



Przyszłość bez gazu i węgla

Strategia dla sektora ciepła

www.forum-energii.eu

AUTOR:

Piotr Kleinschmidt – Forum Energii

WSPÓŁPRACA:

Andrzej Rubczyński – Forum Energii

dr Joanna Maćkowiak-Pandera – Forum Energii

Sławomir Walkowiak – Enercode

Maciej Mazurek – Enercode

Anna Kadłubowska – Enercode

REDAKCJA:

Julia Zaleska

OPRACOWANIE GRAFICZNE:

Karol Koszniec

ZDJĘCIE:

Pavlo Glazkov, shutterstock.com

DATA PUBLIKACJI:

listopad 2023

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

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

SPIS TREŚCI

Wstęp (dr Joanna Maćkowiak-Pandera)	4
1. Wprowadzenie	5
2. Metodyka	6
3. Cel analizy i podstawowe założenia	8
4. Kluczowe wnioski	9
5. Plan działań	11
6. Punkt wyjścia	14
7. Priorytetem redukcja zapotrzebowania na ciepło	20
8. Modernizacja sektora ogrzewnictwa	22
9. Modernizacja ciepłownictwa systemowego	40
10. Aneks. Szczegółowe założenia do analiz	58

Wstęp

Mamy świadomość, że ten raport będzie wydawał się odważny w swoich wnioskach. Trudno sobie na razie wyobrazić świat bez węgla i gazu. Ostatnie lata pokazują jednak, że jeszcze trudniej wyobrazić sobie kontynuację dotychczasowego zużycia paliw.

Realizacja głównych założeń tej analizy wymagałaby od Polski mobilizacji i wielu działań – od wypracowania standardów funkcjonowania i wykwalifikowania kadry eksperckiej po uzyskanie wsparcia finansowego i zmiany regulacyjne. Konieczne będą również monitoring całego procesu przemiany oraz ochrona praw konsumentów w tym czasie.

4 Pokazujemy jednak, że zmiany te są możliwe i przyniosą wymierne korzyści społeczeństwu oraz państwu. Nasze wnioski opieramy na specjalistycznej analizie wykonanej wraz z zespołem analitycznym. Jest to analiza w skali makro, która ma zobrazować fundamentalne zjawiska – zmianę zapotrzebowania na paliwa i energię elektryczną oraz zmniejszanie emisji.

To, jaki będzie koszt wprowadzenia tych zmian dla pojedynczych gospodarstw domowych, będzie zależało w dużej mierze od krajowej strategii wdrażania zmian, kształtowania taryf i mechanizmów finansowych oraz całej polityki przemysłowej.

Zachęcamy do lektury i dyskusji.

dr Joanna Maćkowiak-Pandera

Prezeska Forum Energii

1. Wprowadzenie

- W ostatnich latach głównymi motorami przemian w sektorze ciepłownictwa systemowego i indywidualnych źródeł ciepła były poprawa jakości powietrza i redukcja emisji CO₂ przy zachowaniu niskich kosztów ciepła dla odbiorców. Gaz ziemny, spełniając te wymagania, był postrzegany jako pomost do neutralności klimatycznej. Inwazja Rosji na Ukrainę przerwała jednak import surowców energetycznych z Rosji. Choć Polska dywersyfikowała dostawy gazu od dawna, coraz silniej uzależniała się od importu węgla, którego Rosja do niedawna była głównym dostawcą. Węgiel był importowany na potrzeby ogrzewnictwa, a także ciepła systemowego. Obecnie nie tylko stan środowiska i zmiany klimatyczne, ale również sytuacja geopolityczna, wymuszają transformację całego sektora ciepłownictwa.
- Polska znalazła się w trudnej sytuacji. Sektor zdominowany przez węgiel widział nadzieję w paliwie gazowym, jako szansę na redukcję emisji CO₂. Ostatni rok pokazał jednak, że zarówno węgiel, jak i gaz, wystawiają nas na poważne ryzyka w zakresie bezpieczeństwa dostaw energii, zmienności cen i konsekwencji finansowych związanych z emisją CO₂.
- Kryzys na rynku węgla nie tyle wywołał, co znacznie uwypuklił **narastające od dawna problemy w polskim ogrzewnictwie i ciepłe systemowym**. Spalanie dużych ilości importowanych paliw w nieefektywnych źródłach ciepła, aby ogrzać energochłonne budynki, naraża indywidualnych odbiorców na duże podwyżki cen i ryzyko braku paliwa. Z kolei sektor ciepła systemowego, który ma obecnie niską rentowność (często ujemną), walczy o przetrwanie kolejnego roku rozliczeniowego – nie ma ani rezerw finansowych, ani strategicznej wizji rozwoju.
- Sektor ciepła może stać się naturalnym liderem zachodzących zmian. Istnieje szereg alternatywnych i dostępnych dla ciepłownictwa technologii, które mogą zmniejszyć ryzyko zmienności cenowej i bezpieczeństwa dostaw. Zmiany będą miały także korzystny wpływ na klimat.
- W tej analizie sprawdzamy, jak mogłaby wyglądać transformacja sektora do neutralności klimatycznej, która zakłada ograniczenie zużycia gazu ziemnego. **Nie postulujemy odejścia od gazu**, ale m.in stopniowe zastępowanie go neutralnym klimatycznie biometanem lub innym zielonym gazem.
- Transformacja ciepłownictwa to duże wyzwanie. Nie ma w tej kwestii jednego dobrego rozwiązania, bo każdy budynek i każdy system ciepłowniczy jest inny. Odchodzenie od gazu będzie procesem stopniowym, wymagającym konsekwencji w planowaniu, inwestycjach oraz tworzeniu zachęt finansowych i legislacyjnych. Analizujemy więc alternatywne możliwości transformacji, przyglądając się zarówno szansom, jak i ograniczeniom z nimi związanymi. Szukamy też odpowiedzi na pytanie, w jaki sposób zagwarantować czyste, przystępne cenowo i stabilne dostawy ciepła dla odbiorców.

2. Metodyka

Analiza powstała we współpracy z zespołem ekspertów Enercode, będącą spółką pracowniczą Interdyscyplinarnego Zakładu Analiz Energetycznych (IDEA), który jest częścią Narodowego Centrum Badań Jądrowych (NCBJ).

W trakcie badań opracowano model ciepłownictwa, którego zadaniem było znalezienie optymalnej ścieżki transformacji przy określonych parametrach. Model przeanalizował zmianę struktury źródeł ciepła (do 2050 r.), minimalizując całkowite koszty funkcjonowania systemu. Symulował bezpośrednią zależność sektorów od bilansowania energii i cykli inwestycyjnych, uwzględniając wpływ zużycia energii przez nowe budynki, migracje odbiorców pomiędzy sektorami, a także zewnętrzne aspekty rynkowo-ekonomiczne, takie jak: koszt pozyskania kapitału, ograniczenia produkcyjne, zmienność parametrów kosztowych oraz uwarunkowania prawno-polityczne.

Szukając odpowiedzi na pytanie, jak powinien wyglądać scenariusz transformacji z ograniczoną rolą gazu ziemnego, przyjęliśmy następujące założenia brzegowe:

- Łączne zapotrzebowanie na gaz ziemny (dla ciepła systemowego i ogrzewnictwa) nie powinno wzrosnąć w stosunku do punktu wyjściowego.
- Odejście od gazu ziemnego nastąpi do 2040 r. w całym sektorze.
- Odejście od węgla nastąpi do 2030 r. w ogrzewnictwie i do 2035 r. w ciepłe systemowym.
- Analizowane scenariusze powinny być zgodne z założeniami unijnej polityki klimatycznej, tj. z celami Fit for 55 i REPowerEU oraz wykonalne technicznie z uwzględnieniem cyklu inwestycyjnego.

Ze szczególną uwagą prześledziliśmy wyzwania i konieczne działania, z którymi będziemy musieli się mierzyć w ciągu najbliższych 10–20 lat, kiedy to gaz miał stanowić pomost do neutralności klimatycznej. Przyglądaliśmy się nie tylko zmianom struktury źródeł ciepła, ale również związanym z nimi kosztom, ograniczeniom rynkowym czy wpływem na klimat.

Kluczowe etapy prac

1. Diagnoza sektora ogrzewnictwa i ciepłownictwa

- Analiza zużycia energii końcowej w rozpatrywanych sektorach.
- Dezagregacja energii końcowej ze względu na jej rodzaj (c.o., c.w.u.) i sektory.
- Określenie struktury paliwowej w roku bazowym.
- Analiza emisji zanieczyszczeń i CO₂.
- Parametryzacja analizowanych technologii ciepłowniczych i innych danych wejściowych.

2. Opracowanie założeń do przeprowadzonej analizy

- Analiza kluczowych aktów prawnych.
- Ścieżki cen paliw i uprawnień do emisji CO₂.
- Określenie celów i warunków brzegowych w modelowaniu.

3. Prognozy zapotrzebowania na ciepło

- Analiza zapotrzebowania na ciepło nowych budynków.
- Prognoza skali i efektów termomodernizacji.
- Analiza wpływu zarządzania energią.

4. Modelowanie i analiza wyników

- Wykorzystanie modelu obliczeniowego we współpracy z Enercode.
- Opracowanie scenariusza transformacji.
- Analiza bilansów energetycznych, rozwoju technologicznego i zużycia paliw.
- Ocena wpływu zmian na środowisko i klimat.
- Analiza kosztów zaopatrzenia w ciepło.

5. Opracowanie planu działań

- Wskazanie kluczowych ograniczeń, wyzwań i działań zaradczych.
- Opracowanie kierunkowych wniosków i kamieni milowych.

3. Cel analizy i podstawowe założenia

Cele analizy:

- Wskazanie optymalnego kosztowo miksu ciepłowniczego zgodnego z celami neutralności klimatycznej.
- Wskazanie alternatyw dla węgla i gazu ziemnego w ciepłownictwie systemowym i ogrzewaniu indywidualnym budynków.
- Identyfikacja barier transformacji polskiego ciepłownictwa i propozycja usunięcia tych ograniczeń.

Podstawowe założenia:

- Dane dotyczące zapotrzebowania na ciepło bazują na danych z 2020 r. zawartych w raportach URE i Eurostatu. Jednakże w przypadku biomasy w ogrzewaniu indywidualnym, opieramy się na danych z roku 2017 ze względu na późniejsze korekty metodologiczne.
- Nasza analiza skupia się na długoterminowych trendach. W tym kontekście, jako punkt bazowy dla paliw przyjęliśmy stabilne ceny z roku 2021. W przypadku cen energii elektrycznej opieraliśmy się na danych dla lat 2022–2023. Kluczowym źródłem naszych prognoz cenowych była analiza zawarta w raporcie World Energy Outlook (WEO 2022) wydanym przez Międzynarodową Agencję Energii.
- Zakładamy wzrost cen CO₂ w systemie ETS1 – z poziomu 80,5 euro/t w roku 2022 do 211 euro/t w roku 2050. Dodatkowo od roku 2027 uwzględniamy równoległy system ETS2, który ma dążyć cenowo do poziomów systemu ETS1 do roku 2050.
- Założenia dotyczące emisyjności KSE oparte są na analizach przeprowadzonych przez Forum Energii oraz Aurora Energy Research na potrzeby raportu pt. *Minął czas na gaz? Co Polska może zrobić, aby zmniejszyć zużycie gazu ziemnego w gospodarce autostwa A. Gawlikowskiej-Fyk* (Forum Energii, 2023 r.).

Szczegółowy opis założeń do niniejszego raportu dostępny jest w aneksie na stronie 58.

4. Kluczowe wnioski

Polski sektor ciepła może zmienić się w perspektywie 10 lat, zapewniając stabilność dostaw ciepła i zwiększając niezależność energetyczną kraju

- Dostawy ciepła w Polsce mogą być znacznie mniej zależne od importu paliw kopalnych do 2030 r. łącznie w sektorze ciepła systemowego i ogrzewnictwa możemy zredukować zużycie węgla o 71% (do 7 mln ton), a zużycie gazu o 21% (do 4,7 mld m³). Udziały węgla i gazu ziemnego w dostawach ciepła mogą spaść z obecnych 72% do 32%. Wraz z realizacją ambitnego scenariusza rozwoju udział OZE wzrośnie do 51%, a emisje CO₂ spadną o 58%. Termomodernizacja i zarządzanie energią przyczynią się do zmniejszenia zapotrzebowania na ciepło o 180 PJ (spadek o 20%). Wraz z montażem efektywnych źródeł ciepła zapotrzebowanie na paliwa spadnie o 64%.
- 84% kosztów paliw w sektorze ciepła składa się obecnie z kosztów paliw importowanych oraz emisji CO₂ (węgiel, gaz ziemny, olej itp.). Do 2030 r. ten udział może spaść do 48%, a do 0% w 2040 r. Udziały paliw, takich jak produkowany lokalnie biometan i energia elektryczna oparta w głównej mierze o OZE, wzrosną z obecnych 3% do 36% w 2030 r. i 90% w 2050 r., zwiększając niezależność energetyczną Polski.
- Wraz ze zmianą struktury paliw – na mniej zależną od importu i mniej wrażliwą na wahania cen – wydatki na zakup paliw w kraju będą niższe. Szacujemy, że do 2030 r. zmaleją one o 32% (z obecnych 49 mld zł do 33 mld zł rocznie), a do 2050 r. o 57%. Do 2030 r. zmniejszy się również udział kosztów paliw w kosztach ciepła z obecnych 51% do 32% w roku 2030.
- Budowa stabilnych dostaw ciepła i niezależności energetycznej, choć w długoterminowym horyzoncie sprawi, że ceny ciepła znacznie spadną, przejściowo oznacza wzrosty łącznych kosztów zaopatrzenia w ciepło. Wpłyną na to koszty inwestycji w źródła ciepła, termomodernizacji, koszty O&M, zakupu paliw i ETS. Wzrost cen będzie trwał aż do 2030 r. Oznacza to w szczytowym momencie w 2028 r. wzrost kosztów zaopatrzenia w ciepło o 19%. Dofinansowanie nakładów inwestycyjnych do 2030 r. w wysokości 135 mld zł (60 mld zł w ogrzewnictwie i 75 mld zł w ciepłe systemowym) pozwoli jednak utrzymać ceny ciepła na obecnym poziomie. W kolejnych latach, po okresie inwestycyjnym, ceny zaczną spadać – o 21% w porównaniu do 2035 r., oraz o 37–39% w latach 2040–2050.

Transformacja ciepłownictwa to jednocześnie duże wyzwanie i duża szansa dla polskiego przemysłu grzewczego i gospodarki

- Realizacja wskazanego przez nas scenariusza zakłada program inwestycyjny o łącznej wartości 1 biliona zł. Są to inwestycje w źródła ciepła w ogrzewnictwie i ciepłe systemowym, sieci ciepłownicze oraz termomodernizacje budynków. To dużo, jednak utrzymanie obecnych trendów w ciepłownictwie spowoduje, że koszty zakupu węgla i gazu wyniosą łącznie 2 biliony zł. W analizowanym scenariuszu te koszty zostały ograniczone o 80%, generując potężny strumień pieniędzy na inne ważne dla kraju inwestycje.

Rośnie synergia z systemem elektroenergetycznym

- W przedstawianej analizie energia elektryczna już w 2030 r. będzie głównym paliwem w produkcji ciepła w Polsce, dostarczając 38% ciepła. Emisyjność KSE będzie znacząco wpływała na proces transformacji w ciepłownictwie. Przyjmując emisyjność zgodną z projektem PEP2040, łączne emisje CO₂ z energii elektrycznej będą o 58 mln ton wyższe w analizowanym okresie, co sprawi, że koszty związane z emisją CO₂ będą o 34 mld zł wyższe (+60%), a redukcja CO₂ w 2030 r. wyniesie 51% zamiast 58%.
- W 2030 r. zapotrzebowanie na energię elektryczną do napędu pomp ciepła wyniesie 16 TWh. Zapotrzebowanie na moc szczytową wyniesie w umiarkowanych warunkach pogodowych (1°C) 8 GWe, ale może ono wzrosnąć do 12 GWe w ekstremalnych warunkach (-15°C). Moce kogeneracyjne (9–10 GWe) będą kluczowe dla stabilności systemu elektroenergetycznego. Budowa magazynów ciepła i zarządzanie energią w budynkach mogą skutecznie ograniczyć zapotrzebowanie na moc z KSE w trudnych warunkach pogodowych.

Szczególnym wyzwaniem będzie najbliższa dekada

- W przypadku pomp ciepła i nowoczesnych kotłów biomasowych do zastosowań indywidualnych rynek jest na dobrej drodze. Popyt na pompy ciepła w analizowanym scenariuszu wyniesie 258 tys. sztuk rocznie, czyli o 27% więcej niż w rekordowym 2022 r. Popyt na kotły biomasowe wyniesie 115 tys. sztuk, co odpowiada aktualnej sprzedaży.
- Zapomniany w ostatnich latach rynek kolektorów także powinien przejść rewolucję. Zapotrzebowanie na tę technologię wyniesie rocznie 1,9 mln m² w ogrzewnictwie i 0,8 mln m² w ciepłe systemowym. To wielokrotnie więcej niż poziom sprzedaży w ostatnich latach (0,2–0,3 mln m²/rok). Polska, jako wiodący dostawca kolektorów na rynku europejskim, powinna wykorzystać tę szansę.
- Wyzwania, które stoją przed ciepłownictwem, a także ograniczone zasoby biometanu i biomasy wymagają znacznego przyspieszenia wdrażania źródeł niskotemperaturowych. Do 2030 r. powinniśmy stawiać rocznie 20–40 wielkoskalowych pomp ciepła i 15–30 dużych systemów kolektorów z sezonowymi magazynami ciepła. W 2035 r. w sektorze powinno być 5,5 GWt pomp ciepła, 5,6 GWt kolektorów słonecznych i 25 mln m³ magazynów ciepła.

5. Plan działań

1. Strategia i określenie priorytetów dla transformacji

Sektor ciepłownictwa od lat dryfuje. Potrzebuje kompasu, czyli strategii sektorowej oraz ustawy o ciepłownictwie, które obejmą zarówno ciepłownictwo systemowe, jak i ogrzewnictwo. Strategia wskaże jednoznacznie cel dekarbonizacji oraz kamienie milowe, które będą weryfikowane przez odpowiednie instytucje. Musi ona zostać przyjęta jak najszybciej, aby wyzwolić właściwe impulsy inwestycyjne i umożliwić osiągnięcie oczekiwanych celów narzuconych przez politykę energetyczno-klimatyczną. Strategia stanie się punktem wyjścia dla legislacji wykonawczej, będąc jednocześnie drogowskazem dla krajowego przemysłu okołociepłowniczego oraz szkolnictwa zawodowego i wyższego.

2. Polepszenie efektywności energetycznej budynków to ważny krok w kierunku zmian

Statystycznie w Polsce ocieplonych jest 75% budynków. Skuteczność tego ocieplenia jest jednak niska. Brakuje także zachęt do podnoszenia standardów energetycznych budynków. Energia ciepła marnuje się, a koszty ogrzewania rosną. Pomimo przyjęcia przez rząd *Długoterminowej strategii renowacji budynków* nie pojawiła się stosowna legislacja wykonawcza, która wdrażałaby przyjęte tam cele strategiczne. W interesie wszystkich odbiorców ciepła jest wdrożenie nowych standardów energetycznych budynków i innych uregulowań, które wynikają z nowelizowanej dyrektywy o efektywności energetycznej budynków.

3. Nowoczesne urządzenia to niski koszt produkcji ciepła

Polskie ciepłownictwo jest drogie. Im szybciej dokonamy modernizacji, tym mniejsze poniesiemy koszty produkcji ciepła. Trwanie przy obecnych technologiach oznacza konieczność poniesienia do 2050 r. łącznych kosztów rzędu 1 500 mld zł (OPEX, CAPEX). Proponowany scenariusz modernizacyjny oznacza zmniejszenie tych wydatków o 700 mld zł.

4. Przywrócenie zasad działania rynku paliw

Kryzys na rynkach paliwowych i w konsekwencji ręczne sterowanie krajową gospodarką, objawiające się m.in. zamrażaniem cen energii i paliw oraz uznaniowym udzielaniem pomocy publicznej, generowały sprzeczne sygnały rynkowe. Dochodzi do tego zjawisko tzw. kanibalizacji różnych mechanizmów wsparcia. Konieczne są przywrócenie rozsądnych ekonomicznie zasad na rynku energii oraz rewizja funkcjonowania mechanizmów pomocy publicznej (realizowanej m.in. przez NFOŚiGW), a także mechanizmów wynikających z regulacji na rynku energii i ciepła (taryfy ciepłownicze, aukcje OZE, wsparcie kogeneracji, białe certyfikaty, rynek mocy itp.).

5. Wzmocnienie kadr

Transformacja ciepłownictwa wymaga wzmocnienia szkolenia zawodowego oraz wyższego w tej dziedzinie. Na rynku brakuje fachowców mogących zająć się nowoczesnymi urządzeniami grzewczymi (montaż, serwis). Brakuje też kadry naukowej i inżynierskiej, która rozwijałaby programy badawczo-rozwojowe w zakresie technologii grzewczych i materiałowych. Tworzenie wysokomarżowych miejsc pracy wymaga wykwalifikowanej kadry, której w Polsce brakuje.

6. Czyste ciepło jako motor gospodarki

Modernizacja ciepłownictwa i sektora budynków może być silnym impulsem dla rozwoju krajowej gospodarki i powstania nowych miejsc pracy. Konieczne do tego są określenie celów strategicznych oraz stabilna polityka regulacyjna. Potrzebne jest porozumienie sektorowe określające jasne cele, preferowane technologie oraz mechanizmy pomocy publicznej (więcej na ten temat w raporcie Forum Energii z 2022 r. *Czyste ciepło jako motor polskiej gospodarki*).

7. Poprawa dostępu do danych

Rynek ciepła jest nietransparentny, brakuje pełnych informacji na temat budynków, urządzeń grzewczych, wytwórców ciepła i jego odbiorców. Trudno zatem o spójną politykę administracji krajowej oraz dobre decyzje. Rząd powinien mieć wsparcie analityczne w zakresie transformacji energetycznej – konieczne jest powołanie Centrum Transformacji Energetycznej (CTE), które zajmie się m.in. statystyką, analizami oraz prognozami dla sektora ciepłownictwa i budynków. Analizy CTE powinny być fundamentem krajowej strategii i legislacji ciepłowniczej oraz pomocne w tworzeniu planów rozwoju.

8. Ciepłownictwo jako wsparcie KSE

Ciepłownictwo powinno skutecznie wesprzeć proces bilansowania Krajowego Systemu Energetycznego (KSE). Ma ono zdolność odbierania chwilowych nadwyżek energii i dostarczania jej w momentach niedoboru. Aby ciepłownictwo mogło elastycznie pracować na rzecz KSE, musi jednak zostać wyposażone w odpowiednie urządzenia (akumulatory ciepła, kotły elektryczne, elastyczne jednostki kogeneracyjne) pozwalające uniezależnić się od profilu zapotrzebowania na ciepło i podporządkowanie się potrzebom KSE. Potrzebne są nowe modele biznesowe stymulujące elastyczną pracę sektora ciepła oraz nagradzające bilansowanie KSE.

9. Niskotemperaturowe sieci ciepłownicze

Ciepłownictwo systemowe powinno przyspieszyć proces wykorzystania, nierzadko darmowej, energii odpadowej i odnawialnej. Ułatwieniem będą niskotemperaturowe sieci ciepłownicze, które lepiej absorbują ten rodzaj energii pierwotnej. Należy więc zacząć przygotowywać możliwości wdrażania niskotemperaturowych sieci ciepłowniczych 4G i 5G. Wymaga to usprawnienia planowania energetycznego na szczeblu lokalnym, lepszej identyfikacji zasobów energetycznych i koordynacji planów rozwoju obszarów miejskich z planami przedsiębiorstw energetycznych. Dodatkowo będzie to wymagało odpowiedniej adaptacji prawa budowlanego w celu dostosowania budynków do zasilania niskotemperaturowego.

10. Nowy model biznesowy promujący oszczędność

Dzisiejszy model biznesowy i system taryfowania promuje maksymalizację sprzedaży ciepła. Im więcej ciepła zużyją odbiorcy, tym większy zysk przedsiębiorstw ciepłowniczych. To zły kierunek, który jedynie podniesie koszt transformacji sektora. Obecny system kształtowania taryf wręcz zniechęca do działania, gdyż odbiera zyski przedsiębiorstwom. Pilnie należy zreformować system kształtowania cen ciepła i wprowadzić możliwość nagradzania przedsiębiorstw za działania poprawiające efektywność energetyczną, mniejsze zużycia ciepła oraz niższe emisje gazów cieplarnianych.

11. Elektryfikacja ogrzewnictwa

Wykorzystanie otwartego ognia w gospodarstwach domowych maleje. Znikają piece, kuchnie na węgiel, wszystkie kociołki. Gaz ziemny jako paliwo przejściowe zniknie ok. 2040 r. Przyszłością ogrzewnictwa jest energia elektryczna. Należy usprawnić mechanizmy wsparcia procesu elektryfikacji ciepła wraz z efektywnością energetyczną i odpowiednimi taryfami oraz energetyką solarną. Wsparcie to nie tylko dopłaty do zakupu urządzeń, ale właściwe taryfy na energię elektryczną i odpowiednia polityka podatkowa wspierająca preferowane technologie. To również odpowiednia polityka w przemyśle związanym z czystym ciepłem oraz cały system elektroenergetyczny, który musi pokryć zapotrzebowanie na energię i moc szczytową.

12. Wyrównywanie szans

Modernizacja ciepłownictwa wymaga wydatków, które zwrócą się po pewnym okresie. Nie wszystkich stać nawet na częściowy udział w finansowaniu (jako wkład własny dopełniający programy pomocowe). Dla innych wsparcie rządowe jest zachętą, ale nie jest konieczne (szczególnie w sytuacji właściwych sygnałów cenowych na rynku). Rządowe programy wsparcia, aby były efektywne i przynosiły zakładany cel, powinny silniej uwzględniać kryterium dochodowe gospodarstw domowych. Oprócz programów finansowych, należy rozwijać wsparcie merytoryczne na szczeblu lokalnym w postaci gminnych punktów kompleksowej pomocy energetycznej (tzw. one stop shop).

6. Punkt wyjścia

Transformacja sektora ciepłownictwa w Polsce to złożone wyzwanie. Wymaga ono gruntownego zrozumienia powiązań międzysektorowych. W tej części koncentrujemy się więc na kwestiach związanych z efektywnością energetyczną budynków, ogrzewaniem indywidualnym oraz ciepłem systemowym w Polsce.

6.1. Stan budynków w Polsce

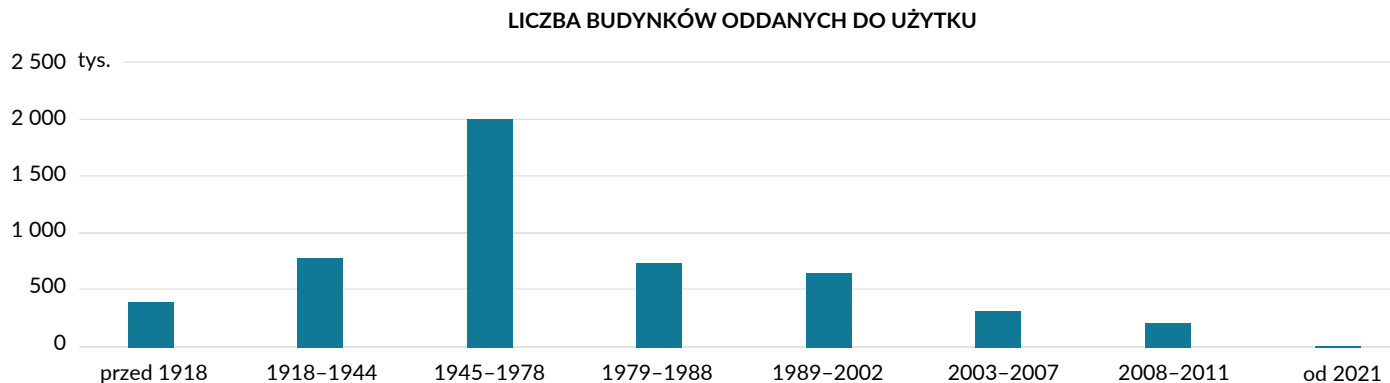
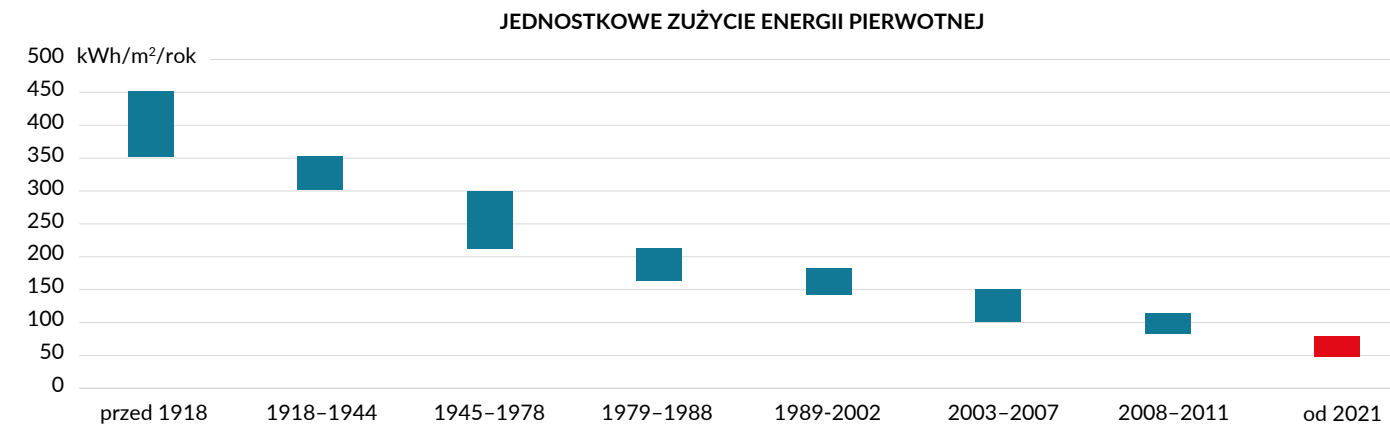
Standardy energetyczne budynków w Polsce (grafika 1):

- Zgodnie z wymaganiami technicznymi zapotrzebowanie na energię pierwotną (EP) w nowo wybudowanych budynkach mieszkalnych powinno wynosić ok. 70 kWh/m²/rok.
- W Polsce tylko 5% budynków charakteryzuje się wskaźnikiem EP niższym niż 90 kWh/m²/rok. Aż 70% budynków zużywa natomiast ponad 150 kWh/m²/rok, a 40% osiąga wskaźnik ponad 230 kWh/m²/rok.
- Prawie 4 mln budynków mieszkalnych w Polsce, a więc 2/3 ogółu, zostało zbudowanych w latach 1918–1988. To powojenne kamienice, budynki z wielkiej płyty oraz domy o bryłowej formie typowe dla lat 1960–1980. Budowano je według innych standardów technicznych, dlatego zużywają nawet pięcio- lub sześciokrotnie więcej energii niż nowoczesne konstrukcje.

Dokumenty, które pomogą zmienić efektywność energetyczną budynków w Polsce:

- Rządowa *Długoterminowa strategia renowacji budynków* – przyspieszenie termomodernizacji do 3% budynków rocznie.
- Propozycja aktualizacji dyrektywy o charakterystyce energetycznej budynków (dyrektywa EPBD) zakładająca:
 - zeroemisyjność nowych budynków mieszkalnych od 2028 r.,
 - znaczące udziały energii z OZE w budynkach,
 - brak zachęt finansowych do używania kotłów na paliwa kopalne od 2025 r.
- ETS2 – nowy system handlu uprawnieniami do emisji CO₂ dla budynków od 2027 r.

Grafika 1. Zużycie energii pierwotnej i liczba budynków w zależności od okresu ich powstania



Źródło: GUS, Zamieszkane budynki. Narodowy Spis Powszechny Ludności i Mieszkań 2011, Warszawa 2013.

6.2. Ogrzewnictwo indywidualne

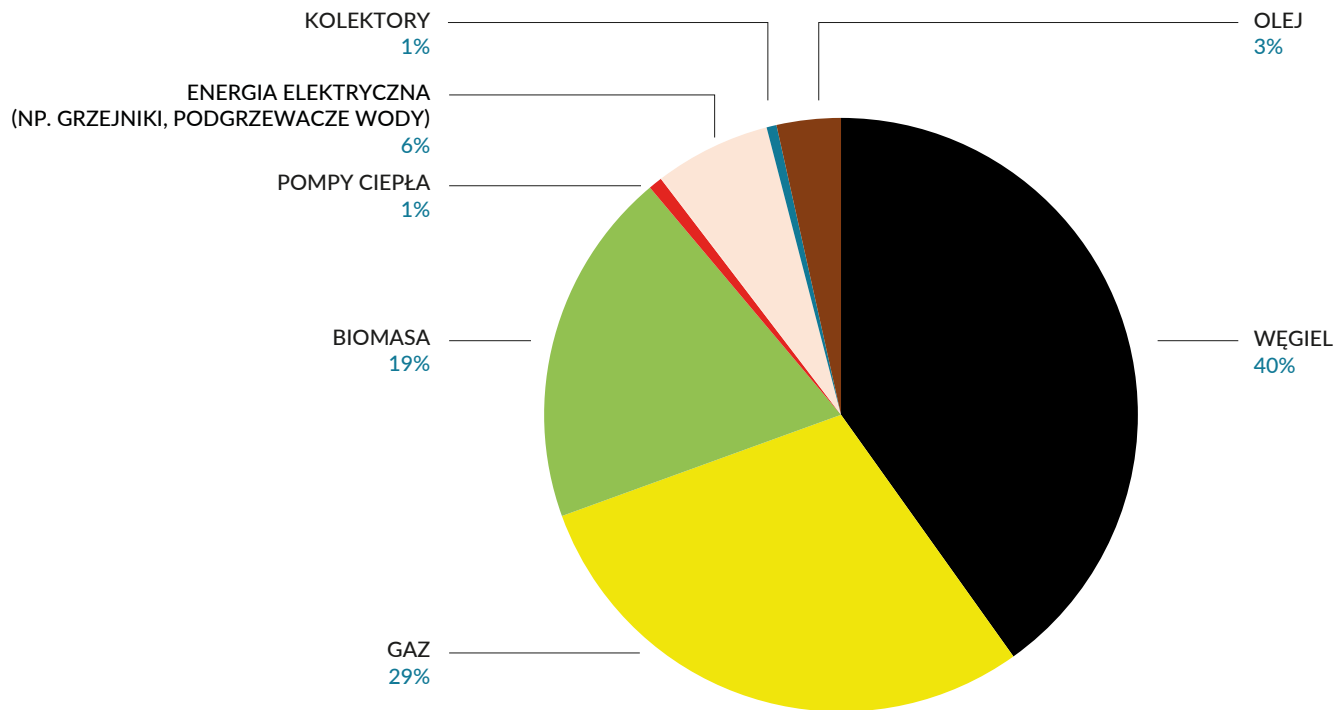
Główne wyzwania w sektorze ogrzewania indywidualnego to:

- **Dominacja paliw kopalnych** – dwa główne paliwa wykorzystywane w ogrzewnictwie to węgiel (9 mln ton) i gaz ziemny (4,5 mld m³). Odpowiadają one za 70% dostaw ciepła w Polsce (**grafika 2**).
- **Zależność importowa** – większość węgla trafiającego do indywidualnych odbiorców pochodzi z importu (7,1 mln ton w 2021 r.).
- **Wysokie zapotrzebowanie na energię końcową** – ogrzewnictwo potrzebuje ponad 500 PJ, to dwa razy więcej niż w przypadku ciepła systemowego.
- **Znaczne emisje CO₂** – ogrzewnictwo odpowiada za 40 mln ton emisji CO₂ (to ok. 10% krajowych emisji).
- **Wysokie koszty środowiskowe** – szacunkowe koszty smogu wynoszą 120 mld zł/rok, a koszt jego wpływu na klimat to 18 mld zł/rok*.
- **Niewydajne i stare źródła ciepła** – 70% wszystkich kotłów na paliwa stałe to niewydajne kotły zasypowe, a 50% to pozaklasowe kopciuchy. Tylko 2% wszystkich kotłów spełnia obecne wymagania rynkowe.
- **Intensywna gazyfikacja sektora** – w latach 2011–2021 liczba mieszkań ogrzewanych gazem wzrosła z 1,7 mln do 3,2 mln, a sieć dystrybucyjna rozrosła się ze 115 tys. km do 154 tys. km. Roczna sprzedaż kotłów gazowych w tych latach wzrosła ze 180 do 410 tys.
- **Nieszczelny system kontroli biomasy** – w Polsce nie ma obowiązkowych wymagań jakościowych dla biomasy, a 1/3 użytkowników spala całkowicie lub częściowo paliwo, które sama pozyskała z pominięciem sprzedawców.
- **Nieefektywna produkcja ciepła z energii elektrycznej** – energia elektryczna odpowiada za ok. 10% dostaw ciepła w ogrzewnictwie. Głównym źródłem są konwencjonalne urządzenia elektryczne**, których jest 1,6 mln. Dostarczają one 2,5 razy więcej ciepła niż pompy ciepła. Ze względu na znacznie niższą sprawność procesu, urządzenia te zużywają przy tym 8 razy więcej energii elektrycznej (10 TWh w porównaniu z 1,3 TWh w przypadku pomp ciepła).
- **Brak skoordynowanej strategii dla sektora** – ogrzewnictwo nie funkcjonuje jako osobny sektor i nie jest uwzględniane w strategii ciepłownictwa.

*Koszt wpływu smogu na klimat liczony jako suma emisji po cenie ETS (100 euro/t). Stopniowo wprowadzany mechanizm ETS2 będzie częścią tej kwoty.

**To urządzenia, takie jak: podgrzewacze wody, grzejniki elektryczne, elektryczne ogrzewanie podłogowe.

Grafika 2. Struktura paliw wykorzystywanych w polskim ogrzewnictwie



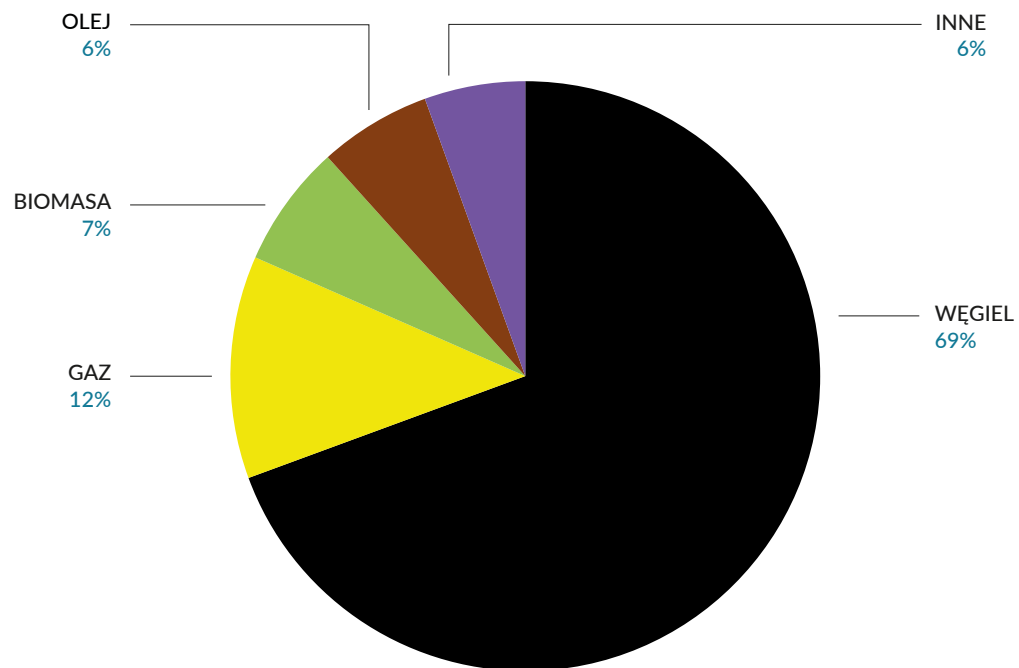
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

6.3. Ciepło systemowe

Główne wyzwania w sektorze ciepła systemowego to:

- **Duża skala i znaczenie** – 393 przedsiębiorstwa ciepłownicze w Polsce dysponują mocą cieplną na poziomie 54 GWt i siecią ciepłowniczą o długości 24 tys. km, która dostarcza ciepło systemowe do 40% gospodarstw domowych. Razem tworzy to drugi największy system ciepłowniczy w Europie.
- **Dominacja węgla** – ciepło systemowe zużywa 14 mln ton węgla rocznie, który odpowiada za 69% dostaw ciepła (**grafika 3**).
- **Opóźnienie działań** – mimo widocznej poprawy wskaźników emisyjnych w ostatnich 20 latach (SO_x , NO_x , pył), obecne tempo odchodzenia od węgla wynosi średnio 1,1 p.p rocznie, co oznacza, że proces ten będzie trwał do lat 2080–2090 r.
- **Inwestycje są nieuniknione** – zdekapitalizowany majątek (ponad 80% jednostek kogeneracyjnych ma ponad 30 lat) i konieczność dostosowania się do wymagań emisyjnych zawartych w unijnych dyrektywach (dyrektywy IED i MCP) oznaczają spore nakłady inwestycyjne również przy utrzymaniu źródeł węglowych.
- **Wysokie emisje CO_2** – dominacja węgla w dostawach ciepła przekłada się na wysokie emisje CO_2 , a rosnące ceny uprawnień do emisji zmniejszają konkurencyjność ciepła systemowego.
- **Podatność na zmiany cenowe** – struktura paliwowa i technologiczna sprawia, że dominującym składnikiem cen ciepła są ceny paliw i uprawnień do emisji CO_2 , co wystawia sektor na ryzyko dużej zmienności cen.
- **Walka o przetrwanie w małych przedsiębiorstwach energetyki cieplnej (PEC)** – przyjęty model taryfowania nie jest w stanie odzwierciedlić realiów rynkowych w cenie usług. W efekcie rentowność działalności wielu PEC w ostatnich latach jest ujemna, a ich głównym celem jest walka o przetrwanie kolejnego roku rozliczeniowego. Sytuacja jest szczególnie trudna dla małych przedsiębiorstw, które stanowią 50% ogółu.
- **Problemy z dostawami paliwa i jego ceną** – zawirowania geopolityczne sprawiły, że wyzwaniem stało się zabezpieczenie dostaw węgla i gazu na sezon zimowy. Ceny węgla w stosunku do ostatnich lat wzrosły ok. pięć- lub sześciokrotnie, a gazu nawet dziesięciokrotnie.

Grafika 3. Struktura paliw wykorzystywanych w ciepłe systemowym

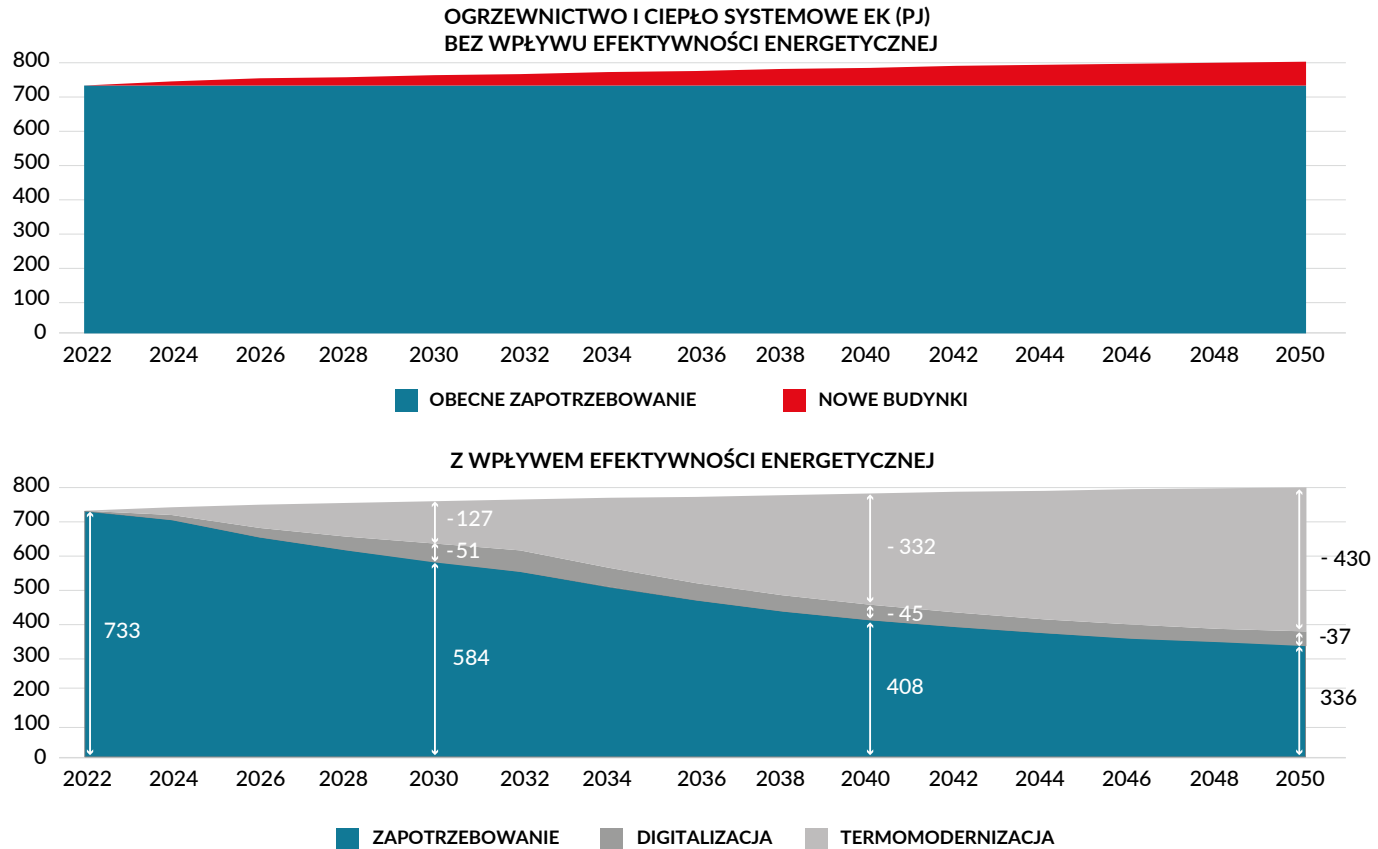


Źródło: opracowanie własne na podstawie danych URE *Energetyka ciepła w liczbach - 2020*.

7. Redukcja zapotrzebowania na ciepło to priorytet

- Zapotrzebowanie na ciepło w Polsce wynosi 733 PJ. Większość ciepła konsumowana jest w sektorze ogrzewnictwa (509 PJ) – to przede wszystkim domy jednorodzinne, budynki wielorodzinne zasilane z własnych kotłowni, firmy oraz lokale usługowe ogrzewane indywidualnymi systemami grzewczymi.
- Ciepło systemowe odpowiada za 224 PJ zużycia ciepła, które jest produkowane i dystrybuowane w ok. 400 przedsiębiorstwach ciepłowniczych w kraju.
- Fundamentem redukcji zużycia ciepła będzie proces głębokiej termomodernizacji budynków (**grafika 4**). Redukcja zapotrzebowania na ciepło może wynieść 127 PJ do 2030 r., 332 PJ do 2040 r. i 430 PJ do 2050 r. Osiągnięcie takich rezultatów oznacza jednak termomodernizację 200 tys. budynków rocznie.
- Istotną rolę może odegrać dotychczas niedoceniany aspekt zarządzania energią. To szereg działań, takich jak: obniżenie temperatury nocą, optymalne nastawy instalacji, równoważenie hydrauliczne. Działania te opisuje raport Forum Energii *Jak obniżyć rachunki za energię przed najbliższą zimą?* Stosowanie ich może być szczególnie istotne w najbliższej dekadzie i może wpłynąć na redukcję zapotrzebowania o 51 PJ. Stopniowo efekt ten będzie malał do 37 PJ w 2050 r. Uwolnienie tego potencjału wymaga działań systemowych, takich jak nowy model biznesowy oparty o komfort cieplny (kwestie te szczegółowo omówiliśmy w raporcie Forum Energii *Przedsiębiorstwo ciepłownicze przyszłości. Nowy model biznesowy*).
- Redukcja zużycia energii cieplnej to tarcza obronna przed wzrostami kosztów ogrzewania i możliwymi fluktuacjami cenowymi. W wyniku podjętych działań sektor zredukuje zużycie ciepła o 20% do roku 2030, o 44% do roku 2040 i o 54% do roku 2050. Najbardziej energochłonne budynki mogą zmniejszyć ilość zużywanego ciepła nawet o 70–80%.
- Mniejsze zapotrzebowanie na paliwa istotnie wpłynie na zapełnienie luki importowej węgla i gazu. Oszczędność ciepła, którą mogą zapewnić termomodernizacja i zarządzanie energią, odpowiada łącznemu zużyciu 20 mln ton węgla lub 13 mld m³ gazu ziemnego.

Grafika 4. Zapotrzebowanie budynków na ciepło a efektywność energetyczna



8. Modernizacja sektora ogrzewnictwa

8.1. Najważniejsze wnioski

Ogrzewnictwo może być zdywersyfikowane i odporne na zmiany

Do 2030 r. ogrzewnictwo może być znacznie mniej podatne na import paliw – wraz z ograniczeniem zużycia węgla o 95% i gazu ziemnego o 60%. W analizowanym scenariuszu w 2030 r. paliwa kopalne będą stanowiły źródło jedynie 22% dostaw ciepła. Montaż 2 mln pomp ciepła, 1 mln instalacji kolektorów słonecznych i 0,9 mln nowoczesnych kotłów biomasowych sprawi, że udział OZE wzrośnie do 60%, a z rynku znikną niewydajne kotły zasypowe. Dzięki temu emisja CO₂ zmniejszy się o 78% (do 9,2 mln ton). Termomodernizacja, efektywne zarządzanie energią, a także przyłączenie części odbiorców do ciepła systemowego sprawią, że w 2030 r. zużycie ciepła w ogrzewnictwie będzie mniejsze o 28%, a paliw o 52%. W rezultacie koszty paliwa będą o 38% niższe, a udział paliw w kosztach ciepła spadnie z 64% do 40%, co zapewni większą stabilność cenową dla odbiorców.

Sektor elektroenergetyczny powinien się przygotować na znaczne zmiany

22 Stan emisyjności KSE będzie miał kluczowy wpływ na efektywność transformacji ogrzewnictwa. Obliczenia zawarte w tej analizie opierają się na scenariuszu transformacji KSE przygotowanym przez Aurora Energy Research dla Forum Energii w opracowaniu *Minął czas na gaz?* (2030 r. – 208 kg CO₂/MWh). W przypadku przyjęcia emisyjności zgodnej z PEP2040 (2030 r. – 452 kg CO₂/MWh) w rozpatrywanym scenariuszu redukcja CO₂ w 2030 r. byłaby o 13 p.p. niższa, a łączne koszty ETS do 2050 r. związane z elektryfikacją wzrosłyby o 58% (+28 mld zł), czyniąc pompy ciepła mniej atrakcyjnymi dla odbiorców.

Również ogrzewnictwo będzie miało duży wpływ na KSE. Już w 2030 r. dominującym źródłem ciepła będzie energia elektryczna. Jej zużycie do napędu pomp ciepła wyniesie 12,6 TWh. W umiarkowanych warunkach zimowych (1°C) szczytowa moc osiągnie 6 GWe, a w ekstremalnych (-15°C) nawet 10 GWe. Dodatkowo należy mieć na uwadze 1,6 mln sztuk konwencjonalnych urządzeń grzewczych (głównie do podgrzewania c.w.u.), które dziś zużywają 10 TWh energii elektrycznej. Priorytetem będą zwiększenie mocy szczytowej, efektywne zarządzanie energią, wsparcie dla akumulatorów ciepła i elastyczne taryfy, o których trzeba myśleć już dzisiaj.

Pompy ciepła i kotły biomasowe są na dobrej drodze, ale rynek kolektorów potrzebuje rewolucji

Osiągnięcie tak ambitnych celów w krótkim czasie będzie się wiązało z dużym popytem na urządzenia grzewcze, na który rynek powinien być gotowy. Rewolucja w elektryfikacji już się rozpoczęła. Po rekordowej sprzedaży pomp ciepła (+200 tys. sztuk) w 2022 r., potrzebne jest kolejne przyspieszenie – do 258 tys. sztuk (wzrost o 27%). Sprzedaż kotłów biomasowych powinna utrzymać się na poziomie zbliżonym do ostatnich lat,

czyli ok. 115 tys. sztuk rocznie, aby wyeliminować nieefektywne kotły zasypowe do 2030 r. Kolektory słoneczne, zapomniane w ostatnich latach, mogą uzupełniać kotły gazowe i do 2030 r. ograniczyć zużycie gazu o 2 mld m³. Polska, dostarczająca 80% kolektorów sprzedawanych w kraju i eksportująca tę technologię, powinna wykorzystać szansę. Realizacja analizowanego scenariusza wymaga wzrostu sprzedaży kolektorów do 1,9 mln m²/rok, a więc pięciokrotnie więcej niż w rekordowym 2018 r. (310 tys. m²).

Efektywność energetyczna

Nie możemy jednak polegać wyłącznie na wymianie źródeł ciepła. Bardzo ważne będzie przyspieszenie działań w zakresie efektywności energetycznej. W 2030 r. dzięki termomodernizacji* zapotrzebowanie spadnie o 80 PJ, a zarządzanie energią przyniesie oszczędności w ogrzewnictwie na poziomie 32 PJ. W latach 2022–2030 te działania pozwolą uniknąć spalania paliw w wysokości: 1,9 mln ton węgla, 2,1 mld m³ gazu, 4,2 mln ton biomasy i 12,6 TWh energii elektrycznej. Do 2030 r. sama efektywność energetyczna pozwoli uniknąć kosztów związanych z zakupem paliw i uprawnień CO₂** w wysokości 51 mld zł, a w całym analizowanym okresie o 368 mld zł.

Transformacja ogrzewnictwa to 1,17 biliona zł oszczędności na zakupie węgla i gazu

Jeśli trend gazyfikacji z ostatnich lat zostałby zachowany, to zużycie gazu wzrosłoby z 4,6 do 10 mld m³ w 2050 r. Oznaczałoby to, że w analizowanym okresie odbiorcy wydaliby 780 mld zł na zakup gazu. W oparciu o przeprowadzoną analizę możliwe jest ograniczenie tych kosztów o 85% do poziomu 115 mld zł. Uwzględniając dodatkowo korzyści względem utrzymania obecnego poziomu zużycia węgla do 2050 r., unikniemy 505 mld zł kosztów zakupu węgla i 665 mld zł kosztów zakupu gazu względem zachowania status quo. W efekcie zaoszczędzony strumień pieniędzy (1 170 mld zł) może zostać przekierowany na budowanie większej wartości dodanej dla kraju. Wszystko pod warunkiem, że polski przemysł będzie na tyle rozwinięty, aby zapewnić wystarczającą podaż urządzeń grzewczych.

Inwestycje w niższe ceny ciepła i mniejszą zależność od paliw

Realizacja analizowanego scenariusza transformacji ogrzewnictwa wymaga inwestycji o wartości 234 mld zł do 2050 r., z których 159 mld zł powinno być zainwestowane do 2030 r. Chociaż początkowo łączne koszty ciepła (koszty inwestycji, O&M, paliw i ETS) w wyniku intensywnego programu inwestycyjnego wzrosną o 12% (do 2028 r.), to przyniosą one długofalowe korzyści w następnych dekadach. W latach 2030–2050 koszty paliwa zostaną zredukowane o 38–70% względem obecnego poziomu. Udział kosztów paliwa spadnie z 64% do 26–28%, dając stabilną strukturę kosztów. W efekcie łączne koszty związane z ogrzewnictwem w Polsce będą niższe o 26% w 2035 r. i 41–44% w latach 2040–2050.

*Ścieżka termomodernizacji w raporcie jest zgodna z wariantem rekomendowanym w analizach Forum Energii – *Czyste ciepło jako motor polskiej gospodarki i Czyste Ciepło 2030*.

**Są to koszty zakupu uprawnień do emisji CO₂ związane z energią elektryczną do napędu pomp ciepła i innych urządzeń elektrycznych w latach 2022–2030 oraz koszty ETS2 w latach 2027–2030.

8.2. Zastąpienie gazu i węgla w ogrzewnictwie innymi technologiami do 2040 r.

Jak może przebiegać równoległe odejście od węgla i gazu?

Dominacja gazu i węgla, smog, wysokie emisje CO₂ i uzależnienie importowe wymuszają pilną potrzebę zmian w ogrzewaniu indywidualnym. W naszej analizie szukaliśmy odpowiedzi na pytanie, jak mógłby wyglądać miks technologiczny, który zapewni odejście od węgla do 2030 r. przy ograniczonej roli gazu ziemnego. W tym slajdzie przedstawiamy scenariusz transformacji dla całego sektora ogrzewnictwa. W dalszej części skupimy się na pogłębieniu analizowanych technologii.

Zmiany do 2030 r.

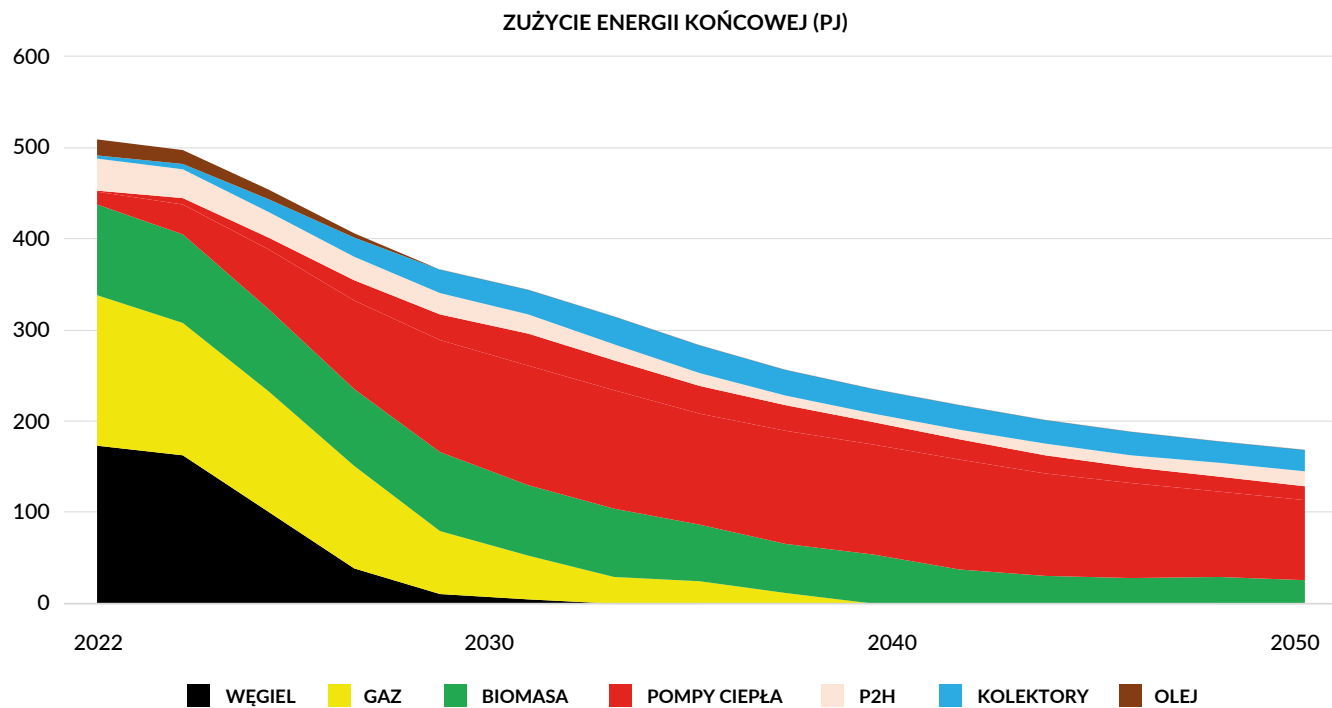
Nasza analiza pokazuje, że do 2030 r. możemy ograniczyć zapotrzebowanie na węgiel o 95%, a na gaz o 60%. Montaż 1,9 mln pomp ciepła będzie w stanie zaspokoić 60% luki energetycznej związanej z równoległym odejściem od gazu i węgla. Konieczna będzie więc znaczna poprawa efektywności energetycznej budynków (redukcja zapotrzebowania na ciepło o 28%). Dużą rolę mogą odegrać kolektory słoneczne, które w tym opracowaniu rekompensują 10% energii wynikającej z braku węgla i gazu. Do 2030 r. zapotrzebowanie na biomasę spadnie o 14%, chociaż jej udział wzrośnie do 24% w wyniku malejącego zużycia ciepła. Taki przebieg transformacji oznacza wzrost udziału OZE w ogrzewnictwie do **60%** w 2030 r.

Zmiany w latach 2040–2050

Przewidujemy, że całkowite odejście od spalania paliw kopalnych w ogrzewnictwie nastąpi do 2040 r. Udział OZE w 2040 r. wyniesie 94%* i wraz z zazielenianiem KSE wzrośnie do **100%** w 2050 r. (**grafika 5**). Zużycie ciepła w stosunku do roku wyjściowego spadnie o **54%** w 2040 r. i **67%** w 2050 r. Będzie to wynik zarówno znacznej poprawy efektywności energetycznej (termomodernizacja i zarządzanie energią), jak i rosnącego znaczenia ciepła systemowego w ogólnych dostawach ciepła (czyli przyłączenia budynków do sieci ciepłowniczych – istniejących i lokalnych sieci niskotemperaturowych).

*Pozostałe 6% to zużycie energii elektrycznej do napędu pomp ciepła i P2H.

Grafika 5. Zużycie energii końcowej w ogrzewnictwie w latach 2022–2050



8.3. Przebudowa ciepłownictwa i ogrzewnictwa – korzyści ekonomiczne i środowiskowe

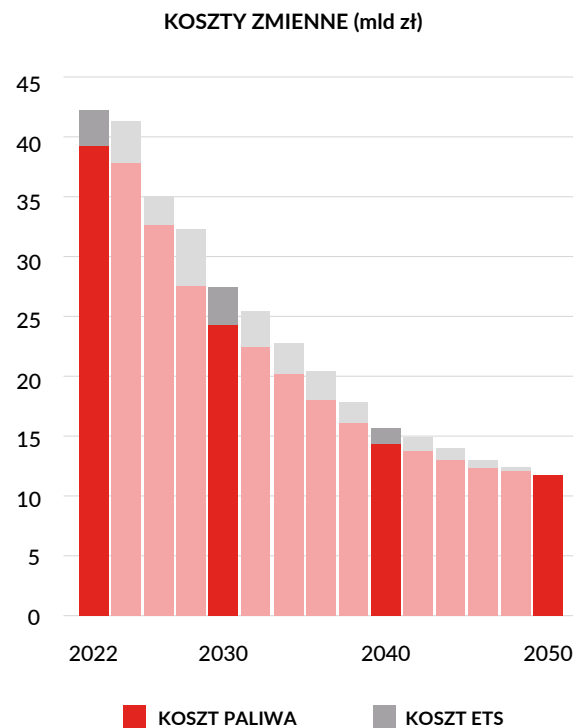
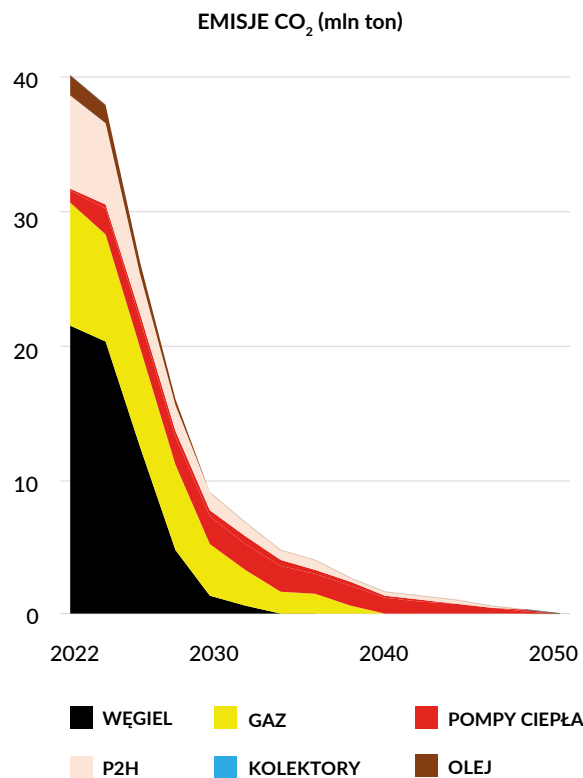
Korzyści klimatyczne

- Ogrzewnictwo emituje obecnie 40,6 mln ton CO₂, a głównymi źródłami emisji są węgiel (54%), gaz ziemny (23%) i konwencjonalne urządzenia elektryczne (17%), takie jak podgrzewacze wody, grzejniki elektryczne itp. Całkowite odejście od spalania węgla w gospodarstwach domowych i znaczna redukcja gazu zaowocują spadkiem emisji z ogrzewnictwa o 78% do 2030 r. Do 2040 r. dalszy rozwój technologii niskoemisyjnych i całkowite odejście od gazu wpłyną na spadek emisji CO₂ o 96% (emisja wyniesie wówczas 1,6 mln ton CO₂). W 2050 r. sektor osiągnie neutralność klimatyczną (**grafika 6**).
- Wraz z postępowaniem transformacji, zmieni się struktura emisji CO₂. W 2030 r. 43% emisji w ogrzewnictwie będzie pochodziło z urządzeń zasilanych energią elektryczną. Wpływ systemu elektroenergetycznego na dekarbonizację ogrzewania indywidualnego będzie rósł. Szybsze tempo rozwoju OZE w miksie energetycznym będzie miało pozytywny wpływ na tempo zmian w ogrzewnictwie.

Korzyści ekonomiczne

- **Koszt paliwa** – w analizowanym okresie znacznie spadną koszty paliw potrzebnych do ogrzania indywidualnych budynków. Do 2030 r. wydatki na ten cel zmniejszą się względem roku wyjściowego o 38% i wyniosą 24 mld zł. Spadek kosztów zużycia paliw w ogrzewnictwie będzie kontynuowany do lat 40., kiedy to ustabilizują się na one poziomie 12–15 mld zł. Oznacza to redukcję kosztów o 63–70% względem roku wyjściowego (**grafika 6**). Opisywany spadek będzie wynikiem znacznej poprawy efektywności energetycznej budynków, a także odejścia od gazu i węgla na rzecz bardziej efektywnych źródeł ciepła.
- **Koszty ETS** – w początkowych latach koszty uprawnień do emisji CO₂ wynoszą 3 mld zł/rok i są związane z zakupem energii elektrycznej (koszt CO₂ jest uwzględniony w taryfie energii elektrycznej) do ogrzewania i podgrzewania wody. Rola kosztów CO₂ wzrośnie od 2027 r. wraz z wdrożeniem systemu ETS2, kiedy to koszty związane z wpływem na klimat wyniosą 5 mld zł/rok. W kolejnych latach składnik ten będzie malał – do 1 mld zł w roku 2040 aż całkowicie zniknie w 2050 r. Będzie to wynik konsekwentnego wycofywania się z gazu do roku 2040, a także zazieleniania systemu elektroenergetycznego.

Grafika 6. Zmiana emisji CO₂ i kosztów zmiennych w ogrzewnictwie w latach 2022–2050



Źródło: opracowanie własne.

8.4. Duży program inwestycyjny w na rzecz długoterminowego ograniczenia kosztów ogrzewania

Łączne koszty zaopatrzenia w ciepło

- W roku wyjściowym łączne koszty zaopatrzenia w ciepło wyniosły 62 mld zł i opierały się głównie na kosztach paliwa (2/3 kosztów). Koszty dostaw ciepła w ogrzewnictwie osiągną szczyt w 2028 r. i wyniosą 70 mld zł, co oznacza wzrost o 13%. W 2028 r. znacznie zmieni się struktura kosztów zaopatrzenia w ciepło. Wówczas głównym składnikiem kosztowym będą nakłady inwestycyjne (50% wszystkich kosztów), a cena ciepła będzie w mniejszym stopniu zależna od cen paliw (w 40%).
- Od początku lat 30., po okresie wzrostów związanych z dużymi inwestycjami, nastąpi dynamiczny spadek kosztów zaopatrzenia w ciepło, które w 2040 r. osiągną poziom 33 mld zł. Ten trend będzie kontynuowany do 2050 r., kiedy to koszt dostarczenia ciepła w ogrzewnictwie wyniesie 28 mld zł (**grafika 7**).

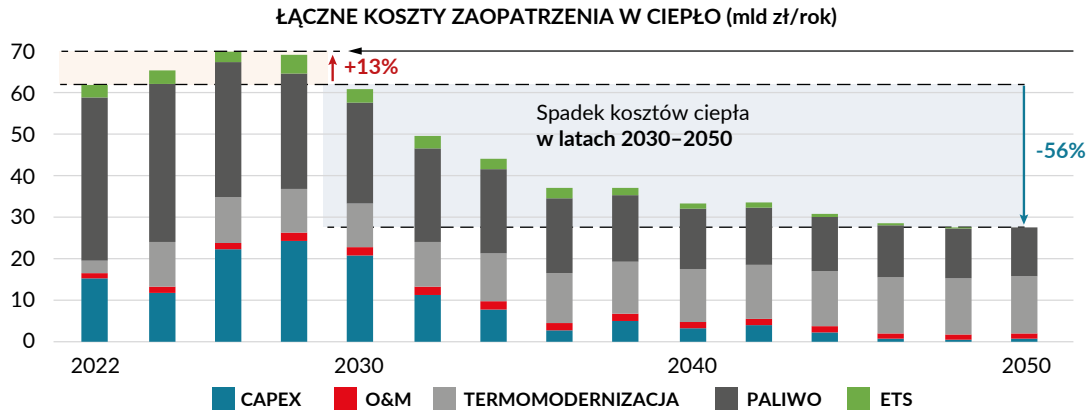
Nakłady inwestycyjne

- Początkowy wzrost kosztów dostarczenia ciepła wynika z potrzeby intensywnych inwestycji w najbliższej dekadzie. Poprawa bezpieczeństwa energetycznego i jakości powietrza w Polsce będzie wymagała inwestycji w źródła ciepła w wysokości 234 mld zł do 2050 r. Większość tych funduszy (159 mld zł) powinna być zainwestowana do roku 2030 (**grafika 7**). Taki plan inwestycyjny jest konieczny, biorąc pod uwagę stan wyjściowy, czyli duże ilości importowanych paliw spalanych w niewydajnych źródłach ciepła.

Programy wsparcia finansowego

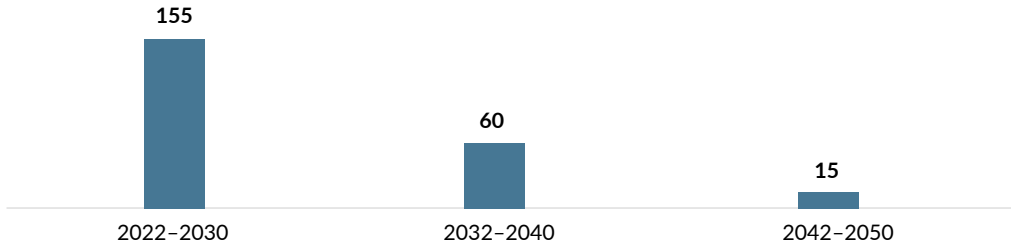
- Kluczowym aspektem będzie dostępność programów finansowania, które obejmą wyzwania związane z kosztami transformacji. Z jednej strony, jest to bariera związana z poniesieniem wysokich nakładów inwestycyjnych na początku, które będą rekompensowane niskimi kosztami eksploatacyjnymi. Z drugiej strony, dynamika transformacji będzie nierównomierna, ponieważ większość inwestycji powinna zostać zrealizowana w najbliższych latach.
- Dofinansowanie nakładów inwestycyjnych w wysokości 60 mld zł do 2030 r. zredukuje przejściowy wzrost kosztów zaopatrzenia w ciepło do poziomu wyjściowego. Dzięki temu łączne koszty nie ulegną zwiększeniu, mimo intensywnej fazy inwestycji. Uzupełnieniem dopłat do inwestycji powinny być długoterminowe pożyczki, które zniwelują barierę wysokich kosztów początkowych.

Grafika 7. Łączne koszty zaopatrzenia w ciepło i nakłady inwestycyjne



Przejęciowy wzrost kosztów do 2028 r. o 12-13%.
 Dofinansowanie 60 mld zł pozwoli zachować poziom cen wyjściowych

NAKŁADY INWESTYCYJNE – ŹRÓDŁA CIEPŁA (mld zł)



Źródło: opracowanie własne.

8.5. Zmiana roli węgla w ogrzewaniu indywidualnym

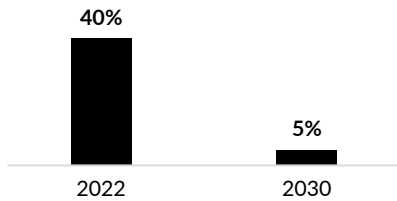
Jednym z założeń brzegowych przyjętych w tej analizie było odejście od węgla w ogrzewnictwie do 2030 r. Poniżej opisujemy, jak w związku z tym założeniem zmieni się rola węgla w sektorze ciepła niesystemowego w porównaniu do punktu wyjściowego (**grafika 8**).

- Zgodnie z wynikami naszej analizy udział węgla w ogrzewnictwie, mierzony energią pierwotną, spadnie z obecnych 40% do 5% w 2030 r. Temu procesowi towarzyszyć będzie dwudziestokrotny spadek zapotrzebowania na węgiel (z obecnych 9,2 mln ton do 0,5 mln ton w 2030 r.).
- Spadek zapotrzebowania na węgiel będzie miał przełożenie na zmniejszone emisje CO₂. Większość emisji z ogrzewnictwa pochodzi obecnie ze spalania węgla (22 z 40 mln ton). Do 2030 r. emisje z węgla spadną znacząco i będzie on odpowiedzialny za 14% (1,2 z 9,2 mln ton) emitowanego CO₂.
- Znaczna redukcja zużycia węgla będzie miała swoje odzwierciedlenie w kosztach zakupu tego paliwa. Przy wyjściowej cenie na poziomie ok. 1000 zł/tona* jego zakup dla indywidualnych odbiorców wiąże się z łącznym kosztem 9 mld zł rocznie. Do 2030 r. ten koszt zostanie znacznie zredukowany i wyniesie 0,5 mld zł/rok.
- W analizowanym scenariuszu koszty związane z zakupem węgla wyniosą łącznie 51 mld zł, a koszty związane z emisją CO₂ – 3 mld zł. Widać szczególnie niskie znaczenie kosztów ETS2, gdyż wraz z wejściem tego systemu, z początkowo niższymi opłatami, zużycie węgla jest już stosunkowo niskie (2 mln ton w 2028 r.). Jeśli utrzymalibyśmy obecne zużycie węgla w analizowanym okresie (lata 2022-2050), to koszty zakupu paliwa wyniosłyby 269 mld zł, a koszty związane z emisją CO₂ 290 mld zł.

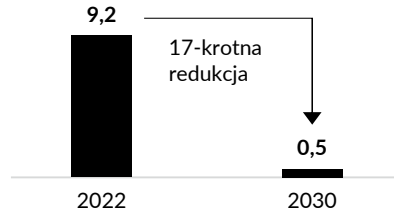
*Na potrzeby długoterminowej analizy założyliśmy ceny węgla w ustabilizowanych warunkach, chociaż w 2022 r. jego ceny dochodziły nawet do 3000 zł/tona.

Grafika 8. Zmiany roli węgla w ogrzewaniu indywidualnym

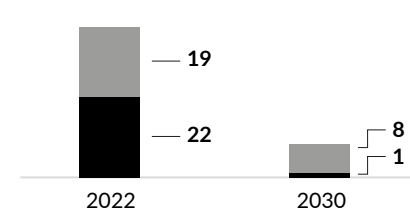
UDZIAŁ WĘGLA W OGRZEWNICTWIE
- ENERGIA PIERWOTNA (%)



ZAPOTRZEBOWANIE NA WĘGIEL
(mln ton)

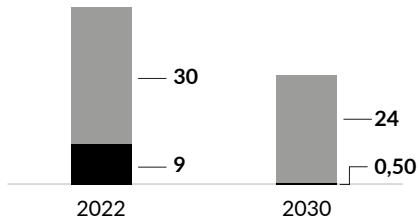


EMISJA CO₂
(mln ton)



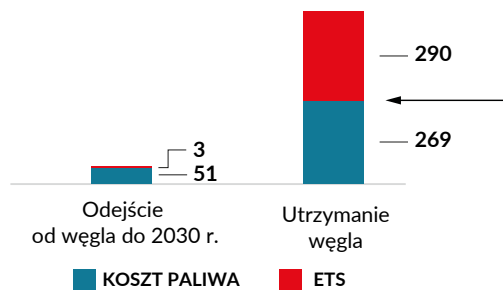
■ WĘGIEL ■ POZOSTAŁE

UDZIAŁ WĘGLA W KOSZTACH PALIWI
(mld zł)



■ WĘGIEL ■ POZOSTAŁE

ŁĄCZNY KOSZT ZMIENNY WĘGLA
LATA 2022-2050 (mld zł)



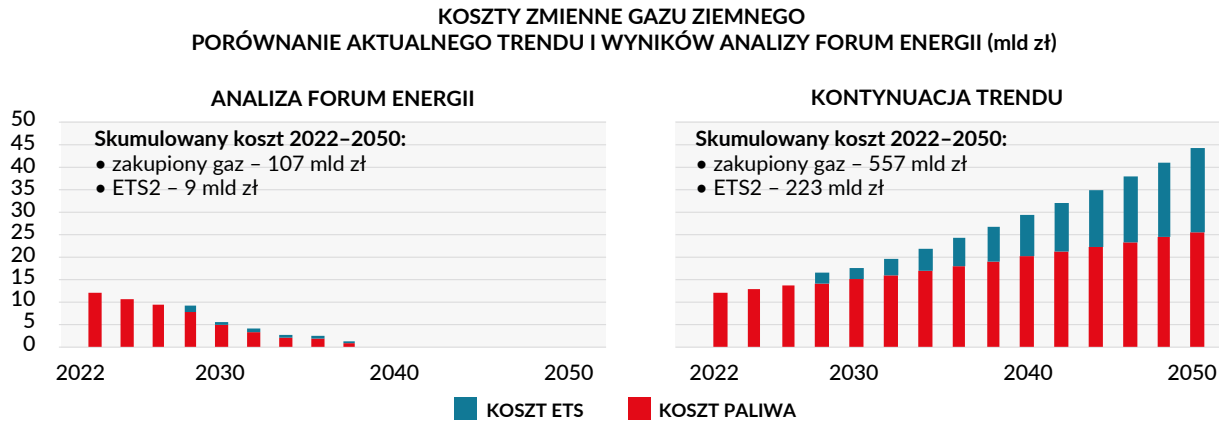
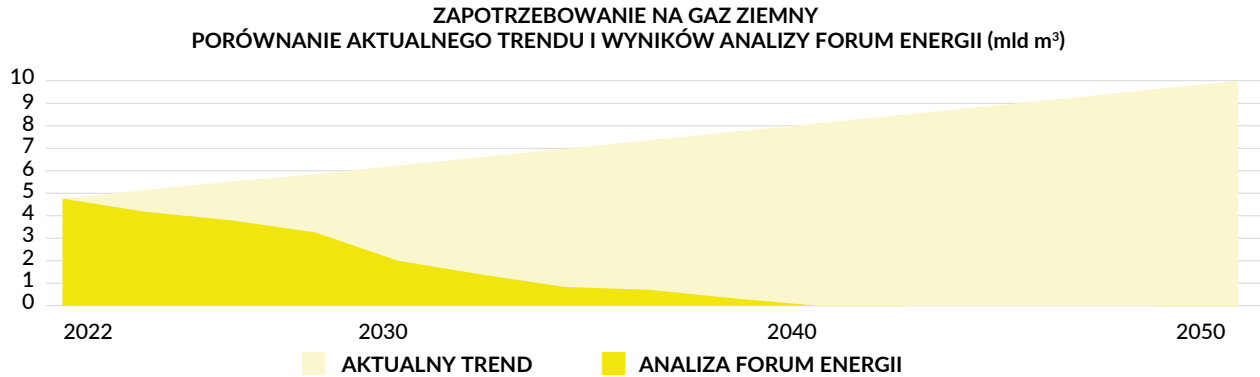
Pozostanie przy węglu oznaczałoby koszty 560 mld zł związane z zakupem paliwa i emisją CO₂

■ KOSZT PALIWA ■ ETS

8.6. Zmiana roli gazu ziemnego w ogrzewaniu indywidualnym

- Ogrzewnictwo w ostatnich latach intensywnie się gazyfikowało. W efekcie od 2011 r. ilość gazu zużywanego na potrzeby grzewcze wzrosła z 2,6 do 4,6 mld m³. Utrzymanie takiego trendu oznaczałoby wzrost zapotrzebowania na gaz do 6 mld m³ w 2030 r. i prawie 10 mld m³ w 2050 r.
- Nasza analiza pokazuje, że możliwe jest odwrócenie trendu ostatnich lat. Zapotrzebowanie na gaz w ogrzewnictwie może spaść w 2030 r. do 1,9 mld m³. Oznacza to redukcję o 60%, która poprzedzi odejście od tego surowca do 2040 r. W efekcie udział gazu w dostawach ciepła, wynoszący obecnie ok. 30%, spadnie do 19% w 2030 r. i 9% w 2035 r.
- Proces odchodzenia od gazu ziemnego w ogrzewnictwie będzie miał pozytywny wpływ na redukcję emisji CO₂. Spalaniu tego surowca na potrzeby grzewcze towarzyszy emisja 9,4 mln ton CO₂, co stanowi 1/4 emisji w ogrzewnictwie. Do 2030 r. wartość emisji z gazu spadnie do 3,9 mln ton CO₂, a w 2035 r. emisje z gazu wyniosą 1,5 mln ton CO₂, by spaść do 0 w 2040 r.
- W roku wyjściowym koszt zakupu gazu dla sektora ciepła wyniósł 12 mld zł. Łączne koszty zakupu gazu w latach 2022–2050, na podstawie wyników naszej analizy, wyniosą 107 mld zł. Brak adekwatnych działań i spalanie gazu w dotychczasowym tempie, oznaczałoby że do 2050 r. wydamy 557 mld zł na zakup gazu do ogrzewania indywidualnego, a roczne koszty zakupu gazu wzrosną do 26 mld zł/rok w 2050 r. **(grafika 9)**.
- Odejście od gazu oznacza uniknięcie znacznych kosztów związanych z zakupem uprawnień do emisji CO₂. Wyniki naszej analizy pokazują, że w latach 2028–2034 koszty te będą na poziomie 0,6–1,3 mld zł/rok, a skumulowany koszt emisji CO₂ do 2050 r. wyniesie 9 mld zł/rok. Utrzymanie obecnego trendu gazyfikacji oznacza stopniowy wzrost tych kosztów do 19 mld zł/rok w 2050 r. oraz skumulowany koszt wynoszący 223 mld zł.

Grafika 9. Zmiany roli gazu ziemnego w ogrzewaniu indywidualnym



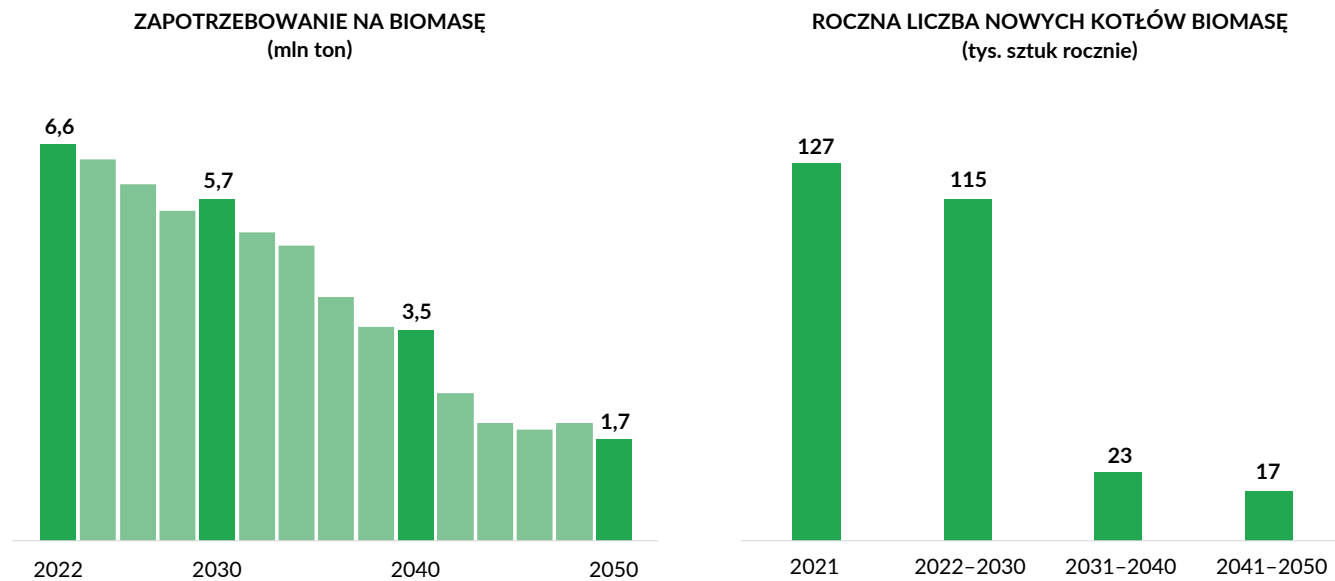
Źródło: opracowanie własne.

8.7. Ograniczona rola biomasy w ogrzewnictwie

- Dzisiejsze zapotrzebowanie na biomasę w ogrzewaniu indywidualnym wynosi ok. 6,6 mln ton. Głównym paliwem, używanym w 84% kotłów spalających biomasę, jest drewno kawałkowe, a 14% odbiorców używa do tego celu pelletu drzewnego. Tylko 2% kotłów na paliwa stałe (w tym na biomasę) spełnia aktualne wymagania rynkowe, a 70% wszystkich kotłów to kotły zasypowe, czyli dające swobodę rodzaju wrzucanego paliwa* (**grafika 10**).
- Przewidujemy, że zużycie biomasy będzie systematycznie malało, a tempo zmian będzie różne w poszczególnych okresach.
 - W początkowej fazie nastąpi łagodny spadek zapotrzebowania, który wyniesie 14% do 2030 r. Pomimo spadku zapotrzebowania na biomasę, jej rola w dostawach ciepła nieznacznie wzrośnie – z dzisiejszych 20% do 24% w 2030 r. Umocnienie roli biomasy w tym okresie wynika ze znacznego spadku udziału węgla i gazu.
 - W kolejnych dekadach udział biomasy utrzyma się na poziomie 24% do 2040 r. i zacznie maleć do 15% w 2050 r. Będzie to wynik rosnącego znaczenia elektryfikacji i kolektorów słonecznych.
 - W efekcie w 2050 r. popyt na biomasę osiągnie poziom 1,7 mln ton, co stanowi 1/4 obecnego zużycia.
- Nasza analiza wskazuje, że zapotrzebowanie na nowe kotły biomasowe do 2030 r. wyniesie 115 tys. sztuk rocznie, co oznacza skurczenie się rynku o 10% w stosunku do sprzedaży z 2021 r. Wysokie zapotrzebowanie na kotły biomasowe w początkowym okresie wynika z wymiany starych, nieefektywnych kotłów. Wraz ze stopniową wymianą kotłów na nowocześniejsze, zapotrzebowanie na nie zacznie spadać do 23 tys. sztuk rocznie w latach 2031–2040 i 17 tys. sztuk w latach 2041–2050.
- W naszych prognozach biomasa traktowana jest jako źródło ciepła o zerowych emisjach CO₂. Należy jednak podkreślić, że faktyczny bilans emisji i zanieczyszczeń powietrza zależy od jakości źródła ciepła, jego poprawnego użytkowania, rodzaju paliwa i metody jego pozyskania. Obecny obraz spalania biomasy w Polsce znacznie odbiega od zalecanych norm niskich emisji. Nasza analiza wskazuje na konieczność utrzymania przejściowej roli biomasy w procesie odchodzenia od węgla i gazu. Priorytetem dla rządu powinno być uregulowanie tego sektora. Przede wszystkim należy wprowadzić i egzekwować obowiązkowe wymagania jakościowe dla biomasy.

*Źródło danych: Centralna Ewidencja Emisyjności Budynków.

Grafika 10. Zapotrzebowanie na biomasę i nowe kotły na biomasę

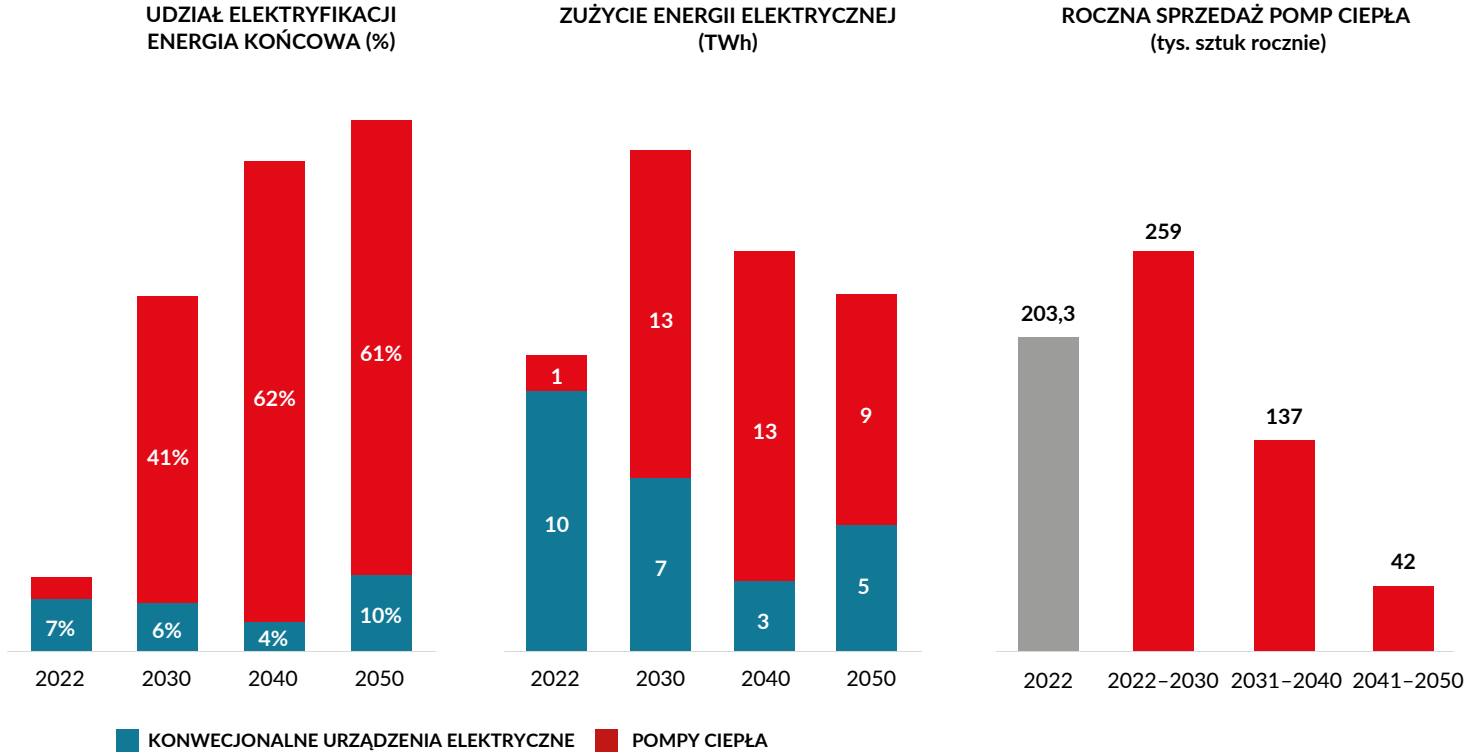


Źródło: opracowanie własne.

8.8. Elektryfikacja ogrzewania to przyszłość

- Nasze prognozy wskazują, że elektryfikacja będzie wiodącą technologią w ogrzewnictwie. Do 2030 r. jej udział w dostawach ciepła wzrośnie do 47% i dostarczy ona 175 PJ ciepła. Elektryfikacja będzie rozwijała się przez cały analizowany okres, a jej udział w dostawach ciepła wzrośnie do 66% w 2040 r. i 71% w 2050 r. Pomimo wzrostu udziału elektryfikacji w ogrzewnictwie, produkcja ciepła osiągnie szczyt w 2032 r. (186 PJ), a następnie będzie spadać aż do 120 PJ w 2050 r. (**grafika 11**).
- Przewidujemy, że zmieni się struktura urządzeń związanych z elektryfikacją. Dzisiaj w dostawach ciepła w tej grupie technologicznej dominują (stanowiąc 70%) urządzenia, takie jak podgrzewacze wody, grzejniki elektryczne, maty i folie grzewcze. W 2030 r. pompy ciepła będą odpowiedzialne za 87% dostaw ciepła w tym zestawieniu. Ich wpływ wzrośnie do 94% w 2040 r., a następnie spadnie do 86% w 2050 r. Spadek ten wynika z przewidywanych niskich cen energii elektrycznej i wysokiej efektywności energetycznej budynków, które podnoszą opłacalność innych rozwiązań.
- Znaczny wzrost dostaw ciepła z energii elektrycznej nie przełoży się na równie szybki wzrost emisji CO₂ z tej technologii. Do 2030 r. emisje związane z elektryfikacją spadną o 50% (do 4 mln ton), przy wzroście dostarczonego ciepła z 50 do 175 PJ. To zastąga spadek emisyjności KSE i wzrostu znaczenia pomp ciepła względem źródeł o niższej sprawności. W 2040 r. emisje CO₂ spadną o 80% (do 1,6 mln ton) w stosunku do 2022 r. W latach 2041–2050 będą natomiast stopniowo malały aż do zera wraz z dekarbonizacją systemu elektroenergetycznego.
- Analizowany przez nas proces elektryfikacji ogrzewnictwa będzie wiązał się z dużym programem inwestycyjnym o łącznej wartości 168 mld zł w latach 2022–2050. Znaczna część z tej kwoty (111 mld zł) będzie musiała być poniesiona do 2030 r. Realizacja rozważanego scenariusza wymaga średniorocznej sprzedaży 258 tys. sztuk pomp ciepła rocznie w latach 2022–2030, czyli 27% więcej niż w rekordowym 2022 r. W kolejnych dekadach prognozujemy spadek sprzedaży ze względu na wysycenie się rynku (136 tys. sztuk/rok w latach 2031–2040 i 42 tys. sztuk/rok w latach 2041–2050).
- Pompy ciepła są kluczowe dla transformacji ogrzewnictwa. Ich intensywny rozwój oznacza duże wyzwania dla systemu elektroenergetycznego. Opisywane przez nas tempo rozwoju oznacza, że szczytowe moce elektryczne w średnich warunkach zimowych (1°C) mogą osiągnąć 6 GWe, a w ekstremalnych (-15°C) nawet 10 GWe. Zarządzanie mocami szczytowymi będzie miało istotne znaczenie dla utrzymania stabilności sieci i uniknięcia wysokich kosztów operacyjnych systemu. Priorytetem powinno być wyposażenie instalacji w odpowiednie narzędzia: algorytmy sterowania oparte na taryfach czasowych, wzrost udziału instalacji niskotemperaturowych, akumulacja ciepła, hybrydowe systemy grzewcze, wzrost udziału gruntowych pomp ciepła.

Grafika 11. Wzrost znaczenia elektryfikacji w transformacji sektora ciepła i dynamika sprzedaży pomp ciepła



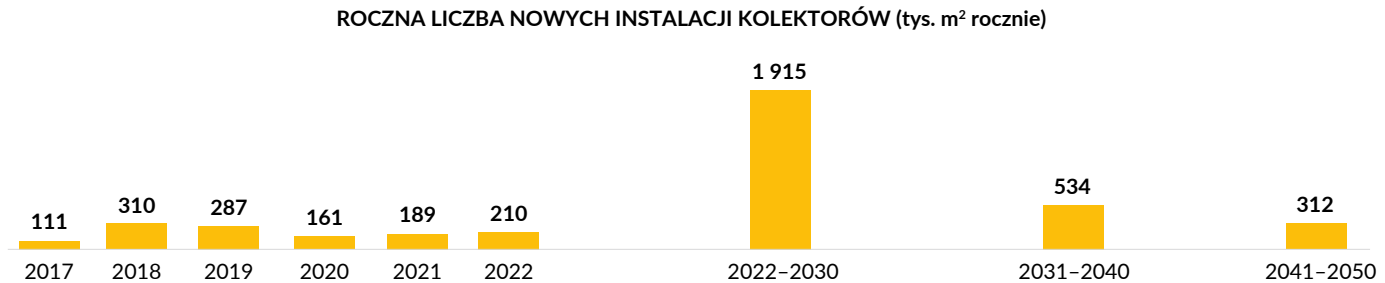
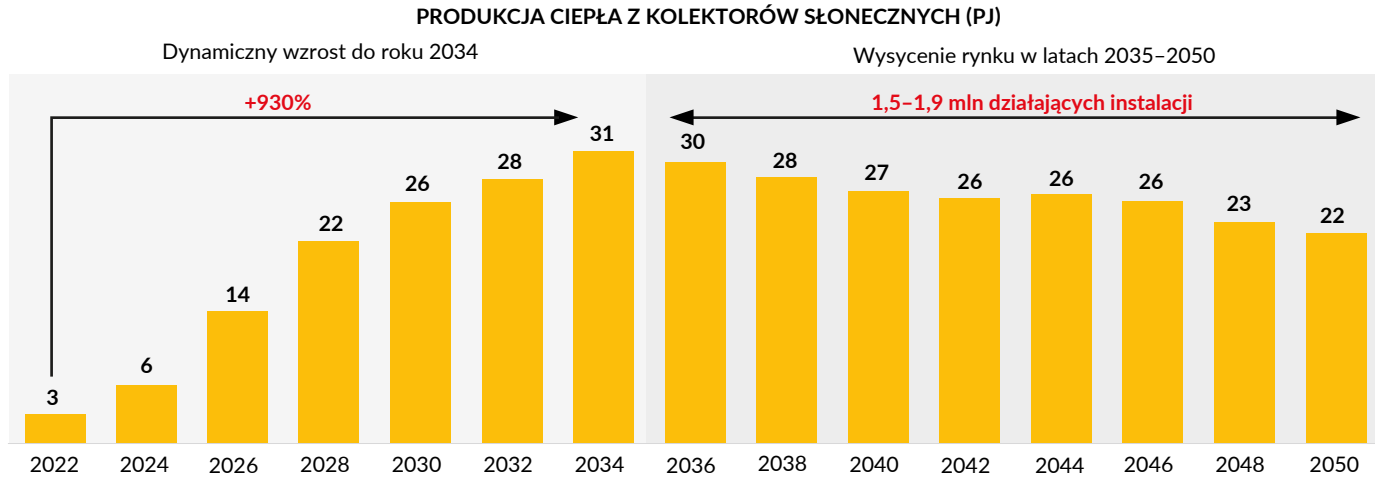
Źródło: historyczna sprzedaż pomp ciepła (203,3 tys. sztuk w roku 2022 na podstawie PORT PC).

8.9. Rola kolektorów słonecznych

- Kolektory słoneczne dostarczają dziś 3 PJ ciepła, co stanowi 0,6% udziału w całkowitych dostawach w ogrzewnictwie. Zgodnie z naszymi analizami ta technologia zyska na znaczeniu i będzie się dynamicznie rozwijała do 2034 r., rosnąc do 31 PJ (10% dostaw ciepła). W kolejnych latach przewidujemy spadek produkcji do 26 PJ w 2040 r. i 22 PJ w 2050 r. Ten spadek wynika z wysycenia rynku, rosnącej efektywności energetycznej (także w zakresie c.w.u.) i dalej rosnącego udziału elektryfikacji. Pomimo spadku ilości ciepła z kolektorów, ich udział wzrośnie do 13–14% w latach 2040 i 2050 (**grafika 12**).
- Kolektory słoneczne mogą znaleźć zastosowanie jako urządzenia hybrydowe, które pomogą zredukować zużycie węgla i gazu w setkach tysięcy stosunkowo nowych źródeł ciepła wybudowanych w ostatnich latach. Mogą one również współpracować z pompami ciepła, ograniczając zużycie energii elektrycznej. Szacowany wzrost produkcji ciepła w 2034 r. do 31 PJ stanowi ekwiwalent energetyczny 0,8 mld m³ gazu, 1,2 mln ton węgla lub 2,6 TWh energii elektrycznej potrzebnej do napędu pomp ciepła.
- Rozwój tej technologii będzie wymagał znacznego pobudzenia rynku kolektorów. Do 2030 r. średnioroczna sprzedaż powinna wzrosnąć do 1,9 mln m²/rok (ok. 130 tys. instalacji), co oznacza prawie dziesięciokrotny wzrost w stosunku do ubiegłych lat (111–310 tys. m²). W latach 2031–2040 średnioroczna sprzedaż wyniesie 534 tys. m² (42 tys. instalacji), a w latach 2041–2050 – 312 tys. m² (35 tys. instalacji).
- Do 2050 r. nakłady inwestycyjne na kolektory słoneczne wyniosą 50 mld zł. Prawie 90% tej kwoty (44 mld zł) zostanie poniesiona do 2035 r. w fazie dynamicznego rozwoju rynku (wzrost produkcji ciepła o 930%). W latach 2035–2050 szacowane nakłady wyniosą 5 mld zł. Spadek nakładów inwestycyjnych w ostatnich 15 latach spowodowany będzie wysyceniem rynku (1,7 mln instalacji w 2035 r.).

To sygnał dla sektora i rządu wymagający strategicznego podejścia i stałego utrzymywania mocnej pozycji Polski jako eksportera kolektorów na rynki zewnętrzne. Odpowiednie planowanie i inwestycje w fazie rozwoju oraz wysycenia krajowego rynku mogą być szansą dla polskiej gospodarki (więcej na ten temat w raporcie Forum Energii *Czyste ciepło jako motor polskiej gospodarki*).

Grafika 12. Produkcja ciepła z kolektorów słonecznych i wzrost liczby nowych instalacji



Źródło: historyczna sprzedaż kolektorów słonecznych na podstawie danych SPIUG.

9. Modernizacja ciepła systemowego

9.1. Najważniejsze wnioski

Ciepło systemowe może przejść znaczną transformację do 2030 r.

W najbliższych latach sektor ciepła systemowego może ograniczyć zużycie węgla o 56%. W przeciągu dekady ciepło systemowe może być zdywersyfikowane z udziałem węgla w dostawach ciepła na poziomie 33% i OZE wynoszącym 37%. Aby to osiągnąć, tempo odchodzenia od węgla musi wzrosnąć do 4,2 p.p./rok. Pompy ciepła i kolektory słoneczne z magazynami ciepła do 2030 r. mogą pokryć połowę luki po węglu. Dzięki tym działaniom emisje CO₂ spadną (względem roku wyjściowego) o 36% do 2030 r. Aby taka ścieżka transformacji była możliwa, konieczny jest średnioroczny wzrost nakładów inwestycyjnych na źródła ciepła do 8,1 mld zł/rok – to ponad 300% więcej niż w ostatnich latach (1,9 mld zł/rok).

Nie ma czasu na przedłużanie dotychczasowych trendów

Spalanie węgla i gazu ziemnego, w kontekście wysokich cen emisji CO₂, oznacza znaczny wzrost kosztów wytworzenia ciepła w przyszłości (do 124–140 zł/GJ). Choć alternatywne źródła ciepła wysokotemperaturowego (biomasa, biometan) są sprawdzonymi technologiami i będą istotne w procesie transformacji, to ich zasoby są ograniczone. Długoterminowa wizja redukcji cen ciepła wymaga intensywnego rozwoju źródeł niskotemperaturowych. Nie możemy czekać na inne kraje – to Polska powinna być pionierem zmian. Analizowany scenariusz oznacza, że w 2035 r. w sektorze powinno być ponad 5,5 GWt pomp ciepła, 5,6 GWt kolektorów słonecznych oraz 25 mln m³ magazynów ciepła. Wynika z tego, że w każdym roku powinniśmy budować 20–40 wielkoskalowych pomp ciepła oraz 15–30 dużych systemów kolektorów z sezonowymi magazynami ciepła.

Zużycie gazu ziemnego wzrośnie, ale możemy znacznie ograniczyć jego rolę

Prześciowa rola gazu ziemnego do 2030 r. może zostać ograniczona o 35% względem poziomu, który przewidywaliśmy w naszej analizie z 2020 r., spadając z 56 PJ do 37 PJ dostarczonego ciepła. Szacujemy, że zużycie gazu ziemnego wzrośnie do 2,8 mld m³ w 2030 r. W porównaniu z rekomendowanym scenariuszem w rządowej strategii ciepłownictwa, analizowany scenariusz oznacza o 73% mniejsze zużycie gazu w badanym okresie (łącznie w latach 2022–2050).

Kluczowe będzie efektywne wykorzystanie zasobów

Ciepło systemowe może być kluczem do wykorzystania lokalnych zasobów energii. Jednak z uwagi na ograniczone zasoby ciepła odpadowego, biomasy czy biometanu, priorytetem staje się ich racjonalne wykorzystanie. Mimo że udział ciepła systemowego w łącznych dostawach ciepła wzrośnie z 31% w roku wyjściowym do 50% w roku 2050, to zapotrzebowanie na ciepło spadnie o 23–25%. Przy zachowaniu obecnej efektywności energetycznej wzrosłoby o 70%. Wzrost udziału kogeneracji z biometanu, biomasy i innych paliw przyniesie korzyści dla KSE w postaci produkcji energii elektrycznej na poziomie 30 TWh w 2030 r. i 21 TWh w 2050 r.

Transformacja to szansa na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego

Aż 92% używanych dziś w sektorze paliw, takich jak węgiel, gaz ziemny czy olej, jest silnie narażonych na zmiany cen w związku z importem i kosztami emisji CO₂. W 2030 r. ich udział spadnie do 66%, a w 2040 r. 89% paliw będzie opartych o lokalnie produkowany i bezemisyjny biometan oraz energię elektryczną w dużym stopniu pochodzącą z OZE.

Sektor potrzebuje wsparcia na drodze do niskich i stabilnych cen

Jeśli ciepłownictwo systemowe nie zacznie się zmieniać, to ceny ciepła znacznie wzrosną. Inwestycje podniosą przejściowo łączne koszty o 31% do 2030 r., jednakże program dofinansowań w wysokości 75 mld zł zredukuje przejściowy wzrost. Po okresie inwestycji koszty ciepła zaczną spadać i w latach 2040–2050 będą o 11–20% niższe w stosunku do roku wyjściowego. Wraz ze spadkiem cen ciepła, będą one coraz stabilniejsze. Udział kosztów zmiennych związanych z paliwami i uprawnieniami do emisji CO₂ spadnie z obecnych 64% do 46% w 2030 r., a następnie do 39% w 2050 r. W efekcie przedsiębiorstwa ciepłownicze i odbiorcy ciepła systemowego będą funkcjonowali w bardziej przewidywalnych warunkach finansowych.

Ciepło systemowe również będzie silnie powiązane z KSE

Wraz z postępowaniem elektryfikacji, będzie rósł wpływ systemu elektroenergetycznego na funkcjonowanie przedsiębiorstw ciepłowniczych. Poziom emisji CO₂ w elektroenergetyce będzie kluczowym czynnikiem wpływającym na ceny ciepła systemowego i osiąganie celów klimatycznych. W 2030 r. koszt wytworzenia ciepła z pompy ciepła (w zależności od poziomu emisji) może wynieść od 72–98 zł/GJ, stanowiąc o ich atrakcyjności kosztowej. Wpływ ciepła systemowego na system elektroenergetyczny będzie rósł. W 2030 r. w przypadku ekstremalnych temperatur (-15°C) zapotrzebowanie na moc w scenariuszu opartym o stabilne źródła odpadowe (grunt, oczyszczalnie ścieków itp.) wyniesie 2 GWe. W zastosowaniach niskotemperaturowych zapotrzebowanie może być niższe o 40% (1,2 GWe), z kolei w przypadku tradycyjnych pomp powietrze–woda wzrośnie o 70% (do 3,4 GWe). Moce kogeneracyjne, które szacujemy na 8,9 GWe, mogą kompensować pobory mocy przez pompy ciepła. Dostrzeżenie i projektowanie rozwiązań wspierających synergię pomiędzy tymi sektorami wpłynie na atrakcyjność i stabilność usług w obu sektorach.

9.2. Dominacja OZE w ciepłe systemowym już po 2030 r.

Jaka będzie przyszłość ciepłownictwa systemowego po kryzysie?

Jeśli polskie przedsiębiorstwa ciepłownicze mają przetrwać i długoterminowo dostarczać ciepło w konkurencyjnych cenach, kluczowe są znaczne przyspieszenie tempa odchodzenia od węgla i redukcja emisji CO₂. Analizując przyszłość ciepłownictwa systemowego, szukaliśmy odpowiedzi na pytanie, jak odejść od węgla do 2035 r. i równoległe nie stawiać wszystkiego na jedną kartę, czyli uzależnienie się od gazu. W tej części przedstawiamy możliwy scenariusz transformacji dla ciepła systemowego i wyzwania, jakie przed nim stoją.

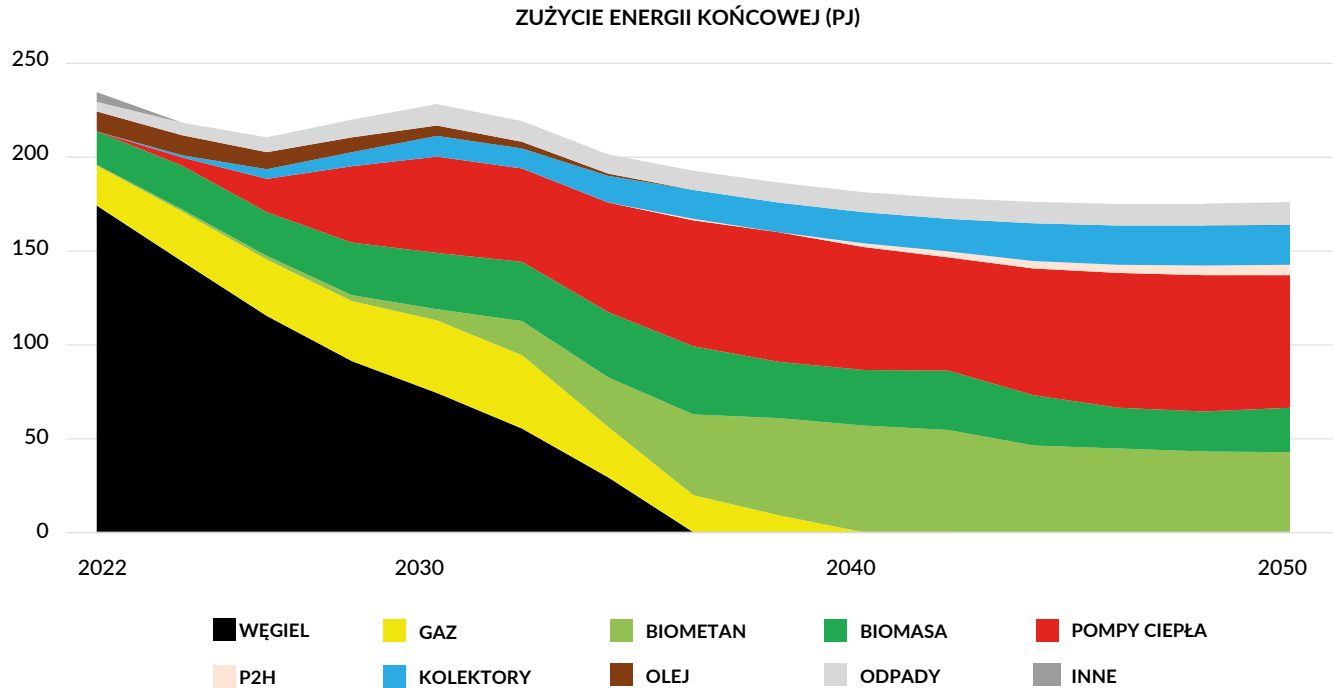
Jak wypełnić lukę po węglu do roku 2030?

Wyniki analizy pokazują, że odejście od węgla w 2035 r. poprzedzi spadek jego zużycia o 56% do 2030 r. Kluczowe zmiany w tej analizie dotyczą sposobu wypełnienia powstałej luki energetycznej. W naszym opracowaniu 54% luki wypełniają rozwiązania niskotemperaturowe (pompy ciepła, kolektory słoneczne), które w naszej analizie z 2020 r. wypełniały 10% tej wartości. Dzięki temu przejściowa rola gazu ziemnego do 2030 r. zostanie ograniczona do 2,8 mld m³, zamiast prognozowanych przez nas wcześniej 4,2 mld m³. W wyniku tych działań udział OZE wzrośnie do 37% w 2030 r. Dzięki efektywności energetycznej popyt pozostanie na zbliżonym poziomie, pomimo wzrostu liczby gospodarstw domowych korzystających z ciepła systemowego.

Lata 2030–2050

Po 2030 r. obserwujemy spadek zużycia gazu ziemnego z perspektywą odejścia od tego paliwa do 2040 r. Nie oznacza to jednak rezygnacji z jednostek gazowych, które w coraz większym stopniu będą zasilane biometanem. Wraz z odejściem od gazu ziemnego i węgla, udział OZE wzrośnie do 91% w 2040 r. i 93% w 2050 r., a uzupełnieniem dostaw ciepła będzie spalanie odpadów. Rola systemów ciepłowniczych w ogólnych dostawach ciepła (systemowego i niesystemowego) wzrośnie do 42% w 2040 r. i 50% w 2050 r., będąc kluczem do wykorzystania lokalnych zasobów energetycznych (**grafika 13**).

Grafika 13. Zużycie energii końcowej w ciepłe systemowym w latach 2022–2050



Źródło: opracowanie własne.

9.3. Korzyści klimatyczne i niezależność energetyczna jako efekt transformacji ciepłownictwa systemowego

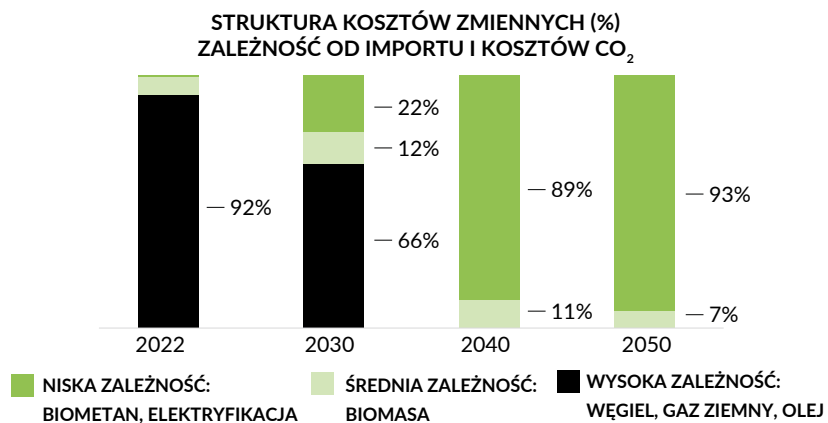
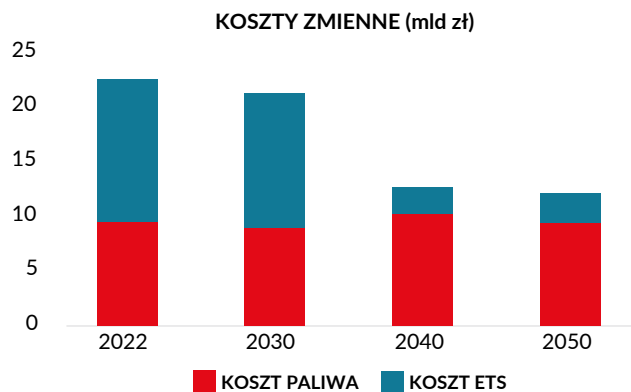
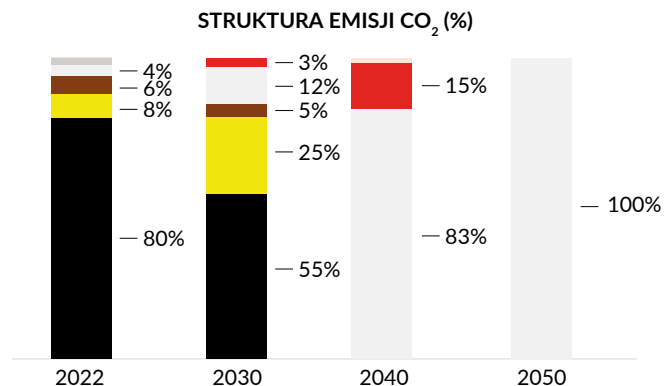
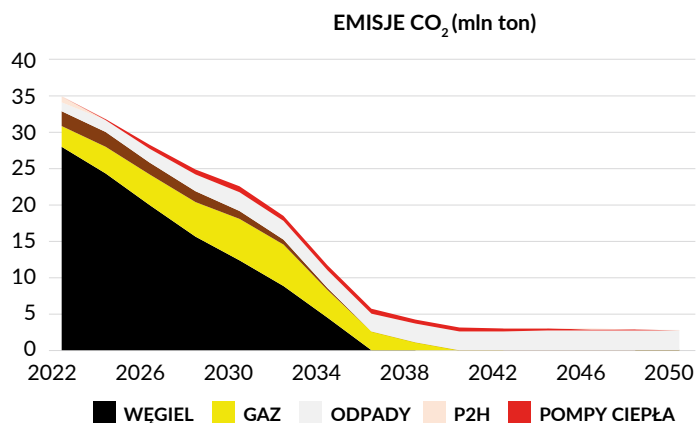
Korzyści klimatyczne

- Transformacja ciepła systemowego oznacza duże korzyści dla klimatu związane z redukcją emisji CO₂. Obecnie emisje w sektorze wynoszą 35 mln ton i wynikają głównie ze spalania węgla. Zgodnie z naszą analizą do 2030 r., wraz ze znaczną redukcją udziału węgla, emisje CO₂ spadną o 36% (do poziomu 22,6 mln ton). W kolejnej dekadzie zmiany przyspieszą – całkowite odejście od węgla i gazu ziemnego do 2040 r. wpłynie na redukcję emisji o 91%, a emisje wyniosą wówczas 3,2 mln ton. W roku 2050 prognozujemy dalszy spadek emisji – do wartości 2,8 mln ton, a więc o 92% (grafika 14).
- W 2030 r. węgiel nadal będzie znaczącym emitentem, odpowiadając za 55% emisji, choć jego rola zmaleje na rzecz gazu ziemnego (25%), odpadów komunalnych (12%) i rosnącego znaczenia elektryfikacji (3%). W 2040 r., wraz z odejściem od paliw kopalnych, emisje CO₂ będą się opierać w 83% na spalaniu odpadów komunalnych i w 15% na elektryfikacji. Całkowita dekarbonizacja sektora elektroenergetycznego w 2050 r. sprawi, że emisje z elektryfikacji spadną do zera. Jedynym źródłem CO₂ w 2050 r. będzie spalanie odpadów. Zerowa emisyjność zostanie osiągnięta, jeżeli jednostki przetwarzające odpady będą wyposażone w technologie umożliwiające przechwytywanie i składowanie CO₂ (CCUS).

Korzyści ekonomiczne

- Analizowana przez nas transformacja paliwowa znacznie wpłynie na koszty związane z zakupem paliw i uprawnień do emisji CO₂. Do 2030 r. łączne koszty zmienne zostaną zredukowane o 6% i wyniosą 21,2 mld zł/rok. W latach 2040–2050 koszty spadną o 44–46%, wynosząc 12,2–12,7 mld zł/rok – głównie w wyniku redukcji kosztów emisji CO₂.
- Zmieni się również struktura kosztów zmiennych. Obecnie 92% tych kosztów to paliwa podatne na zmiany cen ze względu na import i/lub koszty emisji CO₂. W 2030 r. udział paliw, takich jak węgiel, gaz ziemny czy olej spadnie do 66%. W 2040 r. koszty zmienne będą oparte w 89% o lokalnie produkowany, bezemisyjny biometan i energię elektryczną pochodzącą w dużym stopniu z OZE. W 2050 r. udział źródeł o niskiej zależności od importu i kosztów CO₂ wyniesie 92%.

Grafika 14. Wpływ transformacji ciepłownictwa systemowego na emisje CO₂ oraz bezpieczeństwo energetyczne



Źródło: opracowanie własne.

9.4. Większa odporność sektora ciepłowniczego na fluktuacje cen paliw i uprawnień do emisji CO₂

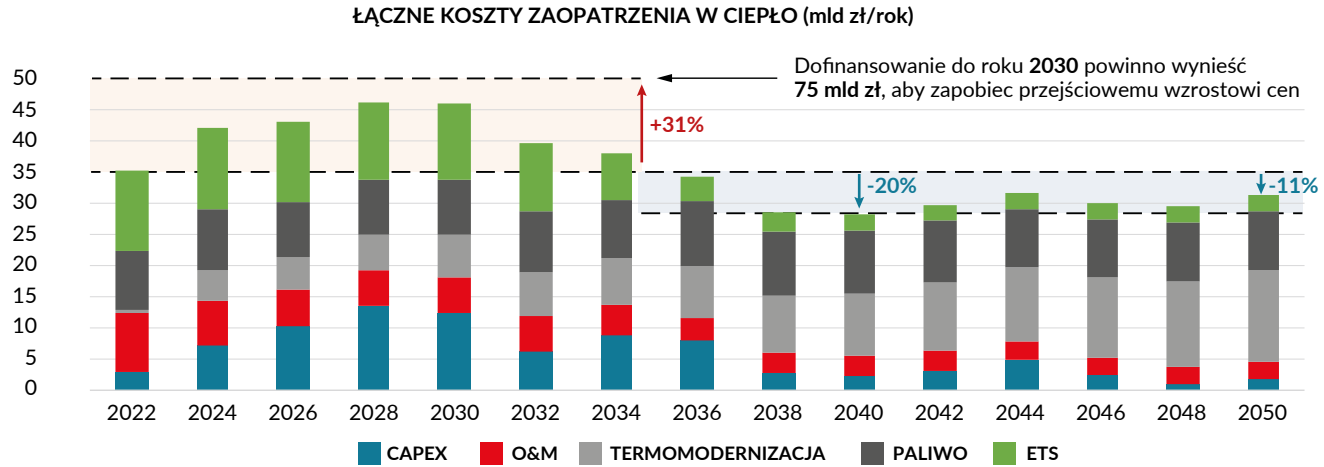
Łączne koszty zaopatrzenia w ciepło

- Transformacja ciepła systemowego będzie się wiązała z początkowo znacznym wzrostem kosztów zaopatrzenia w ciepło, które od 2030 r. zaczną systematycznie maleć. Zgodnie z naszymi analizami szczyt wydatków na dostawy energii cieplnej nastąpi w 2028 r., kiedy łączne koszty te wyniosą 46 mld zł/rok (wzrost o 31%). Ten przejściowy wzrost wynika z intensywnego okresu inwestycyjnego w sektorze oraz wciąż stosunkowo wysokich kosztów zmiennych. W 2035 r. ceny znów osiągną poziom wyjściowy (35 mld zł/rok). W 2040 r. łączne koszty zaopatrzenia w ciepło wyniosą 28 mld zł/rok i będą o 20% niższe w stosunku do roku wyjściowego. W ostatniej dekadzie koszty wzrosną do 31 mld zł/rok w 2050 r., co będzie związane z rosnącymi kosztami termomodernizacji.
- Zmieni się również struktura kosztów zaopatrzenia w ciepło. Dzisiaj 2/3 kosztów związanych jest z zakupem paliw i uprawnień do emisji CO₂. Transformacja paliwowa oznacza zwrot w stronę kosztów stałych. W 2030 r. koszty zmienne będą odpowiadały za 48% kosztów zaopatrzenia w ciepło. W kolejnych latach ten udział spadnie – do 45% w roku 2040 i 39% w roku 2050. Taka zmiana struktury kosztów będzie sprzyjała stabilności ekonomicznej sektora i zwiększy odporność na zmienne warunki rynkowe (**grafika 15**).

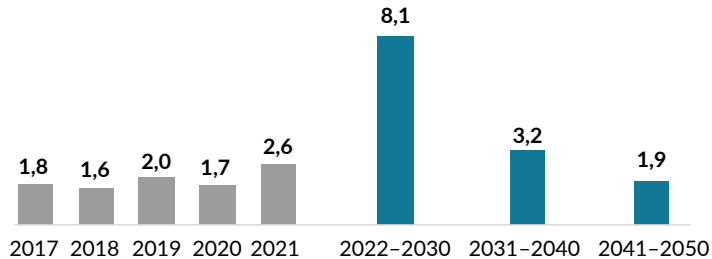
Nakłady inwestycyjne

- Analizowany przez nas scenariusz wiąże się z wydatkami na wymianę źródeł ciepła w latach 2022–2050 w wysokości 116 mld zł. Ponad połowa tej kwoty powinna zostać zainwestowana do 2030 r. Oznacza to, że w najbliższej dekadzie sektor powinien inwestować 8,1 mld zł/rok, czyli ponad trzykrotnie więcej niż w ostatnich w latach. Prawie 3/4 inwestycji do 2030 r. powinno być skierowanych na źródła niskotemperaturowe (pompy ciepła i kolektory słoneczne). W latach 2031–2040 nakłady inwestycyjne na źródła ciepła wyniosą 32 mld zł, a więc 3,2 mld zł/rok. W latach 2041–2050 inwestycje będą na poziomie obecnych wydatków i wyniosą 19 mld zł, czyli 1,9 mld zł/rok.
- Inwestycjom w źródła ciepła powinny towarzyszyć inwestycje w rozbudowę i renowację sieci ciepłowniczych. Wydatki na sieci w latach 2022–2050 szacujemy łącznie na 54 mld zł. Będą one przeprowadzane głównie w najbliższych dwóch dekadach, wynosząc 2,4–2,5 mld zł/rok. Choć obecne nakłady finansowe związane z sieciami są zbliżone do potrzeb, to znaczne przyspieszenie rozwiązań niskotemperaturowych wymaga również przyspieszenia działań w tej dziedzinie.

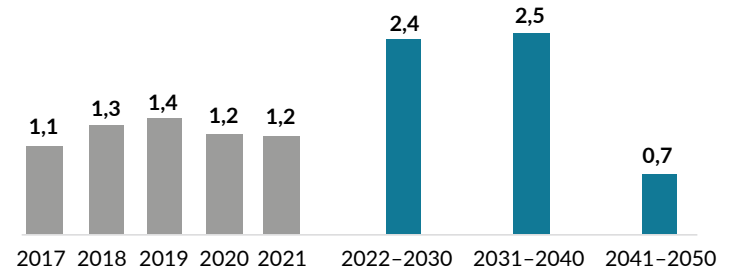
Grafika 15. Łączne koszty zaopatrzenia w ciepło oraz nakłady inwestycyjne związane z transformacją



**NAKŁADY INWESTYCYJNE
ŹRÓDŁA CIEPŁA (mld zł/rok)**



**NAKŁADY INWESTYCYJNE
SIECI CIEPŁOWNICZE (mld zł/rok)**

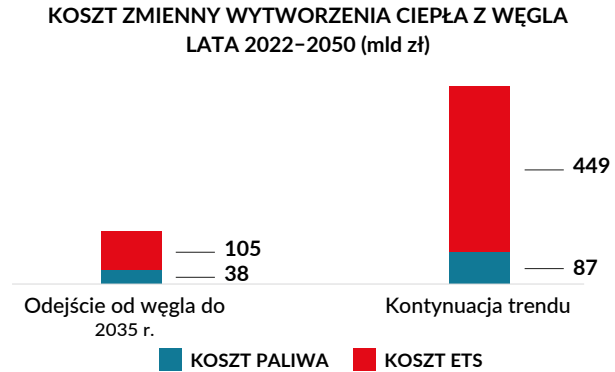
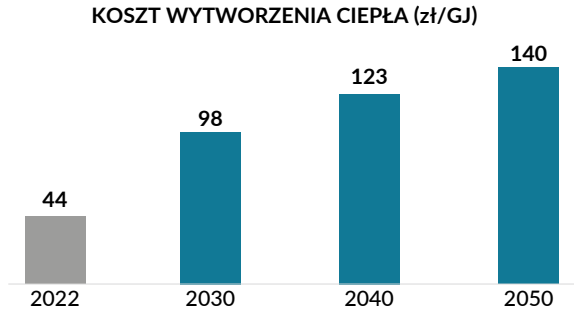
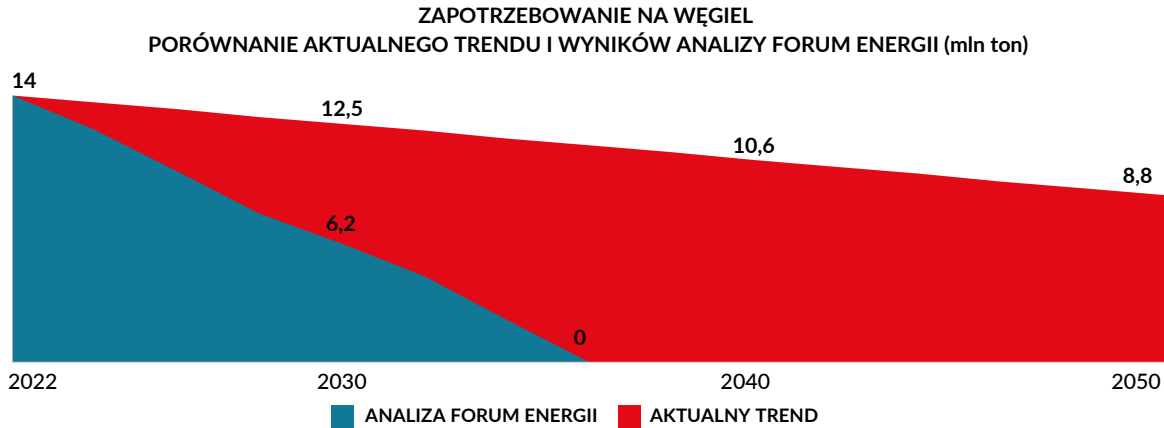


Źródło: opracowanie własne.

9.5. Konieczne zastępowanie węgla w ciepłownictwie systemowym do 2035 r.

- Według naszych prognoz odchodzeniu od węgla do 2035 r. będzie towarzyszyć dynamiczny spadek zapotrzebowania na ten surowiec (z obecnych 14 mln ton do 6,2 mln ton w 2030 r.). Utrzymanie aktualnego trendu redukcji oznaczałoby, że sektor będzie zużywał 8,8 mln ton węgla w 2050 r.
- Wraz z redukcją ilości spalanego węgla, zmaleje rola tego paliwa w dostawach ciepła. Dziś węgiel odpowiada za 69% dostaw ciepła, w 2030 r. prognozujemy jego udział na poziomie 36%. Oznacza to, że tempo redukcji udziału węgla w latach 2022–2030 powinno wynieść średniorocznie 4,2 p.p./rok (w latach 2015–2020 było to 1,4 p.p.). W latach 2030–2035 redukcja udziału węgla powinna przyspieszyć do poziomu 7,2 p.p./rok (**grafika 16**).
- Odchodzenie od węgla znacząco wpłynie na redukcję emisji CO₂ w sektorze. Dzisiaj węgiel odpowiada za 28 mln ton CO₂, czyli 80% emisji w sektorze. Analizowany scenariusz oznacza, że emisje z węgla spadną do poziomu 13 mln ton w 2030 r. aż do zera w 2035 r.
- Brak działań i zachowawcze odchodzenie od węgla będą wiązały się z dużymi wzrostami cen dla odbiorców i utratą konkurencyjności przedsiębiorstw ciepłowniczych. W 2030 r., mimo zakładanego znacznego spadku cen paliw, wysokie koszty emisji CO₂ sprawią, że szacowany koszt wytworzenia ciepła z węgla wyniesie 98 zł/GJ. W kolejnych latach koszt ten będzie dalej wzrastał (do 123–140 zł/GJ w latach 2040–2050), przy założeniu malejących cen paliwa. Potencjalne problemy z podażą węgla stanowią, obok cen CO₂, dalsze ryzyko wzrostu kosztów ogrzewania.
- W analizowanym przez nas scenariuszu w latach 2022–2050 łączne koszty zmienne związane z eksploatacją jednostek węglowych wyniosą 143 mld zł (paliwo – 38 mld zł, ETS – 105 mld zł). Utrzymanie obecnego trendu oznaczałoby, że w najbliższych 28 latach zakup węgla i związanych z tym uprawnień do emisji CO₂ będzie kosztował łącznie 536 mld zł.

Grafika 16. Zapotrzebowanie na węgiel i koszty wytwarzania ciepła z węgla w latach 2022–2050



Źródło: opracowanie własne.

9.6. Polskie zielone gazy zamiast gazu ziemnego

W naszej analizie przyjęliśmy odejście od gazu ziemnego do 2040 r. oraz ograniczenie jego roli jako paliwa przejściowego

Oznacza to docelową zmianę źródła pochodzenia gazu – na biometan. Przewidujemy, że do 2030 r. zużycie gazu (ziemnego i biometanu) wzrośnie z obecnych 1,4 do 3,2 mld m³, a szczyt zapotrzebowania nastąpi w 2036 r. i wyniesie 4,5 mld m³. Później nastąpi stopniowy spadek zapotrzebowania na gaz - do 4,3 mld m³ w 2040 r. i 3,2 mld m³ w 2050 r. (**grafika 17**).

Gaz ziemny

W omawianym scenariuszu odejście od gazu ziemnego do 2040 r. będzie poprzedzone przejściowym wzrostem produkcji ciepła z tego paliwa z 20 PJ do 37 PJ w 2030 r. (to o 35% mniejszy wzrost niż w analizie Forum Energii z 2020 r. – wówczas szacowane 56 PJ). W porównaniu z rekomendowanym scenariuszem w rządowej strategii ciepłownictwa* (58 PJ w 2030 r., 75 PJ w 2040 r. i 51 PJ w 2050 r.) analizowany scenariusz to 37% mniej ciepła z gazu ziemnego w 2030 r., 69% mniej w 2035 r. i łączna redukcja ciepła z gazu ziemnego o 73% do 2050 r. Należy jednak zaznaczyć, że strategia rządowa powstawała w innych warunkach rynkowych i kontekście globalnym.

Biometan

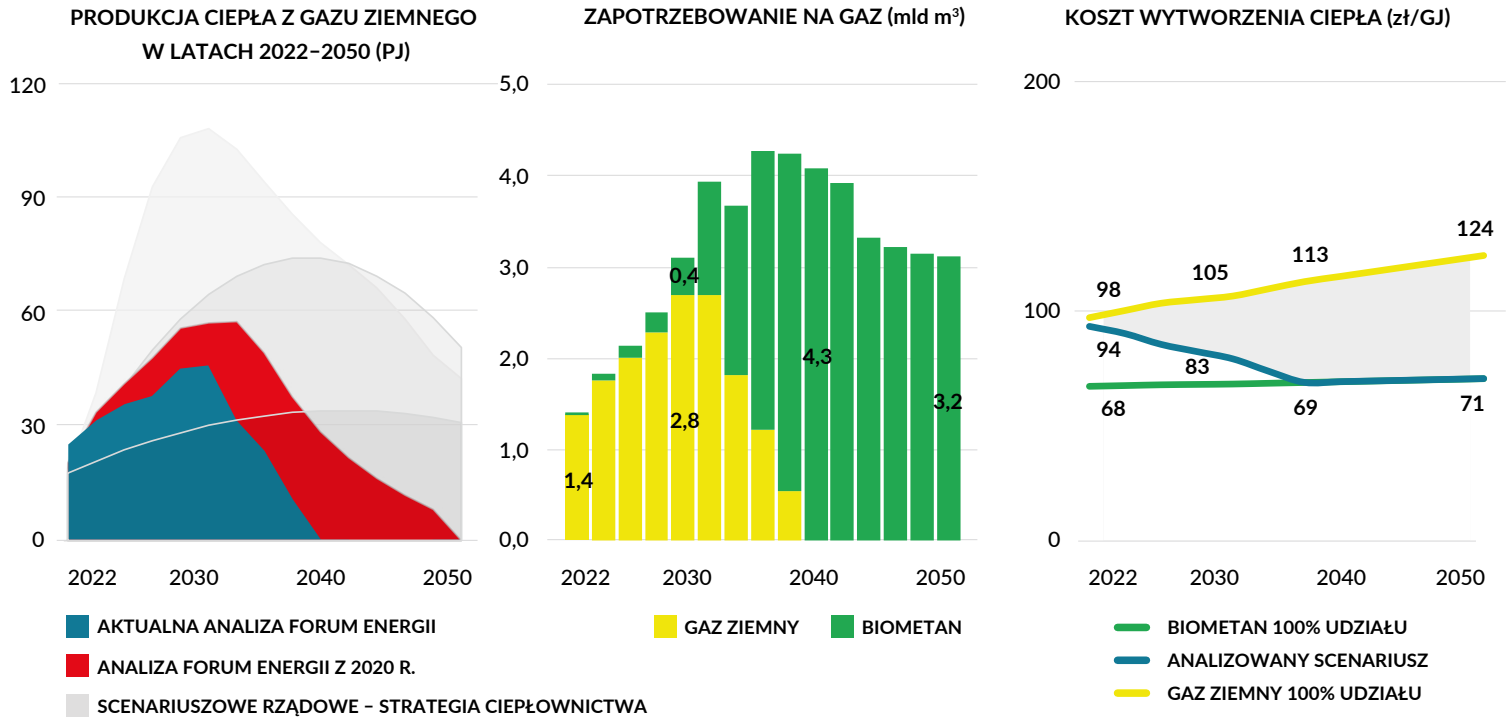
Krajowy potencjał biometanu oceniany jest na 8–10 mld m³ (kwestię tę szczegółowo omówiliśmy w raporcie *Zielone gazy. Biometan i wodór w Polsce*). Szacujemy, że do 2030 r. wykorzystanie biometanu będzie ograniczone do 0,4 mld m³ ze względu na kształtowanie się rynku w Polsce oraz wysokie zapotrzebowanie w innych sektorach, szczególnie w transporcie. W kolejnej dekadzie przewidujemy znaczny wzrost zużycia biometanu – do 4,3 mld m³ w 2040 r. Większość tego paliwa (4,2 mld m³) będzie wykorzystywana w jednostkach kogeneracji (CHP), dostarczając 53 PJ ciepła i 22 TWh energii elektrycznej. W analizie przyjęliśmy założenie, że biometan powinien być używany wyłącznie w jednostkach kogeneracyjnych pracujących na rzecz bilansowania KSE. Do 2050 r. zużycie biometanu w jednostkach kogeneracji spadnie do 3,2 mld m³ w wyniku dalszej poprawy efektywności energetycznej budynków, rozwoju rozwiązań niskotemperaturowych i Power to Heat (P2H).

Ceny ciepła

Jeśli udział gazu ziemnego w jednostkach gazowych pozostałby na obecnym poziomie, to do 2050 r. koszty wytworzenia ciepła wzrosłyby do 124 zł/GJ, głównie z powodu kosztów emisji CO₂ (53 zł/GJ). Biometan, jako paliwo lokalne i pozbawione kosztów ETS, może pozwolić na znaczną redukcję kosztów. W 2035 r. udział biometanu wynoszący 61% pozwoli zredukować koszt ciepła w stosunku do gazu ziemnego o 20%, a w 2050 r. 100% udziału biometanu oznacza koszt wytworzenia ciepła wynoszący 71 zł/GJ, czyli 43% mniej niż z gazu ziemnego.

* W rządowej propozycji strategii dla ciepłownictwa opublikowano trzy scenariusze: scenariusz 1 (BAU), scenariusz 2 (optymalna transformacja), scenariusz 3 (ambitna transformacja). Wyniki wyniosły odpowiednio 34, 70, 131 PJ dla ciepła oddanego do sieci. Aby porównać te dane z naszą analizą, dokonano aproksymacji danych na lata 2022–2050, a przedstawione wyniki dotyczące ilości ciepła oddanego do sieci zredukowano o sprawność sieci ciepłowniczej (87%), aby porównać wyniki Forum Energii dotyczące ciepła dostarczonego odbiorcom.

Grafika 17. Rola gazu ziemnego i biometanu w transformacji ciepłownictwa systemowego

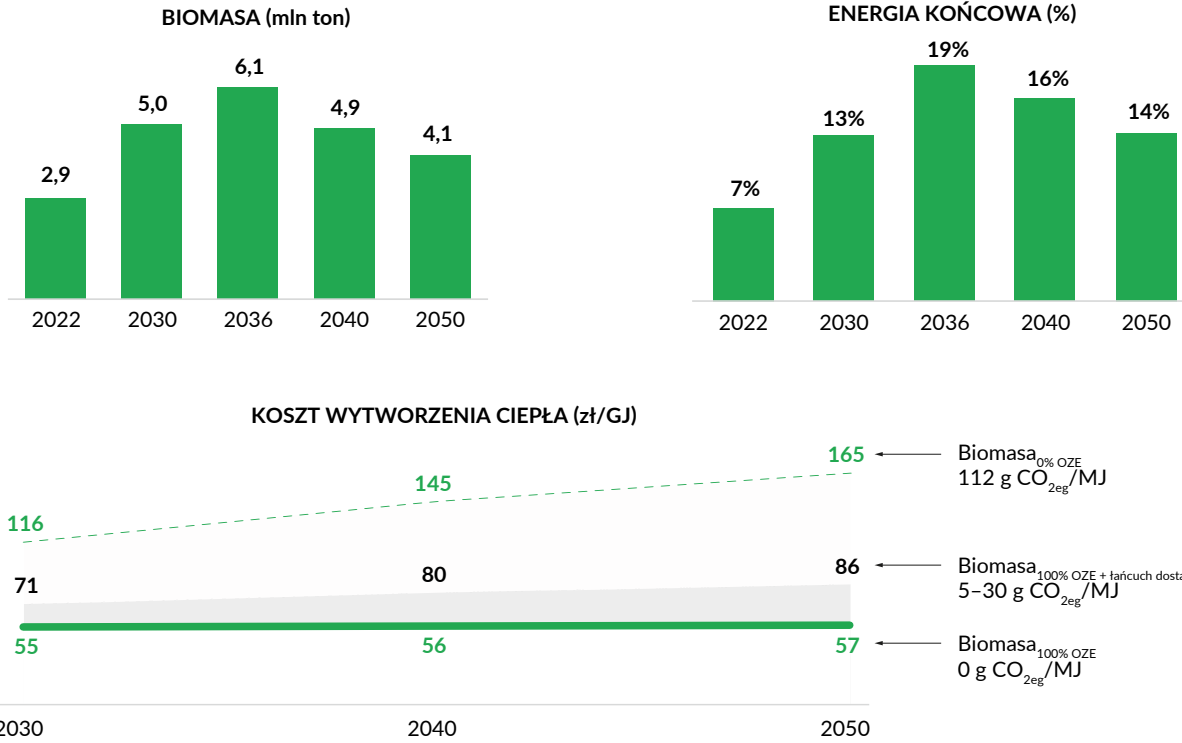


Źródło: opracowanie własne.

9.7. Zrównoważona środowiskowo biomasa – paliwo o ograniczonej dostępności

- Biomasa, chociaż jest uznawana za OZE, powinna być traktowana jako paliwo uzupełniające. Od 2022 r. dla jednostek powyżej 20 MW brak certyfikatu zrównoważonej biomasy jest równoważny z wyższym kosztem emisji CO₂ niż w przypadku węgla. Biomasa musi spełniać kryteria związane z bioróżnorodnością oraz wykazać się odpowiednio niską emisją CO₂. Dyrektywa w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (RED III) dodatkowo obniża próg wymaganej certyfikacji dla jednostek powyżej 7,5 MW. Oznacza to, że dostępność biomasy na cele energetyczne znacznie zmaleje.
- W naszych prognozach rola biomasy w dostawach ciepła zyskuje na znaczeniu – z 7% obecnie do 13% w 2030 r. W kolejnych latach jej rola dalej rośnie, osiągając szczyt w 2036 r. (19%). W ostatnich 15 latach analizowanego okresu nastąpi stopniowy spadek jej udziału – do 14% w 2050 r. To wynik spadającej konkurencyjności biomasy wobec rosnącej presji środowiskowej i atrakcyjności elektryfikacji oraz kolektorów słonecznych (**grafika 18**).
- Szczyt zużycia biomasy w 2036 r. będzie wiązał się z dostawą ciepła na poziomie 35 PJ. W latach 2036–2050 ta wartość zacznie spadać aż do 23 PJ w 2050 r. Względem analizy Forum Energii z 2020 r., szczyt ilości ciepła z biomasy został ograniczony o 41% (wynosił 60 PJ), a całkowite zużycie biomasy w okresie analizy zostało ograniczone o 49%.
- Jeśli biomasa zostanie uznana w pełni za OZE, to koszt wytworzenia z niej ciepła utrzyma się na poziomie 55–57 zł/GJ w latach 2030–2050. Choć obecnie zrównoważona biomasa uważana jest za „zieloną”, jej realny ślad węglowy w łańcuchu dostaw nie jest zerowy. Lokalne pozyskiwanie biomasy to niskie emisje CO₂, ale import z odległych miejsc, np. z Indonezji lub Afryki, wpływa na wzrost emisji. W zależności od lokalizacji, typu i sposobu pozyskania biomasy internalizacja tych kosztów zwiększyłaby koszty ciepła do 71–86 zł/GJ. Brak certyfikatu zrównoważonej biomasy i uwzględnienie pełnych emisji mogłyby zwiększyć koszty wytworzenia ciepła nawet do 165 zł/GJ.
- W latach 2030–2050 internalizacja kosztów biomasy oznaczałaby łączny koszt emisji CO₂ wynoszący 4 mld zł dla biomasy pozyskiwanej lokalnie, 24 mld zł w przypadku biomasy importowanej z dużych odległości oraz 92 mld zł, wliczając pełne emisje ze spalania.
- W odpowiedzi na te wyzwania zakładamy większy udział technologii kogeneracyjnych (względem klasycznych ciepłowni) w jednostkach opartych na biomase. Choć będzie się to wiązało z wyższymi wydatkami inwestycyjnymi, które szacujemy na 18 mld zł, przyniesie korzyści związane z efektywnością energetyczną w porównaniu do tradycyjnych ciepłowni.

Grafika 18. Rola biomasy w transformacji ciepła systemowego



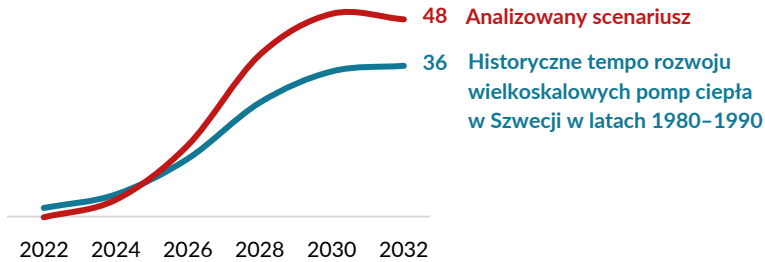
Źródło: opracowanie własne.

9.8. Priorytetowa elektryfikacja ciepła systemowego

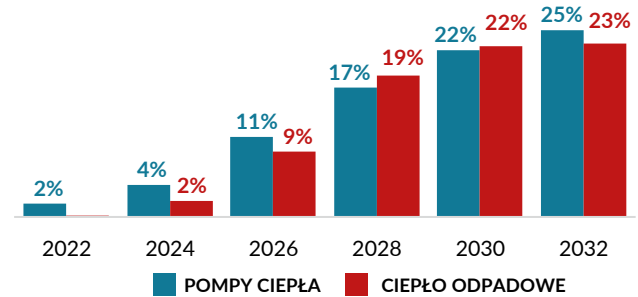
- W analizowanym przez nas scenariuszu elektryfikacja będzie główną siłą napędową transformacji ciepła systemowego. Pompy ciepła do 2030 r. dostarczą 49 PJ ciepła, czyli 22% całkowitego strumienia ciepła. W naszym scenariuszu rola elektryfikacji będzie rosła również w kolejnych dekadach. Do 2040 r. prognozowany przez nas strumień ciepła z elektryfikacji wzrośnie do 64 PJ, z czego 2 PJ to ciepło dostarczane z technologii P2H. Do 2050 r. ilość ciepła z elektryfikacji wyniesie 72 PJ (pompy ciepła – 67 PJ, P2H – 5 PJ), a udział tych technologii w całkowitym strumieniu ciepła wyniesie 43% (grafika 19).
- Zakładamy, że głównymi „dolnymi” źródłami energii dla pomp ciepła będą oczyszczalnie ścieków (23% ciepła dla pomp w 2030 r. i 59% w 2050 r.) oraz energia geotermalna, która zwiększy swój udział do 20% w 2030 r., a następnie spadnie on do 15% w 2050 r. Pozostałe pompy ciepła (źródła ciepła odpadowego: usługi, handel, centra danych, ciepło gruntu itp.) dostarczą łącznie 56% energii w 2030 r., malejąc do 26% w 2050 r. Zakładamy, że wszystkie analizowane instalacje będą działały w zakresie średnich temperatur (60°C).
- Priorytetowe wykorzystanie pomp ciepła zasilanych stabilnym ciepłem odpadowym (w przeciwieństwie do pomp powietrze-woda w gospodarstwach domowych) zminimalizuje ich wpływ na system elektroenergetyczny. Będzie to szczególnie istotne zimą. W ekstremalnych warunkach pogodowych (-15°C) rozpatrywany scenariusz oznacza zapotrzebowanie na moc wynoszące 2-2,8 GWe w latach 2030-2050. Ten wpływ może być niższy wraz z obniżaniem temperatury ciepła systemowego. W zastosowaniach niskotemperaturowych (35°C) zapotrzebowanie na moc byłoby o 40% niższe i wynosiłoby 1,2 GWe w 2030 r. i 1,6 GWe w 2050 r. Jeśli ciepło systemowe opierałoby się wyłącznie na klasycznych pompach ciepła, w ekstremalnych warunkach pogodowych ich moc byłaby o 70% wyższa od analizowanego scenariusza i wynosiłaby 3,4 GWe w 2030 r. oraz 4,7 GWe w 2050 r.
- Nakłady finansowe związane z analizowanym scenariuszem rozwoju elektryfikacji wyniosą łącznie 42 mld zł w latach 2022-2050. Do 2030 r. należy zainwestować 26 mld zł z tej kwoty, co oznacza 3,3 mld zł rocznie.
- Aktualny koszt wytworzenia ciepła z pompy szacujemy na 117 zł/GJ. Kluczową rolę w kształtowaniu się ciepła z elektryfikacji będzie miała emisja CO₂ w systemie elektroenergetycznym. Zgodnie z naszą analizą do 2030 r. koszt wytworzenia ciepła spadnie do 80 zł/GJ (CO₂_{KSE} – 208 kg/MWh), a w 2050 r. wyniesie 73 zł/GJ. W zależności od poziomu emisji CO₂ w KSE ceny ciepła w 2030 r. mogą wynieść:
 - pompy ciepła zasilane bezpośrednio z OZE: 0 kg CO₂/MWh – 72 zł/GJ (-10% w porównaniu ze scenariuszem Forum Energii),
 - scenariusz PEP2040: 452 kg CO₂/MWh – 89 zł/GJ (+11% w porównaniu ze scenariuszem Forum Energii),
 - aktualna emisyjność: 710 kg CO₂/MWh – 98 zł/GJ (+23% w porównaniu ze scenariuszem Forum Energii).

Grafika 19. Rola elektryfikacji w transformacji i jej wpływ na system elektroenergetyczny

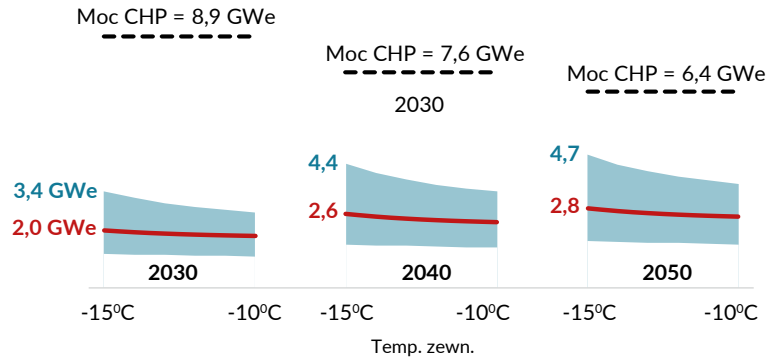
PRODUKCJA CIEPŁA (PJ/ROK)
POMPY CIEPŁA + CIEPŁO ODPADOWE



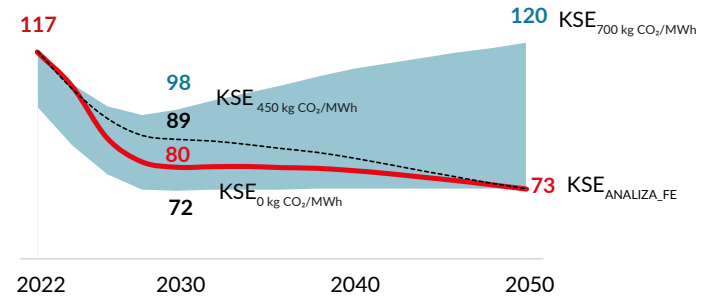
UDZIAŁ W DOSTAWACH CIEPŁA (%)
POMPY CIEPŁA + CIEPŁO ODPADOWE



SZCZYTOWA MOC W ZALEŻNOŚCI OD TEMPERATURY ZEWNĘTRZNEJ (GWe)



KOSZT WYTWORZENIA CIEPŁA (zł/GJ)



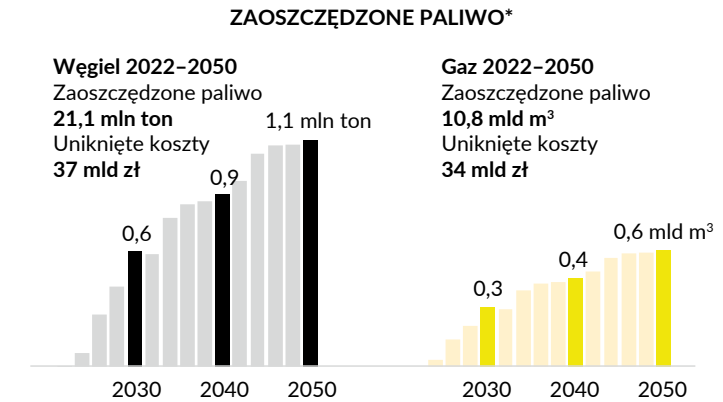
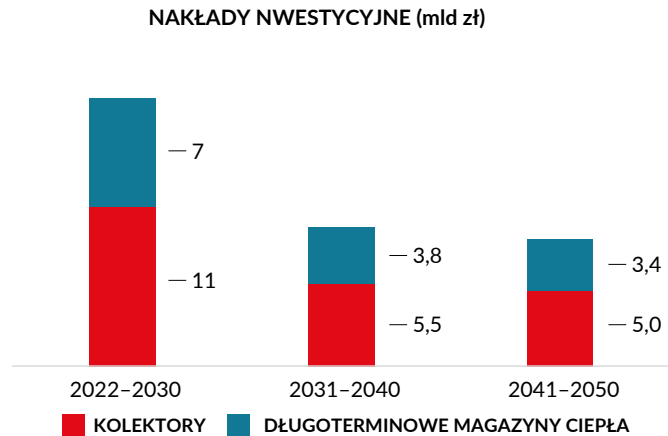
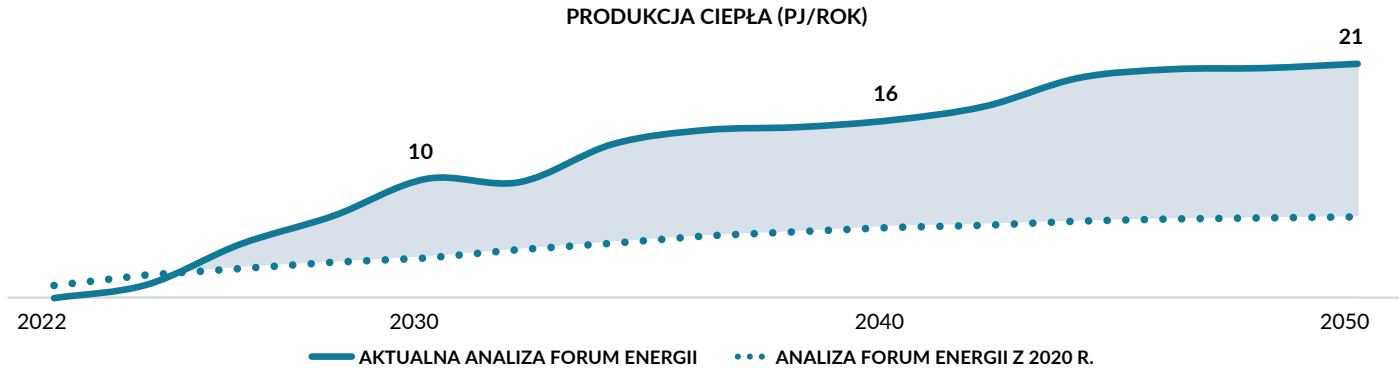
Źródło: historyczny rozwój pomp ciepła na podstawie danych Swedish Energy Agency.

9.9. Duże systemy kolektorów słonecznych jako potencjalna polska specjalność

- Zgodnie z wynikami analizy sporządzonej w ramach grupy roboczej Międzynarodowej Agencji Energii (IEA)* Polska ma największy potencjał produkcji niskokosztowych instalacji kolektorów (38–75 zł/GJ) dla ciepła systemowego w Europie wynoszący 32 PJ. Uwzględniono przy tym tylko lokalizacje pierwszego wyboru (niezabudowane tereny płaskie położone w odległości do 1 km od miast z siecią ciepłowniczą, brak ciepła odpadowego). W innych krajach średni potencjał przy tych kryteriach wynosi 5 PJ z maksymalnym potencjałem do 12 PJ. Jesteśmy także znaczącym producentem kolektorów – w 2015 r. 80% sprzedanych w Polsce kolektorów wyprodukowano w kraju. Sprzyja to wyznaczaniu trendów rozwojowych tej technologii przez Polskę.
- W analizowanym scenariuszu rola kolektorów słonecznych wzrośnie do 10 PJ w 2030 r. i do 21 PJ w 2050 r. Zwiększy się też ich rola w całkowitych dostawach ciepła – do 5% w 2030 r. i 12% w 2050 r. (**grafika 20**). To znaczący wzrost w porównaniu do poprzednich analiz Forum Energii, w których szacowaliśmy wzrost do 3,5 PJ w 2030 r. (2%) i 7 PJ w 2050 r. (4%). Niestety rządowa strategia ciepłownictwa pomija kolektory słoneczne we wszystkich scenariuszach, rezygnując tym samym z technologii, która może zabezpieczyć wiele systemów ciepłowniczych przed wahaniami cen paliw i zapewnić stabilny system cenowy na lata.
- Moc kolektorów słonecznych w naszych prognozach wzrośnie do 4,1 GWt do 2030 r., a następnie do 6,2 GWt w 2040 r. i 8,2 GWt w 2050 r. Taki rozwój stawiałby Polskę w pozycji lidera tej technologii względem Danii, która przetarła szlaki, budując 1,1 GWt, co stanowi 85% europejskiego rynku dużych kolektorów. Opisywana trajektoria oznacza wzrost powierzchni kolektorów o 780 tys. m²/rok do 2030 r. oraz 290–310 tys. m² w latach 2030–2050. Wymaga to znacznego wzrostu rynku skierowanego głównie do ogrzewnictwa. Nakłady inwestycyjne na kolektory wyniosą 21 mld zł w latach 2022–2050, a połowa z nich powinna zostać poniesiona do 2030 r.
- Kolektory słoneczne, z uwagi na charakter ich pracy, mogą pokryć do 5% rocznego zapotrzebowania na ciepło, głównie latem na cele c.w.u. Przy współpracy z sezonowymi magazynami ciepła ten udział może wzrosnąć do 80%. Dla instalacji kolektorów słonecznych o mocy 15 MW, która pokryje połowę zapotrzebowania dla małego systemu ciepłowniczego (10 MW, 70 TJ), potrzebny jest magazyn o pojemności 70–130 tys. m³. Analizowany scenariusz oznacza wzrost pojemności magazynów do 18,7 mln m³ do 2030 r. i 36,7 mln m³ w 2050 r. Przełoży się to na budowę ok. 23 magazynów rocznie o pojemności 100 tys. m³ do 2030 r. i 7–10 magazynów rocznie w latach 2030–2050. Związane z tym nakłady inwestycyjne szacujemy na 14,5 mld zł do 2050 r.
- W analizowanym okresie ilość ciepła z kolektorów słonecznych to równowartość spalania 21 mln ton węgla lub 10,8 mld m³ gazu. Oznacza to uniknięcie kosztów zakupu paliwa i uprawnień do emisji CO₂ w wysokości 37 mld zł w przypadku węgla i 34 mld zł dla gazu ziemnego.

*IEA Solar Heating and Cooling Technology Collaboration Programme (SHC TCP).

Grafika 20. Rola kolektorów słonecznych w transformacji ciepła systemowego



*Ekwiwalent energii z kolektorów w przeliczeniu na węgiel kamienny lub gaz ziemny.

Źródło: opracowanie własne.

10. Aneks. Szczegółowe założenia do analiz

Na kolejnych stronach przedstawiamy kluczowe założenia stanowiące fundament naszej analizy. Będziemy regularnie odwoływać się do roku referencyjnego, którym jest rok 2022. W związku z tym chcemy precyzyjnie zdefiniować, co rozumiemy przez rok wyjściowy. Ponadto przedstawimy nasze podejście do prognoz cenowych oraz innych istotnych kryteriów, które miały wpływ na końcowe wyniki naszej analizy.

10.1. Zapotrzebowanie na ciepło – kluczowe założenia wyjściowe

Ciepło systemowe (grafika 21)

W zakresie zapotrzebowania na ciepło w ciepłe systemowym opieramy się na danych zawartych w raporcie URE *Energetyka ciepła w liczbach* z 2020 r. Prezentowane liczby obejmują koncesjonowane przedsiębiorstwa, których główną lub dodatkową działalnością jest zaopatrzenie odbiorców w ciepło. W analizie nie uwzględniamy ciepła wytwarzanego na użytek własny w elektrociepłowniach przemysłowych i ciepłowniach niezawodowych (ok. 200 PJ).

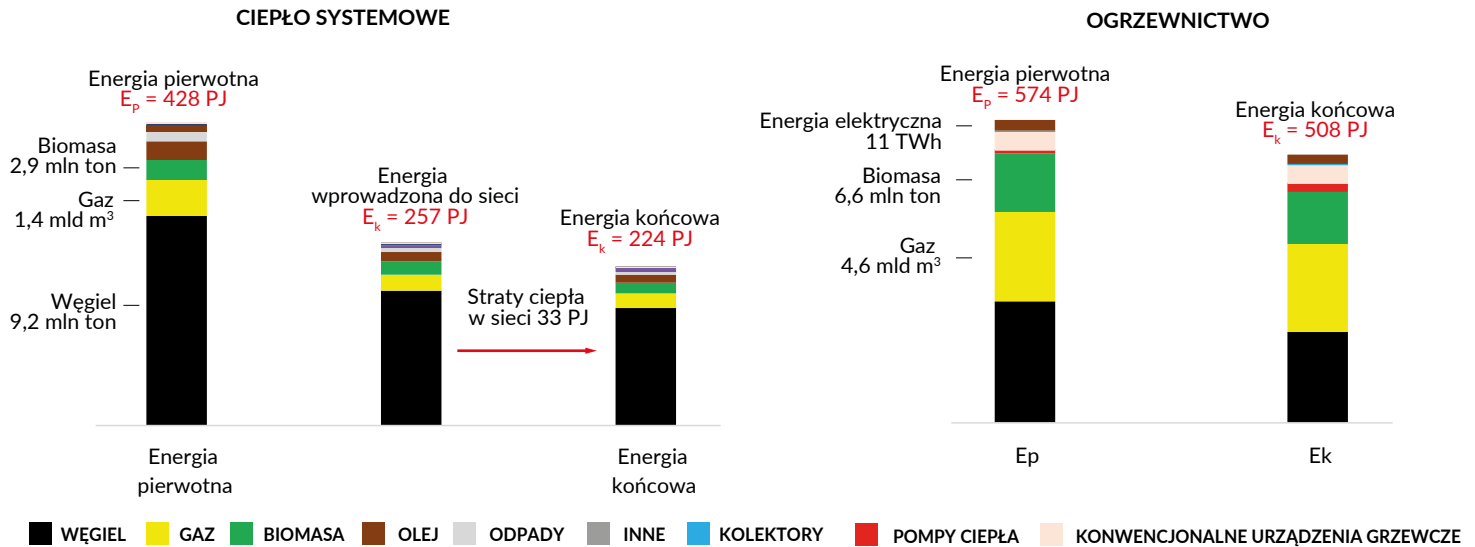
Analiza obejmuje:

1. Przedsiębiorstwa ciepłownicze, których głównym profilem działalności są produkcja i sprzedaż ciepła.
2. Firmy energetyczne, dla których sprzedaż ciepła jest działalnością uzupełniającą do sprzedaży energii elektrycznej.
3. Niewykorzystane i przeznaczone do sprzedaży nadwyżki ciepła generowane w przemyśle i innych sektorach.

Ogrzewnictwo (grafika 21)

- W ogrzewaniu indywidualnym bazą do wyliczeń były dane Eurostatu z 2020 r. o zużyciu energii w gospodarstwach domowych oraz w pozostałych budynkach (handel, usługi, jednostki użyteczności publicznej).
- Dla gospodarstw domowych dostępne bazy danych zawierają szczegółowy obraz zużycia energii, co umożliwia precyzyjne analizy i rekomendacje. Dla sektora usług przyjęliśmy, że udział energii na cele grzewcze w stosunku do całkowitego zużycia jest analogiczny do gospodarstw domowych.
- W przypadku biomasy wyjątkowo przyjęliśmy jako bazowe dane z 2017 r. W wyniku zmian metodologicznych zużycie biomasy w raportach statystycznych w 2018 r. wzrosło dwukrotnie. Na potrzeby naszej analizy zdecydowaliśmy się więc wziąć pod uwagę rok 2017, aby uniknąć zniekształceń wynikających ze zmian metodologicznych i uzyskać stabilny punkt odniesienia do analizy długoterminowych trendów.
- Nasza analiza, choć oparta na najlepszych dostępnych danych, podkreśla potrzebę głębszej weryfikacji i zbierania bardziej szczegółowych danych przez instytucje rządowe. Będzie to miało znaczenie dla efektywnej i sprawiedliwej transformacji energetycznej.

Grafika 21. Przyjęte zapotrzebowanie na ciepło w ciepłym systemowym i ogrzewnictwie (rok wyjściowy w analizie – 2022 r.)

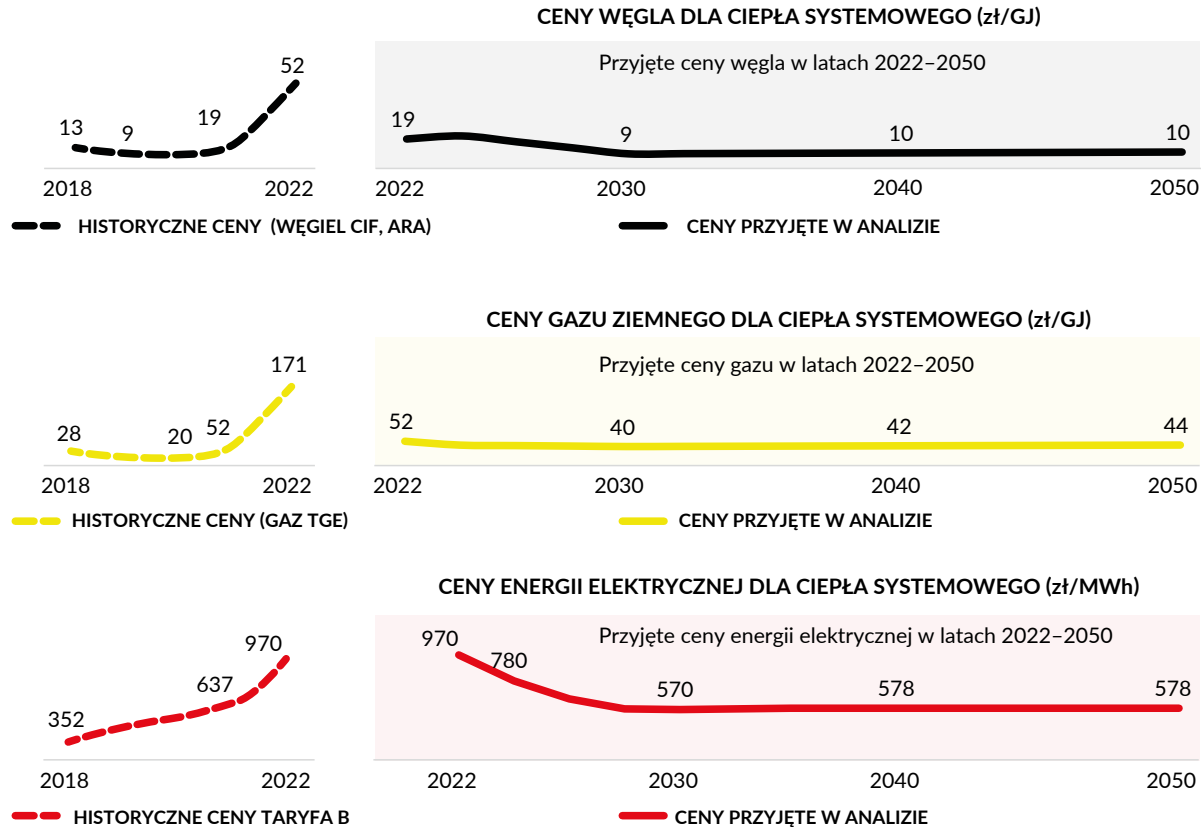


Źródło: opracowanie własne na podstawie danych URE i Eurostatu.

10.2. Ceny głównych paliw w ciepłe systemowym

- Rok 2022 charakteryzował się niespotykanymi wahaniami cen paliw kopalnych. Ceny w szczytowych okresach wzrosły dziesięcio-, a nawet dwudziestokrotnie w stosunku do lat ubiegłych. Rynki w dużej mierze napędzane były czynnikami wojennymi.
- Nasza analiza skupia się na długoterminowych trendach i zakłada, że fundamentalne czynniki rynkowe będą dominowały w perspektywie następnych dekad. Z tego względu, w przypadku paliw kopalnych, przyjęliśmy średnie ceny z 2021 r., który pomimo rozpoczynających się wzrostów, charakteryzował się większą stabilnością cen:
 - wyjściowy koszt węgla – 19 zł/GJ,
 - gazu ziemnego – 52 zł/GJ,
 - biomasy – 17 zł/GJ (**grafika 22**).
- W przypadku energii elektrycznej jako punkt wyjściowy przyjęliśmy (w odróżnieniu od paliw kopalnych) znacznie wyższe ceny z roku 2022, które dla taryfy B wyniosły 970 zł/MWh. Wynika to z założenia, że wyższe ceny energii elektrycznej mogą utrzymywać się przez najbliższe lata. Są one stabilniejsze niż wahania na rynkach surowcowych. Taryfa uwzględnia nie tylko koszty paliw, ale także wiele innych opłat związanych m.in. z infrastrukturą sieciową, wytwórczą czy kosztami emisji. Rosnące równoległe potrzeba inwestycji w sieci i wysoka emisyjność KSE, zwłaszcza w kontekście rosnących cen emisji CO₂, nie pozwolą na nagłe spadki cen.
- Prognozy cen opieraliśmy na ścieżkach cenowych dla węgla i gazu ziemnego przedstawionych w raporcie World Energy Outlook (WEO 2022) opublikowanym przez Międzynarodową Agencję Energetyczną (MAE). Te ścieżki stanowią dla nas punkt odniesienia do prognozowania cen innych paliw (takich jak biomasa) oraz cen paliw dla gospodarstw domowych.

Grafika 22. Ceny głównych paliw w ciepłe systemowym



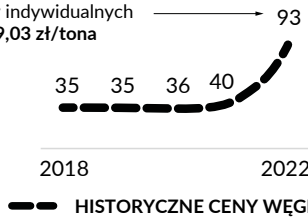
Źródło: opracowanie własne.

10.3. Ceny głównych paliw w ogrzewnictwie

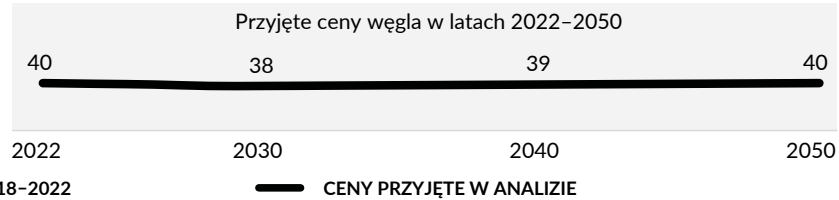
- W ślad za wahaniami cen paliw na rynkach światowych dużym zmianom ulegały też ceny paliw dla odbiorców indywidualnych.
- Koszt węgla detalicznego, który w ostatnich latach wynosił 800–1000 zł/t, w 2022 r. wzrósł do ponad 2300 zł/t. Podobnie wzrosły ceny pelletu (do 2000–2500 zł/t). Cena gazu do celów opałowych w taryfie dla gospodarstw domowych wzrosła z 10 gr/kWh do 65 gr/kWh. W analizie tej, podobnie jak w przypadku ciepła systemowego, przyjęliśmy wartości wyjściowe dla bardziej ustabilizowanego roku 2021. Wynoszą one odpowiednio: **40 zł/GJ dla węgla** (996,60 zł/tona), **53 zł/GJ dla pelletu** (900 zł/tona), oraz **73 zł/GJ dla gazu ziemnego (grafika 23)**, co odpowiada kwocie 263 zł/MWh.
- W przypadku energii elektrycznej przyjęliśmy średnie ceny dla gospodarstw domowych z 2023 r. na poziomie 900 zł/MWh. Należy jednak pamiętać, że jest to cena zamrożona, a rzeczywisty koszt wynosi 1890 zł/MWh.
- Nasza analiza skupia się na ocenie długoterminowych trendów, jednak należy podkreślić, że odchodzenie od mrożenia cen energii elektrycznej będzie bardzo dużym wyzwaniem w najbliższych latach. Proces ten może mieć znaczny wpływ na postrzeganie roli pomp ciepła wśród indywidualnych odbiorców. Działania powinny być stopniowe i wspierać strategię długofalowe, takie jak efektywność energetyczna i transformacja w kierunku OZE, które zmniejszą podatność na fluktuacje cenowe. Opisywane w tej analizie działania są przykładem takich strategii.

Grafika 23. Ceny głównych paliw w ogrzewnictwie

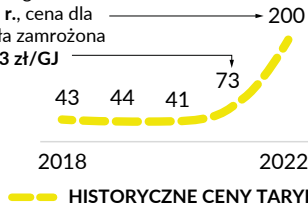
W 2022 r. średnia cena węgla dla odbiorców indywidualnych wyniosła 2329,03 zł/tona



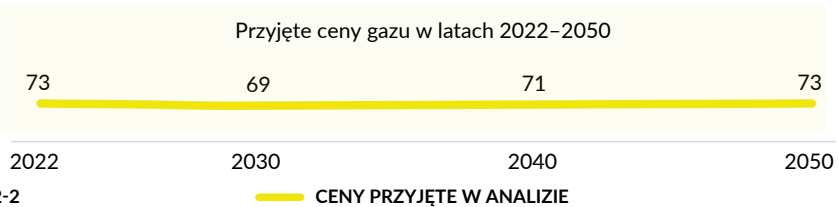
CENY WĘGLA DETALICZNEGO (zł/GJ)



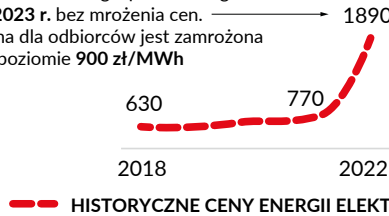
Pomimo znacznego wzrostu taryfy w 2022 r., cena dla odbiorców była zamrożona na poziomie 73 zł/GJ



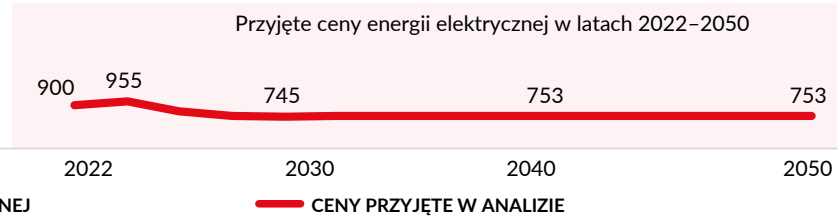
CENY GAZU ZIEMNEGO DLA GOSPODARSTW DOMOWYCH (zł/GJ)



Koszt en.el. dla gosp. domowego w 2023 r. bez mrożenia cen. Cena dla odbiorców jest zamrożona na poziomie 900 zł/MWh



CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ DLA GOSPODARSTW DOMOWYCH (zł/MWh)



Źródło: opracowanie własne.

10.4. Ceny CO₂ i emisyjność Krajowego Systemu Energetycznego

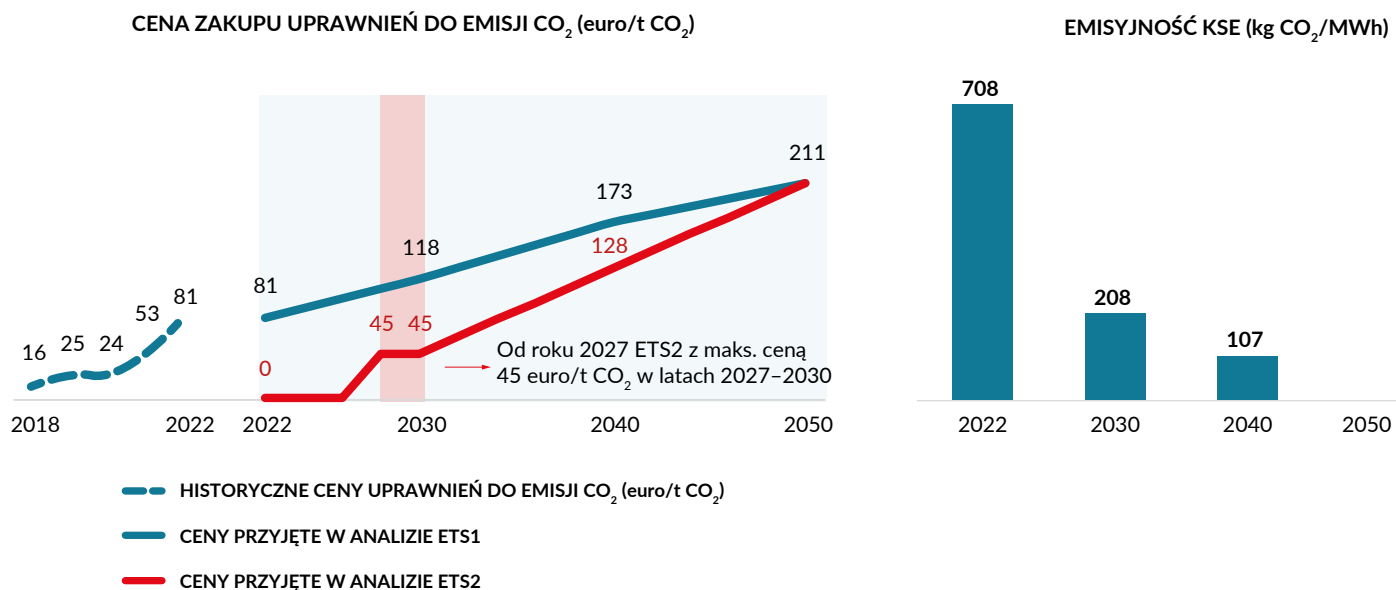
- **Koszty w systemie ETS1** – w roku wyjściowym przyjęliśmy ceny uprawnień do emisji na poziomie 80,5 euro/t CO₂, co odpowiada średniej z 2022 r. W kolejnych latach założyliśmy ścieżkę cenową na podstawie scenariusza Net Zero opublikowanego w raporcie WEO 2022. Odpowiada to wzrostowi kosztów uprawnień do emisji CO₂ do 118 euro/t w 2030 r., 173 euro/t w 2040 r. i 211 euro/t w 2050 r.
- **Nowy system ETS2** – założyliśmy wprowadzenie równoległego systemu sprzedaży uprawnień do emisji CO₂ w sektorze ogrzewania indywidualnego od 2027 r. W początkowych latach 2027–2030 założyliśmy cenę zakupu uprawnień w wysokości 45 euro/t CO₂. Jest to założenie zgodne z najnowszą dyrektywą ETS z 2023 r., która wprowadza mechanizm stabilizujący ceny w początkowym okresie, jeśli przekroczą one 45 euro/t CO₂. W latach 2030–2050 przyjęliśmy dążenie do zbieżności cen w systemach ETS1 i ETS2 aż do 2050 r. Przekłada się to na następujące koszty CO₂: 86 euro/t w 2035 r., 128 euro/t w 2040 r. i 211 euro/t w 2050 r. (**grafika 24**).
- **Emisyjność Krajowego Systemu Elektroenergetycznego** – wyjściową emisyjność KSE przyjęto na poziomie 708 kg CO₂/MWh. W latach 2023–2035 założono emisyjność na podstawie wspólnej analizy Forum Energii i Aurora Energy Research, która została przedstawiona w pracach Forum Energii: *Minął czas na gaz? Co Polska może zrobić, aby zmniejszyć zużycie gazu ziemnego w gospodarce* (A. Gawlikowska-Fyk, 2023) oraz *OZE może ograniczyć import paliw* (T. Adamczewski, J. Maćkowiak-Pandera, 2022).

Model miksu elektroenergetycznego w 2030 r.

Znaczny spadek emisyjności KSE już w 2030 r. (do 208 kg CO₂/MWh) jest odzwierciedleniem miksu elektroenergetycznego, w którym OZE stanowią znacznie większy udział niż w roku wyjściowym. Łączna moc zainstalowana OZE wynosi 93 GW, suma mocy w PV i wietrze wynosi 55 GW, a mocy konwencjonalnych 26 GW. W tym scenariuszu produkcja energii elektrycznej wynosi 210 TWh. Energia wiatrowa i PV dostarczają 52% energii, podczas gdy jednostki konwencjonalne są odpowiedzialne za 45%.

- W latach 2035–2050 założono liniowy spadek emisyjności do 0 kg CO₂/MWh wraz z osiągnięciem neutralności klimatycznej.

Grafika 24. Ceny CO₂ i emisyjność Krajowego Systemu Energetycznego



Źródło: opracowanie własne.

10.5. Łączne koszty zaopatrzenia w ciepło w ciepłe systemowym

Ciepło systemowe (grafika 25)

- Na podstawie przyjętych założeń oszacowaliśmy wyjściowe łączne koszty zaopatrzenia w ciepło, które szacujemy na 35 mld zł.
- Główną część tej kwoty stanowią koszty zmienne, które odpowiadają za 64% (22,5 mld zł). Wśród kosztów zmiennych dominuje koszt ETS (13 mld zł), a pozostałą część stanowią koszty zakupu paliw (9,5 mld zł).
- Koszty stałe odpowiadają za 36% (12,3 mld zł). Dominują w nich koszty związane z obsługą i konserwacją urządzeń (9,4 mld zł). Nakłady inwestycyjne wynoszą 3,4 mld zł.

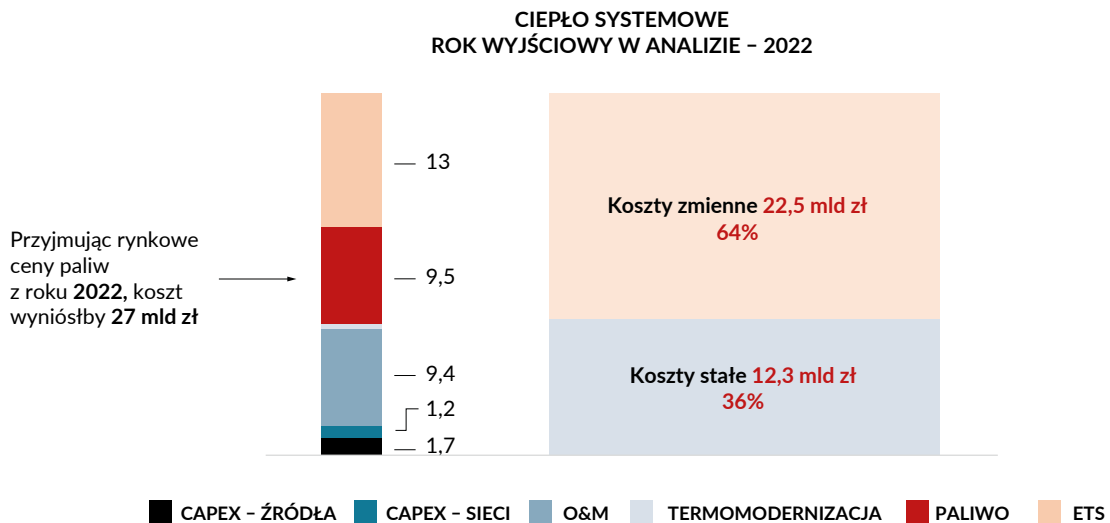
Wyjaśnienia poszczególnych składników kosztowych:

- **Koszty ETS** – wartość wyjściowa została oszacowana na podstawie oszacowanej wielkości emisji CO₂ w sektorze i przyjętych kosztów ETS. W roku wyjściowym w 80% są to koszty związane z węglem. Emisje z węgla szacujemy na 28 mln ton emisji, co wiąże się z kosztem zakupu uprawnień CO₂ wynoszącym 10,4 mld zł. Drugim istotnym składnikiem jest gaz ziemny z emisją wynoszącą 3 mln ton i kosztem zakupu uprawnień o wartości 1 mld zł.
- **Koszty zakupu paliw** – wartość wyjściowa została oszacowana na podstawie energii pierwotnej i przyjętych cen paliw. Główne składowe tych kosztów to zakup węgla (5,5 mld zł) oraz gazu ziemnego (2,7 mld zł).
- **O&M** (ang. *operation and maintenance*) – to koszty związane z obsługą i konserwacją systemu obejmujące koszty wynagrodzeń, usług zewnętrznych, remontów i awarii. Wartość wyjściowa została określona na podstawie szacunków kosztów eksploatacyjnych remontów w odniesieniu do zainstalowanych mocy. W roku wyjściowym są to koszty związane z utrzymaniem mocy cieplnych na poziomie ok. 50 GWt.

Nakłady inwestycyjne:

- **Termomodernizacja** – wartość wyjściową procesu (0,5 mld zł) przyjęliśmy na podstawie rządowej *Długoterminowej strategii renowacji budynków*. Są to nakłady poniesione w 2019 r. na termomodernizację budynków wielorodzinnych poniesione ze środków publicznych.
- **Źródła ciepła** – nakłady oszacowane na podstawie raportu URE *Energetyka ciepła w liczbach* z 2020 r.
- **Sieci ciepłownicze** – nakłady także oszacowano na podstawie raportu URE z 2020 r.

Grafika 25. Łączne koszty zaopatrzenia w ciepło w ciepłe systemowym dla roku wyjściowego



10.6. Łączne koszty zaopatrzenia w ciepło w ogrzewnictwie

Ogrzewnictwo (grafika 26):

- Koszty w ogrzewnictwie niesystemowym szacujemy na 63 mld zł. Podobnie jak w ciepłe systemowym, dominują tu koszty zmienne, stanowiące 69% (43 mld zł). Niemal całość tych kosztów (40 mld zł) związana jest z zakupem paliw, a jedynie niewielka część (3 mld zł) to koszty związane z ETS. System ETS obecnie nie obejmuje urządzeń grzewczych poniżej 20 MWt oraz wykorzystywanych do indywidualnego ogrzewania. Jednak elektryczne urządzenia grzewcze (w tym pompy ciepła) uczestniczą w systemie ETS pośrednio, ponieważ korzystają z energii elektrycznej z KSE, obciążonej kosztami CO₂.
- Koszty stałe stanowią 31% (20 mld zł) i w przeważającej części (15 mld zł) są to nakłady inwestycyjne związane z zakupem źródeł ciepła.
- Koszty termomodernizacji w roku wyjściowym budynków przyjęliśmy na poziomie 3 mld zł.
- Koszty eksploatacyjne odpowiadają za 1 mld zł.

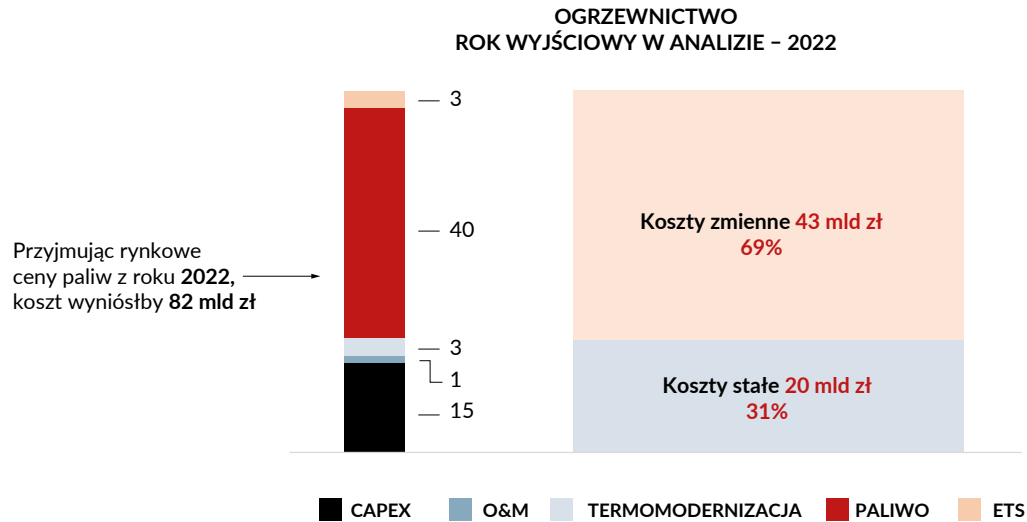
Wyjaśnienia poszczególnych składników kosztowych:

- **Koszt ETS** – w roku wyjściowym 88% tych kosztów generowały konwencjonalne urządzenia elektryczne (podgrzewacze wody, grzejniki elektryczne itp.), za resztę odpowiadają pompy ciepła. Od 2027 r. w analizie uwzględniono koszty ETS2 dla pozostałych źródeł ciepła.
- **Koszt paliwa** – w roku wyjściowym 26% (13 mld zł) to koszty związane z zakupem energii elektrycznej na cele grzewcze, 24% (12 mld zł) stanowią koszty zakupu gazu ziemnego, 18% (9 mld zł) zakup węgla, a 16% (7,9 mld zł) to koszty pozostałych paliw (głównie biomasy).
- **O&M** – szacowane koszty w roku wyjściowym (1 mld zł) są znacznie mniejsze w porównaniu do ciepła systemowego, gdyż nie są związane z utrzymaniem etatów do obsługi urządzeń i kosztami regularnego nadzoru eksperckiego.

Nakłady inwestycyjne:

- **Termomodernizacja** – wartość wyjściową (3 mld zł) przyjęliśmy na podstawie strategii renowacji budynków. Są to nakłady na termomodernizację budynków jednorodzinnych i usług w 2019 r. poniesione ze środków publicznych.
- **Źródła ciepła** – wysokość nakładów oszacowano na podstawie danych o sprzedaży urządzeń grzewczych w 2021 r. – kotłów elektrycznych (31 tys. sztuk), kotłów biomasowych (127 tys. sztuk), kotłów węglowych (32 tys. sztuk), pomp ciepła (109 tys. sztuk), kotłów olejowych (0,8 tys. sztuk) i kotłów gazowych (410 tys. sztuk).

Grafika 26. Łączne koszty zaopatrzenia w ciepło w ogrzewnictwie dla roku wyjściowego



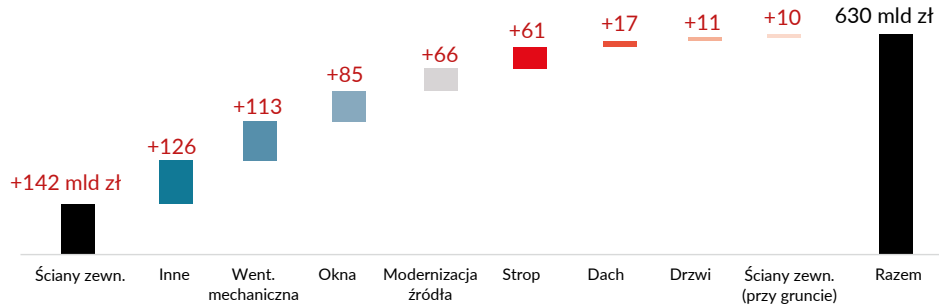
Źródło: opracowanie własne.

10.7. Budynki i termomodernizacja

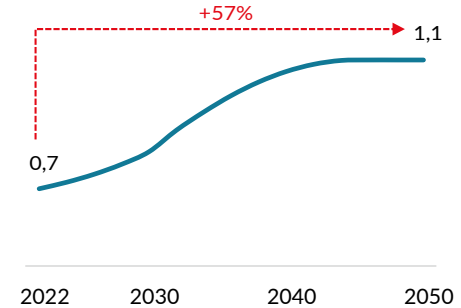
- Zapotrzebowanie na ciepło w latach 2022–2050 oraz koszty termomodernizacji nie były wielkościami optymalizowanymi. Przyjęliśmy je w niniejszej analizie na podstawie raportu Forum Energii z 2019 r. *Czyste ciepło 2030. Strategia dla ciepłownictwa* opracowanego wraz z Krajową Agencją Poszanowania Energii (KAPE) oraz Instytutem Badań Strukturalnych (IBS). Zestawienie tych kosztów przedstawia **(grafika 27)**.
- Liczba budynków – założenia są zgodne ze scenariuszem dekarbonizacyjnym zawartym w raporcie *Czyste ciepło 2030*. Zakładamy, że liczba budynków z ogrzewaniem indywidualnym wzrośnie do 6,4 mln do 2050 r. Budynki korzystające z ciepła systemowego w tym samym okresie osiągną liczbę 1,1 mln.
- Tempo termomodernizacji – bazujemy na wariantcie drugim termomodernizacji zawartym w raporcie *Czyste ciepło 2030*, który zakłada, że w 2050 r. liczba budynków po termomodernizacji wyniesie 75% ogółu.
- Koszty termomodernizacji:
 - przyjęte w analizie łączne koszty wynoszą 630 mld zł,
 - roczne koszty:
 - lata 2022–2030 – 15–17 mld zł/rok,
 - lata 2030–2050 – 17–28 mld zł/rok.

Grafika 27. Zestawienie założeń i kosztów związanych z budynkami i termomodernizacją

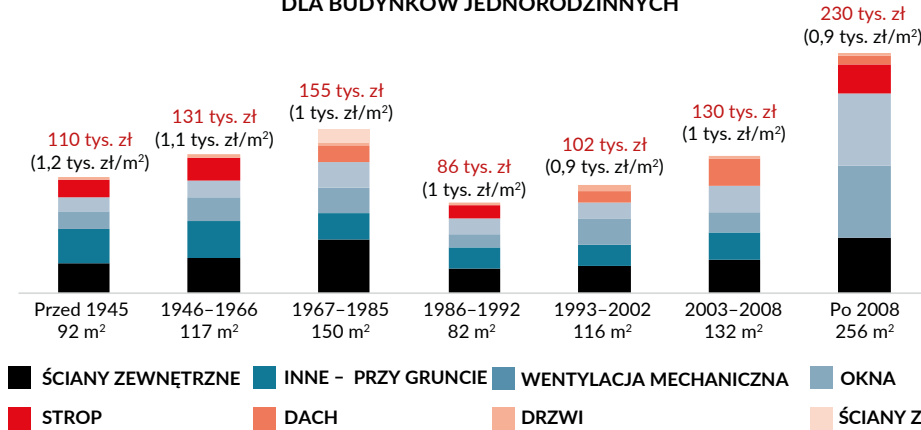
ŁĄCZNE KOSZTY TERMOMODERNIZACJI BUDYNKÓW OGRZEWANYCH Z CIEPŁA SYSTEMOWEGO I NIESYSTEMOWEGO W LATACH 2022–2050 (mld zł)



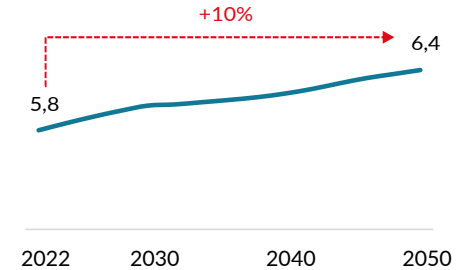
BUDYNKI OGRZEWANE Z CIEPŁA SYSTEMOWEGO



PRZYKŁADOWE KOSZTY GŁĘBOKIEJ TERMOMODERNIZACJI DLA BUDYNKÓW JEDNORODZINNYCH



BUDYNKI OGRZEWANE INDYWIDUALNIE



Źródło: na podstawie danych z raportu Forum Energii Czyste ciepło. Strategia dla ciepłownictwa.

Notatki

Notatki

Przyszłość
bez gazu i węgla.
Strategia
dla sektora ciepła



FORUM ENERGII

ul. Wspólna 35/10, 00-519 Warszawa

NIP: 7010592388, KRS: 0000625996, REGON: 364867487

www.forum-energii.eu