

Czyste ciepło dla przemysłu

Scenariusze elektryfikacji na przykładzie wybranych sektorów

Załączniki do raportu

INSTYTUT REFORM

WARSZAWA 2025

Spis treści

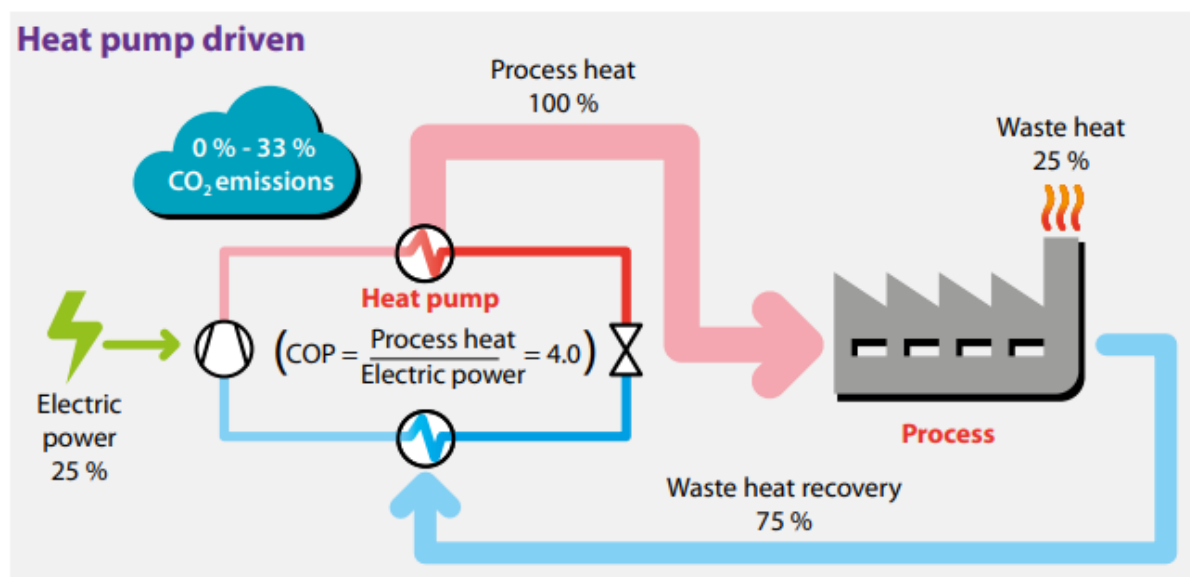
Załącznik 1 - Technologie elektryfikacji.....	2
Pompy ciepła	2
Mechaniczna rekompresja pary.....	4
Kotły elektryczne	5
Promienniki podczerwieni i mikrofalowe	9
Podsumowanie.....	10
Załącznik 2 - Model symulacyjny elektryfikacji	11
Trzy scenariusze	11
Założenia dotyczące cen i technologii	12
Obliczona cena ciepła	17
Scenariusze dla każdej branży.....	19
Załącznik 3 Elektryfikacja w przemyśle spożywczym	22
Źródła danych	22
Obecny miks cieplny.....	22
Energia użytkowa i udział każdego nośnika energii.....	23
Scenariusze przyszłości przemysłu spożywczego.....	24
Podsumowanie scenariuszy.....	32
Załącznik 4 Elektryfikacja w przemyśle papierniczym.....	34
Źródła danych	34
Obecny miks cieplny.....	34
Energia użyteczna i udział każdego nośnika energii	35
Scenariusze dotyczące przyszłości przemysłu papierniczego.....	36
Załącznik 5 Elektryfikacja przemysłu chemicznego	46
Źródła danych	46
Obecny miks cieplny.....	46
Energia użytkowa i udział każdego nośnika energii.....	47
Scenariusze przyszłości przemysłu chemicznego.....	49
Podsumowanie scenariuszy.....	57
Załącznik 6 - Planowane działania dla przemysłu.....	59
Bibliografia	62

Załącznik 1 - Technologie elektryfikacji

Pompy ciepła

Pompy ciepła są wyjątkowo efektywne wśród zelektryfikowanych technologii grzewczych. Zamiast bezpośrednio przekształcać energię elektryczną w ciepło, pompa ciepła wykorzystuje energię elektryczną do przenoszenia ciepła z obszaru o niższej temperaturze (źródła) do obszaru o wyższej temperaturze (miejsca oddawania ciepła). Pompa ciepła składa się z niskotemperaturowego wymiennika ciepła (parownika), sprężarki, wysokotemperaturowego wymiennika ciepła (skraplacza), zaworu rozprężnego i zamkniętej pętli rur wypełnionych czynnikiem chłodniczym. Czynnik chłodniczy wchodzi do parownika jako ciecz o niskim ciśnieniu i temperaturze, pochłania ciepło ze źródła ciepła, paruje i wychodzi jako gaz o niskim ciśnieniu. Następnie ciśnienie i temperatura czynnika chłodniczego są zwiększane w sprężarce, aby dopasować się do żądanej temperatury skraplania w skraplaczu, gdzie czynnik chłodniczy wchodzi jako para o wysokiej temperaturze. W skraplaczu czynnik chłodniczy oddaje ciepło poprzez kondensację pod wysokim ciśnieniem i opuszcza go jako ciecz o wysokiej temperaturze. Przed powrotem do parownika czynnik chłodniczy jest kierowany do zaworu rozprężnego, gdzie znowu spada jego ciśnienie i temperatura.

Uproszczony schemat procesu technicznego sprężarkowej pompy ciepła można znaleźć na poniższym rysunku.



Rysunek1 Uproszczony schemat procesu pompy ciepła

Wydajność pompy ciepła jest wyrażana jako współczynnik wydajności (COP), który jest stosunkiem wyprodukowanego użytecznego ciepła do energii elektrycznej zużywanej przez sprężarkę. COP zależy od temperatury źródła ciepła i oddawanego ciepła. Pompy ciepła są najbardziej wydajne przy stosunkowo niewielkich różnicach temperatury, a ich wydajność spada wraz ze zwiększeniem różnicy temperatur w przeciwnych punktach obiegu. Wartości COP wahają się od około 1,6 do 5,8 przy temperaturach odpowiednio od 130°C do 25°C (Arpagaus, Bless, Schiffmann i Bertsch, 2018). Dla danej temperatury procesu (tj. wymaganej temperatury oddawania ciepła) wartość COP można podnieść poprzez zwiększenie

temperatury źródła ciepła - np. poprzez wykorzystanie bardziej atrakcyjnych strumieni ciepła odpadowego (Hamid i inni, 2023) .

Przemysłowe pompy ciepła dostępne do kupienia w 2018 r. mogą zapewniać poziomy temperatury oddawania ciepła od 90°C do 165°C dla zakresu mocy cieplnej od 20 kW do 20 MW, chociaż pompy ciepła dostarczające ciepło o temperaturze 165°C mają stosunkowo niewielkie moce (660 kW). (Arpagaus, Bless, Schiffmann i Bertsch, 2018) . Od tego czasu miał miejsce dalszy postęp techniczny, w szczególności w zakresie pomp ciepła o większej wydajności i wyższej temperaturze. Wyższą temperaturę oddawania ciepła można osiągnąć, wykorzystując źródła ciepła o wyższych temperaturach (np. ciepło odpadowe z procesu przemysłowego) lub stosując późniejszą mechaniczną rekompresję pary (MVR) lub bezpośrednio podnoszenie temperatury za pomocą kotła elektrycznego. Rozwój pomp ciepła zdolnych do osiągnięcia temperatury >200°C jest kontynuowany (, (Marina, Spoelstra, Zondag i Wemmers, 2021) .Unterluggauer i inni, 2023)

Przemysłowe pompy ciepła są najbardziej wydajną technologią elektryfikacji pod względem zużycia energii (Madeddu i inni, 2020). Ze względu na konieczność zastosowania zewnętrznego źródła ciepła, instalacja pompy ciepła jest jednak bardziej złożona pod względem technicznym niż w przypadku kotłów elektrycznych i wymaga określonych warunków w miejscu instalacji (takich jak dostępne źródło ciepła odpadowego). Przyrost temperatury dzięki pompowaniu ciepła jest praktycznie ograniczony do 100°C. Teoretycznie przy użyciu zaawansowanej technologicznie (np. kaskadowej) pompy ciepła można osiągnąć wyższą różnicę temperatur, ale nie jest to praktyczne, ponieważ współczynnik COP będzie zbyt niski, aby osiągnąć jakiegokolwiek korzyści ekonomiczne (Marina, Spoelstra, Zondag i Wemmers, 2021). Ponadto pompy ciepła mają wysokie koszty inwestycyjne w porównaniu z kotłami elektrycznymi i gazowymi (Hamid i inni, 2023) i bez podatku węglowego, wysokotemperaturowa pompa ciepła może konkurować ekonomicznie z gazem ziemnym tylko wtedy, gdy stawki za energię elektryczną są niskie (Dumont, Wang, Wenzke, Blok i Heijungs, 2023). Jeśli emisje dwutlenku węgla są wyceniane tak samo niezależnie od źródła emisji, wysokowydajne pompy ciepła mogą konkurować z energią elektryczną pod względem ceny i śladu węglowego, nawet jeśli energia elektryczna jest wytwarzana z gazu ziemnego. Wyższe koszty inwestycyjne i wyższa sprawność niż w przypadku kotłów elektrycznych sprawiają, że są one bardziej odpowiednie jako podstawowe źródło ciepła.

Przemysł papierniczy oraz przemysł spożywczy mają największy potencjał integracji przemysłowych pomp ciepła ze względu na ich wysokie zapotrzebowanie na ciepło do 200°C (Obrist, Kannan, McKenna, Schmidt i Kober, 2023) .

Tabela1 Procesy technologiczne w zakresie temperatur do 200°C

Proces	Temperatura	Zastosowanie
Suszenie	200°C	Przemysł papierniczy
Wybielanie	150°C	
Rozdrabnianie	100°C	
odparowanie	170°C	Przemysł spożywczy
prażenie, pasteryzacja	150°C	
gotowanie	120°C	
stabilizacja biochemiczna	100°C	
fermentacja	40°C	
separacja	40°C	

Możliwe źródła ciepła dla przemysłowych pomp ciepła obejmują ciepło odpadowe z wewnętrznych procesów produkcyjnych, a także zewnętrzne źródła ciepła (ciepło geotermalne, ciepło słoneczne, ciepło odpadowe z innych gałęzi przemysłu, elektrowni, spalarni odpadów).

W procesach wymagających nieco wyższych temperatur, takich jak destylacja, również można zastosować pompy ciepła w celu zmniejszenia zużycia paliw kopalnych poprzez wykorzystanie systemów rekompresji pary i lub rekompresji pary z wstępnym podgrzewem i odparowaniem wody wspomaganym pompami ciepła (Zhang i inni, 2020) .

Mechaniczna rekompresja pary

Mechaniczna rekompresja pary (MVR) znajduje zastosowanie w systemach destylacji i odparowywania, gdzie poprawia ogólną wydajność energetyczną procesu przemysłowego. MVR wykorzystuje sprężarkę do podniesienia ciśnienia pary wodnej (lub innego lotnego gazu) przez co rośnie temperatura skraplania, a zatem ciepło skroplenia pary może być ponownie użytecznie wykorzystane. W systemach destylacji MRV może bezpośrednio sprężać opary destylatu górnego do wykorzystania w warniku lub pośrednio odzyskiwać ciepło z oparów destylatu (Walmsley, Atkins, Walmsley i Neale, 2016). Mechaniczna rekompresja pary zwykle wykorzystuje wodę, która bierze udział w samym procesie, eliminując potrzebę stosowania oddzielnego obiegu czynnika chłodniczego i wymienników ciepła. Pozwala to na znaczne obniżenie kosztów i zwiększenie wydajności. Współczynnik COP mechanicznej rekompresji oparów mieści się zwykle w zakresie od 3 do 10 (Madeddu i inni, 2020).

Mechaniczna rekompresja oparów jest stosowana między innymi:

- w przemyśle spożywczym i napojów w systemach odparowywania mleka (Walmsley, Atkins, Walmsley i Neale, 2016) ;
- w przemyśle papierniczym w odparowywaniu ługu czarnego¹ w chemicznej produkcji masy celulozowej (Liu i inni 2023), , (Variny, 2023) ;

¹ ciemne, płynne pozostałości po gotowaniu wiórów drzewnych, zawierające nieorganiczne chemikalia kuchenne i rozpuszczone substancje organiczne

Możliwość zastosowania MVR analizowano również w produkcji kwasu mlekowego, który jest wykorzystywany w przemyśle spożywczym i chemicznym (Cha i inni, 2022). Mechaniczna kompresja pary to technologia pompowania ciepła, którą można sklasyfikować jako rodzaj pompy ciepła.

Kotły elektryczne

Kotły elektryczne stanowią realną alternatywę dla kotłów opalanych paliwami kopalnymi ze względu na ich wszechstronność, łatwość instalacji i potencjał do zastosowań wysokotemperaturowych. Istnieją dwa rodzaje kotłów elektrycznych: oporowe i elektrodowe. Oba typy różnią się wewnętrzną konstrukcją, ale z punktu widzenia ekonomii działania i łatwości integracji są bardzo zbliżone.

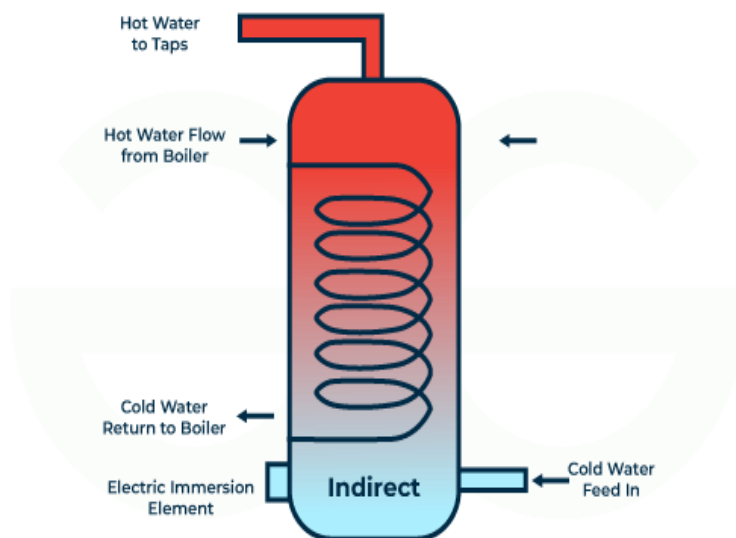
Kotły elektryczne są komercyjnie dostępne do zastosowań na dużą skalę do 70 MW i mogą wytwarzać zarówno parę, jak i ciekłe media grzewcze (Patel, Matalon i Oluleye, 2024). Kocioł elektryczny może dostarczać parę wodną o temperaturze do 600°C i ciśnieniu do 20 barów, co jest nieosiągalne dla pomp ciepła. W porównaniu z pompami ciepła, kotły elektryczne mają niższą sprawność (między 95% a 99,9%), a tym samym wyższe koszty operacyjne, ale ze względu na wyższe osiągalne temperatury i niższe koszty inwestycyjne są łatwiejsze do zintegrowania z istniejącymi systemami przemysłowymi. Potencjał wykorzystania kotłów elektrycznych nie jest w pełni wykorzystany, ponieważ wyższe ceny energii elektrycznej w porównaniu z gazem ziemnym zniechęcają do bezpośredniej elektryfikacji procesów przemysłowych. W związku z tym przyjęcie kotłów elektrycznych w dużym stopniu zależy od skutecznej polityki (np. podatku węglowego) zmniejszającej różnicę cenową między gazem ziemnym a energią elektryczną.

Ogrzewanie oporowe

Urządzenia grzewcze oporowe wykorzystują prąd elektryczny do zapewnienia ogrzewania poprzez oporność elektryczną materiału. Istnieją dwa rodzaje elektrycznego ogrzewania oporowego:

- Pośrednie – prąd przepływa przez rezystor elektryczny, który ogrzewa otaczające materiały poprzez konwekcję, przewodzenie lub promieniowanie. Jest to podstawowa forma elektrycznego ogrzewania oporowego stosowana obecnie w przemyśle.
- Bezpośredni - prąd przepływa przez materiał, który ma zostać podgrzany poprzez jego własną rezystywność elektryczną.

Ogrzewanie oporowe jest korzystne ze względu na łatwość użytkowania i niemal 100% skuteczność konwersji energii elektrycznej w ciepło. Dodatkowe korzyści obejmują zwiększoną kontrolę, zmniejszone wymagania konserwacyjne i brak zanieczyszczeń związanych ze spalaniem. Ogrzewanie oporowe jest stosowane w różnych gałęziach przemysłu, w tym w przemyśle spożywczym, poligraficznym, tekstylnym, chemicznym, szklarskim i tworzyw sztucznych, zarówno w zastosowaniach niskotemperaturowych, jak i wysokotemperaturowych.



Rysunek2 Pośrednie ogrzewanie oporowe ²

Elektryczne ogrzewanie oporowe jest jedną z najprostszych i najstarszych form ogrzewania elektrycznego. Może ono znaleźć zastosowanie praktycznie we wszystkich dziedzinach ogrzewania przemysłowego, z wyjątkiem niektórych zastosowań w najwyższych temperaturach (np. piec cementowy, produkcja stali, produkcja metali). Elektryczne rezystancyjne elementy grzewcze są zwykle w pośrednim kontakcie z ogrzewanym medium (np. wodą, płynami procesowymi, powietrzem). Zastosowanie ogrzewania elektrycznego eliminuje potencjalne zanieczyszczenie ogrzewanych materiałów cząstkami stałymi paliwa lub gazami spalinowymi.

Wiele systemów energetycznych opartych o ciepło wytwarzane z gazu i dostarczane w postaci pary można zastąpić elektrycznymi kotłami oporowymi. Kotły elektryczne są prawie w 100% wydajne, mają moc do 100 MW i mogą wytwarzać gorącą wodę lub parę o temperaturze do 220°C. Ich czas reakcji na zmianę zapotrzebowania jest dość szybki, a kilku europejskich producentów wdrożyło już elastyczne sterowanie dla kotłów elektrycznych, aby wykorzystać okresowo tanie dostawy energii ze źródeł odnawialnych.

Przykładem procesu, w którym wdraża się zastosowanie energii elektrycznej jest kalcynacja. W Australii opracowywana jest elektryczna wersja kalcynatora Calix, który przetwarza minerały takie jak glina i wapień poprzez podgrzanie ich do około 1000°C.

Pośrednie ogrzewanie oporowe może być stosowane w różnych konfiguracjach:

- Piece elektryczne: wykorzystują wysokotemperaturowe elementy grzewcze, zwykle wykonane z SiC, MoSi₂, stopu niklowo-chromowego, które mogą osiągać temperatury w zakresie 1000-2000°C.

² <https://www.geeksforgeeks.org/what-is-resistance-heating/>

- Piekarniki elektryczne: grzałki elektryczne zamontowane w piekarniku ogrzewają produkty poprzez konwekcję i promieniowanie. W celu równomiernego i szybszego nagrzewania często stosowany jest wymuszony obieg powietrza (termowentylator).
- Kotły elektryczne: są dostępne w szerokim zakresie od kW do MW. W przeciwieństwie do swoich odpowiedników opartych na spalaniu, kotły elektryczne nie wytwarzają żadnych szkodliwych gazów i dlatego mogą być instalowane w pobliżu miejsca użytkowania.
- Grzałki cyrkulacyjne: to kompaktowe urządzenia grzewcze do cieczy i gazów, stosowane np. w pionach ciepłej wody w budynkach. Posiadają one elementy grzejne zanurzone w strumieniu płynu.

Kotły elektrodowe

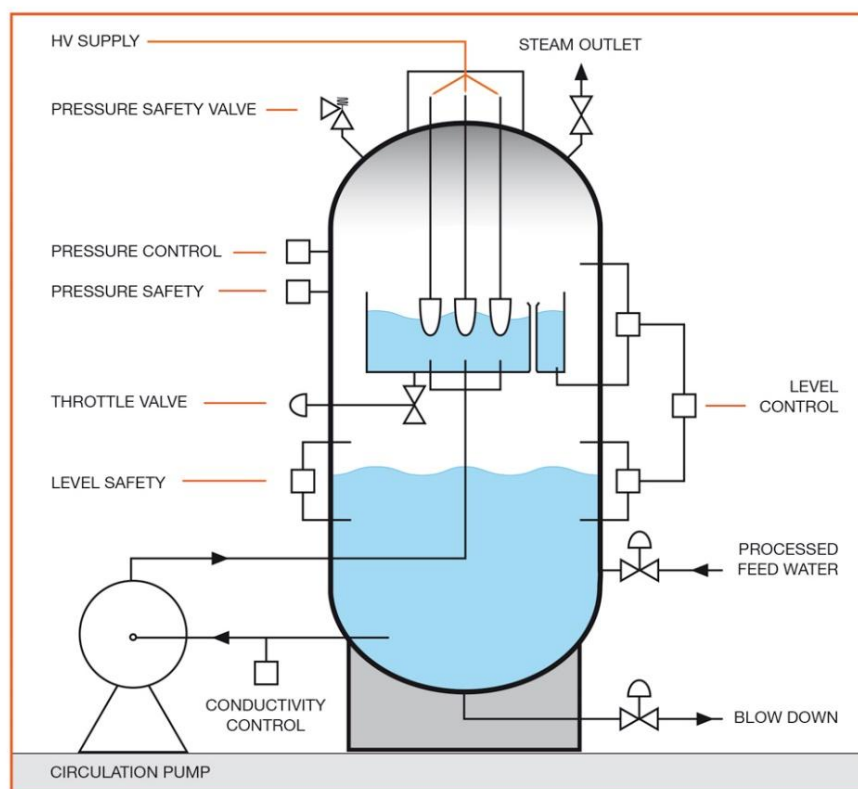
Kotły elektrodowe działają poprzez przepuszczanie prądu elektrycznego pomiędzy zanurzonymi elektrodami, co bezpośrednio podgrzewa wodę poprzez przewodnictwo elektryczne. Wykorzystują elektrody zanurzone w izolowanym zbiorniku wypełnionym wodą do wytwarzania ciepła. Zasada działania jest więc bardzo zbliżona do kotłów z grzałkami elektrycznymi, różnicą jest bezpośredni przepływ prądu przez wodę. Kotły elektryczne charakteryzują się wysoką sprawnością energetyczną - około 99% zużywanej energii jest przekształcane w ciepło. W przypadku zasilania z odnawialnych źródeł energii elektrycznej, kotły te nie powodują emisji gazów cieplarnianych (GHG).

Instalacja i konserwacja kotłów elektrodowych jest prostsza i bardziej opłacalna w porównaniu z kotłami opalnymi paliwem ze względu na mniejsze zapotrzebowanie na dodatkowy sprzęt. Kotły elektrodowe nie wymagają systemów odprowadzania spalin i zajmują znacznie mniej miejsca niż kotły konwencjonalne. Co więcej, pracują przy znacznie niższym poziomie hałasu, co jest ważnym czynnikiem w zastosowaniach, w których kotły znajdują się w pobliżu pomieszczeń mieszkalnych.

Kotły elektrodowe charakteryzują się wysoką elastycznością operacyjną, niskimi kosztami inwestycyjnymi i wysoką sprawnością. Kotły te osiągają moce od 3 do 60 MW_t przy sprawności >99%.

Kotły te mogą działać jako parowe, przygotowując parę do celów technologicznych, lub jako kotły wodne. Woda w obwodzie elektrycznym działa jak opornik, w którym energia elektryczna jest przekształcana w ciepło, powodując nagrzewanie się wody. Po podgrzaniu woda może być przepompowana do wymiennika ciepła, gdzie przekazuje ciepło do kolejnego obiegu grzewczego. Dodatkowy zbiornik wewnątrz kotła zawiera wodę zasilającą - bufor ciepła dla zbiornika z elektrodami. Pompa obiegowa, umieszczona za wymiennikiem ciepła, zapewnia cyrkulację wody w układzie. Elektrodowe kotły parowe mogą wytwarzać parę o wysokim ciśnieniu i temperaturze. Przykładowo, firma PARAT opracowała projekt kotła pracującego przy ciśnieniu projektowym do 85 bar i mocy do 30 MW, pracującego w zakresie napięć od 6 do 24 kV. Jest to pierwszy na świecie nowoczesny wysokociśnieniowy kocioł parowy tego typu. Jego zastosowanie zamiast tradycyjnych kotłów opalanych paliwami kopalnymi znacząco obniży poziom emisji szkodliwych substancji. Dodatkowo kocioł elektrodowy PARAT może być dostarczany jako urządzenie hybrydowe łączące funkcję wytwarzania gorącej wody i pary w

jednym systemie, co zostało zgłoszone do opatentowania. Dzięki możliwości automatycznego przełączania między trybami ogrzewania, kocioł ten jest niezwykle elastyczny i może zaspokoić zróżnicowane potrzeby grzewcze każdej instalacji, zarówno pod względem zapotrzebowania na gorącą wodę, jak i parę. Na rynku dostępne są kotły elektrodowe niskiego (LV) i wysokiego (HV) napięcia. Kotły niskonapięciowe zasilane są energią elektryczną o napięciu 230, 400 lub 690 V, a standardowe modele oferują nominalną moc cieplną w zakresie 300-5000 kW. Z kolei kotły wysokonapięciowe dedykowane są układom o większej mocy, sięgającej 3-60 MW. Zasilanie możliwe jest napięciem 6-24 kV, co często pozwala na bezpośrednie podłączenie kotła do sieci bez konieczności stosowania transformatora, co przyczynia się do niższych kosztów inwestycyjnych³.



Rysunek3 Schemat kotła z elektrodą wodną⁵

Elektrodowe kotły grzewcze są stosowane w warunkach, w których dostępna jest darmowa energia elektryczna z sieci lub niemożliwa do innego zagospodarowania nadwyżka prądu. Obecnie popularnym i konkurencyjnym rozwiązaniem dla kotłów elektrycznych, zwłaszcza większych mocy, jest ich integracja z akumulatorami ciepła. Takie połączenie umożliwia wspomaganie sieci elektroenergetycznej poprzez regulację częstotliwości i absorpcję nadwyżek energii z elektrowni wiatrowych lub słonecznych. W przypadku niskiego udziału źródeł odnawialnych, jak ma to miejsce w polskim systemie elektroenergetycznym,

³ <https://www.parat.no/products/industry/parat-ieh-high-voltage-electrode-boiler/>

alternatywnym źródłem taniej energii elektrycznej jest zakup energii w okresach niskiego zapotrzebowania, zwłaszcza w nocy.

Najważniejsze cechy tej technologii energetycznej obejmują:

- Kocioł elektrodowy może być wykorzystywany do dekarbonizacji tylko wtedy, gdy jest zasilany tanią energią elektryczną z OZE lub kogeneracji gazowej.
- Ekonomiczne użytkowanie kotła wymaga zastosowania akumulatora ciepła.
- Szybki rozruch umożliwia wykorzystanie kotła jako źródła rezerwy szczytowej w przypadku braku dostępu do sieci gazowej.
- Elastyczność kotła pozwala na świadczenie usług regulacyjnych w sieci energetycznej (regulacja częstotliwości, bilansowanie sieci) .⁴

Promienniki podczerwieni i mikrofalowe

Promienniki podczerwieni są wykorzystywane w przemyśle spożywczym do suszenia i ogrzewania. Promienniki podczerwieni można łączyć z ogrzewaniem konwekcyjnym, przewodzącym i mikrofalowym (Riadh, Ahmad, Marhaban i Soh, 2014). Efektywność energetyczna promienników podczerwieni wynosi od 60% do 90% (Madeddu i inni, 2020) .

W ogrzewaniu podczerwienią ciepło jest przenoszone przez promieniowanie, którego długość fali zależy od temperatury ciała emitującego - im wyższa temperatura, tym krótsza długość fali. W promiennikach podczerwieni powietrze w kontakcie z urządzeniem nie jest ogrzewane, dlatego suszenie podczerwienią jest bardziej energooszczędne niż suszenie konwekcyjne. (PAWAR i PRATAPE, 2015). Ponadto promienniki podczerwieni mają inne zalety w porównaniu z konwencjonalnymi metodami suszenia, takie jak przyspieszenie procesu, wyższa jednolita temperatura produktu, korzyści jakościowe produktu, wysoki stopień parametrów kontroli procesu, wysoki współczynnik wnikania ciepła i oszczędność miejsca (Rastogi, 2012). Jednakże, promieniowanie podczerwone nie wnika głęboko w materiały, ogrzewając jedynie ich powierzchnię, więc w niektórych przypadkach suszenie podczerwienią musi być połączone z innymi metodami suszenia (np. mikrofalami).

Energia mikrofalowa jest dostarczana bezpośrednio do materiału poprzez interakcję molekularną z polem elektromagnetycznym. Grzejniki mikrofalowe generują ciepło w całej objętości materiału, co skutkuje ogrzewaniem objętościowym (Sun, Wang i Yue, 2016). Ogrzewanie mikrofalowe jest wykorzystywane m.in. w procesach przetwarzania i suszenia żywności - czasami w połączeniu z ogrzewaniem podczerwienią (Ekezie, Sun, Han i Cheng, 2016). Efektywność energetyczna grzejników mikrofalowych wynosi od 50% do 85% (Madeddu i inni, 2020) .

Promienniki podczerwieni i mikrofalowe, podobnie jak kotły elektryczne, wykorzystują wyłącznie energię z sieci elektrycznej, w przeciwieństwie do technologii pompowania ciepła. Dlatego ich zużycie energii elektrycznej, a tym samym koszty operacyjne są wysokie. Zastosowanie podczerwieni promienników lub mikrofalowych jest zatem zwykle podyktowane

⁴ Technology Data for Energy Plants for Electricity and District heating generation, sierpień 2016, aktualizacja 2017-18, Duńska Agencja Energetyczna

wymaganiami procesu, a nie ekonomią ich wykorzystania. Nie ma prawie żadnej możliwości elastycznego wykorzystania tych dwóch technologii, poza przesunięciem harmonogramów pracy lub wykorzystaniem magazynów energii elektrycznej.

Podsumowanie

Najbardziej wydajną dostępną technologią elektryfikacji są pompy ciepła, ale im wyższa temperatura, tym mniejsza ich przewaga (z wyjątkiem zastosowań, w których dostępne jest ciepło odpadowe o podobnej temperaturze). W przypadku procesów średnitemperaturowych, kotły elektryczne są wszechstronnym źródłem, które może zastąpić kotły na paliwa kopalne.

Tabela2 Technologie elektryfikacji nisko- i średnitemperaturowego ciepła przemysłowego

Technologia	Dojrzałość technologiczna	Zastosowania	Wydajność/ COP	Pojemność	Maksymalna temperatura
Sprężarkowe pompy ciepła	Powszechnie stosowane (dla ciepła nisko-temperaturowego)	Ogrzewanie pomieszczeń; ciepła woda użytkowa; para niskociśnieniowa; suszenie	COP 1,6-5,8	Do 20 MW	> 180°C (ograniczone dostępnością wysokotemperaturowego źródła ciepła, praktycznością i kosztami inwestycyjnymi)
Mechaniczna rekompresja pary (MVR)	Powszechnie stosowane	Odzyskiwanie energii (np. podczas destylacji, odparowywania) w celu zapewnienia pary i ciepła	COP 3-10	Do 1 MWe (zużycie energii elektrycznej)	<100°C
Kotły elektryczne	Powszechnie stosowane	Ogrzewanie pomieszczeń; gorąca woda; podgrzewanie oleju; wytwarzanie pary	95%-99,9%	70-100 MW	600-1000°C
Promienniki podczerwieni	Powszechnie stosowane	Suszenie; przetwarzanie żywności	60%-90%	Zależy od aplikacji	1370°C; 100°C (przetwarzanie żywności)
Podgrzewacze mikrofalowe	Powszechnie stosowane	Suszenie; przetwarzanie żywności	50%-85%	Zależy od aplikacji	2200°C; 100°C (przetwarzanie żywności)

Załącznik 2 - Model symulacyjny elektryfikacji⁵

Niniejsza publikacja zawiera uproszczony model ekonomiczny inwestycji w różne źródła ciepła dla przemysłu, w celu pokrycia różnych potrzeb grzewczych perspektywie 2050 roku. Celem było pokazanie, jaka jest różnica w kosztach, zużyciu energii i emisji CO₂ między trzema hipotetycznymi scenariuszami.

Trzy scenariusze

Scenariusze zostały celowo zaprojektowane tak, aby były od siebie bardzo odległe, aby pokazać koszty i korzyści każdej strategii. Żaden ze scenariuszy, a w szczególności scenariusz "biznes jak zwykle", nie powinien być traktowany jako ten, który jest szczególnie prawdopodobny lub zalecany. Najbardziej prawdopodobne jest, że rzeczywisty przyszły ogrzewania miks w branży będzie czymś pomiędzy wszystkimi trzema. Ponadto istnieje duża niepewność co do przyszłej produkcji w branży, na którą mogą mieć wpływ zmiany strukturalne w gospodarce i zewnętrzne szoki gospodarcze, tzw. "czarne łabędzie".

"Biznes jak zwykle"

Scenariusz "Biznes jak zwykle" przedłuża obecne roczne zużycie energii i koszyk energetyczny do 2050 roku. Bezpośrednie spalanie paliw kopalnych jest kontynuowane w obecnym tempie, jednak energia elektryczna i ciepło kupowane z sieci elektrycznej i sieci ciepłowniczej ulegają stopniowej dekarbonizacji. Celem tego scenariusza jest pokazanie punktu odniesienia, w którym nie następuje dekarbonizacja przemysłu inna niż redukcja emisji w zakresie 2.

Scenariusz mieszany

Scenariusz ten zakłada całkowite wycofanie stałych i ciekłych paliw kopalnych do 2040 roku oraz całkowite wycofanie gazu do 2050 roku. Część dekarbonizacji odbywa się przy użyciu biomasy stałej, ale w większym stopniu poprzez bezpośrednią elektryfikację za pomocą pomp ciepła lub kotłów elektrycznych. W przemyśle spożywczym i chemicznym część biomasy stałej jest również zastępowana energią elektryczną. W przypadku przemysłu papierniczego nie bierze się pod uwagę zastąpienia biomasy energią elektryczną, ponieważ sektor ten ma dużą ilość palnych produktów ubocznych. Przemysł papierniczy jest już zoptymalizowany pod kątem wykorzystania drewna niższej jakości i zakłady znajdują się w miejscach, w którym dostęp do tego zasobu jest optymalny. Dlatego też, jeśli pojawi się nadmiar biomasy drzewnej, którą można wykorzystać na energetyczne potrzeby, przemysł papierniczy będzie pierwszym konsumentem w kolejce do jej wykorzystania. Obecne wykorzystanie ogrzewania elektrycznego i import ciepła nie uległy zmianie.

Celem scenariusza mieszanego jest pokazanie ścieżki, w której biomasa stała jest traktowana jako jedno z wielu słusznych rozwiązań dekarbonizacyjnych, a przedsiębiorstwa mogą zwiększyć jej wykorzystanie tam, gdzie techniczne lub ekonomiczne względy sprawiają, że jest to optymalny wybór.

Scenariusz pełnej elektryfikacji

Scenariusz ten zakłada całkowite przejście na energię elektryczną do 2050 roku. Stałe i ciekłe paliwa kopalne zostaną wycofane do 2040 roku, a biomasa i gaz ziemny do 2050 roku. Całe zużycie ciepła, z

⁵ Materiały w załączniku 2 zostały opracowane z uwzględnieniem wyników analiz przygotowanych przez zespół AGH oraz ARE S.A.

wyjątkiem obecnego importu ciepła, jest przekształcane w zelektryfikowane ogrzewanie za pomocą pomp ciepła lub kotłów elektrycznych.

Celem scenariusza pełnej elektryfikacji jest pokazanie kosztów i skutków polityki mającej na celu pełną konwersję całego zapotrzebowania na ciepło na energię elektryczną

Założenia dotyczące cen i technologii

Koszty i parametry techniczne różnych technologii grzewczych zostały zaczerpnięte z oficjalnych dokumentów, takich jak polski KPEiK lub z innych wiarygodnych źródeł. Tam, gdzie istnieją sprzeczne dane lub duża niepewność co do przyszłego rozwoju, zaproponowano własne założenia.

Wydatki kapitałowe i finansowe

Dla każdej technologii grzewczej dodano cenę jej budowy lub głębokiej modernizacji (w przypadku istniejących kotłów węglowych). Opiera się ona na naszych wewnętrznych założeniach, skonsultowanych z ekspertami.

Węglowe źródła ciepła prawdopodobnie nie będą już budowane, ale będą wymagały gruntownych napraw i nowych instalacji oczyszczania spalin aby przetrwać. W przypadku innych urządzeń grzewczych opartych na paliwach kopalnych wymagana będzie mniejsza modernizacja, aby utrzymać ich działanie, ale ich żywotność wynosi zwykle 25 lat lub mniej, więc uwzględniono też amortyzację / koszt wymiany po okresie eksploatacji. Poniżej przedstawiono cenę budowy lub głębokiej modernizacji dla każdej technologii:

Tabela 3 Nakłady inwestycyjne na budowę lub głęboką modernizację źródeł ciepła

Technologia	Szczegóły	Cena (EUR/kWth)
Kotły na paliwa kopalne	Węgiel (głęboka modernizacja)	190
	Gaz ziemny	100
	Wszelkie inne paliwa kopalne (LPG, olej opałowy, gaz rafineryjny itp.)	190
Kocioł na biomasę lub odpady	-	580
Istniejące przyłącze ciepłownicze	Para lub ciepło z sieci ciepłowniczej	100
Pompa ciepła	Temperatura 0-100 C	500
	Temperatura 100-150 C	700
	Temperatura 150-200 C	870
	Temperatura 200-500 C	1300
Inne ogrzewanie elektryczne	Każda technologia ogrzewania, która nie jest pompą ciepła, a zatem opiera się na czystej konwersji energii elektrycznej na ciepło (tj. kotły elektryczne, podczerwieni promienniki i mikrofalowe).	175

Inwestycje takie jak te są zazwyczaj finansowane przez firmy przemysłowe z pożyczonych pieniędzy. Istnieją różne opcje finansowania, niektóre mają wyższe koszty finansowania, inne niższe. Aby zapewnić neutralne technologicznie podejście, niezależnie od przewidywanego okresu eksploatacji różnych technologii, obliczyliśmy CAPEX wraz z powiązаныmi kosztami finansowymi jako sumę na megawatogodzinę ciepła, która dodaje się do LCOH. Koszt finansowy został obliczony przy użyciu stopy dyskontowej 7% i czasu zwrotu wynoszącego 25 lat, z płatnościami o równej wysokości przez cały ten okres. Przy tej stopie dyskontowej i czasie zwrotu, suma płatności jest około dwa razy wyższa niż koszt początkowy. Nie uwzględniono możliwości uzyskania dotacji lub preferencyjnych pożyczek. Średni roczny wskaźnik wykorzystania wynoszący 75% został uwzględniony w celu uwzględnienia nadwyżki mocy produkcyjnych i przestojów w sektorze.

Koszty energii i emisji CO₂

Cena nośnika energii składa się z dwóch elementów - ceny hurtowej i kosztu dystrybucji. Ceny hurtowe węgla, gazu ziemnego i uprawnień do emisji CO₂ zostały zaczerpnięte z polskiego KPEiK (zgodnie z wytycznymi Komisji Europejskiej) i zostały uwzględnione w poniższej tabeli. Ceny innych paliw kopalnych, takich jak LPG i olej opałowy, przyjęto na poziomie 90 EUR/MWhth w 2030 r. i 100 EUR/MWhth po tej dacie.

Tabela 4 Założenia cenowe dla kosztów energii do obliczeń

Cena (EUR/MWh)	2030	2035	2040	2045	2050
Węgiel	11.9	11.9	12.6	13.3	14.4
Gaz ziemny	42.8	42.8	42.8	44.3	45.4
Wszelkie inne paliwa kopalne (LPG, olej opałowy, gaz rafineryjny itp.)	90.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Biomasa lub odpady	18.9	19.2	19.3	19.5	19.7
Ciepło sieciowe (w tym para)	24.5	24.6	24.9	25.7	26.5
Energia elektryczna	117.3	110.5	92.4	90.0	83.2
Cena uprawnień do emisji CO ₂ (EUR/t CO ₂)	132	155	179	194	210

Koszt energii elektrycznej na lata 2030-50 został zaczerpnięty z tabel godzinowych cen energii elektrycznej dla czterech tygodni reprezentatywnych dla czterech sezonów w roku 2030, 2035, 2040, 2045 i 2050 dostarczonych przez ARE (Agencję Rynku Energii). Do obliczenia ceny energii elektrycznej przyjęto cenę obciążenia podstawowego, ponieważ wiele branż ma stabilny profil zużycia energii elektrycznej lub musi pracować w dni powszednie na dziennych zmianach. Cena ciepła rozproszonego została obliczona jako średnia ceny węgla, ceny gazu ziemnego i ceny biomasy, ponieważ te trzy nośniki energii będą odgrywać główną rolę w miksie ciepłowniczym w najbliższej przyszłości.

Koszt dystrybucji nośników energii składa się z opłat sieciowych dla energii elektrycznej i gazu ziemnego oraz kosztów transportu dla wszystkich innych nośników energii. Założono opłaty sieciowe na poziomie 50 EUR/MWh dla energii elektrycznej i 10 EUR/MWh dla gazu ziemnego. Koszty transportu przyjęto na poziomie 20% dla paliw stałych, takich jak węgiel i drewno oraz 10% dla paliw płynnych, ponieważ te ostatnie mają wyższą gęstość energii i wyższą cenę za jednostkę energii. Koszt dystrybucji ciepła został obliczony jako 20% wartości finansowej tego nośnika energii, co powinno rekompensować koszt transportu i strat energii.

Tabela 5 Koszt transportu/dystrybucji i emisyjność końcowych nośników energii na miejscu

Nośnik energii	Koszt dystrybucji	Emisyjność na miejscu (tCO ₂ /MWh _{th})
Węgiel	20% wartości paliwa	0.337
Gaz ziemny	10 EUR/MWh _{th}	0.200
Wszelkie inne paliwa kopalne (LPG, olej opałowy, gaz rafineryjny itp.)	10% wartości paliwa	0.250
Biomasa lub odpady	20% wartości paliwa	0
Ciepło z sieci (w tym para)	20% wartości energetycznej	0*
Elektryczność	50 EUR/MWh	0*

*Emisje z zakupionych nośników energii (takich jak energia elektryczna i ciepło) są uwzględnione w zakresie 2.

Koszt emisji CO₂ został obliczony przy użyciu wskaźników emisji na jednostkę energii. Są one wymienione w powyższej tabeli. Emisje z zakresu 2 zostały obliczone oddzielnie i nie zostały uwzględnione w analizie finansowej, ponieważ są już uwzględnione w cenie energii. Ceny uprawnień do emisji CO₂ zostały przedstawione w tabeli 4.

Założono, że miks energii elektrycznej w krajowej sieci będzie zgodny ze scenariuszem WAM z najnowszego KPEiK. KPEiK pokazuje produkcję energii elektrycznej i emisje CO₂ z produkcji energii elektrycznej i ciepła do 2040 r., co pozwala (z dużym przybliżeniem) obliczyć emisyjność energii elektrycznej w sieci. Emisyjność rozproszonego ciepła przyjęto na poziomie 40% emisyjności energii elektrycznej. Powinno to uwzględniać postępującą dekarbonizację sektora ciepłowniczego. Podczas gdy sektor ciepłowniczy prawdopodobnie będzie dekarbonizowany wolniej niż sektor energii elektrycznej, wykorzystanie biomasy i wysokowydajnej kogeneracji gazowej powinno obniżyć emisyjność w perspektywie krótkoterminowej. Wartości emisyjności wykorzystane w obliczeniach przedstawiono w poniższej tabeli:

Tabela 6 Emisyjność końcowych nośników energii z zakresu 2 (kg CO₂/MWh)

Emisyjność (kg CO ₂ /MWh)	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Elektryczność	685	374	201	57	23	0
Ciepło	274	149	81	23	9	0

Emisje wtórne (emisje związane z wydobyciem i transportem nośników energii), a także emisje gazów cieplarnianych innych niż CO₂, nie zostały uwzględnione.

Efektywność wykorzystania energii

Dla każdej technologii grzewczej obliczono sprawność lub SCOP. SCOP dla pomp ciepła obliczono jako 60% idealnej sprawności Carnota między temperaturą pobierania a oddawania ciepła. Temperatura oddawania ciepła jest przyjęta jako maksymalna temperatura w rozważanym zakresie (aby uwzględnić różnicę temperatur pomiędzy czynnikiem chłodniczym a medium ogrzewanym), podczas gdy temperatura źródła ciepła jest przybliżeniem między przypadkami, w których dostępne jest ciepło odpadowe o przyzwoitej temperaturze, a przypadkami, w których nie jest ono dostępne. W przypadku wysokotemperaturowych pomp ciepła temperatura źródła ciepła jest podwyższona, ponieważ będą one używane tylko wtedy, gdy ciepło odpadowe jest dostępne, w przeciwnym razie niska wydajność i wysoki koszt kapitałowy wykluczyłyby ich użycie. Jest to pokazane w kolumnie "Możliwość zastosowania" w poniższej tabeli.

Tabela 6 Wydajność i możliwości zastosowania pomp ciepła

Zakres temperatur	Średnia temperatura źródła ciepła	Średnia temperatura oddawania ciepła	Obliczony SCOP	Możliwość zastosowania	Zastosowanie ograniczone przede wszystkim przez:
0-100 C°	27 C°	100 C°	3.07	90%	Wymagania dotyczące zmiennej mocy lub procesowe
100-150 C°	27 C°	150 C°	2.06	80%	Wymagania dotyczące zmiennej mocy lub procesowe
150-200 C°	60 C°	200 C°	2.03	60%	Dostępność i temperatura ciepła odpadowego
200-500 C°	100 C°	260 C°	2.00	20%	Wymagana temperatura, dostępność i temperatura ciepła odpadowego
500+ C°	n/d	n/d	n/d	0%	Poza praktycznym zasięgiem pomp ciepła

Efektywność innych technologii grzewczych została przedstawiona w poniższej tabeli:

Tabela 7 Sprawność wybranych technologii grzewczych

Technologia	Szczegóły	Wydajność (%)
Kocioł na paliwo kopalne	Węgiel (głęboka modernizacja)	89%
	Gaz ziemny	93%
	Wszelkie inne paliwa kopalne (LPG, olej opałowy, gaz rafineryjny itp.)	90%
Kocioł na biomasę lub odpady	-	84%
Istniejące przyłącze importu ciepła	Para z sieci ciepłowniczej	99%
Inne ogrzewanie elektryczne	Każda technologia ogrzewania elektrycznego, która nie jest pompą ciepła, a zatem opiera się na czystej konwersji energii elektrycznej na ciepło (tj. kotły elektryczne, promienniki podczerwieni i mikrofalowe).	99%

Pozostałe wydatki operacyjne

Koszty takie jak naprawy, personel, zużycie energii elektrycznej (w przypadku technologii opartych na spalaniu), dodatki do paliwa i oczyszczanie gazów spalinowych (w przypadku stałych) spalania paliworaz inne koszty operacyjne zostały przedstawione w poniższej tabeli.

Tabela 8 Wydatki operacyjne inne niż koszty energii i emisji

Technologia	Szczegóły	Cena (EUR/MWh _{th})
Kotły na paliwa kopalne	Węgiel (głęboka modernizacja)	14,5
	Gaz ziemny	2,0
	Wszelkie inne paliwa kopalne (LPG, olej opałowy, gaz rafineryjny itp.)	2,0
Kocioł na biomasę lub odpady	-	14,5
Istniejące przyłącze ciepłownicze	Para lub ciepło z sieci ciepłowniczej	2,0
Pompa ciepła	Temperatura 0-100 C	2,3
	Temperatura 100-150 C	2,3
	Temperatura 150-200 C	3,0
	Temperatura 200-500 C	4,0

Inne ogrzewanie elektryczne	Każda technologia ogrzewania elektrycznego, która nie jest pompą ciepła, a zatem opiera się na czystej konwersji energii elektrycznej na ciepło (tj. kotły elektryczne, promienniki podczerwieni i mikrofalowe).	3,5
-----------------------------	--	-----

Obliczona cena ciepła

Dla każdej technologii wytwarzania ciepła obliczono koszt MWh ciepła w cyklu życia dla każdego 5-letniego okresu. Składa się on z krótkookresowego kosztu krańcowego, który teoretycznie pozwala na zmianę paliwa w przypadku dynamicznego ustalania cen, oraz zdyskontowanego kosztu kapitałowego dla każdej technologii, który musi zostać zapłacony niezależnie od wykorzystania. Oba zostały przedstawione poniżej:

Koszty operacyjne

Energia użytkowa została przeliczona na energię końcową z wykorzystaniem sprawności lub SCOP technologii wytwarzania ciepła. Energia końcowa została wyceniona zgodnie z jej ceną w danym roku, z uwzględnieniem kosztów transportu/dystrybucji. Następnie dodano koszty emisji CO₂ na miejscu i koszty utrzymania. Suma została przedstawiona w poniższej tabeli:

Tabela 9 Krótkoterminowa cena ciepła dla różnych źródeł ogrzewania, EUR/MWh_{th}

Technologia	2030	2035	2040	2045	2050
Kocioł węglowy	75,0	82,7	91,7	97,7	104,6
Kocioł na gaz ziemny	85,1	89,7	94,5	99,1	103,5
Kocioł zasilany innymi paliwami kopalnymi (LPG, olej opałowy, gaz rafineryjny itp.)	145,0	163,0	169,0	172,7	176,7
Kocioł na biomasę lub odpady	41,6	41,9	42,1	42,4	42,6
Ciepło sieciowe	31,8	31,8	32,3	33,2	34,1
Elektryczne ogrzewanie oporowe	126,9	120,1	101,9	99,6	92,9
Pompa ciepła 0-100 C	42,2	40,0	34,1	33,4	31,2
Pompa ciepła 100-150 C	61,5	58,2	49,5	48,4	45,2
Pompa ciepła 150-200 C	63,3	59,9	51,0	49,9	46,6
Pompa ciepła 200-500 C	65,1	61,7	52,7	51,6	48,3

Zdyskontowany koszt kapitału

Koszt inwestycyjny został uwzględniony w cenie ciepła jako roczna spłata kredytu inwestycyjnego podzielona przez roczną produkcję ciepła mierzoną wskaźnikiem wykorzystania. Koszty inwestycyjne i stopa dyskontowa zostały obliczone jako stałe, dlatego zdyskontowany koszt kapitału nie zmienia się w czasie.

Tabela 10 Zdyskontowane koszty kapitałowe dla różnych źródeł ogrzewania, EUR/MWh_{th}

Technologia	2030	2035	2040	2045	2050
Kocioł węglowy	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Kocioł na gaz ziemny	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Kocioł zasilany innymi paliwami kopalnymi (LPG, olej opałowy, gaz rafineryjny itp.)	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Kocioł na biomasę lub odpady	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1
Ciepło sieciowe	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Elektryczne ogrzewanie oporowe	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
Pompa ciepła 0-100 C	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1
Pompa ciepła 100-150 C	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
Pompa ciepła 150-200 C	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6
Pompa ciepła 200-500 C	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9

LCOH

Koszt cyklu życia ciepła obejmuje zarówno koszty operacyjne, jak i zdyskontowane koszty kapitałowe. Tabela LCOH dla danego roku została przedstawiona w tabeli poniżej:

Tabela 11 LCOH dla różnych źródeł ogrzewania, EUR/MWh_{th}

Technologia	2030	2035	2040	2045	2050
Kocioł węglowy	77,3	85,0	94,1	100,0	106,9
Kocioł na gaz ziemny	86,3	90,9	95,7	100,3	104,7
Kocioł zasilany innymi paliwami kopalnymi (LPG, olej opałowy, gaz rafineryjny itp.)	147,3	165,3	171,3	175,0	179,0
Kocioł na biomasę lub odpady	48,6	48,9	49,2	49,5	49,7
Ciepło sieciowe	33,0	33,1	33,4	34,4	35,3
Elektryczne ogrzewanie oporowe	129,1	122,2	104,0	101,7	95,0
Pompa ciepła 0-100 C	48,3	46,1	40,2	39,5	37,3
Pompa ciepła 100-150 C	70,1	66,8	58,1	57,0	53,8
Pompa ciepła 150-200 C	73,9	70,5	61,6	60,5	57,3
Pompa ciepła 200-500 C	81,0	77,6	68,6	67,5	64,1

Scenariusze dla każdej branży

Ścieżki dla każdej branży zostały wprowadzone jako dane i nie zostały zoptymalizowane pod kątem kosztów ani żadnych innych kryteriów. Głównymi danymi wejściowymi do uproszczonego modelu w formie arkusza kalkulacyjnego są wartości współczynnika konwersji z jednej technologii na drugą. Na tej podstawie model oblicza końcowe zużycie energii, emisje i koszty.

Obecny miks ogrzewania

Podstawą obliczeń jest bieżące zużycie energii przez przemysł, zgodnie z danymi Eurostatu. Najnowsze szczegółowe dane podano dla 2021 r., bardziej ogólne dane dla 2022 r. zostały uwzględnione, gdy było to możliwe w formie bezpośredniej, w przypadku gdy dane były niewystarczająco szczegółowe, proporcje między nośnikami energii zaczerpnięto z danych dla 2021 r., natomiast trend zmian rok do roku zaczerpnięto z porównania bardziej ogólnych danych dla 2022 r. z danymi dla 2021 r. Takie uproszczone obliczenia są wykonywane głównie dla marginalnych nośników energii w polskim przemyśle, takich jak pochodne ropy naftowej.

Dane Eurostatu pozwalają na dość szczegółowy podział nośników energii na konkretne zastosowania. Niektóre kategorie pozostają jednak połączone lub zbyt słabo skwantyfikowane. Jednym z takich przykładów jest biogaz i biometan, które są klasyfikowane razem z gazem ziemnym. W naszym badaniu

nie możemy rozróżnić między metanem pochodzenia kopalnego i biologicznego dla istniejących instalacji, dla nowych biogazowni jest on uwzględniony w kategorii "biomasa i odpady".

Tabela 12 Kategoryzacja Eurostatu w porównaniu z obliczeniami w niniejszym raporcie

Klasyfikacja Eurostatu	Klasyfikacja w niniejszym raporcie
Stałe paliwa kopalne	Węgiel
Gaz ziemny i biogaz	Gaz ziemny [i istniejący biogaz/biometan]
Gaz rafineryjny	Inne paliwa kopalne
LPG	
Olej napędowy i biopaliwa płynne	
Olej opałowy	
Inne płyny	
Gazy pochodne	
Biomasa i odpady	Biomasa i odpady
[Nowy biogaz/biometan]	
Ciepło sieciowe (w tym para)	Ciepło sieciowe (w tym para)
Chłód uzyskany z ciepła	
Ciepło bezpośrednio/ciepło procesowe/suszenie z wykorzystaniem energii elektrycznej	Energia elektryczna - prąd (zakładane elektryczne ogrzewanie oporowe)
Ciepło bezpośrednio/ciepło procesowe/suszenie z wykorzystaniem fal mikrofalowych	
Chłodzenie z wykorzystaniem energii elektrycznej	
Ciepło o niskiej entalpii uzyskane z energii elektrycznej	
[Wszystkie rodzaje zużycia energii elektrycznej inne niż ciepła, np. oświetlenie, maszyny]	Energia końcowa - zapotrzebowanie na energię elektryczną (poza miksem grzewczym, obliczane oddzielnie)

Zapotrzebowanie na ciepło w każdej branży zostało podzielone na 5 zakresów temperatur (te same zakresy temperatur co dla pomp ciepła plus zakres $>500^{\circ}\text{C}$, który jest poza zakresem zastosowania pomp ciepła). przyjęto dla ułatwienia obliczeń, że każdy nośnik energii zapewnia obecnie mieszankę zapotrzebowania na ciepło proporcjonalną do zapotrzebowania w każdym zakresie.

Konwersja z jednego źródła ciepła na inne

Całe końcowe zużycie energii cieplnej zostało przeliczone na energię użytkową, aby umożliwić obliczenie zmian w koszyku energetycznym. Następnie zaproponowano zmiany procentowe w kolejnych przedziałach czasowych. Pierwsza zmiana ma miejsce między 2022 a 2030 rokiem, a

następnie miks energetyczny jest przeliczany co 5 lat, aż do 2050 roku. Scenariusz "Biznes jak zwykle" nie zakłada żadnych zmian w miksie energetycznym, pozostałe dwa scenariusze mają na celu całkowitą dekarbonizację z wykorzystaniem biomasy lub bez niej. Wycofywanie paliw kopalnych nie jest jednolite, węgiel i paliwa płynne są wycofywane do 2040 roku, gaz ziemny do 2050 roku. W międzyczasie może nastąpić pewien wzrost zużycia gazu ziemnego.

Konwersje zostały dodane do modelu poprzez wymuszenie zmiany określonego procentu istniejącego zapotrzebowania na ciepło użytkowe zaspokajanego przez każdy nośnik na określone inne nośniki energii do następnego okresu. W przypadku zamiany na energię elektryczną, część elektryfikacji ma zostać przeprowadzona za pomocą pomp ciepła, a część za pomocą elektrycznego ogrzewania oporowego (na przykład kotłów elektrodowych). Dla uproszczenia, ta sama część ciepła na każdym poziomie temperatury ma zostać zelektryfikowana w każdym okresie. Udział pomp ciepła w stosunku do elektrycznego ogrzewania oporowego jest podyktowany możliwością zastosowania pomp ciepła (malejącą wraz z wymaganą temperaturą). Obecnie zelektryfikowane ciepło nie będzie przekształcane w żaden inny nośnik energii w żadnym scenariuszu, dlatego jego struktura nie została zbadana.

Konwersje generują wzrost zapotrzebowania na ciepło dla niektórych technologii i spadek dla innych. Przekłada się to później na koszty inwestycyjne. W przypadku niektórych technologii możliwe jest osiągnięcie wzrostu i spadku w tym samym czasie, szczególnie w przypadku gazu ziemnego i biomasy w przejściowym okresie dekarbonizacji, w którym niektóre kotły węglowe przechodzą na gaz ziemny lub biomasę jako przejściowe rozwiązanie.

Koszty ponoszone przez przemysł

Zmiany cen energii i miksu energetycznego (z wyłączeniem scenariusza BAU) mają wpływ na koszty. W celu obliczenia kosztów nowy miks energetyczny jest konwertowany z powrotem na końcowe nośniki energii przy użyciu wartości dla efektywności i pomp ciepła SCOP.

Produkcja ciepła użytkowego w każdej technologii jest mnożona przez LCOH w celu oszacowania całkowitych kosztów dla każdej branży. Jest to wykorzystywane do porównania konkurencyjności każdego scenariusza. Dodatkowo, koszty energii i inwestycji są również obliczane oddzielnie, aby pokazać potrzeby finansowe i wpływ na sektor energetyczny.

Załącznik 3 Elektryfikacja w przemyśle spożywczym⁶

Niniejszy załącznik szczegółowo omawia obliczenia i wyniki dla przemysłu spożywczego. Do przemysłu spożywczego według opracowań statystycznych zalicza się też produkcję napojów (w tym alkoholowych) i wyrobów tytoniowych. Niniejszy załącznik zawiera tabele i wykresy, które zostały uznane za zbędne w głównej części publikacji.

Źródła danych

Branża spożywcza w Polsce jest bardzo zróżnicowana pod względem produktów, wielkości zakładów, procesów produkcyjnych. Aby uzyskać przybliżone informacje na temat zużycia energii w sektorze i przybliżonego wykorzystania tej energii, wykorzystaliśmy dane za rok 2021 z bazy danych JRC-IDEES (Rozsai i in., 2024) oraz ekstrapolowane trendy zużycia energii na rok 2022 w oparciu o dane sektorowe Eurostatu. Podział potrzeb cieplnych na zakresy temperatur został oparty na badaniu Compass Lexecon, przy wsparciu Fundacji enel i ERCST.

Obecny miks cieplny

Baza danych WCB-IDEES dzieli zużycie energii na wiele kategorii, a następnie dla niektórych z nich pokazuje, w jaki sposób zapotrzebowanie to jest zaspokajane. Dla zwięzłości i przejrzystości połączyliśmy te sposoby wykorzystania energii, które można traktować łącznie z perspektywy koszyka energetycznego. Różne zastosowania energii elektrycznej, takie jak oświetlenie, pompy i sprężarki, a także inne maszyny elektryczne, są klasyfikowane razem jako zapotrzebowanie na energię elektryczną na potrzeby inne niż ciepło, które nie zmieni się w żadnym scenariuszu.

Obecne ogrzewanie elektryczne również zostało potraktowane jako jedna kategoria. Technologie takie jak ogrzewanie mikrofalowe, elektryczne piece oporowe i chłodzenie elektryczne zostały włączone do kategorii "obecne ogrzewanie elektryczne", która prawdopodobnie nie zmieni się w dającej się przewidzieć przyszłości, bo obecne sposoby wytwarzania ciepła (lub chłodu) z prądu są już optymalnym dla zakładu rozwiązaniem.

Ogrzewanie innymi źródłami ciepła niż energia elektryczna będzie podlegać zmianom. W związku z tym zostało ono podzielone na nośniki energii, tam gdzie było to możliwe. Poniżej przedstawiono (w jednostkach oryginalnych - ktoe) tabelę z historycznym zużyciem energii w przemyśle spożywczym:

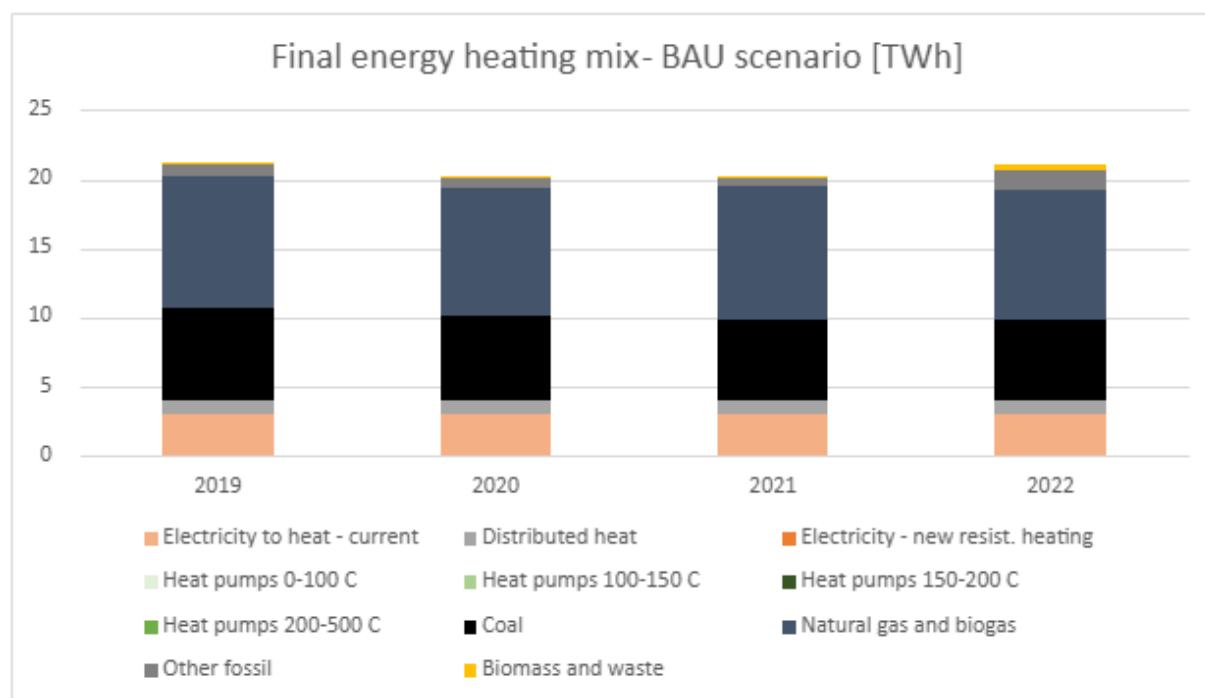
⁶ Materiały w załączniku 3 zostały opracowane z uwzględnieniem wyników analiz przygotowanych przez zespół AGH oraz ARE S.A.

Tabela 1 Obecny końcowy koszyk energetyczny przemysłu spożywczego

	2019	2020	2021	2022
Stałe paliwa kopalne [węgiel]	569,97	527,91	502,10	501,77
Gaz rafineryjny	0,00	0,00	0,00	0,00
LPG	24,01	24,94	27,29	58,83
Olej napędowy i biopaliwa płynne	28,52	21,82	20,49	44,18
Olej opałowy	15,86	12,07	10,25	22,09
Inne paliwa płynne	0,44	0,17	0,09	0,20
Gaz ziemny i biogaz	820,44	796,47	828,01	811,24
Inne paliwa gazowe	0,00	0,00	0,00	0,00
Biomasa i odpady	18,64	15,53	9,82	37,91
Ciepło otoczenia	0,00	0,00	0,00	0,00
Ciepło sieciowe (w tym para)	96,77	92,97	83,26	76,86
Energia elektryczna	252,30	251,80	260,82	260,82

Energia użytkowa i udział każdego nośnika energii

Energia końcowa została przeliczona na energię użytkową poprzez pomnożenie zużycia energii końcowej przez sprawność każdej technologii wytwarzania ciepła, zgodnie z Załącznikiem 1. Wyniki przedstawiono na poniższym wykresie:



Rysunek 1 Obecne zużycie energii użytkowej w przemyśle spożywczym

Starsze dane (nieuwzględnione w tym badaniu) pokazują, że stały spadek zużycia węgla obserwowany w danych za lata 2019-22 jest długoterminowym trendem od co najmniej początku XXI wieku. Wzrost płynnych paliw kopalnych w 2022 r. wynika z częściowego zastąpienia gazu ziemnego LPG podczas kryzysu cen paliw kopalnych wywołanego agresywną polityką Federacji Rosyjskiej. Przemysł spożywczy wykazuje niewielki spadek w 2020 i 2021 r., co może być wynikiem pandemii Covid-19 i recesji. Poniżej przedstawiono procentowy udział każdego nośnika energii w miksie cieplnym:

Tabela 2 Obecny miks grzewczy (energia użytkowa) przemysłu spożywczego

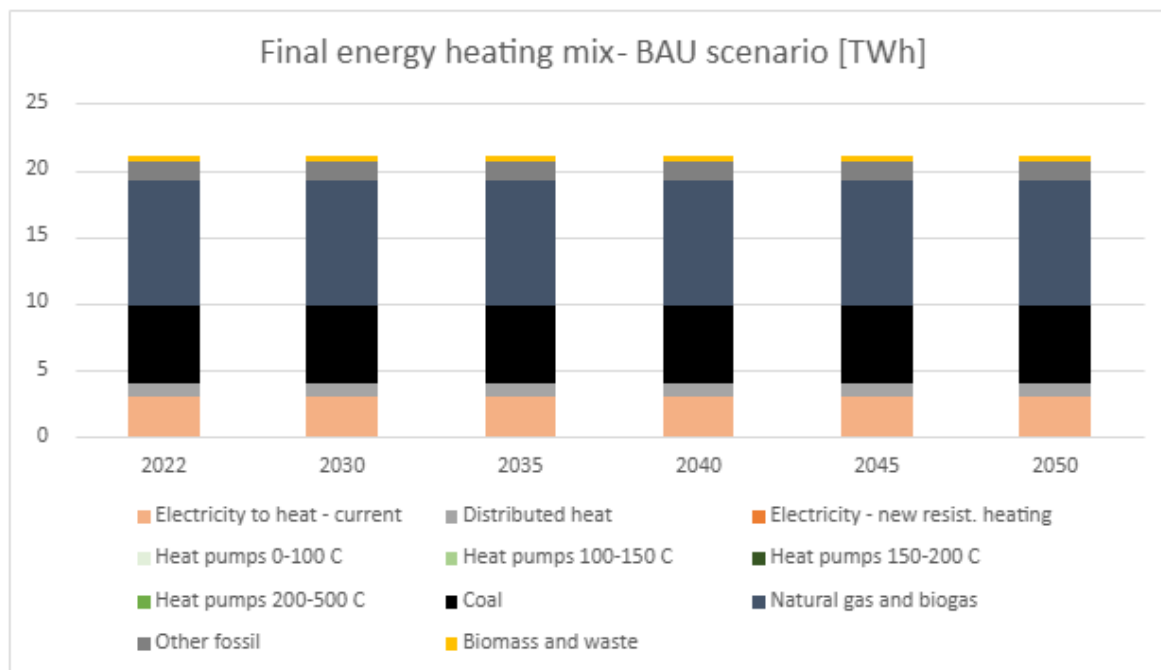
	2019	2020	2021	2022
Stałe paliwa kopalne [węgiel]	31,2%	30,3%	28,8%	27,7%
Gaz rafineryjny	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
LPG	1,3%	1,4%	1,6%	3,2%
Olej napędowy i biopaliwa płynne	1,6%	1,3%	1,2%	2,4%
Olej opałowy	0,9%	0,7%	0,6%	1,2%
Inne paliwa płynne	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Gaz ziemny i biogaz	44,9%	45,7%	47,5%	44,7%
Inne paliwa gazowe	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Biomasa i odpady	1,0%	0,9%	0,6%	2,1%
Ciepło otoczenia	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Ciepło sieciowe (w tym para)	5,3%	5,3%	4,8%	4,2%
Energia elektryczna	13,8%	14,4%	15,0%	14,4%

Scenariusze przyszłości przemysłu spożywczego

Przyszłość koszyka energetycznego przemysłu spożywczego została obliczona z uwzględnieniem dwóch założeń: po pierwsze, istnieje potrzeba jak najszybszego wycofania się z wykorzystania stałych i płynnych paliw kopalnych - węgiel musi zostać wycofany ze względu na emisje CO₂ i inne zanieczyszczenia, podczas gdy paliwa płynne są najdroższe i najbardziej podatne na zewnętrzne szoki cenowe. Z tego powodu część popytu jest przełączana na gaz ziemny i biomasę w perspektywie krótkoterminowej. Drugim założeniem jest mniejsza dostępność zrównoważonej biomasy niż w przypadku przemysłu papierniczego. Przemysł spożywczy będzie miał dostęp do ograniczonej ilości zrównoważonej (biomasy w tym odpadów), więc nawet w scenariuszu "mieszanym" nie jest to preferowana opcja dekarbonizacji. W scenariuszu "100% elektryfikacji" biomasa, w tym produkty uboczne z odpadów, jest kierowana do produkcji biometanu poza sektorem.

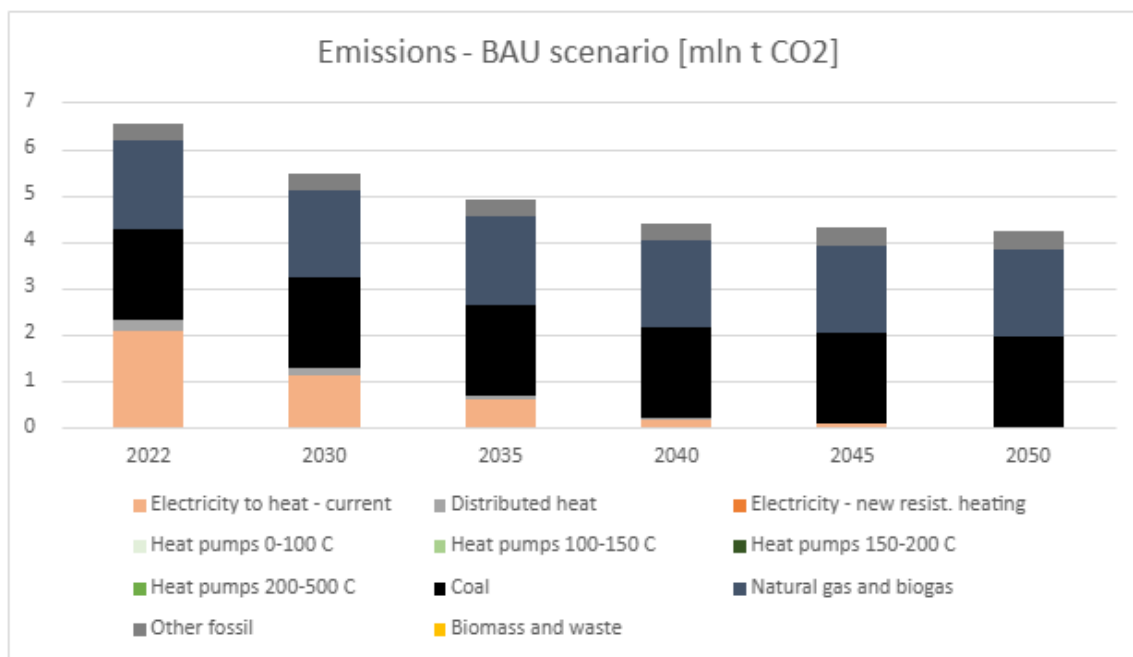
Scenariusz "biznes jak zwykle"

W tym scenariuszu zapotrzebowanie na ciepło jest zaspokajane przy użyciu tych samych nośników energii, co obecnie, aż do 2050 roku. Wynikowy końcowy miks energetyczny pokazano na poniższym wykresie:



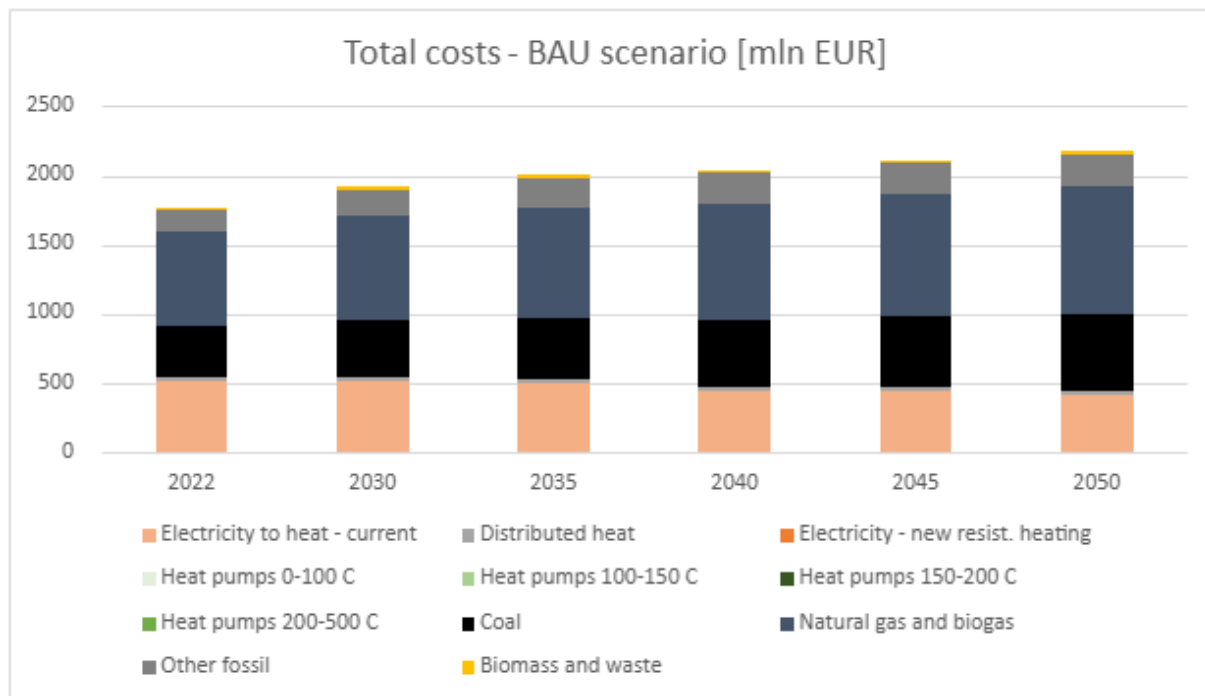
Rysunek 2 Koszyk energii końcowej w przemyśle spożywczym w scenariuszu BAU

Utrzymanie obecnego koszyka energetycznego skutkuje utrzymującą się wysoką emisją CO₂. Ogólna intensywność emisji dwutlenku węgla w miksie cieplnym przemysłu spożywczego zmniejszyłaby się dzięki dekarbonizacji energii elektrycznej i ciepła sieciowego. Poprawa ta będzie zatem wynikać jedynie ze zmniejszenia emisji w zakresie 2.



Rysunek 3 Emisje CO₂ z zakresu 1 i 2 w przemyśle spożywczym w scenariuszu BAU

W scenariuszu BAU utrzymanie obecnego miksu energetycznego prowadzi do stale rosnących kosztów emisji CO₂. Koszty te mają coraz większy wpływ na całkowite koszty użytkowania instalacji ze względu na relatywnie niską cenę energii oraz niskie koszty inwestycyjne i operacyjne kotłów na paliwa kopalne. Poniżej przedstawiono ewolucję kosztów, przypisanych do poszczególnych nośników energii, w czasie:



Rysunek 4 Całkowite koszty ciepła (LCOH) w przemyśle spożywczym w scenariuszu BAU

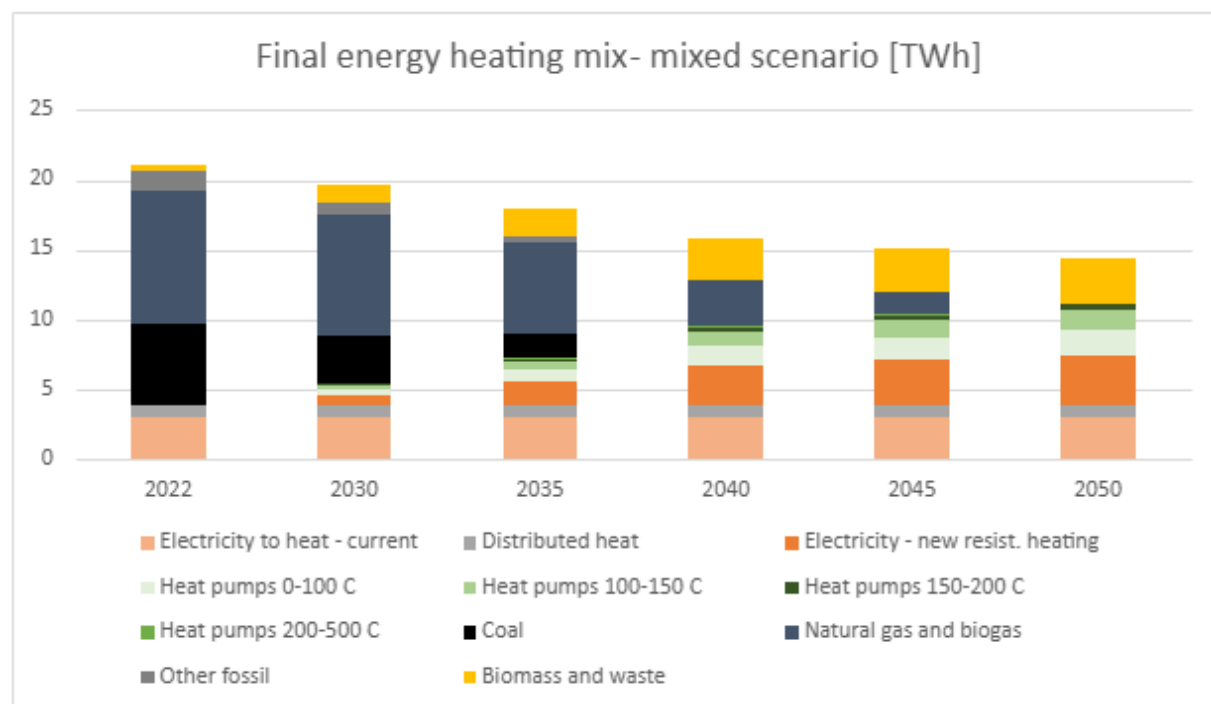
Scenariusz mieszany

W scenariuszu mieszanym zapotrzebowanie na ciepło jest stopniowo dekarbonizowane za pomocą elektryfikacji i biomasy. Węgiel i płynne paliwa kopalne są zastępowane do 2040 r. energią elektryczną, biomasą i (do 2030 r.) gazem ziemnym. Gaz ziemny jest zastępowany do 2050 r. energią elektryczną i biomasą. Jednocześnie niewielka część zakładów decyduje się przechodzić z biomasy na energię elektryczną i ten proces trwa przez cały okres. Poniżej przedstawiono tabelę pokazującą tempo konwersji w każdym 5-letnim okresie:

Tabela 3 Udział energii użytecznej uzyskanej z każdego nośnika energii przekształconego w inny nośnik energii przed określoną datą w przemyśle spożywczym

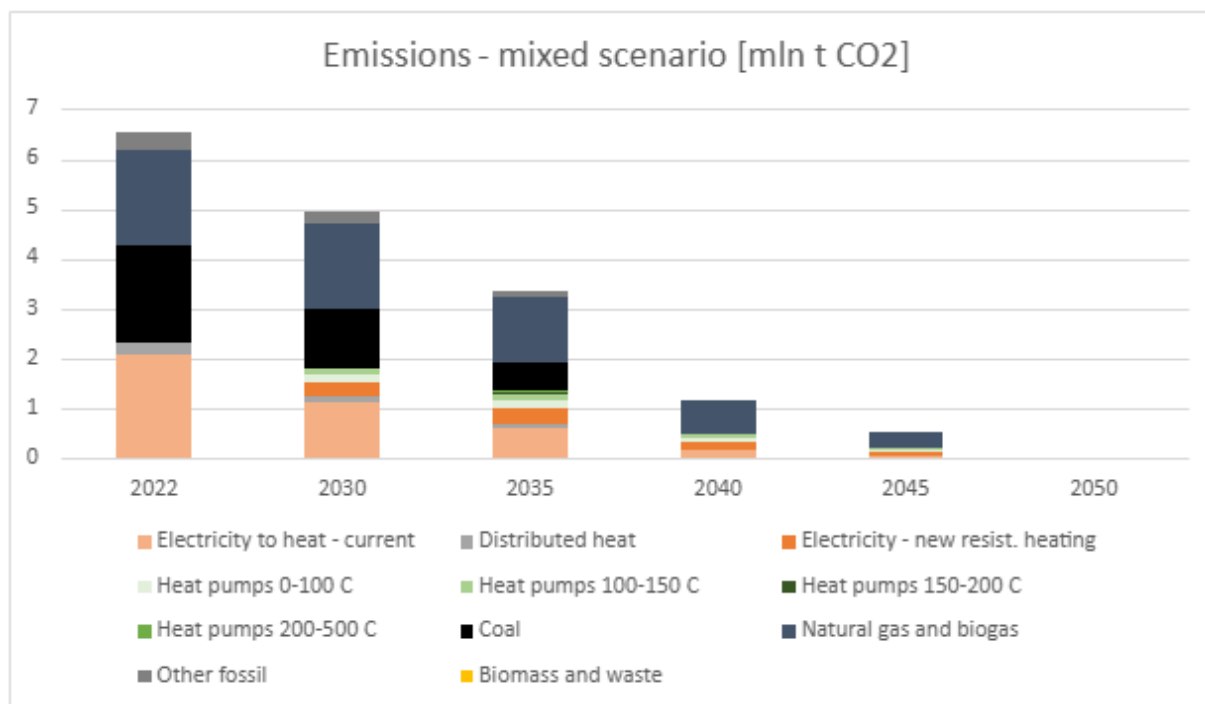
Współczynnik konwersji w danym okresie	2022	2030	2035	2040	2045	2050
Węgiel na gaz	-	15%	-	-	-	-
Węgiel na biomasę	-	5%	10%	20%	-	-
Węgiel na energię elektryczną	-	20%	40%	80%	-	-
Paliwa płynne na gaz	-	15%	-	-	-	-
Paliwa płynne na biomasę	-	5%	10%	20%	-	-
Paliwa płynne na energię elektryczną	-	20%	40%	80%	-	-
Gaz na biomasę	-	5%	5%	10%	10%	20%
Gaz na energię elektryczną	-	15%	20%	40%	40%	80%
Biomasa na gaz	-	-	-	-	-	-
Biomasa na energię elektryczną	-	10%	10%	10%	10%	10%

Wynikowy ostateczny miks energetyczny przedstawiono na poniższym wykresie:



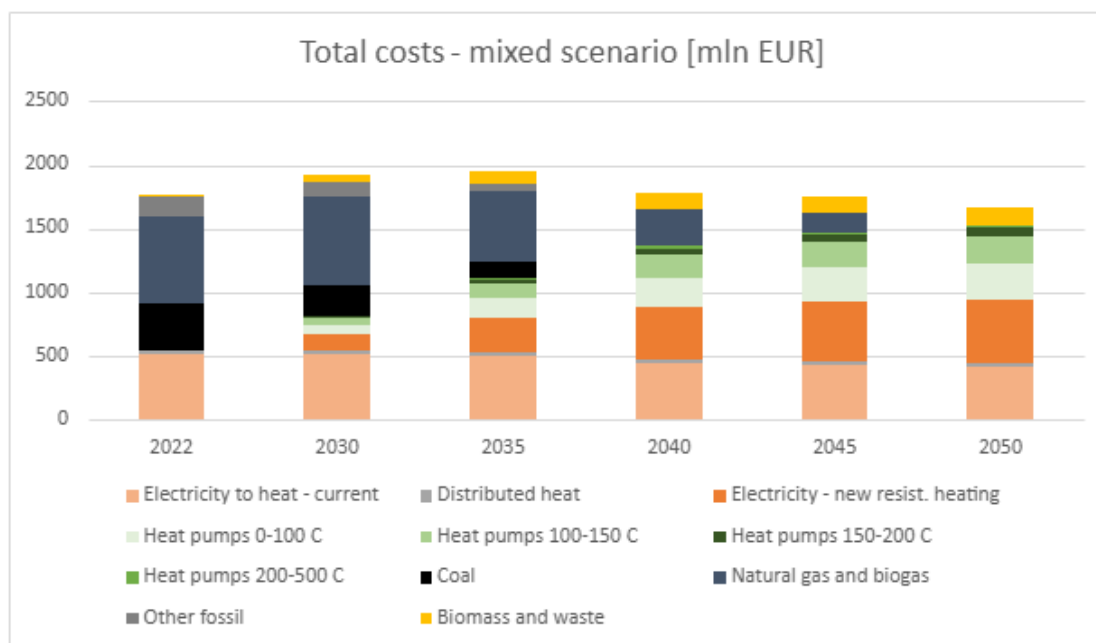
Rysunek 5 Koszyk energii końcowej w przemyśle spożywczym w scenariuszu mieszanym

Konwersja z paliw kopalnych na energię elektryczną i biomasę prowadzi do stopniowego spadku emisji CO₂. Wynika to zarówno z ograniczenia bezpośredniego spalania paliw kopalnych (emisje z zakresu 1) jak i z trwającej dekarbonizacji importowanej energii (emisje z zakresu 2). Wyniki przedstawiono poniżej:



Rysunek 6 Emisje CO₂ z Zakresu 1 i 2 w przemyśle spożywczym w scenariuszu mieszanym

Scenariusz mieszany prowadzi do stopniowej redukcji kosztów emisji CO₂ (pomimo ich rosnącej ceny), ale technologie zastępujące paliwa kopalne często mają wyższe koszty inwestycyjne lub operacyjne. Niemniej jednak dekarbonizacja prowadzi do zmniejszenia ogólnych kosztów energii, jak pokazano poniżej:



Rysunek 7 Całkowite koszty ciepła (LCOH) w przemyśle spożywczym w scenariuszu mieszanym

Scenariusz "100% elektryfikacji"

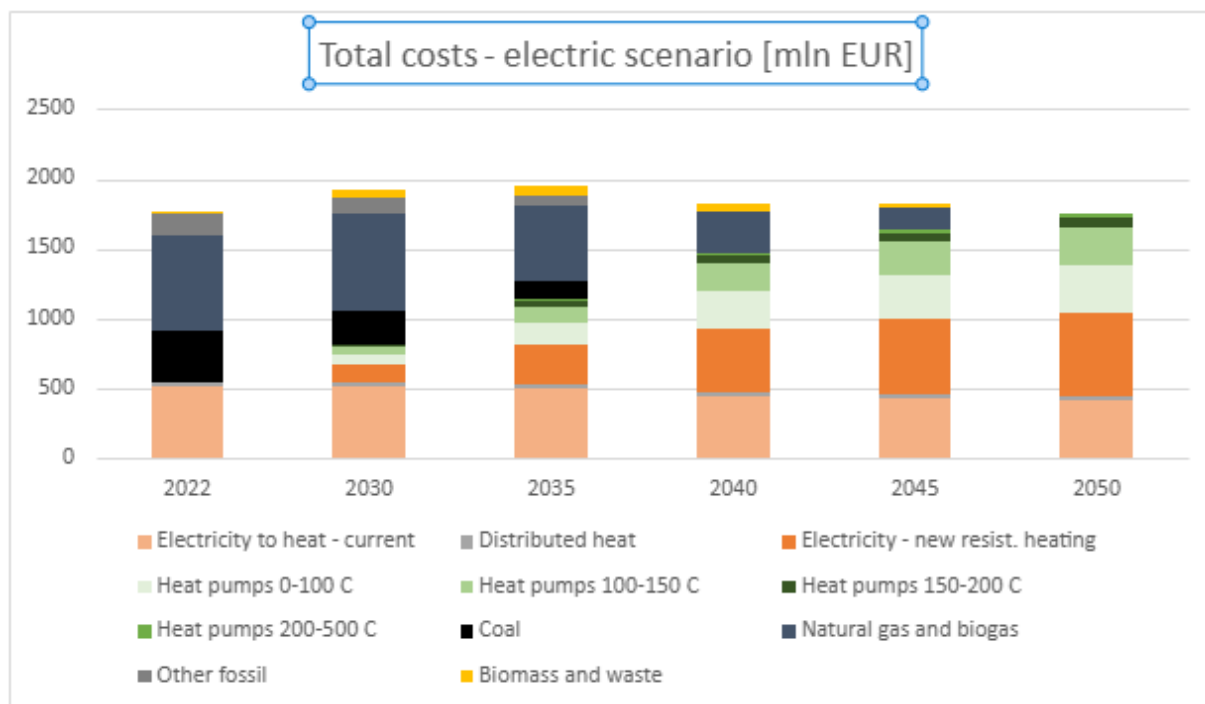
Scenariusz "100% elektryfikacji" przedstawia skutki pełnej elektryfikacji przemysłu spożywczego i napojów do 2050 roku. Węgiel i płynne paliwa kopalne są zastępowane do 2040 r. energią elektryczną, biomasą i gazem ziemnym. Jednak w przeciwieństwie do scenariusza mieszanego, tempo konwersji na biomasę spada od 2030 r., a od 2040 r. biomasa jest na trajektorii szybkiego wycofywania, wraz z gazem ziemnym. Doprowadzi to do tego, że do 2050 r. miks grzewczy będzie oparty wyłącznie na energii elektrycznej. Poniżej przedstawiono tabelę pokazującą stopień konwersji w poszczególnych okresach:

Tabela 4 Udział energii użytecznej uzyskanej z każdego nośnika energii przekształconego w inny nośnik energii przed określoną datą w przemyśle spożywczym

Współczynnik konwersji w danym okresie	2022	2030	2035	2040	2045	2050
Węgiel na gaz	-	15%	-	-	-	-
Węgiel na biomasę	-	5%	5%	5%	-	-
Węgiel na energię elektryczną	-	20%	45%	95%	-	-
Paliwa płynne na gaz	-	15%	-	-	-	-
Paliwa płynne na biomasę	-	5%	5%	5%	-	-
Paliwa płynne na energię elektryczną	-	20%	45%	95%	-	-
Gaz na biomasę	-	5%	5%	-	-	-
Gaz na energię elektryczną	-	15%	20%	50%	50%	100%
Biomasa na gaz	-	-	-	-	-	-
Biomasa na energię elektryczną	-	10%	10%	20%	50%	100%

Rysunek 9 Emisje CO₂ z Zakresu 1 i 2 w przemyśle spożywczym w scenariuszu elektrycznym

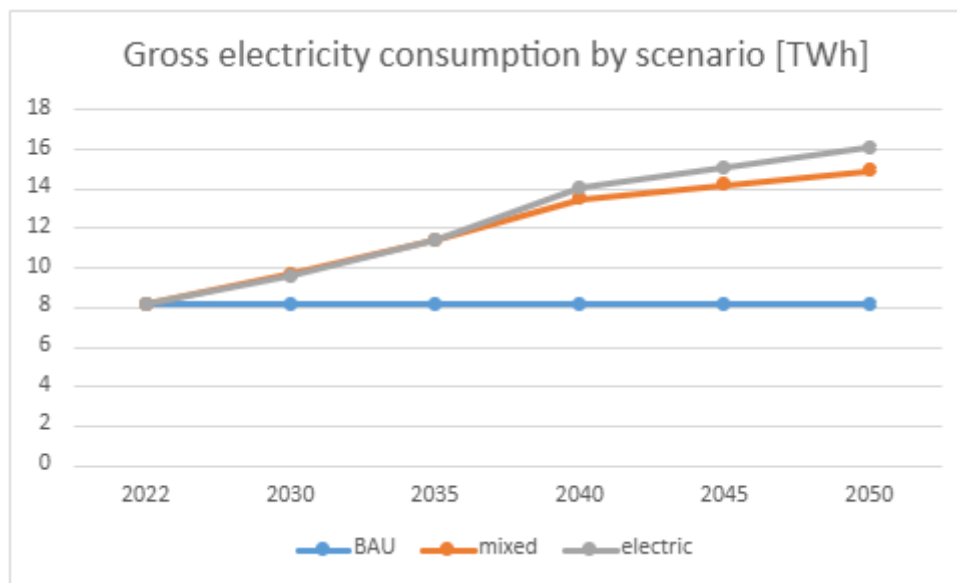
Scenariusz elektryczny prowadzi ostatecznie do braku emisji CO₂ i zerowych kosztów z tym powiązanych, jednak ponieważ energia elektryczna jest droższa niż biomasa, całkowite koszty ciepła są nieco wyższe niż w scenariuszu mieszanym. Różnica jest bardzo niewielka ze względu na niewielkie wykorzystanie biomasy w scenariuszu mieszanym i bardzo efektywną elektryfikację, ze względu na wysoki potencjał wykorzystania pomp ciepła. Wyniki przedstawiono poniżej:



Rysunek 10 Całkowite koszty ciepła (LCOH) w przemyśle spożywczym w scenariuszu elektrycznym

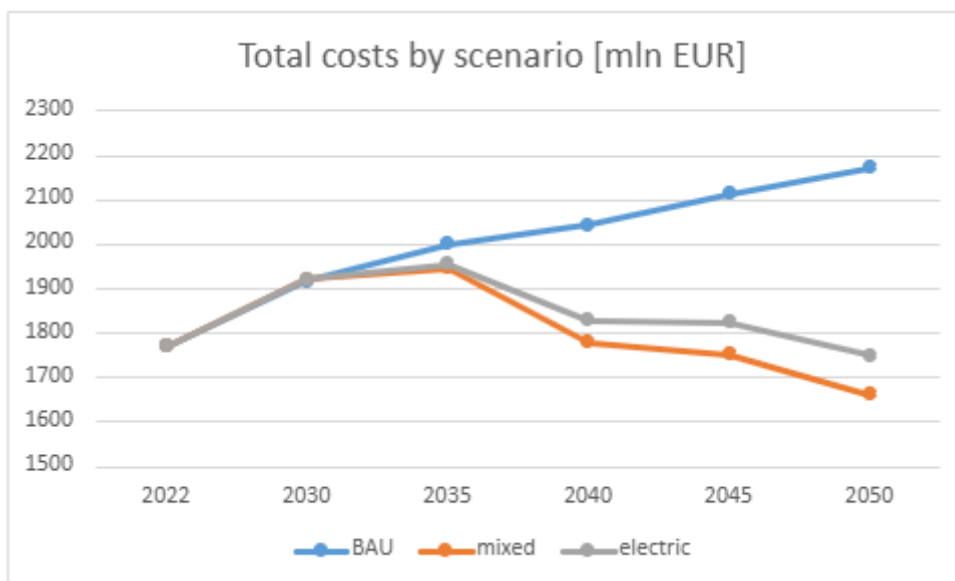
Podsumowanie scenariuszy

Pełna elektryfikacja przemysłu spożywczego może zwiększyć zużycie energii elektrycznej w tym sektorze o około 8 TWh, co odpowiada ok. 5% obecnego całkowitego krajowego zużycia energii elektrycznej. Biorąc pod uwagę wszystkie obecne zastosowania energii elektrycznej (w tym oświetlenie, maszyny, istniejące ogrzewanie elektryczne i chłodzenie), oznacza to podwojenie zużycia energii elektrycznej. Wykorzystanie biomasy zmniejsza zużycie energii elektrycznej w 2050 r. o 1,2 TWh dzięki wykorzystaniu 2,6 TWh w paliwie biomasowym, co w przybliżeniu odpowiada 1 mln ton świeżego drewna. Zużycie energii elektrycznej według scenariusza przedstawiono na poniższym wykresie:



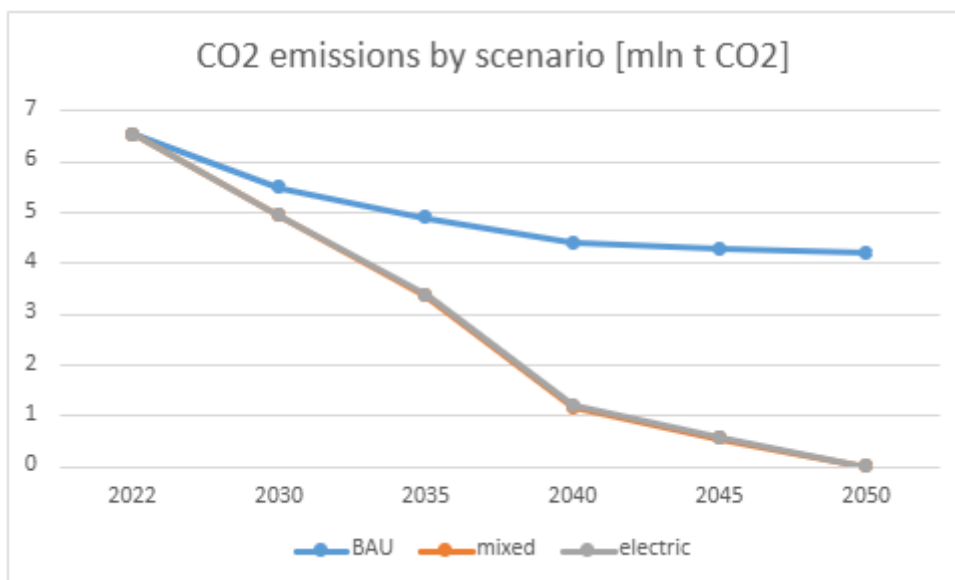
Wykres 11 Zużycie energii elektrycznej brutto (dla wszystkich zastosowań) w przemyśle spożywczym według scenariusza

Porównanie pokazuje, że podczas gdy początkowo całkowity koszt energii dla przemysłu nie różni się znacznie między scenariuszami, po 2035 r. energia elektryczna i biomasa stają się znacznie bardziej konkurencyjne niż wykorzystanie paliw kopalnych. Wynika to z faktu że gaz ziemny i uprawnienia do emisji CO₂ będą droższe, podczas gdy cena energii elektrycznej spadnie. Różnica między BAU a innymi scenariuszami stale rośnie po 2030 r. (rok, dla którego zaczyna się dywersyfikacja miksu energetycznego). Obejmuje to wysokie koszty kapitałowe i dodatkowe znaczące koszty finansowania. Scenariusz mieszany z biomasą jest nieco tańszy niż scenariusz "100% elektryfikacji". Różnica rośnie do 89 mln EUR do roku 2050:



Rysunek 12 Całkowite koszty ogrzewania w sektorze spożywczym według scenariusza

Scenariusz BAU zakłada brak zmian w koszyku energetycznym przemysłu spożywczego, ale dekarbonizacja polskiego mixu wytwarzania ciepła i energii elektrycznej stopniowo zmniejszy emisje w zakresie 2 do zera. Pozostałe dwa scenariusze obejmują stopniowe wycofywanie bezpośrednio wykorzystywanych paliw kopalnych. Scenariusz "100% elektryfikacji" ma nieco wyższe emisje niż scenariusz mieszany z biomasą. Wynika to z faktu, że nowe zelektryfikowane ogrzewanie jest odpowiedzialne za emisje z zakresu 2 z wciąż nie w pełni zdekarbonizowanej sieci elektrycznej. Poniżej przedstawiono porównanie:



Rysunek 13 Zakres 1 i 2 emisji CO2 w przemyśle spożywczym według scenariusza

Należy jeszcze raz zauważyć, że dostęp do zrównoważonej biomasy, którą naprawdę można zaliczyć do bezemisyjnych paliw, jest ograniczony, więc nawet jeśli jej wykorzystanie jest opłacalne, nie stanie się dominującym źródłem energii, jak pokazano na rysunku 5.

Załącznik 4 Elektryfikacja w przemyśle papierniczym⁷

Niniejszy załącznik przedstawia dane i obliczenia dla przemysłu papierniczego (wytworzenie pulpy celulozowej, wytworzenie papieru i dalsze procesy, w tym recykling). Podsumowanie ustaleń można również znaleźć w głównej części publikacji.

Źródła danych

Przemysł papierniczy jest nieco bardziej homogeniczny niż przemysł spożywczy czy farmaceutyczny. Papier wytwarza się z masy pochodzącej z recyklingu lub produkowanej z drewna w bardzo znormalizowanym procesie (tzw. "proces Krafta"). Produkcja masy papierniczej z drewna i suszenie papieru to najbardziej energochłonne procesy, odpowiadające za większość zapotrzebowania na energię w branży. Dalsze przetwarzanie, takie jak cięcie lub drukowanie, pozwala na przekształcenie kilku "podstawowych" kategorii papieru w szeroką gamę bardzo zróżnicowanych produktów. Podobnie jak w przypadku pozostałych dwóch analizowanych sektorów, wykorzystaliśmy dane za rok 2021 z bazy danych JRC-IDEES (Rozsai i in., 2024) i ekstrapolowaliśmy trendy zużycia energii na rok 2022 w oparciu o dane sektorowe Eurostatu. Podział potrzeb cieplnych na zakresy temperatur został oparty na badaniu Compass Lexecon, przy wsparciu Fundacji enel i ERCST.

Obecny miks cieplny

Aktualny miks grzewczy pochodzi z bazy danych JRC-IDEES. Zbiór danych pokazuje, które nośniki energii w jakim stopniu zaspokajają zapotrzebowanie. Dla zwięzłości i przejrzystości połączyliśmy te sposoby wykorzystania energii, które można traktować łącznie z perspektywy koszyka energetycznego. Różne zastosowania energii elektrycznej, takie jak oświetlenie, pompy i sprężarki, a także inne maszyny elektryczne, są klasyfikowane razem jako zapotrzebowanie na energię elektryczną inną niż ciepło. Przyjmujemy, że to zapotrzebowanie nie zmienia się w żadnym scenariuszu.

Obecne ogrzewanie elektryczne zostało również potraktowane jako jedna kategoria. Ogrzewanie elektryczne w przemyśle papierniczym jest mniej popularne i mniej zróżnicowane technologicznie niż w sektorze żywności i napojów, choć odgrywa pewną rolę, zwłaszcza w procesach wtórnych, takich jak drukowanie.

Ogrzewanie innymi źródłami ciepła niż energia elektryczna będzie podlegać zmianom. W związku z tym zostało ono podzielone na nośniki energii, tam gdzie było to możliwe. Poniżej przedstawiono tabelę z historycznym zużyciem energii w sektorze żywności i napojów (w jednostkach oryginalnych - ktoe):

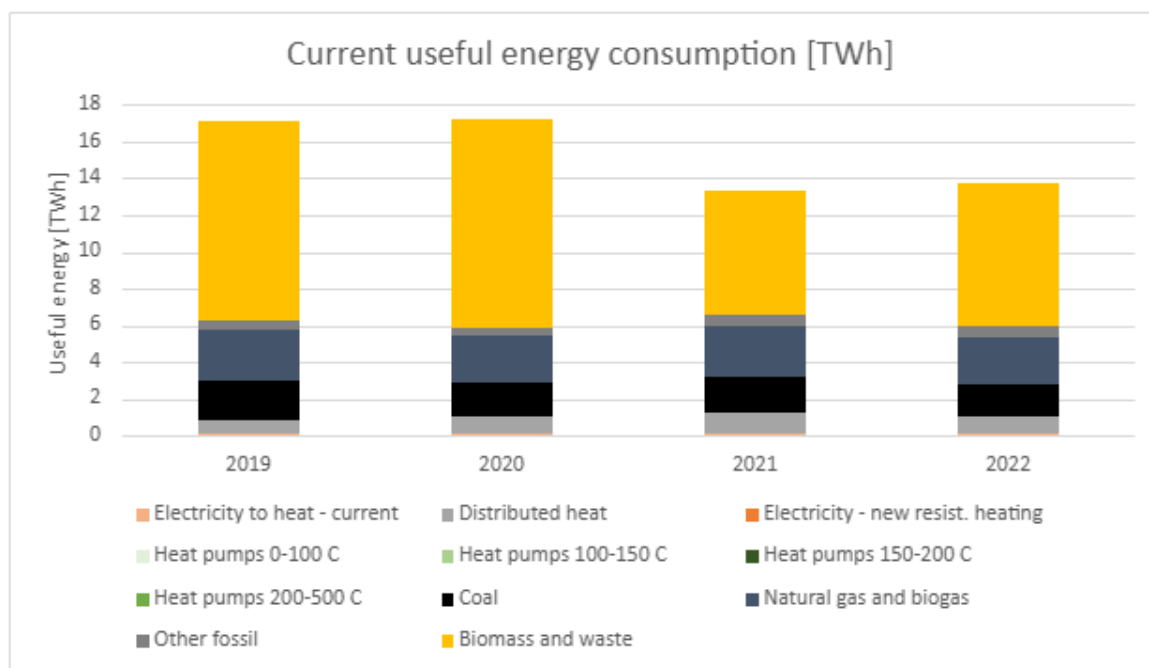
⁷ Materiały w załączniku 4 zostały opracowane z uwzględnieniem wyników analiz przygotowanych przez zespół AGH oraz ARE S.A.

Tabela 1 Obecny końcowy koszyk energetyczny przemysłu papierniczego

	2019	2020	2021	2022
Stałe paliwa kopalne [węgiel]	185,13	158,53	171,83	147,70
Gaz rafineryjny	0,00	0,00	0,00	0,00
LPG	2,90	3,27	3,78	4,04
Olej napędowy i biopaliwa płynne	14,11	10,36	18,50	19,78
Olej opałowy	23,65	22,50	25,40	27,16
Inne paliwa płynne	0,53	0,03	0,04	0,05
Gaz ziemny i biogaz	239,81	225,05	239,45	226,12
Inne paliwa gazowe	0,00	0,00	0,00	0,00
Biomasa i odpady	932,74	977,70	586,04	672,15
Ciepło otoczenia	0,00	0,00	0,00	0,00
Ciepło sieciowe (w tym para)	58,98	73,21	90,42	75,11
Energia elektryczna	11,94	11,71	13,78	13,78

Energia użyteczna i udział każdego nośnika energii

Energia końcowa została przeliczona na energię użyteczną poprzez pomnożenie zużycia energii końcowej przez sprawność każdej technologii wytwarzania ciepła, tak jak jest to opisane w Załączniku 1. Wyniki przedstawiono na poniższym wykresie:



Rysunek 1 Obecne zużycie energii użytecznej w przemyśle papierniczym

Starsze dane (nieuwzględnione w niniejszym badaniu) pokazują, że przemysł papierniczy w Polsce konsekwentnie rozwijał się i zwiększał zużycie energii do roku 2017, kiedy to odnotowano ustabilizowanie się zużycia energii, po którym nastąpił gwałtowny spadek w 2021 roku. Jest to związane głównie z czynnikami zewnętrznymi, takimi jak zmniejszona dostępność taniego drewna z Europy Wschodniej ze względu na rosnące napięcia między Rosją i Białorusią a UE. Czynniki wewnętrzne, takie jak remonty w głównych celulozowniach, również mogły mieć znaczenie. Poniżej przedstawiono procentowy udział każdego nośnika energii w miksie cieplnym:

Tabela 2 Obecny miks grzewczy (energia użyteczna) przemysłu papierniczego

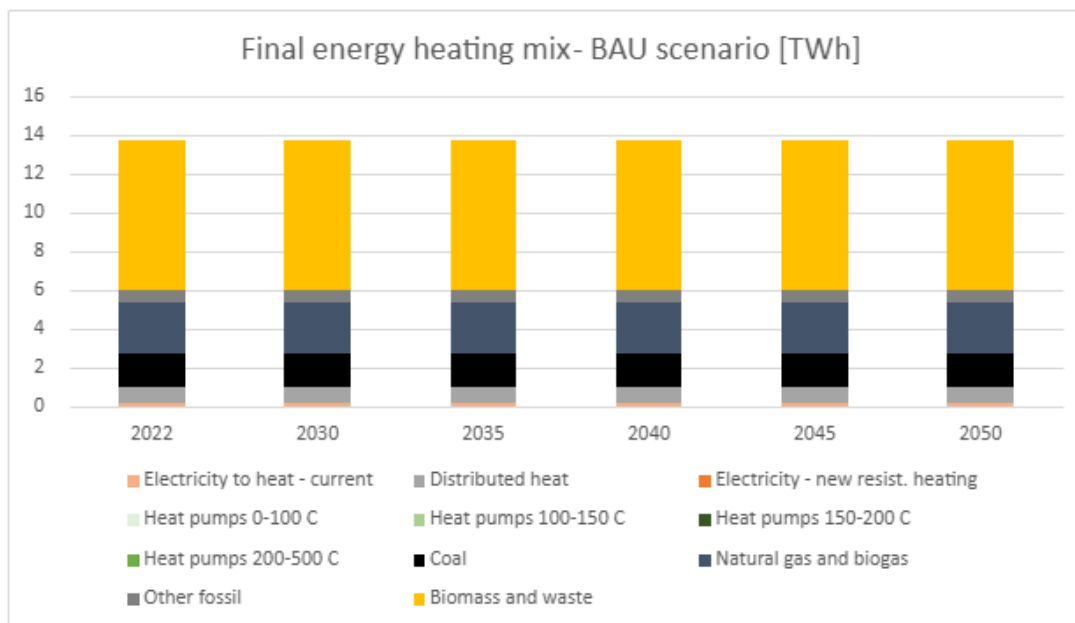
	2019	2020	2021	2022
Stałe paliwa kopalne [węgiel]	12,6%	10,7%	15,0%	12,5%
Gaz rafineryjny	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
LPG	0,2%	0,2%	0,3%	0,3%
Olej napędowy i biopaliwa płynne	1,0%	0,7%	1,6%	1,7%
Olej opałowy	1,6%	1,5%	2,2%	2,3%
Inne paliwa płynne	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Gaz ziemny i biogaz	16,3%	15,2%	20,8%	19,1%
Inne paliwa gazowe	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Biomasa i odpady	63,5%	66,0%	51,0%	56,7%
Ciepło otoczenia	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Ciepło sieciowe (w tym para)	4,0%	4,9%	7,9%	6,3%
Energia elektryczna	0,8%	0,8%	1,2%	1,2%

Scenariusze dotyczące przyszłości przemysłu papierniczego

Przyszły miks energetyczny przemysłu papierniczego został przedstawiony w trzech scenariuszach. Biomasa została potraktowana bardziej preferencyjnie niż w sektorze żywności i napojów oraz w sektorze chemicznym, ponieważ przemysł papierniczy jest już, z oczywistych powodów, zorientowany na masowe korzystanie z drewna. Przemysł papierniczy ma i będzie miał lepszy dostęp do pierwotnej i wtórnej biomasy niż większość innych sektorów przemysłu, dlatego prosta kalkulacja ekonomiczna będzie faworyzować wykorzystanie biomasy nie tylko jako surowiec, ale i źródło energii. Mając to na uwadze, scenariusz mieszany został opracowany z myślą o znacznym wykorzystaniu biomasy, podczas gdy scenariusz "100% elektryfikacji" pokazuje całkowitą elektryfikację przemysłu, a scenariusz "biznes jak zwykle" pokazuje niezmienny miks energii końcowej. Stałe i ciekłe paliwa kopalne mają zostać wycofane w scenariuszach mieszanym i "100% elektryfikacji" do 2040 r.

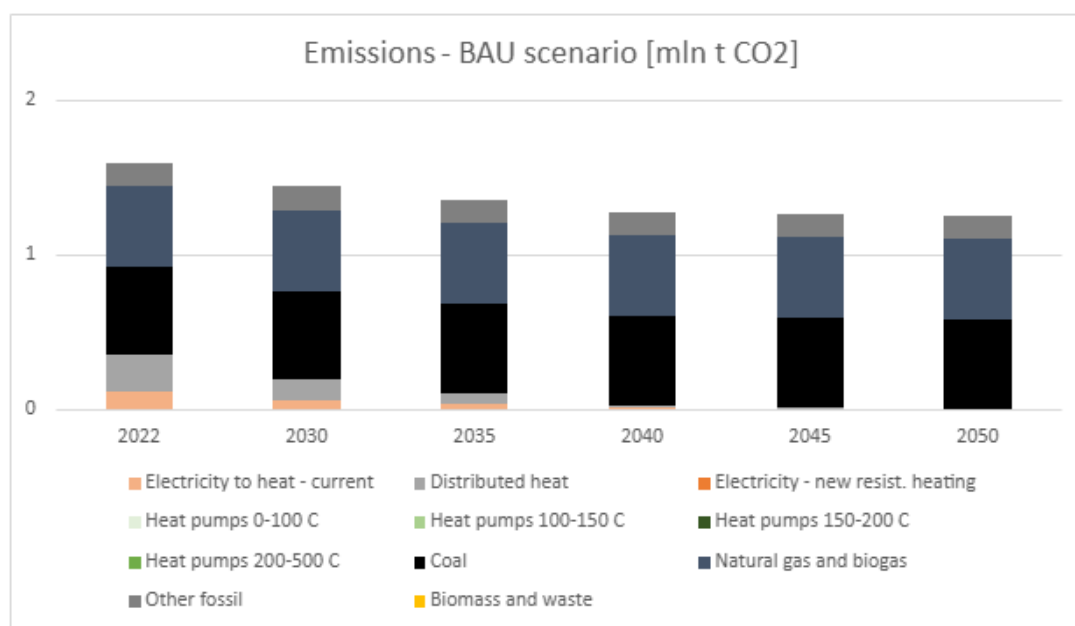
Scenariusz "biznes jak zwykle"

W tym scenariuszu zapotrzebowanie na ciepło jest zaspokajane nadal przy użyciu tych samych nośników energii, co obecnie, aż do 2050 roku. Wynikowy miks energii końcowej pokazano na poniższym wykresie:



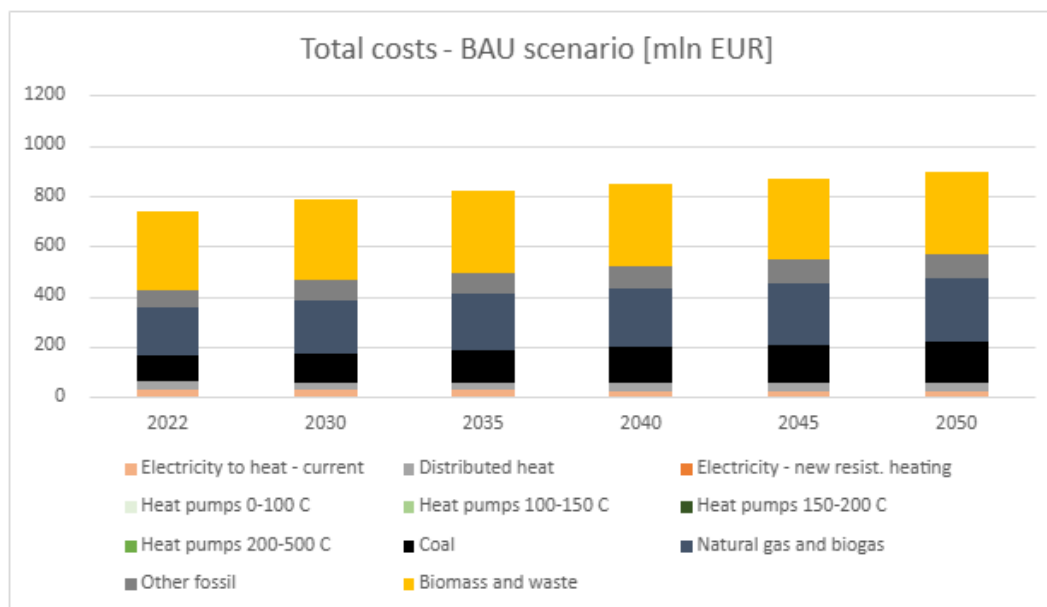
Rysunek 2 Koszyk energii końcowej w przemyśle papierniczym w scenariuszu BAU

Utrzymanie obecnego miksu energetycznego skutkuje utrzymującą się wysoką emisją CO₂. Emisje te są kilkakrotnie mniejsze niż w przypadku sektora żywności i napojów ze względu na mniejsze całkowite zużycie ciepła i już szerokie wykorzystanie biomasy. Ogólna intensywność emisji dwutlenku węgla w miesie cieplnym przemysłu papierniczego będzie spadać nawet w scenariuszu "biznes jak zwykle" dzięki dekarbonizacji energii elektrycznej i ciepła sieciowego. Poprawa ta będzie zatem wynikać jedynie ze zmniejszenia emisji w zakresie 2.



Rysunek 3 Emisje CO₂ z zakresu 1 i 2 w przemyśle papierniczym w scenariuszu "biznes jak zwykle"

W scenariuszu "biznes jak zwykle" utrzymanie obecnego mixu energetycznego prowadzi do stale rosnących kosztów emisji CO₂. Zwiększa to całkowite wydatki na energię. Poniżej przedstawiono ewolucję kosztów w czasie:



Rysunek 4 Całkowite koszty ciepła (LCOH) w przemyśle papierniczym w scenariuszu BAU

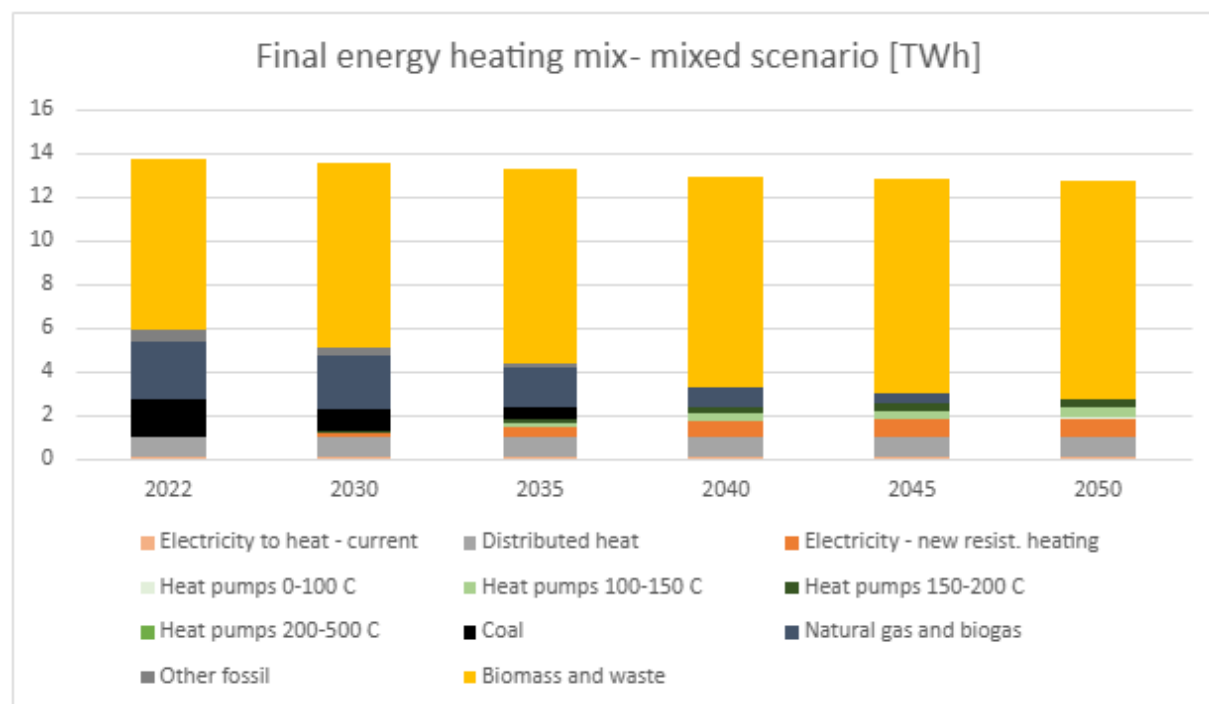
Scenariusz mieszany

W scenariuszu mieszanym zapotrzebowanie na ciepło jest stopniowo dekarbonizowane przy użyciu biomasy i energii elektrycznej. Węgiel i płynne paliwa kopalne są zastępowane do 2040 r. energią elektryczną, biomasą i (do 2030 r.) gazem ziemnym. Gaz ziemny jest zastępowany do 2050 r. energią elektryczną i biomasą. Nie następuje konwersja instalacji z biomasowych na elektryczne ani z elektrycznych na biomasowe. Poniżej przedstawiono tabelę pokazującą procent konwersji w każdym okresie:

Tabela 3 Udział energii użytecznej uzyskanej z każdego nośnika energii przekształconego w inny nośnik energii przed określoną datą w przemyśle papierniczym

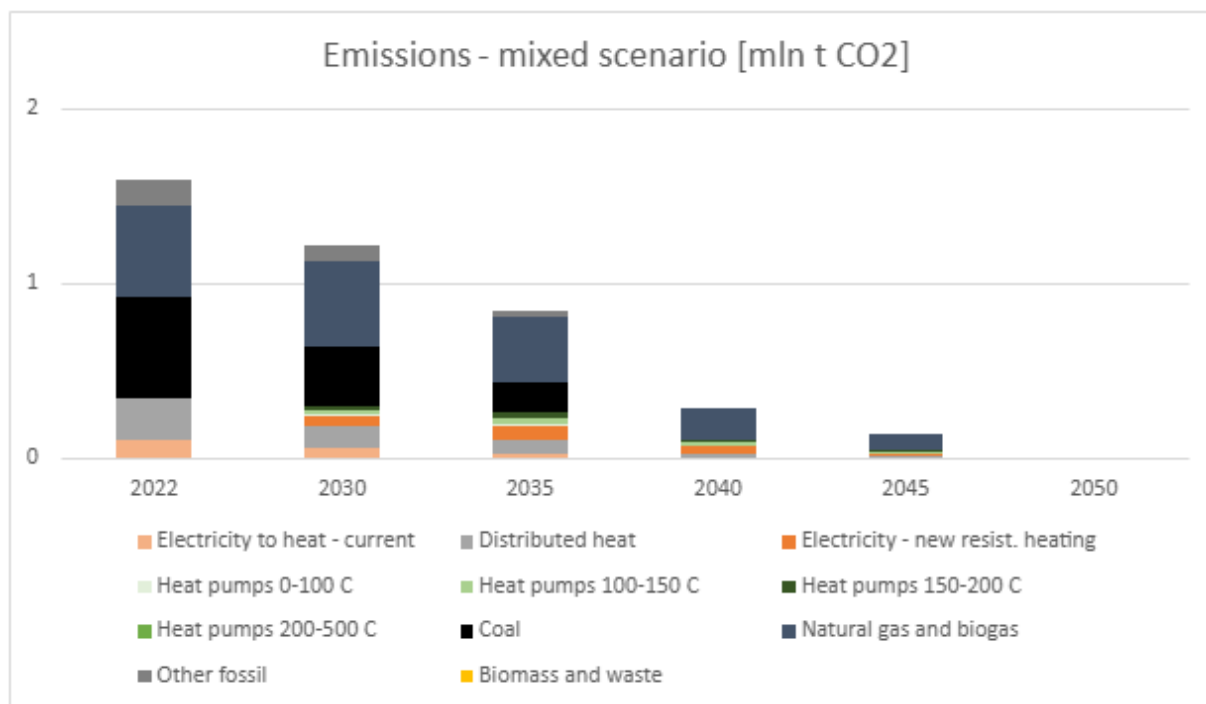
Współczynnik konwersji w danym okresie	2022	2030	2035	2040	2045	2050
Węgiel na gaz	-	15%	-	-	-	-
Węgiel na biomasę	-	15%	10%	40%	-	-
Węgiel na energię elektryczną	-	10%	40%	60%	-	-
Paliwa płynne na gaz	-	15%	-	-	-	-
Paliwa płynne na biomasę	-	15%	10%	40%	-	-
Paliwa płynne na energię elektryczną	-	10%	40%	60%	-	-
Gaz na biomasę	-	10%	10%	20%	20%	40%
Gaz na energię elektryczną	-	10%	15%	30%	30%	60%
Biomasa na gaz	-	-	-	-	-	-
Biomasa na energię elektryczną	-	-	-	-	-	-

Wynikowy miks energii finalnej przedstawiono na poniższym wykresie:



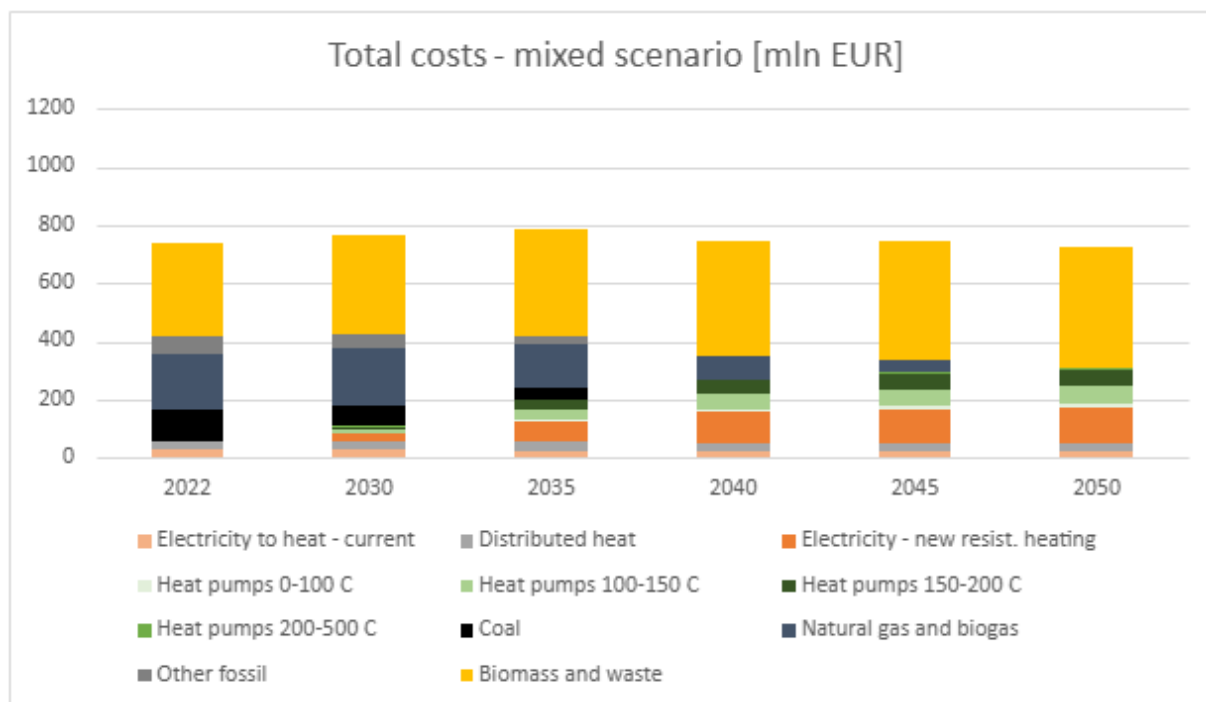
Rysunek 5 Koszyk energii końcowej w przemyśle papierniczym w scenariuszu mieszanym

Konwersja z paliw kopalnych na energię elektryczną i biomasę prowadzi do stopniowego spadku emisji CO₂. Spada też emisyjność wynikająca z zakupu energii elektrycznej i ciepłej od zewnętrznych dostawców (emisje z zakresu 2). Wyniki przedstawiono poniżej:



Rysunek 6 Emisje CO₂ z Zakresu 1 i 2 w przemyśle papierniczym w scenariuszu mieszanym

Dekarbonizacja wykorzystująca głównie biomasę prowadzi do nieznacznego obniżenia kosztów, ponieważ biomasa nie jest obciążona kosztami emisji CO₂ i nie jest tak droga jak gaz ziemny. Wyniki przedstawiono poniżej:



Rysunek 7 Całkowite koszty ciepła (LCOH) w przemyśle papierniczym w scenariuszu mieszanym

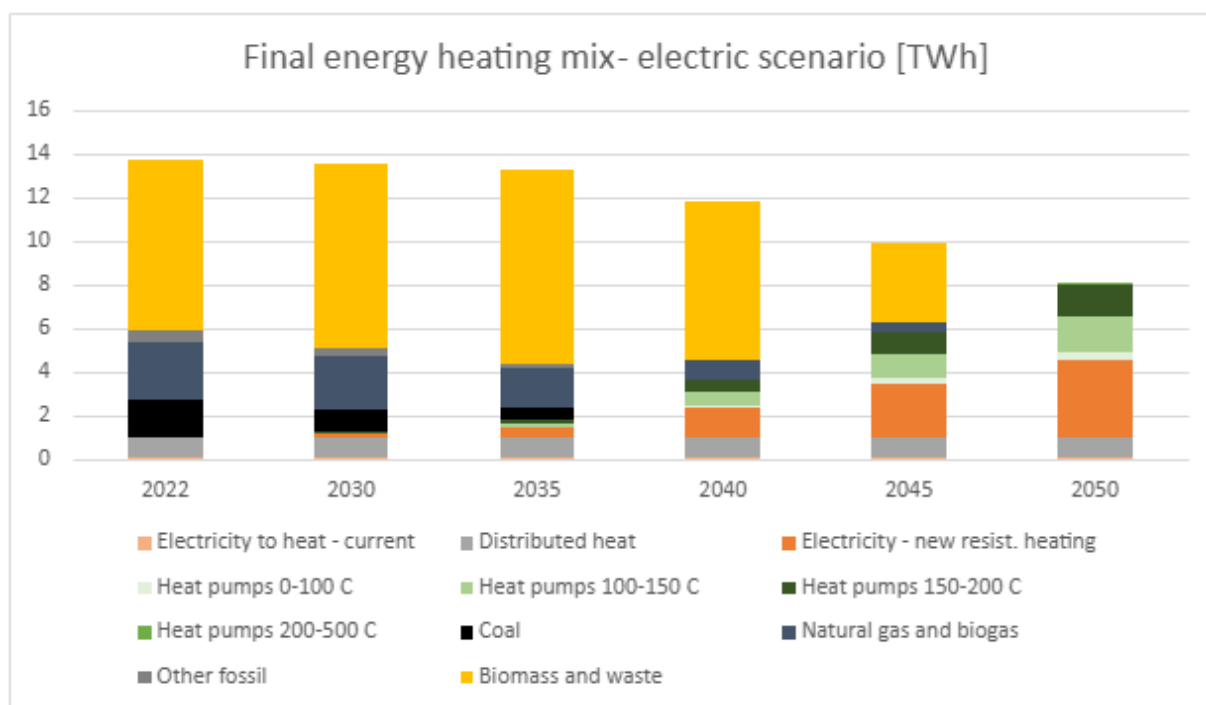
Scenariusz "100% elektryfikacji"

Scenariusz "100% elektryfikacji" to hipotetyczne pełne zasilenie wszystkich potrzeb energetycznych przemysłu papierniczego energią elektryczną do 2050 roku. Węgiel i płynne paliwa kopalne są zastępowane do 2040 r. energią elektryczną, biomasą i gazem ziemnym. Jednak w przeciwieństwie do scenariusza mieszanego, konwersja na biomasę jest zmniejszona po 2030 r., a od 2040 r. biomasa jest na szybkiej trajektorii wycofywania, wraz z gazem ziemnym. Doprowadzi to do tego, że do 2050 r. miks grzewczy będzie oparty wyłącznie na energii elektrycznej. Poniżej przedstawiono tabelę pokazującą tempo konwersji w każdym okresie:

Tabela 4 Udział energii użytecznej uzyskanej z każdego nośnika energii przekształconego w inny nośnik energii przed określoną datą w przemyśle papierniczym

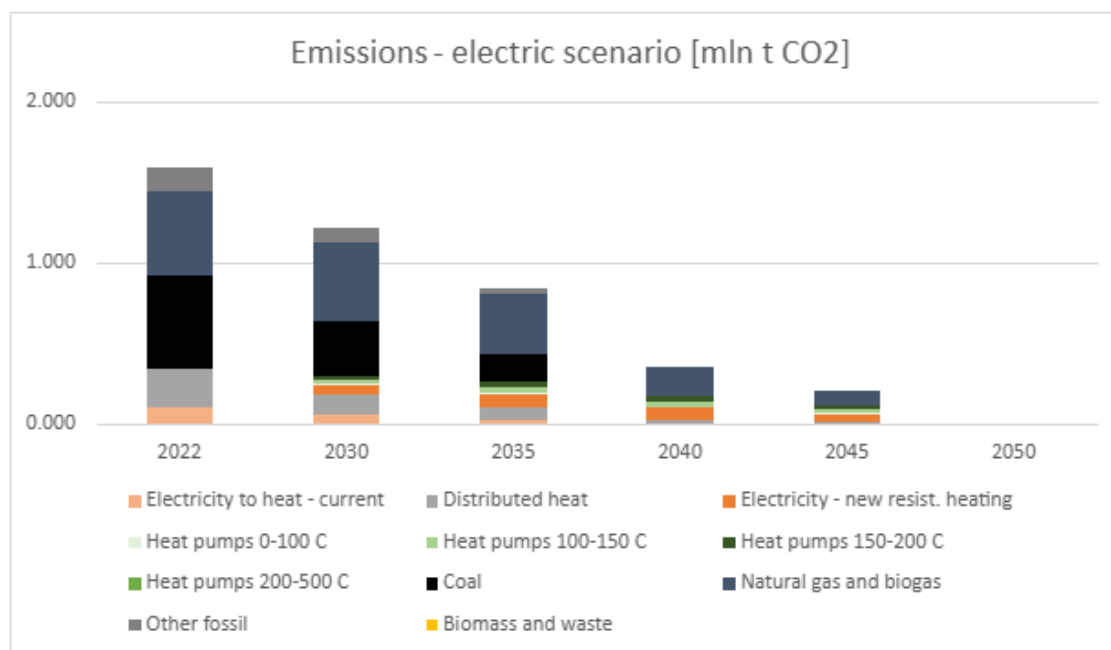
Współczynnik konwersji w danym okresie	2022	2030	2035	2040	2045	2050
Węgiel na gaz	-	15%	-	-	-	-
Węgiel na biomasę	-	15%	10%	20%	-	-
Węgiel na energię elektryczną	-	10%	40%	80%	-	-
Paliwa płynne na gaz	-	15%	-	-	-	-
Paliwa płynne na biomasę	-	15%	10%	20%	-	-
Paliwa płynne na energię elektryczną	-	10%	40%	80%	-	-
Gaz na biomasę	-	10%	10%	-	-	-
Gaz na energię elektryczną	-	10%	15%	50%	50%	100%
Biomasa na gaz	-	-	-	-	-	-
Biomasa na energię elektryczną	-	-	-	20%	50%	100%

Wynikowy miks energii finalnej przedstawiono na poniższym wykresie:



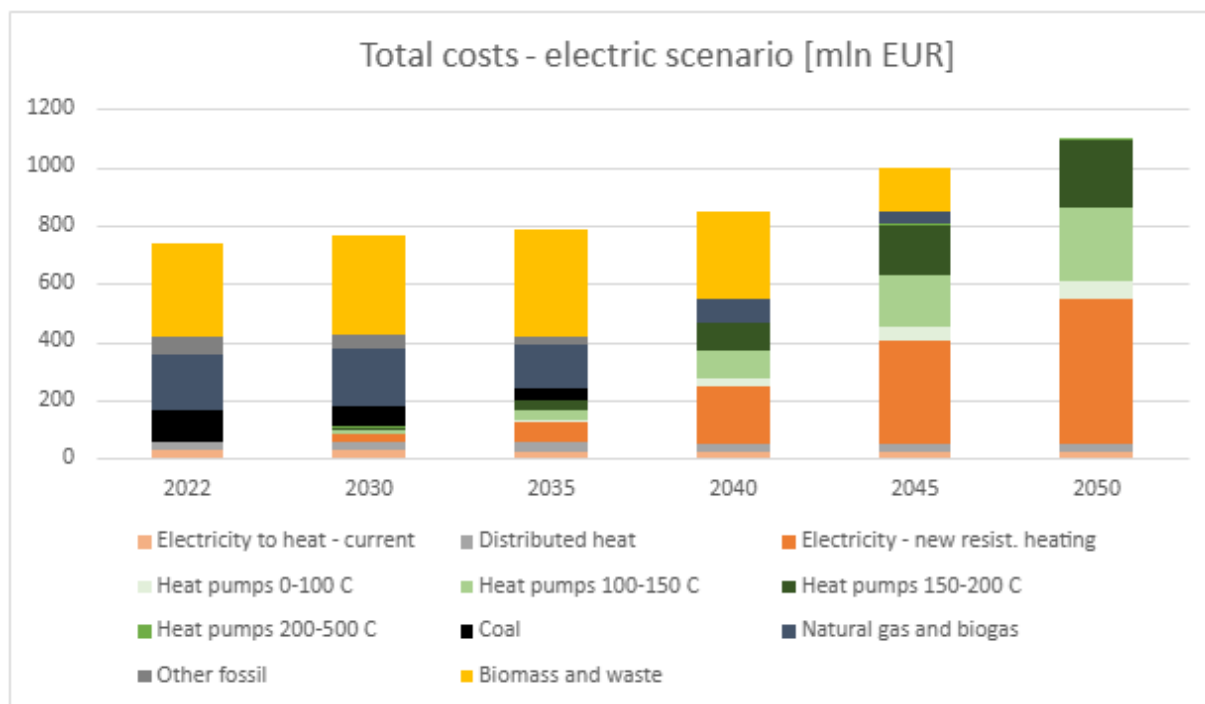
Rysunek 8 Koszyk energii końcowej w przemyśle papierniczym w scenariuszu "100% elektryfikacji"

Konwersja z paliw kopalnych na energię elektryczną prowadzi do stopniowego spadku emisji CO₂. Wynika to zarówno z ograniczenia bezpośredniego spalania paliw kopalnych (zakres 1 emisji), jak i z trwającej dekarbonizacji importowanej energii (zakres 2 emisji). Ponieważ biomasa jest traktowana w tym badaniu jako bezemisyjne źródło energii, zastąpienie biomasy energią elektryczną nie prowadzi do żadnej dodatkowej redukcji emisji CO₂. Wpływ emisji ze scenariusza "100% elektryfikacji" na klimat jest nieznacznie wyższy niż w przypadku scenariusza mieszanego, gdy CO₂ ze spalania biomasy nie jest brany pod uwagę:



Rysunek 9 Emisje CO₂ z zakresu 1 i 2 w przemyśle papierniczym w scenariuszu "100% elektryfikacji"

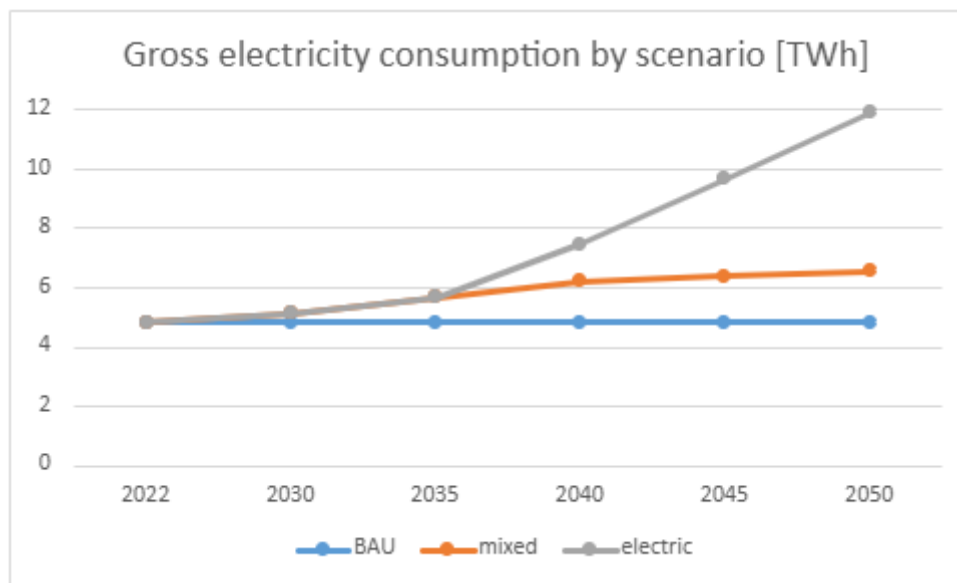
Scenariusz "100% elektryfikacji" przynosi dla przemysłu papierniczego znaczny wzrost kosztów energii. Wynika to z faktu, że elektryfikacja w przemyśle papierniczym jest mniej opłacalna niż w przemyśle spożywczym ze względu na wyższe wymagane temperatury, a tym samym mniejszą średnią wydajność elektryfikacji. Duża ilość biomasy do zastąpienia energią elektryczną prowadzi finalnie do bardzo wysokiego zużycia tej drugiej. Wyniki przedstawiono na wykresie poniżej:



Rysunek 10 Całkowite koszty ciepła (LCOH) w przemyśle papierniczym w scenariuszu "100% elektryfikacji"

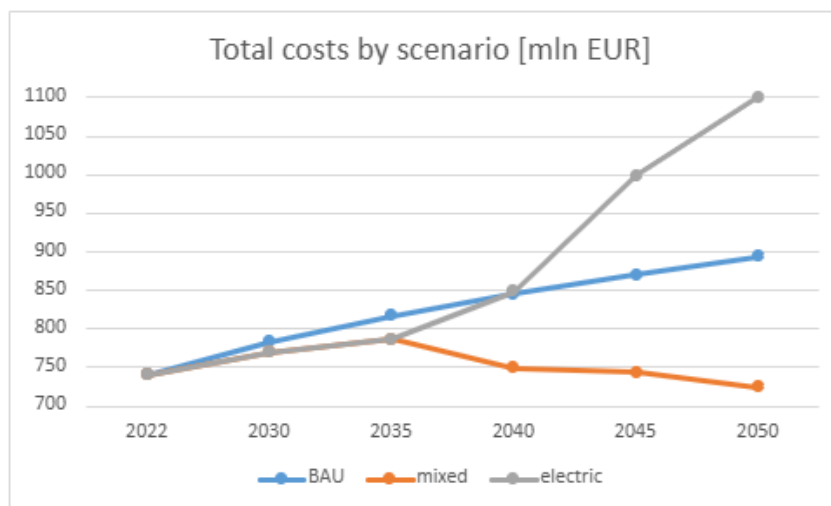
Podsumowanie scenariuszy

Pełna elektryfikacja przemysłu papierniczego mogłaby zwiększyć zużycie energii elektrycznej w tym sektorze o około 7 TWh, co odpowiada ponad 4 % obecnego całkowitego krajowego zużycia energii elektrycznej. Biorąc pod uwagę całkowite obecne zastosowanie energii elektrycznej w tym przemyśle (w tym oświetlenie, maszyny, istniejące ogrzewanie elektryczne i chłodzenie) jest to nadal prawie trzykrotny wzrost zużycia energii elektrycznej. Wykorzystanie biomasy w scenariuszu mieszanym pozwala zmniejszyć zużycie energii elektrycznej w 2050 r. o 5,3 TWh (co odpowiada ok. 2 mln ton świeżego drewna) przy ostatecznym zużyciu 6,6 TWh. Zużycie energii elektrycznej według scenariusza przedstawiono na poniższym wykresie:



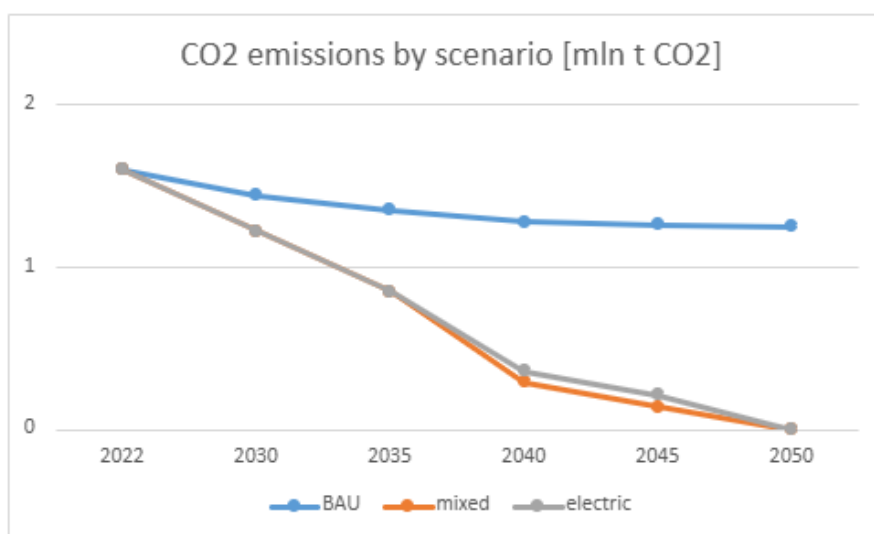
Wykres 11 Zużycie energii elektrycznej brutto (dla wszystkich zastosowań) w przemyśle papierniczym według scenariusza

Porównanie LCOH wyraźnie pokazuje, że zwiększenie wykorzystania biomasy jest tańsze niż zarówno utrzymanie obecnego miksu grzewczego, jak i całkowita elektryfikacja. Scenariusz mieszanym wykazuje początkowo rosnące koszty (jak wszystkie scenariusze), ale od 2035 r. całkowite koszty są zmniejszone ze względu na szersze wykorzystanie biomasy i ze względu na spadające ceny (używanej tam, gdzie jest niezastąpiona) energii elektrycznej. Scenariusz pełnej elektryfikacji pokazuje drastyczny wzrost LCOH, gdy biomasa ma zostać zastąpiona energią elektryczną, podczas gdy scenariusz zakładający utrzymanie obecnego stanu rzeczy pokazuje stały wzrost kosztów ciepła:



Rysunek 12 Całkowite koszty ciepła w sektorze papierniczym według scenariusza

Scenariusz BAU zakłada brak zmian w zastosowanym miksie energetycznym, a niewielka redukcja wpływu przemysłu papierniczego na klimat będzie wynikać jedynie z dekarbonizacji polskiego miks ciepła i energii elektrycznej. Pozostałe dwa scenariusze obejmują stopniowe wycofywanie bezpośrednio wykorzystywanych paliw kopalnych. Scenariusz elektryczny ma nieco wyższe emisje niż scenariusz mieszany z biomasą, ponieważ nowe zelektryfikowane ogrzewanie jest odpowiedzialne za emisje z Zakresu 2 z wciąż nie w pełni zdekarbonizowanej sieci elektroenergetycznej. Porównanie przedstawiono poniżej:



Rysunek 13 Emisje CO₂ w zakresie 1 i 2 w sektorze papierniczym według scenariusza

Możliwe jest, że część istniejących, nowszych i bardziej wydajnych instalacji na biomasę może zostać zmodernizowana i zasilana zrównoważoną biomasą do 2050 r., ponieważ certyfikowana zrównoważona biomasa jest klasyfikowana jako odnawialne źródło energii, a jej spalanie nie jest obciążone kosztami emisji CO₂. Niemniej jednak należy podkreślić, że przyszłe ramy prawne mogą wpłynąć na metodologię obliczania emisji CO₂ ze spalania biomasy dla systemów ETS 1 i ETS 2, zwiększając tym samym koszty operacyjne instalacji biomasowych. Ponadto duży wzrost mocy kotłów na biomasę spowodowałby gwałtowny wzrost cen certyfikowanej zrównoważonej biomasy, co z kolei zwiększyłoby koszty operacyjne takich instalacji.

Załącznik 5 Elektryfikacja przemysłu chemicznego⁸

Niniejszy załącznik przedstawia założenia, zastrzeżenia i wyniki obliczeń dla części przemysłu chemicznego.

Źródła danych

Przemysł chemiczny to niejednorodna branża. Jest jednocześnie bardzo skoncentrowany i zróżnicowany. Większość zużycia energii koncentruje się w kilku ogromnych fabrykach produkujących ograniczoną gamę podstawowych chemikaliów wykorzystywanych jako nawozy lub surowce do bardziej zaawansowanych produktów. Fabryki te wykorzystują duże ilości paliw kopalnych (głównie ropy naftowej i gazu ziemnego) jako surowca. Podczas procesu produkcyjnego część surowca (na przykład atomy wodoru) wchodzi w skład produktu, podczas gdy reszta jest utleniana w celu pokrycia bilansu energetycznego reakcji. Większość procesów przebiega w bardzo wysokich temperaturach ($>300^{\circ}\text{C}$), powyżej praktycznego zakresu pomp ciepła.

Analiza ta obejmuje tylko niewielką część sektora chemicznego. Wyboru dokonano, czerpiąc dane z bazy danych JRC-IDEES (Rozsai i in., 2024) dla kategorii "Inne chemikalia" i "Produkty farmaceutyczne itp.", z wyłączeniem kategorii "Podstawowe chemikalia", odpowiedzialnej za większość zużycia energii. Jako podstawa przyjęte zostały dane za 2021 r., a nie za 2022 r., z dwóch powodów:

- Dane za 2022 r. są bardziej zagregowane i nie tak łatwo je podzielić na podsektory przemysłu chemicznego.
- Rok 2022 był wyjątkowy dla branży chemicznej - szok cenowy na rynku gazu ziemnego doprowadził do drastycznego spadku produkcji kilku podgałęzi przemysłu. Produkcja przemysłu chemicznego w wielu krajach UE (w tym w Polsce) została częściowo zmniejszona wskutek zduśnienia popytu wysokimi cenami lub zastąpiona importem.

Obecny miks cieplny

Obecne zużycie nośników energii zostało zaczerpnięte z bazy danych JRC-IDEES. Dla zwięzłości i przejrzystości połączyliśmy te sposoby wykorzystania energii, które można traktować łącznie z perspektywy miksu energetycznego. Różne zastosowania energii elektrycznej, takie jak oświetlenie, pompy i sprężarki, a także inne maszyny zasilane energią elektryczną, są klasyfikowane razem jako zapotrzebowanie na energię elektryczną inną niż ciepło, które nie zmieni się w żadnym scenariuszu. Obecne ogrzewanie elektryczne jest również traktowane jako stałe (nie podlegające zamianom na inne nośniki energii) w dalszej analizie.

Poniżej przedstawiono tabelę z historycznym zużyciem energii w wybranych podsekcjach sektora chemicznego (w jednostkach oryginalnych - ktoe).

⁸ Materiały w załączniku 5 zostały opracowane z uwzględnieniem wyników analiz przygotowanych przez zespół AGH oraz ARE S.A.

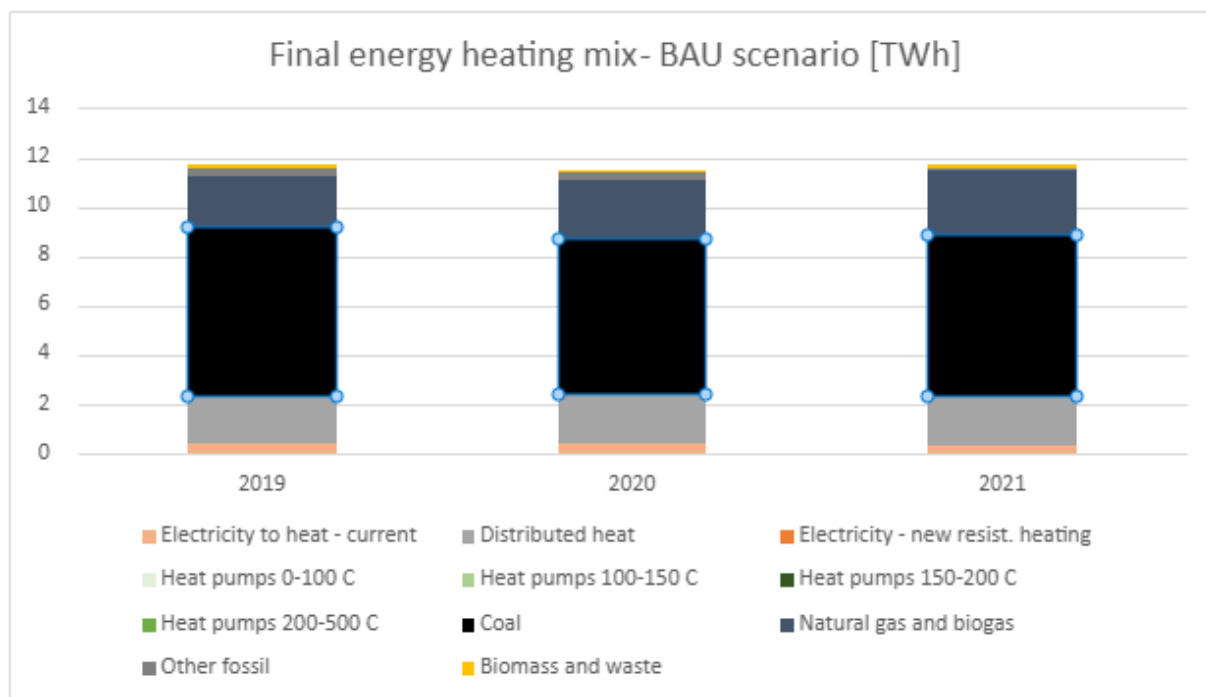
Tabela 1 Obecny końcowy koszyk energetyczny wybranej części przemysłu chemicznego

	2019	2020	2021
Stałe paliwa kopalne [węgiel]	586.35	540.94	559.47
Gaz rafineryjny	187.69	205.30	233.87
LPG	3.92	3.15	3.83
Olej napędowy i biopaliwa płynne	23.25	21.80	4.00
Olej opałowy	3.28	2.37	2.99
Inne paliwa płynne	0.14	0.05	0.04
Gaz ziemny i biogaz	179.83	203.99	227.32
Inne paliwa gazowe	6.89	3.04	5.87
Biomasa i odpady	9.06	8.09	7.87
Ciepło otoczenia	0.00	0.00	0.00
Ciepło sieciowe (w tym para)	164.03	173.39	171.83
Energia elektryczna	35.41	35.12	27.82

Podział na różne zakresy temperatur został sporządzony przy użyciu uproszczonej metody - część niskotemperaturowego ($<100^{\circ}\text{C}$) ciepła jest wydzielona w bazie JRC-IDEES, gdzie została wybrana jako osobna kategoria. To zapotrzebowanie na ciepło jest raczej niewielkie - tylko 3% całości. Udział ciepła wysokotemperaturowego ($>500^{\circ}\text{C}$) został pobrany z tego samego źródła - jest to wartość dla "pieców". Pozostała część zapotrzebowania na ciepło została podzielona równo na trzy opisywane w tej publikacji zakresy temperatur od 100°C do 500°C .

Energia użytkowa i udział każdego nośnika energii

Energia końcowa została przeliczona na energię użytkową poprzez pomnożenie końcowego zużycia energii przez sprawność każdej technologii wytwarzania ciepła. Szczegóły i współczynniki podano w załączniku 1. Wynik przedstawiono na poniższym wykresie:



Rysunek 1 Obecne zużycie energii użytecznej w wybranej części przemysłu chemicznego

Starsze dane (nieuwzględnione w tym badaniu) pokazują, że przemysł "Innych chemikaliów" wykazuje znaczne zróżnicowanie zapotrzebowania na energię w ciągu lat, z niskim poziomem 488 ktoe w roku 2022 i wartościami powyżej 1300 ktoe w latach 2001, 2009-10 i od 2018 roku. "Produkty farmaceutyczne itp." wykazują stały wzrost zużycia energii od 2001 roku.

Tabela 2 Obecny miks grzewczy (energia użytkowa) wybranej części przemysłu chemicznego

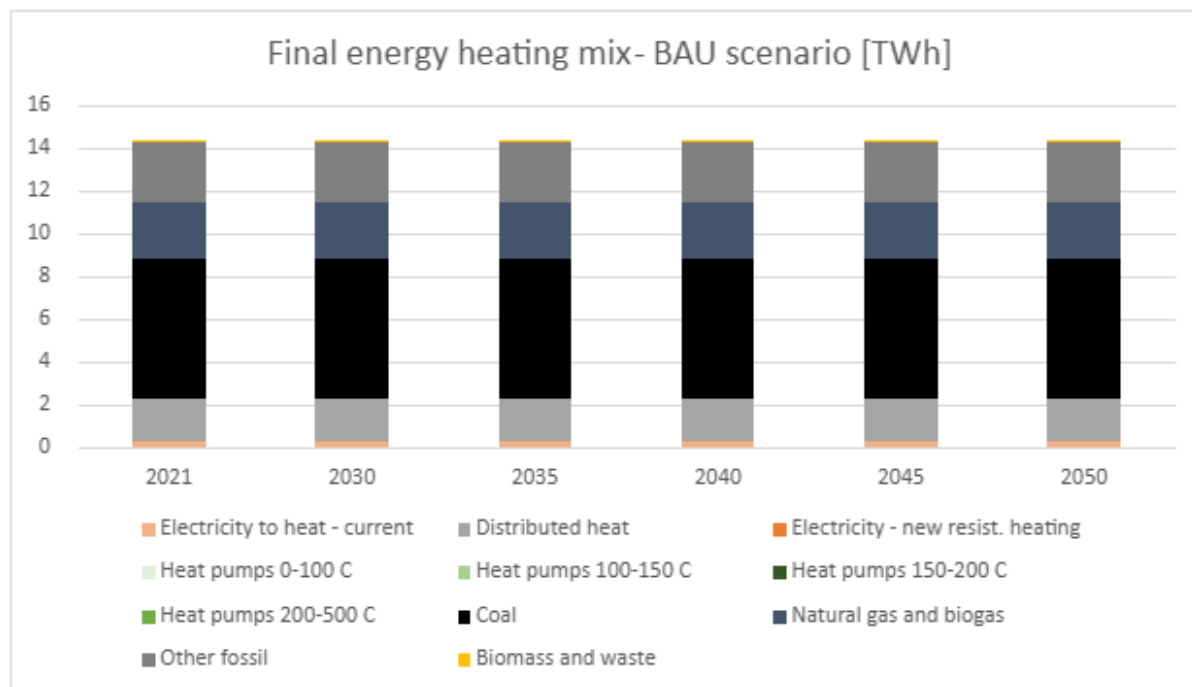
	2019	2020	2021
Stałe paliwa kopalne [węgiel]	48,9%	45,2%	44,9%
Gaz rafineryjny	15,6%	17,1%	18,8%
LPG	0,3%	0,3%	0,3%
Olej napędowy i biopaliwa płynne	1,9%	1,8%	0,3%
Olej opałowy	0,3%	0,2%	0,2%
Inne paliwa płynne	0,0%	0,0%	0,0%
Gaz ziemny i biogaz	15,0%	17,0%	18,3%
Inne paliwa gazowe	0,6%	0,3%	0,5%
Biomasa i odpady	0,8%	0,7%	0,6%
Ciepło otoczenia	0,0%	0,0%	0,0%
Ciepło sieciowe (w tym para)	13,7%	14,5%	13,8%
Energia elektryczna	3,0%	2,9%	2,2%

Scenariusze przyszłości przemysłu chemicznego

Przyszłość koszyka energetycznego sektora chemicznego (z wyłączeniem sektora podstawowych chemikaliów) została zaproponowana w trzech różnych scenariuszach.

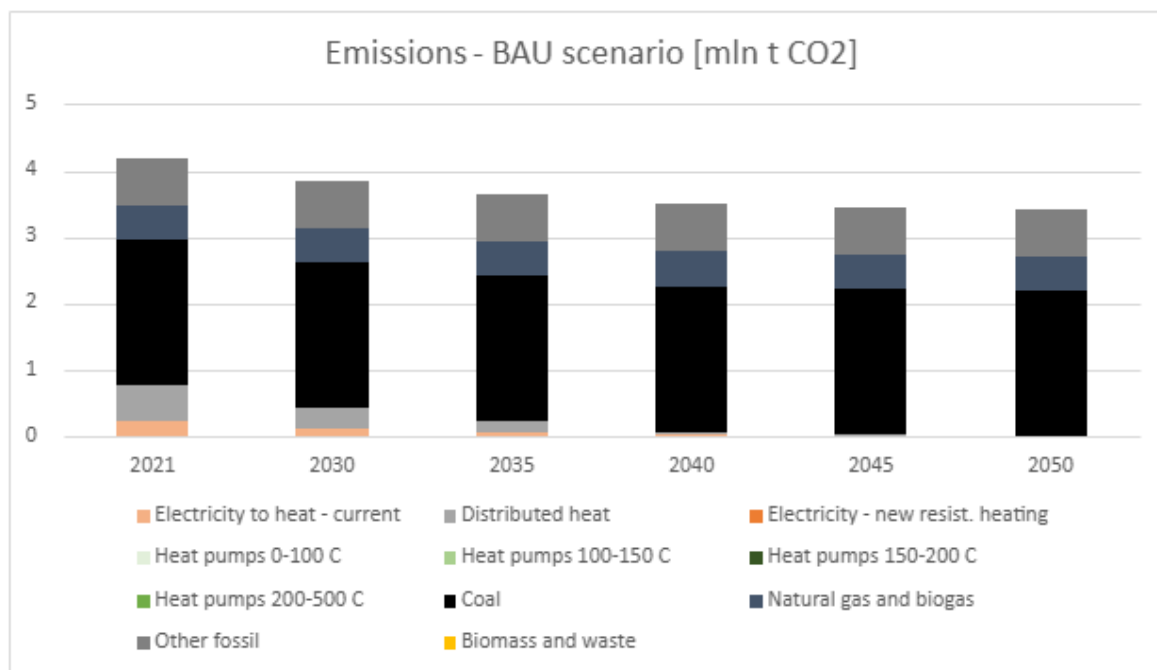
Scenariusz "biznes jak zwykle"

W tym scenariuszu zapotrzebowanie na ciepło jest zaspokajane przy użyciu tych samych nośników energii, co obecnie, aż do 2050 roku. Zmiany nie zachodzą nawet dla "gazu rafineryjnego", zakładając, że sektor rafineryjny również pozostanie na obecnej ścieżce. Wynikowy miks energii finalnej pokazano na poniższym wykresie:



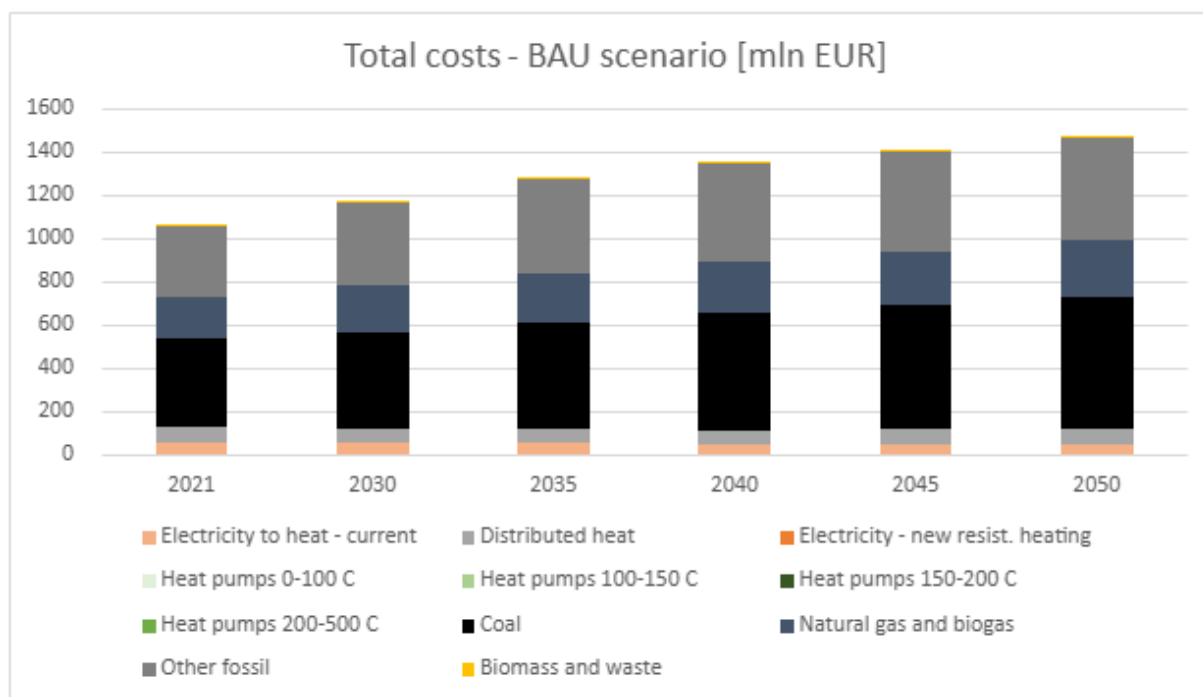
Rysunek 2 Koszyk energii końcowej w przemyśle chemicznym (wybranej części) w scenariuszu BAU

Utrzymanie obecnego koszyka energetycznego skutkuje utrzymującą się wysoką emisją CO₂, w szczególności z węgla. Ogólna intensywność emisji dwutlenku węgla w miksie cieplnym zmniejszyłaby się dzięki dekarbonizacji energii elektrycznej i ciepła sieciowego. Poprawa ta będzie zatem wynikać jedynie ze zmniejszenia emisji w zakresie 2.



Rysunek 3 Emisje CO₂ z zakresu 1 i 2 w sektorze chemicznym (wybranej części) w scenariuszu BAU

W scenariuszu BAU utrzymanie obecnego mixu energetycznego prowadzi do stale rosnących kosztów emisji CO₂. Wiąże się to z relatywnie niską ceną energii oraz niskimi kosztami inwestycyjnymi i operacyjnymi kotłów na paliwa kopalne. Poniżej przedstawiono ewolucję kosztów w czasie:



Rysunek 4 Całkowite koszty ciepła (LCOH) w przemyśle chemicznym (wybranej części) w scenariuszu BAU

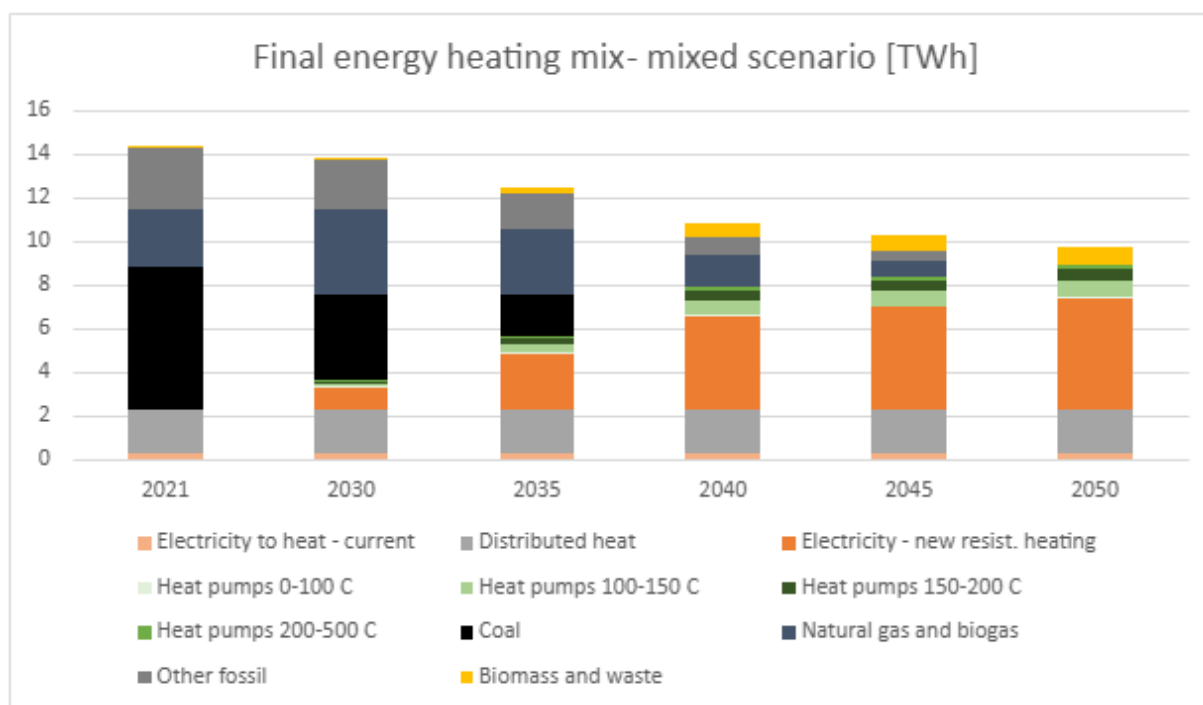
Scenariusz mieszany

W scenariuszu mieszanym zapotrzebowanie na ciepło jest stopniowo dekarbonizowane za pomocą elektryfikacji. Do 2030 r. część zapotrzebowania na stałe i płynne paliwa kopalne jest zastępowana przez biomasę. Węgiel i płynne paliwa kopalne zostaną całkowicie zastąpione do 2040 roku. Gaz ziemny jest zastępowany do 2050 r. głównie energią elektryczną, z niewielkim udziałem biomasy. Wykorzystanie biomasy jest mniejsze niż w scenariuszach mieszanych dla żywności i napojów oraz przemysłu papierniczego, ponieważ przemysł chemiczny ma mniej naturalną synergii z dwoma poprzednimi, co skutkuje mniejszą ilością odpadów organicznych i większymi odległościami od fabryk do źródeł zrównoważonej biomasy. Gaz rafineryjny przyjęto, że będzie wycofywany w takim samym tempie jak gaz ziemny. Poniżej znajduje się tabela przedstawiająca tempo konwersji w poszczególnych okresach:

Tabela 3 Udział energii użytecznej uzyskanej z każdego nośnika energii przekształconego w inny nośnik energii przed określoną datą w wybranej części przemysłu chemicznego

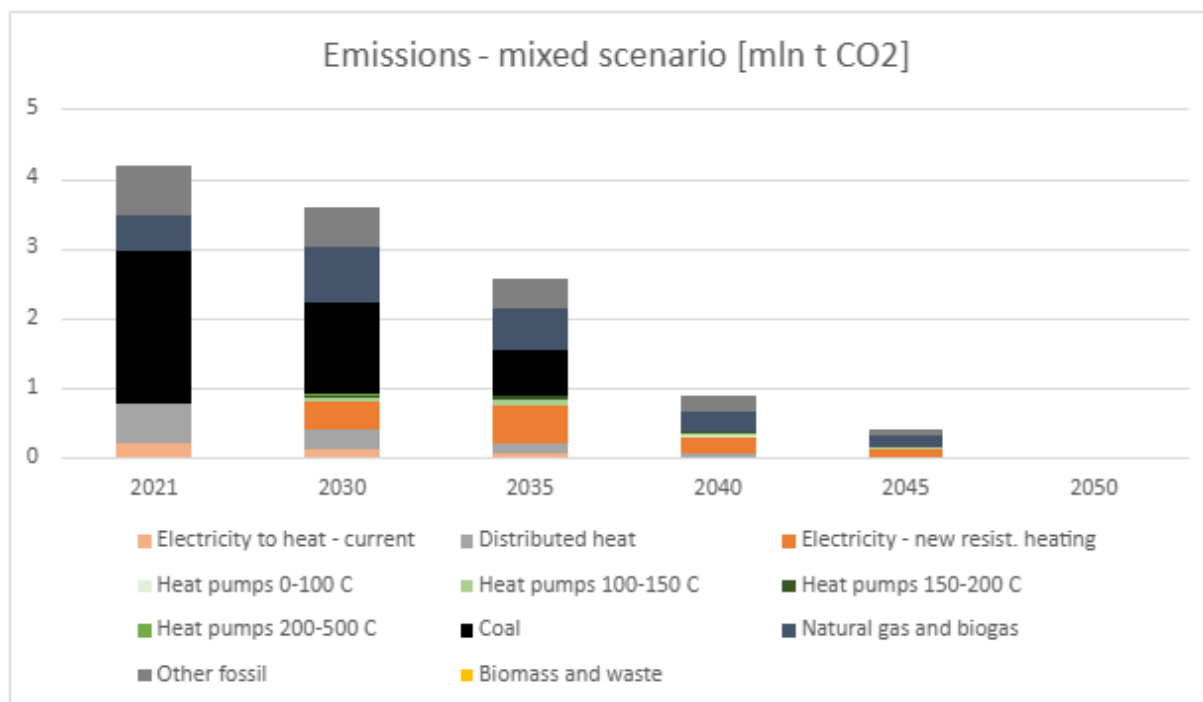
Współczynnik konwersji w danym okresie	2022	2030	2035	2040	2045	2050
Węgiel na gaz	-	20%	-	-	-	-
Węgiel na biomasę	-	-	5%	10%	-	-
Węgiel na energię elektryczną	-	20%	45%	90%	-	-
Paliwa płynne na gaz	-	20%	-	-	-	-
Paliwa płynne na biomasę	-	-	5%	10%	-	-
Paliwa płynne na energię elektryczną	-	20%	45%	90%	-	-
Gaz na biomasę	-	-	-	5%	5%	10%
Gaz na energię elektryczną	-	20%	25%	45%	45%	90%
Biomasa na gaz	-	-	-	-	-	-
Biomasa na energię elektryczną	-	-	-	-	-	-

Wynikowy miks energii końcowej przedstawiono na poniższym wykresie:



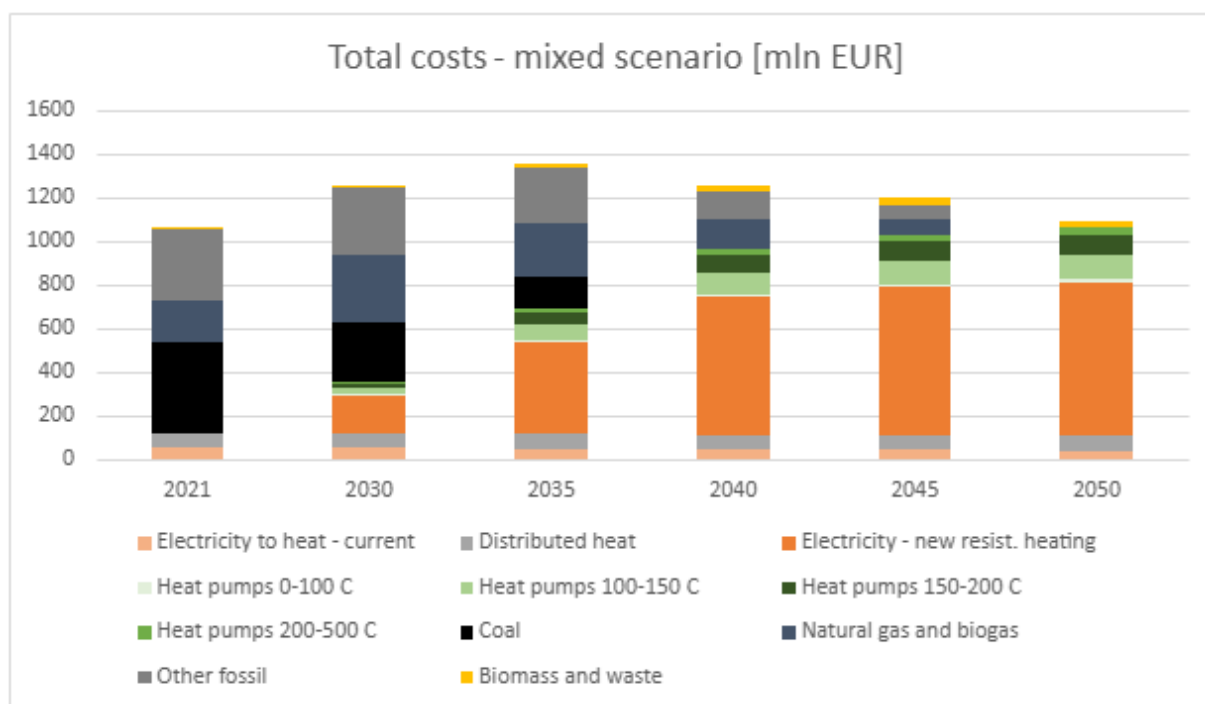
Rysunek 5 Miks energii końcowej w przemyśle chemicznym (wybranej części) w scenariuszu mieszanym

Konwersja z paliw kopalnych na energię elektryczną z niewielkim udziałem biomasy prowadzi do stopniowego spadku emisji CO₂. Wynika to zarówno ze zmniejszonego bezpośredniego spalania paliw kopalnych (emisje z zakresu 1), jak i z trwającej dekarbonizacji importowanej energii (emisje z zakresu 2). Wyniki przedstawiono poniżej:



Rysunek 6 Emisje CO₂ z zakresu 1 i 2 w przemyśle chemicznym (wybranej części) w scenariuszu mieszanym

Scenariusz mieszany prowadzi do stopniowej redukcji kosztów emisji CO₂. W okresie przejściowym (2030 i 2035 r.) koszty są wyższe, ponieważ większe zużycie energii elektrycznej prowadzi do wyższych kosztów operacyjnych. Jednak po 2035 r. dekarbonizacja prowadzi do spadku kosztów. W rzeczywistości wyższe koszty przejściowe można obniżyć, stosując najbardziej efektywną elektryfikację (z wykorzystaniem pomp ciepła) tam, gdzie to możliwe, pozostawiając trudniejsze lub mniej ekonomiczne do zelektryfikowania zastosowania na czas, gdy energia elektryczna będzie tańsza, a energia z paliw kopalnych obciążona wyższymi kosztami emisji.



Rysunek 7 Całkowite koszty ciepła (LCOH) w przemyśle chemicznym (wybranej części) w scenariuszu mieszanym

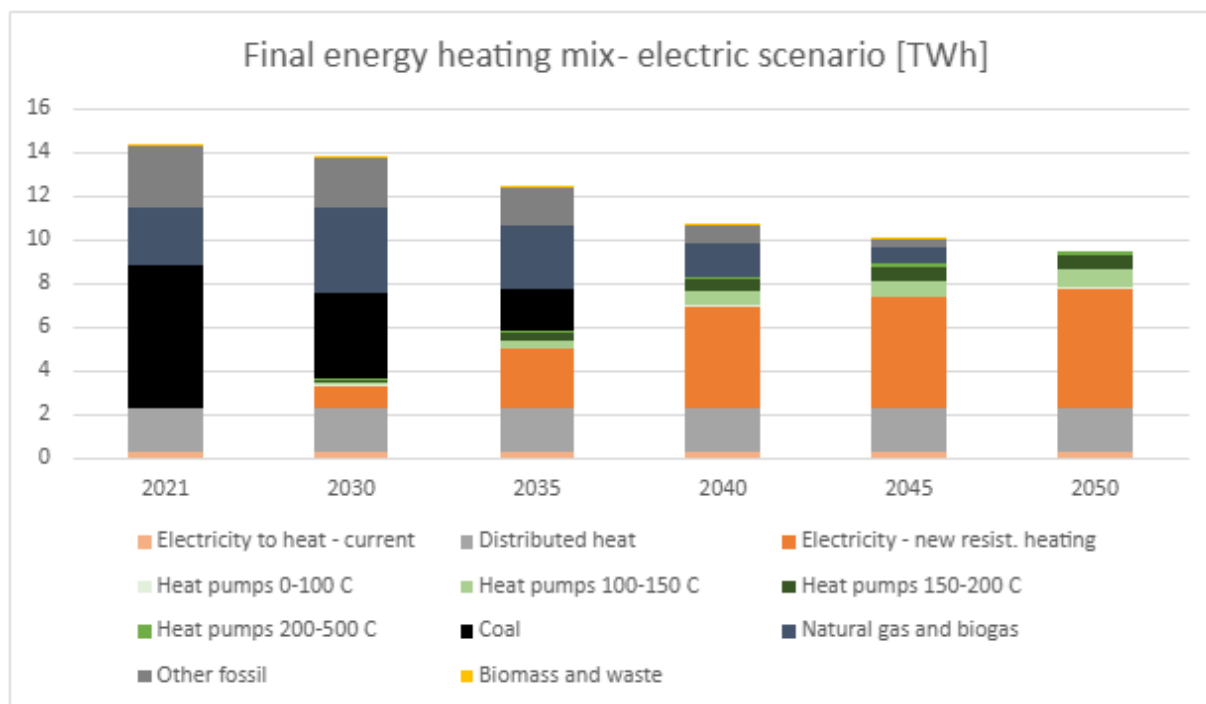
Scenariusz "100% elektryfikacji"

Scenariusz "100% elektryfikacji" przedstawia skutki pełnej elektryfikacji wybranej części przemysłu chemicznego do 2050 roku. Węgiel i płynne paliwa kopalne są zastępowane do 2040 r. energią elektryczną i (do 2030 r., przejściowo) gazem ziemnym. Biomasa nie jest wykorzystywana jako paliwo zastępcze i jest stopniowo wycofywana do 2050 roku. Doprowadzi to do tego, że do 2050 r. ogrzewanie będzie oparte wyłącznie na energii elektrycznej. Poniżej przedstawiono tabelę pokazującą tempo konwersji w każdym okresie:

Tabela 4 Udział energii użytecznej uzyskanej z każdego nośnika energii przekształconego w inny nośnik energii przed określoną datą w przemyśle chemicznym

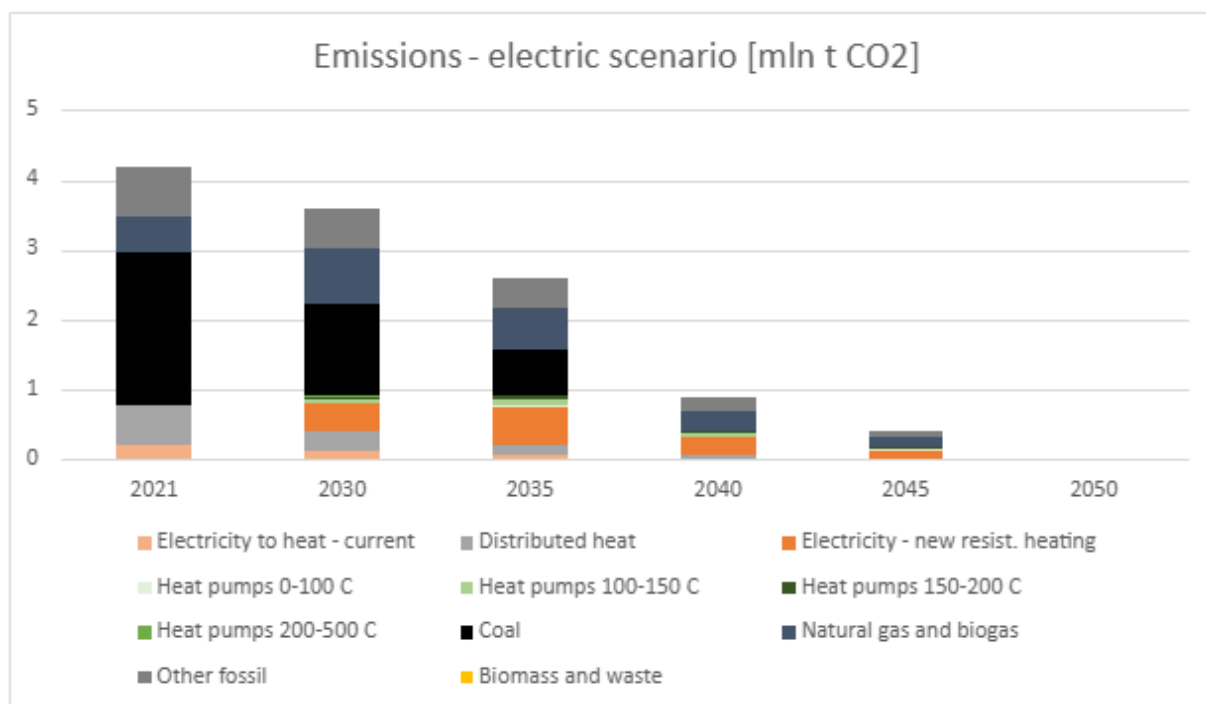
Współczynnik konwersji w danym okresie	2022	2030	2035	2040	2045	2050
Węgiel na gaz	-	20%	-	-	-	-
Węgiel na biomasę	-	-	-	-	-	-
Węgiel na energię elektryczną	-	20%	50%	100%	-	-
Paliwa płynne na gaz	-	20%	-	-	-	-
Paliwa płynne na biomasę	-	-	-	-	-	-
Paliwa płynne na energię elektryczną	-	20%	50%	100%	-	-
Gaz na biomasę	-	-	-	-	-	-
Gaz na energię elektryczną	-	20%	25%	50%	50%	100%
Biomasa na gaz	-	-	-	-	-	-
Biomasa na energię elektryczną	-	10%	10%	20%	50%	100%

Wynikowy miks energii końcowej przedstawiono na poniższym wykresie:



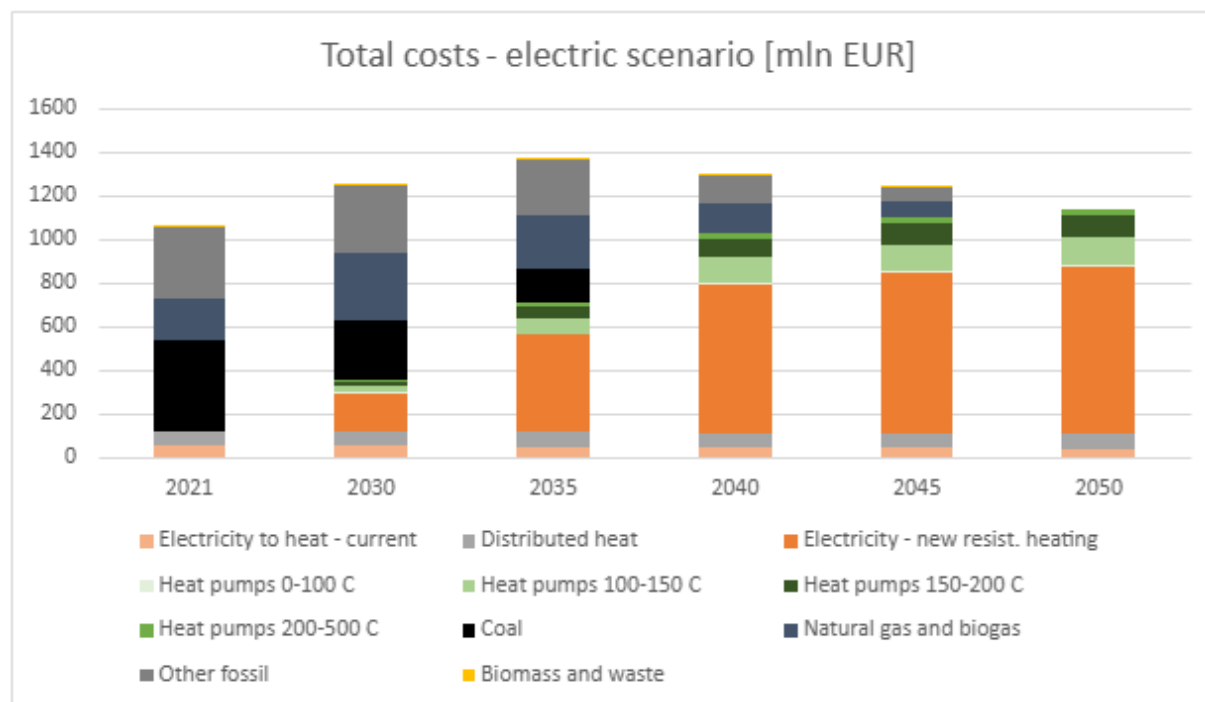
Rysunek 8 Miks energii końcowej w przemyśle chemicznym (wybranej części) w scenariuszu "100% elektryfikacji"

Konwersja z paliw kopalnych na energię elektryczną prowadzi do stopniowego spadku emisji CO₂. Wynika to zarówno ze zmniejszonego bezpośredniego spalania paliw kopalnych (emisje z zakresu 1), jak i z trwającej dekarbonizacji importowanej energii (emisje z zakresu 2). Podobnie jak w przypadku pozostałych dwóch branż, wpływ scenariusza "100% elektryfikacji" na klimat jest nieznacznie wyższy niż w przypadku scenariusza mieszanego, gdy nie uwzględnia się CO₂ ze spalania biomasy:



Rysunek 9 Emisje CO₂ z zakresu 1 i 2 w przemyśle chemicznym (wybranej części) w scenariuszu "100% elektryfikacji"

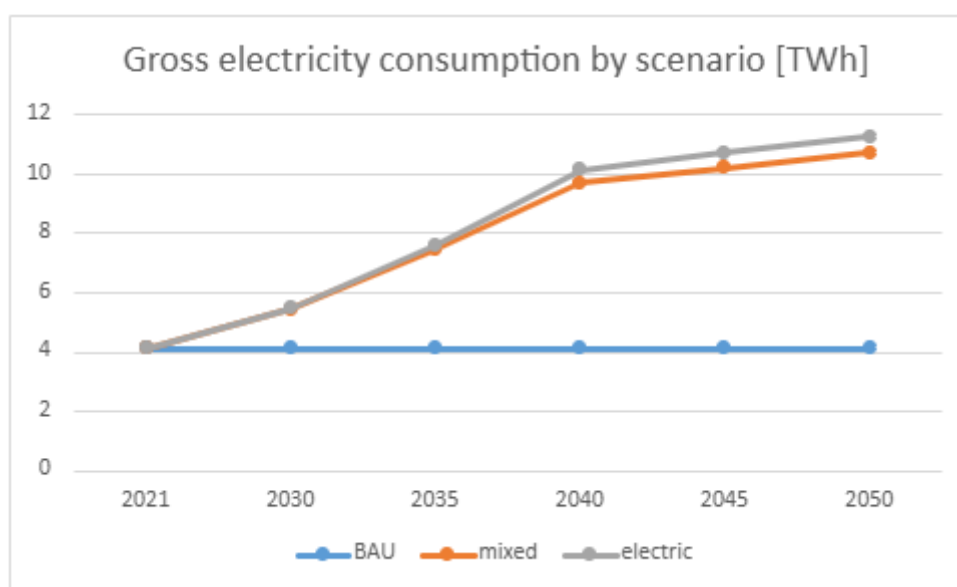
Scenariusz "100% elektryfikacji" prowadzi ostatecznie do zerowych kosztów emisji CO₂, jednak ponieważ energia elektryczna jest droższa niż biomasa, całkowite koszty ciepła są nieco wyższe niż w scenariuszu mieszanym. Różnica jest bardzo niewielka ze względu na niewielkie wykorzystanie biomasy w scenariuszu mieszanym. Wyniki przedstawiono poniżej:



Rysunek 10 Całkowite koszty ciepła (LCOH) w przemyśle chemicznym (wybranej części) w scenariuszu "100% elektryfikacji"

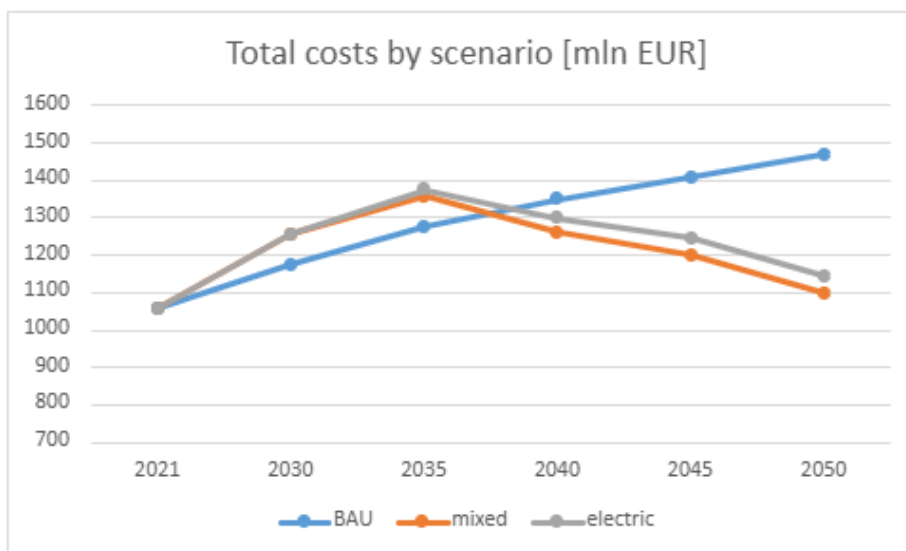
Podsumowanie scenariuszy

Pełna elektryfikacja tych części przemysłu chemicznego mogłaby zwiększyć zużycie energii elektrycznej w tym sektorze o około 7 TWh, co stanowi ponad 4% obecnego całkowitego krajowego zużycia energii elektrycznej. Biorąc pod uwagę wszystkie obecne zastosowania energii elektrycznej (w tym oświetlenie, maszyny, istniejące ogrzewanie elektryczne i chłodzenie), oznacza to prawie trzykrotny wzrost zużycia energii elektrycznej. Wykorzystanie biomasy w scenariuszu mieszanym zmniejsza zużycie energii elektrycznej w 2050 r. o 0,5 TWh TWh w porównaniu ze scenariuszem elektrycznym, przy ostatecznym wykorzystaniu 0,8 TWh energii w paliwie biomasowym, co w przybliżeniu odpowiada ok. 300 tys. ton świeżego drewna. Liczby te są oczywiście wielokrotnie mniejsze niż w przypadku uwzględnienia również sektora "podstawowych chemikaliów". Zużycie energii elektrycznej według scenariusza przedstawiono na poniższym wykresie:



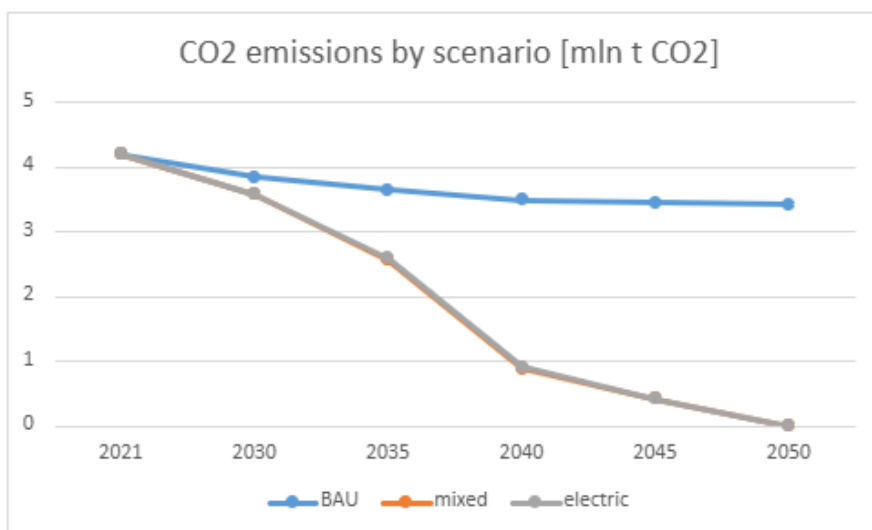
Wykres 11 Zużycie energii elektrycznej brutto (dla wszystkich zastosowań) w sektorze chemicznym (wybranej części) według scenariusza

Porównanie LCOH pokazuje, że dekarbonizacja przy użyciu energii elektrycznej i (tymczasowo) gazu ziemnego prowadzi najpierw do znacznego wzrostu kosztów, ale następnie do ich obniżenia w porównaniu ze scenariuszem BAU. Wynika to z faktu, że gaz ziemny i uprawnienia do emisji CO₂ będą droższe, podczas gdy cena energii elektrycznej spadnie. Różnica między BAU a innymi scenariuszami rośnie wraz z postępem elektryfikacji przemysłu i dekarbonizacji miksu energetycznego. Scenariusz mieszany z biomasą jest nieco tańszy niż scenariusz "100% elektryfikacji". Porównanie kosztów przedstawiono poniżej:



Rysunek 12 Całkowite koszty ciepła w przemyśle chemicznym (wybranej części) według scenariusza

Scenariusz BAU zakłada brak zmian w koszyku energetycznym przemysłu chemicznego (analizowanej części), ale dekarbonizacja polskiego mixu ciepła i energii elektrycznej stopniowo zmniejszy emisje w zakresie 2 do zera. Pozostałe dwa scenariusze również obejmują stopniowe wycofywanie bezpośrednio wykorzystywanych paliw kopalnych. Scenariusz "100% elektryfikacji" ma nieco wyższe emisje niż scenariusz mieszany z biomasą. Wynika to z faktu, że nowe zelektryfikowane wytwarzanie ciepła jest odpowiedzialne za emisje z zakresu 2 z wciąż nie w pełni zdekarbonizowanej sieci elektrycznej. Porównanie przedstawiono poniżej:



Rysunek 13 Emisje CO2 w zakresie 1 i 2 w sektorze chemicznym (wybranej części) według scenariusza

Biomasa nie powinna być traktowana jako preferowany nośnik energii dla przemysłu chemicznego, nawet scenariusz mieszany zakłada stosunkowo niewielką konwersję zakładów na energetyczne wykorzystanie biomasy, a mimo to zużycie biomasy w 2050 roku jest prawie o rząd wielkości wyższe niż w 2021 roku. Wykorzystanie biomasy może przynieść korzyści finansowe, jeśli będzie ona dostępna w wystarczającej ilości, a jej wykorzystanie będzie traktowane jako neutralne pod względem emisji dwutlenku węgla.

Załącznik 6- Planowane działania dla przemysłu

Tabela 1. Przegląd działań zgodnie z projektem Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu (KPEiK) z 10.2024

Pomiar	Opis
Działanie 14 – Program priorytetowy NFOŚiGW – „Ciepłownictwo Powiatowe”	Program obejmuje projekty w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych (inwestycje w OZE do produkcji ciepła), rozbudowy systemów ciepłowniczych oraz zastępowania wysokoemisyjnych źródeł ciepła należących do osób prywatnych.
Działanie 15 – Program Priorytetowy NFOŚiGW – „OZE - źródło ciepła dla ciepłownictwa”	Inwestycje dotyczące budowy lub/i przebudowy źródeł o łącznej mocy zainstalowanej co najmniej 2 MWt, w których do produkcji energii cieplnej wykorzystuje się: pompy ciepła, kolektory słoneczne lub geotermię. Z programu można pozyskać także wsparcie na magazyny energii. Dofinansowanie może dotyczyć tylko instalacje, z których co najmniej 70% ciepła użytkowego wytworzonego w jednostce OZE w roku kalendarzowym zostanie wprowadzone do publicznej sieci ciepłowniczej.
Działanie 17 – Instrument finansowy – inne programy NFOŚiGW wspierające rozwój OZE.	Działanie obejmuje dofinansowanie przedsięwzięć zmierzających do budowy lub modernizacji systemów elektroenergetycznych celem umożliwienia ich podłączenia do nich OZE, oraz budowę lub modernizację jednostek OZE, innych niż wymienione powyżej, o charakterze regionalnym lub z indywidualnym.
Działanie 26 – Zapewnienie warunków rozwoju SMR	Działanie polega na zapewnieniu warunków uruchomienia i funkcjonowania małych reaktorów modułowych przez podmioty prywatne, w tym m.in.: rozwój zasobów ludzkich i kompetencji, budowanie świadomości społecznej oraz wzmocnienie potencjału polskiego przemysłu.
Działanie 73 – Instrument finansowy – przemysł energochłonny	Działanie dotyczy wsparcia celem poprawy efektywności energetycznej w przemyśle energochłonnym objętym unijnym systemem handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS) oraz zmniejszenia emisyjności poprzez zwiększenie wytwarzania energii elektrycznej z OZE.
Działanie 75 – Instrument finansowy – kontrakt różnicowy dla produkcji wodoru w przemyśle	Kontrakt różnicowy ma polegać na zapewnieniu pomocy publicznej w formie ustalonej wcześniej kwoty dopłaty do ceny 1 kg wodoru wyprodukowanego przez producenta i wykorzystanego przez odbiorcę w Polsce. Dopłata ma zmniejszyć różnicę pomiędzy ceną wodoru odnawialnego i tzw. wodoru szarego (otrzymywanego z surowców kopalnych). Natomiast, zapewnienie ceny wodoru odnawialnego na poziomie pozwalającym mu konkurować na rynku z wodorem szarym, tj. usunięcie ryzyka związanego z nadal początkowym stadium rozwoju technologii i produkcji wodoru odnawialnego, powinno doprowadzić do zmniejszenia ryzyka polskich projektów wodorowych i przyczynić się do rozwoju rynku wodoru

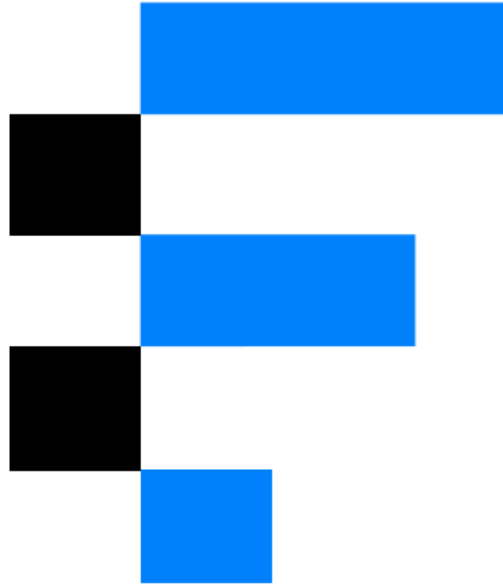
Pomiar	Opis
	odnawialnego w Polsce. Mechanizm ma ułatwić zastępowanie, głównie w przemyśle, tzw. wodoru szarego wodorem odnawialnym.
Działanie 76 – Wsparcie budowy mocy wytwórczych do produkcji wodoru odnawialnego i niskoemisyjnego.	Działanie ma na celu wsparcie finansowe budowy mocy wytwórczych wodoru niskoemisyjnego i odnawialnego w Polsce. Środki finansowe na realizację działania zostaną przeznaczone z Instrumentu na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności.
Działanie 77 – Analiza potrzeby budowy morskiego terminalu portowego do przeładunku amoniaku.	W związku z rosnącym zapotrzebowaniem na wodór odnawialny i zielony amoniak, działanie ma na celu określenie czy istnieje potrzeba budowy morskiego terminala portowego do przeładunku importowanego wodoru wraz z infrastrukturą do krakingu amoniaku. Analiza ma odpowiedzieć na pytanie, czy budowa takiego terminala będzie uzasadniona i przyniesie korzyści polskiej gospodarce.
Działanie 79. Kontrakty różnicowe dla redukcji CO2 oraz inne działania wspierające komercyjne projekty CCS i CCU.	Działanie to obejmuje przygotowanie finansowego instrumentu wsparcia dla instalacji redukujących emisje CO2. (ang. carbon contracts for difference). Jest to instrument sprawdzony w promowaniu wielkoskalowych instalacji przemysłowych takich jak CCS, CCU, czy produkcji wodoru. Działanie obejmuje również inne działania wspierające technologię wychwytywania i wykorzystania CO2 (CCU), a DZIAŁANIA – Wymiar 1. Obniżenie emisyjności także budowy i eksploatacji instalacji do wychwytywania i składowania dwutlenku węgla (CCS), w tym także projekty badawcze, edukacyjne.
Działanie 91 – Instrument finansowy – Preferencje dla wytwórców energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji.	Instrument polega na zapewnieniu udogodnień dla jednostek kogeneracji poprzez ułatwienie uzyskania dostępu do sieci elektroenergetycznej. Jego celem jest zarówno stymulowanie budowy nowych jednostek kogeneracji, jak i utrzymanie produkcji energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji w istniejących jednostkach. W związku z obowiązywaniem nowych wytycznych w sprawie pomocy państwa na cele związane z klimatem, ochroną środowiska i energią wydanych przez Komisję Europejską (ang. Climate, Energy and Environmental Aid Guidelines, CEEAG), które nie przewidują wsparcia paliw kopalnych, a w szczególności paliw węglowych i przewidują całkowite odstąpienie od wsparcia paliwa węglowego.
Działanie 92 – Instrument finansowy – Premia kogeneracyjna.	Instrument polega na zapewnieniu dopłat do wyprodukowanej energii w wysokosprawnej kogeneracji, uzyskiwanych w drodze aukcji. Jego celem jest zarówno stymulowanie budowy nowych jednostek kogeneracji, jak i utrzymanie produkcji energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji w istniejących jednostkach, które bez wsparcia nie mogłyby funkcjonować z powodu luki finansowej w kosztach operacyjnych.

Pomiar	Opis
Działanie 93 – Instrument finansowy – Inne programy NFOŚiGW wspierające rozwój kogeneracji.	Działanie obejmuje dofinansowanie przedsięwzięć zmierzających do budowy lub modernizacji systemów ciepłowniczych oraz budowę lub modernizację jednostek produkujących ciepło i energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji
Działanie 94 – Instrument finansowy – system białych certyfikatów.	Świadectwa potwierdzające zaoszczędzenie określonej ilości energii w wyniku realizacji inwestycji służących poprawie efektywności energetycznej gospodarki, zwiększeniu oszczędności energii przez odbiorców końcowych, zmniejszeniu strat energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego w przesyśle lub dystrybucji. Posiadają prawa majątkowe i są przedmiotem obrotu na Towarowej Giełdzie Energii.
Działanie 95 – Rozwój audytów energetycznych i systemów zarządzania energią.	Działanie polega na ocenie ilości i struktury zużywanej energii oraz zalecenie konkretnych rozwiązań celem określenia ich opłacalności. Dodatkowo obejmuje doradztwo w zakresie podejmowania i realizacji inwestycji mających na celu racjonalizację zużycia energii.
Działanie 99 – Wsparcie dla przedsiębiorstw działających w formule ESCO	Środek ma na celu podejmowanie działań mających na celu wsparcie przedsiębiorstw działających w dziedzinie efektywności energetycznej i OZE z preferencją dla firm będących dostawcami usług energetycznych.
Działanie 112 – Rozwój infrastruktury wodorowej	Działania mają na celu wspieranie inwestycji dotyczących rozwoju infrastruktury wodorowej zarówno przesyłowej, magazynowej, jak i produkcyjnej, w tym m.in.: elektrolizerów, ogniw paliwowych, dyspensorów.

Bibliografia

- Arpagaus, C., Bless, F., Schiffmann, J., & Bertsch, S. (2018). High Temperature Heat Pumps: Market Overview, State of the Art, Research Status, Refrigerants, and Application Potentials.
- Cha, S., Lim, J., Kim, Y., Cho, H., Moon, I., & Kim, J. (2022). Development of lactic acid evaporation process model with multi effect evaporator and mechanical vapor recompression system. *Computer Aided Chemical Engineering*.
- Dumont, M., Wang, R., Wenzke, D., Blok, K., & Heijungs, R. (2023). The techno-economic integrability of high-temperature heat pumps for decarbonizing process heat in the food and beverages industry. *Resources, Conservation and Recycling*.
- Ekezie, F.-G., Sun, D.-W., Han, Z., & Cheng, J.-H. (2016). Microwave-assisted food processing technologies for enhancing product quality and process efficiency: A review of recent developments. *Trends in Food Science & Technology*.
- Hamid, K., Sajjad, U., Ahrens, M. U., Ren, S., Ganesan, P., Tolstorebrov, I., . . . Eikevik, T. M. (2023). Potential evaluation of integrated high temperature heat pumps: A review of recent advances. *Applied Thermal Engineering*.
- Liu, J., Yang, J., Jia, Y., Wang, Y., Yang, Q., Song, X., . . . Yin, Y. (2023). Techno-economic assessment for black liquor concentration system of chemical pulp integrating mechanical vapor recompression. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*.
- Madeddu, S., Ueckerdt, F., Pehl, M., Peterseim, J., Lord, M., Kumar, K. A., . . . Luderer, G. (2020). The CO₂ reduction potential for the European industry via direct electrification of heat supply (power-to-heat). *Environ*.
- Marina, A., Spoelstra, S., Zondag, H., & Wemmers, A. (2021). An estimation of the European industrial heat pump market potential. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.
- Obrist, M. D., Kannan, R., McKenna, R., Schmidt, T. J., & Kober, T. (2023). High-temperature heat pumps in climate pathways for selected industry sectors in Switzerland. *Energy Policy*.
- Patel, D. N., Matalon, P., & Oluleye, G. (2024). A novel temporal mixed-integer market penetration model for cost-effective uptake of electric boilers in the UK chemical industry. *Journal of Cleaner Production*.
- Pawar, S., & Pratape, V. (2015). Fundamentals of Infrared Heating and its Application in Drying of Food Materials: A Review. *Journal of Food Process Engineering*.
- Rastogi, N. (2012). Recent Trends and Developments in Infrared Heating in Food Processing. *Critical Reviews in Food Science and Nutrition*.
- Riadh, M., Ahmad, S., Marhaban, M., & Soh, A. (2014). Infrared Heating in Food Drying: An Overview. *Drying Technology: An International Journal*.

- Sun, J., Wang, W., & Yue, Q. (2016). Review on Microwave-Matter Interaction Fundamentals and Efficient Microwave-Associated Heating Strategies. *Materials*.
- Unterluggauer, J., Sulzgruber, V., Kroiss, C., Riedl, J., Jentsch, R., & Willinger, R. (2023). Design for a Heat Pump with Sink Temperatures of 200°C Using a Radial Compressor. *Energies*.
- Variny, M. (2023). Enhancing the Energy Efficiency of a Black Liquor Evaporation Plant by Mechanical Vapor Recompression Integration.
- Walmsley, T., Atkins, M., Walmsley, M., & Neale, J. (2016). Appropriate placement of vapour recompression in ultra-low energy industrial milk evaporation systems using Pinch Analysis. *Energy*.
- Zuberi, M., Hasanbeigi, A., & Morrow, W. (2022). *Electrification of Boilers in U.S. Manufacturing*.
- Zhang, Q., Yang, S., Shi, P., Hou, W., Zeng, A., Ma, Y., & Yuan, X. (2020). Economically and thermodynamically efficient heat pump-assisted side-stream pressure-swing distillation arrangement for separating a maximum-boiling azeotrope. *Applied Thermal Engineering*.



ireform.eu