów operacyjnych został oszacowany na 577 mln zł, a wzrost przychodów odpowiednio o 597 mln zł względem scenariusza bazowego, co skutkuje pojawianiem się dodatniego wyniku finansowego rzędu 20 mln zł.**

Scenariusz elektryfikacji

średniorocznie generowałby

577 mln zł

wzrostu kosztów operacyjnych

597 mln zł

wzrostu przychodów

20 mln zł

dodatniego wyniku finansowego

Największe odchylenia od scenariusza bazowego obserwowane są w scenariuszu importowym, zakładającym udział importowanej biomasy na poziomie 50% bieżącego jej zużycia przy dwukrotnym wzroście kosztów importowanego paliwa.

Scenariusz Importowy

średniorocznie generowałby

1,43 mld zł

wzrostu kosztów operacyjnych

1,15 mld zł

wzrostu przychodów

Scenariusz ten powoduje najwyższy przyrost kosztów operacyjnych w systemie – średniorocznie o 1,43 mld zł, przy znacząco niższych, tj. o blisko 283 mln zł, przychodach ze sprzedaży ciepła¹⁵. W tym modelu poziom ryzyka związanego z dostępnością paliwa – biomasy jest największy; relatywnie niższy jest natomiast poziom ryzyka z tytułu zmienności cen.

Istotnym uzupełnieniem analizy są projekcje nakładów inwestycyjnych niezbędnych do wdrożenia poszczególnych scenariuszy, tylko po stronie technologii wytwórczych. Najwyższych nakładów wymaga scenariusz elektryfikacji (11,76 mld zł), podczas gdy scenariusz portfelowy wymaga nakładów na poziomie 6,73 mld zł, a scenariusz importowy – 5,10 mld zł.

W tabeli 4.4a-b. przedstawiono kalkulację całkowitego obciążenia z tytułu potencjalnej realizacji danego scenariusza zastąpienia krajowej biomasy.

- 1) Zarówno w odniesieniu do nakładów i kosztów realnych, jak i w ujęciu nominalnym (uśrednionym za 10 lat analizy), najniższe dodatkowe obciążenie generuje scenariusz portfelowy. **Łączne roczne obciążenie wynosi 858 mln zł (realnie) lub 950 mln zł (nominalnie).**
- 2) Na drugim miejscu uplasował się scenariusz importowy **przy dodatkowym rocznym obciążeniu rzędu 1,46 mld zł realnie lub 1,94 mld zł nominalnie.**
- 3) Na trzecim miejscu znajduje się scenariusz elektryfikacji, w którym **roczny przyrost obciążeń na poziomie realnym wynosi 1,56 mld zł lub 1,75 mld zł nominalnie.**
- 4) W ujęciu nominalnym, po uwzględnieniu wzrostów cen i kosztów, na drugim miejscu znalazł się scenariusz elektryfikacji, a na trzecim scenariusz importowy.

¹⁵ Względem przyrostów kosztów operacyjnych.

Tabela 4.4a. Zestawienie łącznych obciążeń związanych z realizacją danego scenariusza w ujęciu realnym, dla 10-letniego okresu analizy.

Scenariusz	Średnie roczne dodatkowe koszty operacyjne względem scenariusza bazowego [tys. zł/rok]	CAPEX [tys. zł]	CAPEX/10 lat [tys. zł/rok]	Łączne dodatkowe obciążenie roczne [tys. zł/rok]
Portfelowy	185 269	6 730 674	673 067	858 336
Importowy	956 229	5 097 563	509 756	1 465 985
Elektryfikacji	385 584	11 755 998	1 175 600	1 561 184

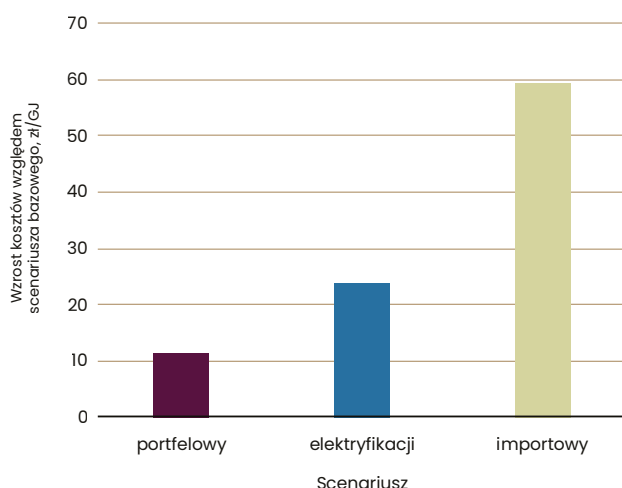
Tabela 4.4b. Zestawienie łącznych obciążeń związanych z realizacją danego scenariusza w ujęciu nominalnym, dla 10-letniego okresu analizy.

Scenariusz	Średnie roczne dodatkowe koszty operacyjne względem scenariusza bazowego [tys. zł/rok]	CAPEX [tys. zł]	CAPEX/10 lat [tys. zł/rok]	Łączne dodatkowe obciążenie roczne [tys. zł/rok]
Portfelowy	277 378	6 730 674	673 067	950 445
Importowy	1 431 632	5 097 563	509 756	1 941 388
Elektryfikacji	577 282	11 755 998	1 175 600	1 752 882

Źródło: opracowanie własne.

Bardzo ważna jest również perspektywa odbiorców, na których zostaną przeniesione wyższe koszty wytwarzania ciepła, wcześniej produkowanego na bazie biomasy krajowej. Wzrost tych kosztów, w skali 10-letniej, został przedstawiony na poniższym rysunku.

Rys. 4.10. Porównanie wzrostu jednostkowych kosztów produkcji ciepła związanych z wycofaniem krajowej biomasy.



Zastąpienie biomasy scenariuszem portfelowym oznacza wzrost kosztów o 11,5 zł/GJ (ok. 10%), scenariuszem elektryfikacji – o 23,9 zł/GJ (ok. 23%), natomiast importowym – o 59,3 zł/GJ (ok. 51%). Dla gospodarstwa domowego zużywającego przeciętnie 30,6 GJ/rok¹⁶ ciepła systemowego przekłada się to na potencjalny wzrost wydatków odpowiednio o: 350 zł, 730 zł oraz 1815 zł w skali roku. Powyższa kalkulacja nie uwzględnia marży przedsiębiorstw ciepłowniczych.

Źródło: opracowanie własne.

¹⁶ GUS. Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2021 r. Tablica 5. Średnie zużycie, wydatki i cena ciepła sieciowego. Mediana: 30,6 GJ/rok

Zastąpienie biomasy
oznacza wzrost kosztów o:

11,5 zł/GJ (ok. 10%)

w scenariuszu portfelowym

23,9 zł/GJ (ok. 23%)

w scenariuszu elektryfikacji

59,3 zł/GJ (ok. 51%)

w scenariuszu importowym

Dla gospodarstwa domowego
oznacza to wzrost kosztów o:

350 zł / rok

w scenariuszu portfelowym

730 zł / rok

w scenariuszu elektryfikacji

1815 zł / rok

w scenariuszu importowym

Podsumowując, względem istniejącej struktury wytwórczej sektora ciepłownictwa koncesjonowanego, zarówno scenariusz elektryfikacji, jak i importowy, powodują znacząco wyższy wzrost obciążeń (kosztów) niż scenariusz portfelowy.



Wykonana analiza wykazała, że biomasa stanowi bardzo istotne, relatywnie tanie źródło ciepła w polskich systemach ciepłowniczych, tym samym potwierdzając założenia zobrazowane na tle trójkąta energetycznego w zakresie kosztowym.

Kluczowe wnioski

1)

Biomasa pełni w ciepłownictwie systemowym funkcję trudną do prostego zastąpienia

Jej znaczenie wynika nie tylko z odnawialnego charakteru, ale również z możliwości magazynowania paliwa, lokalnej dostępności surowca, sterowalnej pracy źródeł, w tym niezależności od zmiennych warunków pogodowych.

2)

Zastąpienie biomasy w ciepłownictwie powoduje wzrost kosztu wytwarzania ciepła o nawet 51%

Najniższy przyrost kosztu wytwarzania (w skali instalacji, której dotyczy zastąpienie technologii) występuje w scenariuszu portfelowym i wynosi ok. 12 zł/GJ, w scenariuszu elektryfikacji wzrost ten sięga ok. 24 zł/GJ, natomiast najwyższy jest w scenariuszu importowym, gdzie koszt produkcji ciepła wzrasta o ok. 59 zł/GJ. Co w odniesieniu do bieżących cen ciepła oznacza wzrost kosztów o ok. 10%–51%.

3)

Całkowite ograniczenie wykorzystania biomasy oznacza zmianę profilu ryzyka systemu ciepłowniczego

Inne paliwa związane są zwykle z większym ryzykiem bezpieczeństwa dostaw oraz zmian ich cen. Dlatego odejście od biomasy nie może być traktowane jako prosta zamiana jednego paliwa na inne. Dodatkowo zastąpienia wymaga nie tylko roczna ilość energii cieplnej, ale także dyspozycyjna moc źródeł, potrzebna szczególnie w okresach szczytowego zapotrzebowania na ciepło, w tym źródeł kogeneracyjnych, pokrywających zapotrzebowanie na energię elektryczną, w szczytowym okresie zużycia jesienno-zimowym.

4)

Elektryfikacja ciepłownictwa może częściowo ograniczyć zużycie biomasy, ale nie stanowi jej pełnego zamiennika

Technologie power-to-heat mogą być szczególnie użyteczne w godzinach wysokiej podaży energii elektrycznej z OZE. Ich wykorzystanie jest jednak ograniczone zmiennością produkcji z PV i turbin wiatrowych oraz niedopasowaniem czasowym pomiędzy wysokim zapotrzebowaniem na ciepło a dostępnością odpowiednio wysokich wolumenów energii odnawialnej w KSE. Technologia ta zastępując istniejące jednostki kogeneracyjne zamiast być producentem energii elektrycznej staje się jej konsumentem, co wpływa na bilans mocy w KSE.

5)

Import biomasy nie odtwarza w pełni korzyści wynikających z wykorzystania biomasy lokalnej

Chociaż pozwala utrzymać odnawialny charakter części produkcji ciepła, zwiększa zależność od zewnętrznych dostaw paliwa, dostępności infrastruktury logistycznej, kosztów transportu, sytuacji na rynkach międzynarodowych oraz wymogów certyfikacyjnych. Ze względu na możliwy wolumen do zaimportowania – w tym ograniczenia logistyczne, wymaga także wsparcia źródłami gazowymi, które pełniłyby funkcję stabilizującą i rezerwową.

6)

Biomasa jest technologią OZE o najwyższym potencjale local content

Chociaż pozwala utrzymać odnawialny charakter części produkcji ciepła, zwiększa zależność od zewnętrznych dostaw paliwa, dostępności infrastruktury logistycznej, kosztów transportu, sytuacji na rynkach międzynarodowych oraz wymogów certyfikacyjnych. Ze względu na możliwy wolumen do zaimportowania – w tym ograniczenia logistyczne, wymaga także wsparcia źródłami gazowymi, które pełniłyby funkcję stabilizującą i rezerwową.

7)

Obecne ramy regulacyjne zapewniają możliwość dalszego wykorzystania biomasy w energetyce przy zachowaniu wymogów zrównoważonego rozwoju

Analiza obowiązujących regulacji, procedowanych zmian legislacyjnych oraz dokumentów strategicznych, takich jak zatwierdzony przez Radę Ministrów 8 czerwca 2026 r. Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu, wskazuje, że aktualne ramy prawne zapewniają możliwość dalszego wykorzystania biomasy w energetyce przy jednoczesnym uwzględnieniu kryteriów zrównoważonego rozwoju oraz zasady kaskadowego wykorzystania biomasy. Przyjęty kierunek polityki regulacyjnej należy ocenić jako prawidłowy oraz spójny z celami transformacji energetycznej, bezpieczeństwa energetycznego oraz ochrony środowiska.

8)

Dalsze zaostrzanie regulacji wymaga szczególnej ostrożności ze względu na potencjalny wpływ na bezpieczeństwo energetyczne i konkurencyjność sektora ciepłowniczego

Dalsze zmiany legislacyjne dotyczące wykorzystania biomasy powinny uwzględniać potrzebę zachowania stabilności i przewidywalności otoczenia regulacyjnego. Nadmierne zaostrzanie wymogów prawnych może prowadzić do wzrostu kosztów funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych oraz ograniczenia wykorzystania biomasy, co w konsekwencji mogłoby osłabić potencjał jednego z niewielu odnawialnych źródeł energii zapewniających stabilną i sterowaną produkcję energii elektrycznej oraz ciepła.

AUTORZY RAPORTU:



**CENTRUM
TRANSFORMACJI
ENERGETYCZNEJ**



Wydział Prawa i Administracji
Uniwersytetu Warszawskiego



**Instytut Gospodarki
Surowcami Mineralnymi
i Energią**
Polskiej Akademii Nauk