

PRZEMYSŁOWE POMPY CIEPŁA

– STUDIUM PRZYPADKU

Listopad 2025



KAPE

Spis treści

	WPROWADZENIE	3
STUDIUM PRZYPADKU – ZASTOSOWANIE POMPY CIEPŁA W PRZEMYSŁE PRZETWÓRSTWA MLECZNEGO		6
STUDIUM PRZYPADKU – ZASTOSOWANIE POMPY CIEPŁA ZINTEGROWANEJ Z KOGENERACJĄ		15
STUDIUM PRZYPADKU – ZASTOSOWANIE POMPY CIEPŁA – HALE PRODUKCYJNE		26
	POZOSTAŁE STUDIA PRZYPADKÓW	32
	PODSUMOWANIE	35
	KONKLUZJA	38

Opracowanie

Autorzy:

- Dr hab. inż., prof. uczelni Arkadiusz Węglarz
(Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A.)
- Mgr inż. Piotr Zdanowski
(Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A.)
- Mgr inż. Wojciech Walicki
(Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A.)
- Dr inż. Mateusz Świerzewski
(Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A.)

Redakcja:

- Adam Ślusarz
(Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A.)

Opracowanie graficzne:

- Ariel Jarczewski
(graficzna.eu)

Wprowadzenie



Transformacja energetyczna w Polsce, przyspieszona przez wymogi unijnej polityki klimatycznej, rosnące koszty emisji CO₂ oraz zmiany technologiczne, wymaga od przemysłu i sektora ciepłowniczego poszukiwania efektywnych i niskoemisyjnych źródeł energii cieplnej. Jednym z rozwiązań, które coraz częściej wymieniane jest wśród kluczowych technologii przyszłości, są przemysłowe pompy ciepła.

Choć w skali globalnej technologia ta jest obecna od lat, dopiero w ostatniej dekadzie osiągnęła parametry pozwalające na szerokie wykorzystanie w procesach przemysłowych i systemach ciepłowniczach. Dzisiejsze urządzenia potrafią dostarczać ciepło o temperaturze nawet 140–160 °C, a intensywne prace rozwojowe zmierzają do przekroczenia tej bariery. To otwiera drogę do ich zastosowania w branżach, w których dotąd dominowały kotły gazowe, olejowe czy węglowe.

Polska, dysponująca znaczącym potencjałem przemysłowym i dużymi systemami ciepłowniczymi, znajduje się w momencie, w którym rozwój pomp ciepła może stać się jednym z filarów dekarbonizacji gospodarki – zarówno w skali lokalnej, jak i ogólnokrajowej.

Potencjał przemysłowych pomp ciepła nie ogranicza się wyłącznie do prostego zastąpienia kotłów opalanych paliwami kopalnymi. Ich przewagą jest możliwość odzysku i ponownego wykorzystania energii cieplnej, która w tradycyjnych procesach technologicznych często jest tracona bezpowrotnie w postaci ciepła odpadowego. Dzięki temu mogą one pełnić rolę zarówno nowego źródła ciepła, jak i elementu podnoszącego efektywność całego zakładu.

W przemyśle spożywczym pompy ciepła znajdują zastosowanie m.in. w procesach



pasteryzacji, podgrzewania wody technologicznej, mycia i dezynfekcji instalacji (CIP), a także w suszeniu i odparowywaniu produktów. Możliwość jednoczesnego chłodzenia i grzania sprawia, że ciepło odebrane z jednego etapu produkcji (np. chłodzenia mleka czy piwa) może zostać wykorzystane w innym (np. podgrzewaniu wody procesowej), co redukuje zużycie energii pierwotnej i koszty operacyjne.

W przemyśle papierniczym pompy ciepła mogą odzyskiwać ciepło z kondensatów i wilgotnego powietrza pochodzącego z suszenia papieru, podnosząc jego temperaturę do poziomu wymaganego w dalszych etapach procesu. Tego typu integracja pozwala ograniczyć zapotrzebowanie na parę z kotłów i tym samym zmniejszyć emisję CO₂.

Sektor chemiczny i farmaceutyczny wykorzystuje pompy ciepła do precyzyjnego podgrzewania reagentów, wstępnego ogrzewania wsadów produkcyjnych czy zasilania instalacji destylacyjnych. Tu szczególne znaczenie ma stabilność parametrów pracy urządzeń oraz możliwość dostosowania temperatury do wymagań konkretnego procesu.

Znaczącym obszarem rozwoju jest także ciepłownictwo systemowe. W Polsce wiele miast wciąż bazuje na węglowych źródłach ciepła, a pompy ciepła mogą stanowić istotne wsparcie w procesie ich odchodzenia od paliw kopalnych. W dużych instalacjach ciepłowniczych możliwe jest wykorzystanie energii z wód powierzchniowych, podziemnych, ścieków komunalnych czy spalin niskotemperaturowych. Co ważne, dzięki modułowej budowie przemysłowych pomp ciepła można je skalować i dostosowywać do istniejącej infrastruktury,

integrując z kotłami gazowymi czy biomasowymi.

Na szczególną uwagę zasługuje również rosnące znaczenie zastosowań dwufunkcyjnych, czyli jednoczesnego dostarczania ciepła i chłodu. W praktyce oznacza to, że energia chłodnicza generowana np. w procesie produkcji leków, napojów czy w serwerowniach, nie jest marnowana, lecz przekształcana w ciepło użyteczne – czy to dla innych procesów przemysłowych, czy dla zasilenia sieci ciepłowniczej. Tego typu układy pozwalają na uzyskanie znacznie wyższych całkowitych współczynników efektywności (COP), co bezpośrednio przekłada się na oszczędności energii i redukcję emisji.


Przemysłowe pompy ciepła mają potencjał, aby stać się dobrą alternatywą poprawy efektywności energetycznej przy wykorzystaniu ciepła odpadowego lub optymalizując obecne procesy. Ich wdrożenie nie tylko obniża koszty eksploatacji, ale również wpisuje się w cele dekarbonizacji i gospodarki obiegu zamkniętego.

W niniejszym opracowaniu przedstawiono przykładowe studia przypadków obrazujące praktyczne zastosowania przemysłowych pomp ciepła w różnych sektorach gospodarki. Zaprezentowano rzeczywiste realizacje o różnych stopniach zaawansowania (w fazie projektowej lub po uruchomieniu instalacji). Zaprezentowane warianty oparte zostały na danych przekazanych przez przedsiębiorstwa, obejmujące różne scenariusze technologiczne. Dla każdego przypadku omówiono uzyskane efekty energetyczne, w tym redukcję zużycia energii pierwotnej, poprawę współczynników efektywności oraz ograniczenie emisji CO₂.

Ponadto zaprezentowano inne ograniczenie emisji CO₂ oraz potencjalne koszty w przypadku uruchomienia EU ETS 2, które są stosowane w praktyce, jednak z uwagi na brak szczegółowych danych źródłowych przedstawiono je w formie opisowej, bez podawania parametrów liczbowych.

EFEKTYWNOŚĆ





**ZASTOSOWANIE
POMPY CIEPŁA
W PRZEMYSŁE
PRZETWÓRSTWA
MLECZNEGO**

**STUDIUM
PRZYPADKU**

Przedmiotem analizy jest średniej wielkości zakład mleczarski zlokalizowany w centralnej Polsce, zajmujący się produkcją mleka pasteryzowanego, śmietany oraz serów twarogowych.

W procesach technologicznych występuje równoczesne zapotrzebowanie na:

- chłodzenie mleka surowego oraz produktów gotowych do temp. od 2 do 4 °C
- ogrzewanie wody procesowej do pasteryzacji (72–78 °C) i mycia instalacji (CIP) w zakresie 60–85 °C.

Stan przed modernizacją

Zakład przemysłowy przetwórstwa mleka przed modernizacją wyposażony był w tradycyjne źródła ciepła i chłodu, zasilane paliwami konwencjonalnymi. Głównym źródłem energii cieplnej były kotły gazowe przeznaczone do wytwarzania gorącej wody na potrzeby procesów technologicznych oraz centralnego ogrzewania pomieszczeń. Produkcja chłodu realizowana była w oparciu o układ chillerów sprężarkowych zasilanych energią elektryczną, zapewniających wytwarzanie wody lodowej o temperaturze w zakresie od 2°C do 7°C, wykorzystywanej w procesach technologicznych i magazynowaniu produktów.

System wytwarzania energii cieplnej i chłodniczej pracował w sposób niezintegrowany – produkcja ciepła i chłodu odbywała się w odrębnych układach, bez możliwości odzysku energii odpadowej czy optymalizacji zużycia paliw i energii elektrycznej. Wysokie zapotrzebowanie zakładu na energię cieplną i chłodniczą wynikało z charakteru procesów przetwórczych oraz konieczności zachowania ciągłości produkcji w trybie całodobowym.

Chłód technologiczny wykorzystywany jest m.in. do:

- schładzania i przechowywania mleka (4°C – 8°C),
- chłodzenia po procesie fermentacji przy produkcji jogurtów (10°C – 25°C),
- chłodzenia po pasteryzacji (4°C – 8°C),
- chłodzenia po suszeniu przy produkcji mleka w proszku,
- przechowywania masła lub twarogów (ok. 10°C),
- chłodzenia twarogów po samoprasowaniu.

Ciepło technologiczne jest niezbędne m.in. do:

- homogenizacji (ok. 70°C),
- deodoryzacji (ok. 70°C),
- fermentacji (ok. 42°C),
- pasteryzacji (62°C – 78°C),
- repasteryzacji,
- suszenia serwatki i mleka w proszku,
- odgazowywania śmietanki przy produkcji masła,
- topienia serów i masła,
- mycia i dezynfekcji instalacji (CIP).

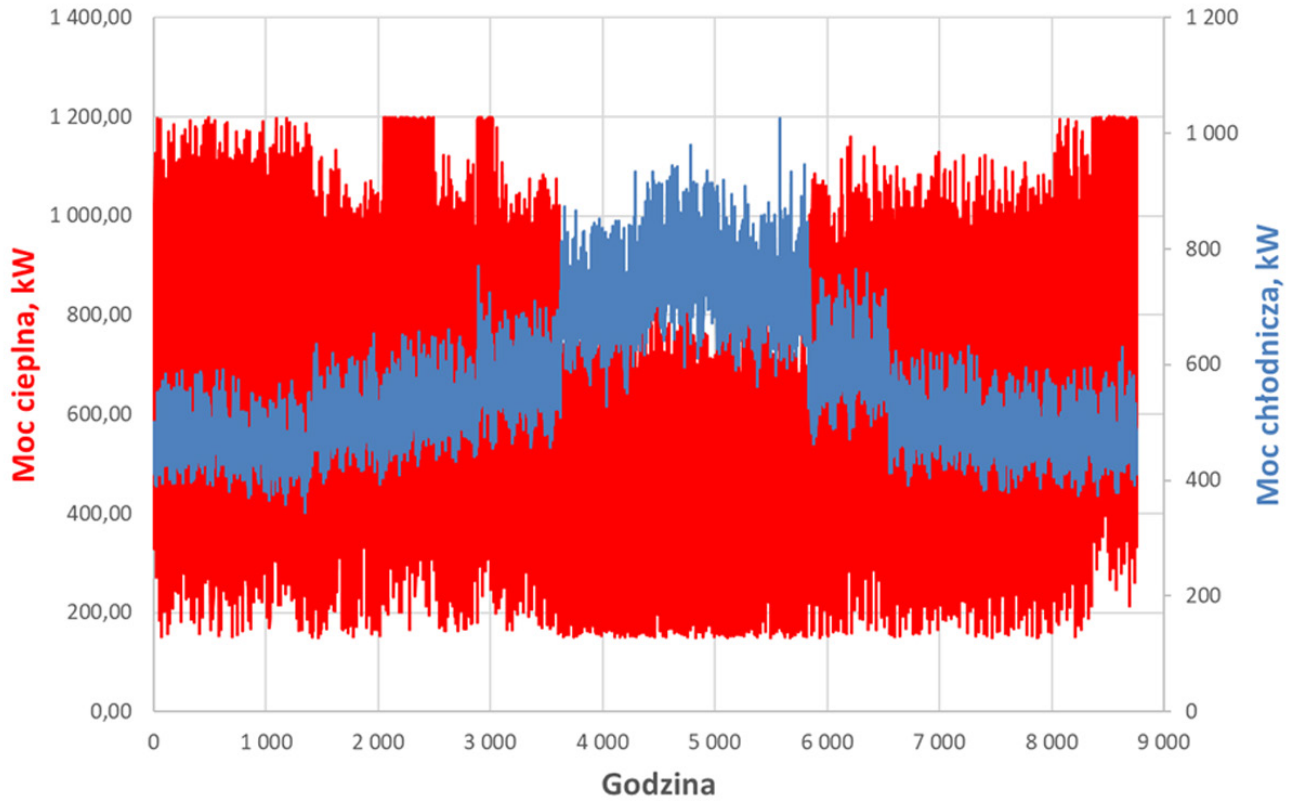
Przed modernizacją systemu wytwarzania ciepła i chłodu zakład mleczarski korzystał z dwóch niezależnych układów:

- Kotłownia gazowa – do produkcji gorącej wody procesowej,
- Agregaty wody lodowej (chillery) – do chłodzenia mleka surowego i produktów gotowych.

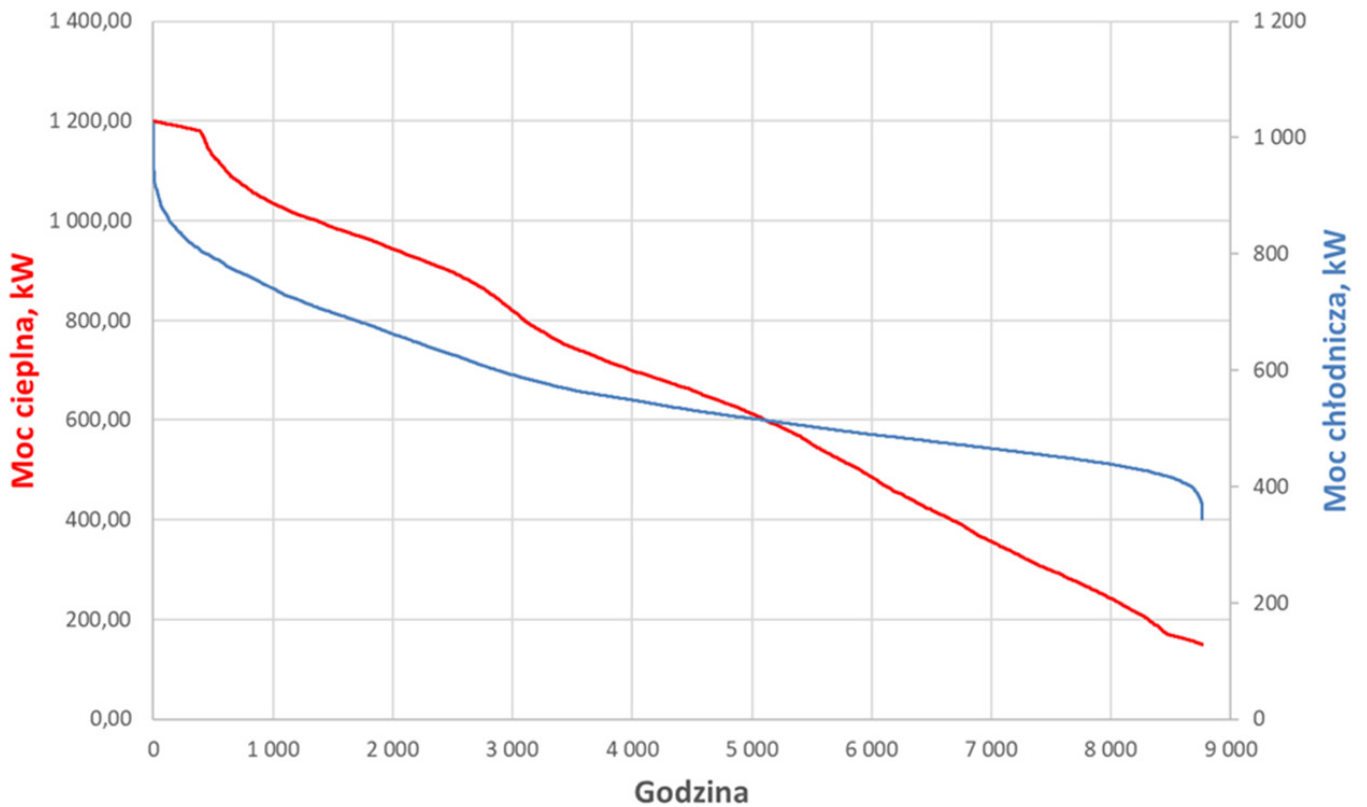
Ciepło na potrzeby procesowe (gorąca woda do temperatury 80 °C) wytwarzane było w kotle gazowym o mocy szczytowej 1 200 kWt. Zgodnie z danymi pomiarowymi przedstawionymi na rysunkach 1 i 2 w kolorze czerwonym (profil godzinowy – rzeczywisty i uporządkowany), roczne zapotrzebowanie zakładu na ciepło wynosiło 20 994 GJ, co odpowiada ok. 5 831 MWh energii cieplnej. Do jego wytworzenia zużywano rocznie 6 972 MWh gazu ziemnego (w przeliczeniu na ciepło spalania). Jak wynika z rozkładu obciążeń widocznego na wykresie, kocioł przez znaczną część roku pracował z mocą niższą od nominalnej, co powodowało spadek sprawności w stosunku do wartości katalogowej.

Chłód technologiczny (woda lodowa o temperaturze od -4 do 8 °C) wytwarzany był w chłodziarkach sprężarkowych o łącznej mocy szczytowej 1 100 kWt. Na podstawie danych z rysunków 1 i 2 (profil zapotrzebowania na chłód – rzeczywisty i uporządkowany – kolor niebieski) roczne zużycie chłodu wynosiło 17 928 GJ, czyli ok. 4 980 MWh energii chłodniczej. Do produkcji tej ilości chłodu zużywano rocznie ok. 1 700 MWh energii elektrycznej, przy średnim sezonowym współczynniku efektywności energetycznej $EER = 2,92$. Wykres wskazuje na znaczne wahania obciążenia w ciągu roku, co również przekładało się na obniżenie efektywności pracy agregatów.

Analiza danych pomiarowych (rys. 1 i 2) wskazała znaczący potencjał poprawy efektywności poprzez integrację układów grzewczego i chłodniczego. W szczególności, odzysk ciepła odpadowego z agregatów chłodniczych i jego wykorzystanie w przygotowaniu wody procesowej mogłoby istotnie zmniejszyć zapotrzebowanie na gaz w kotłowni.



Rysunek 1. Wykres godzinowy zapotrzebowania na moc cieplną i chłodniczą w zakładzie mleczarskim przed modernizacją



Rysunek 2. Uporządkowany wykres godzinowy zapotrzebowania na moc cieplną i chłodniczą w zakładzie mleczarskim przed modernizacją



Podsumowanie pracy układu przed modernizacją

- Brak integracji pomiędzy systemem grzewczym i chłodniczym – energia cieplna oddawana do otoczenia w procesie skraplania czynnika chłodniczego była tracona.
- Kotłownia gazowa musiała pokrywać całe zapotrzebowanie na ciepło, niezależnie od pracy układu chłodniczego.
- Zużycie energii pierwotnej było relatywnie wysokie, a koszty eksploatacyjne dodatkowo rosły w okresach dużej jednoczesnej potrzeby grzania i chłodzenia.
- Emisje CO₂ związane z pracą kotłowni i chłodni stanowiły istotne obciążenie środowiskowe zakładu.

Stan po modernizacji

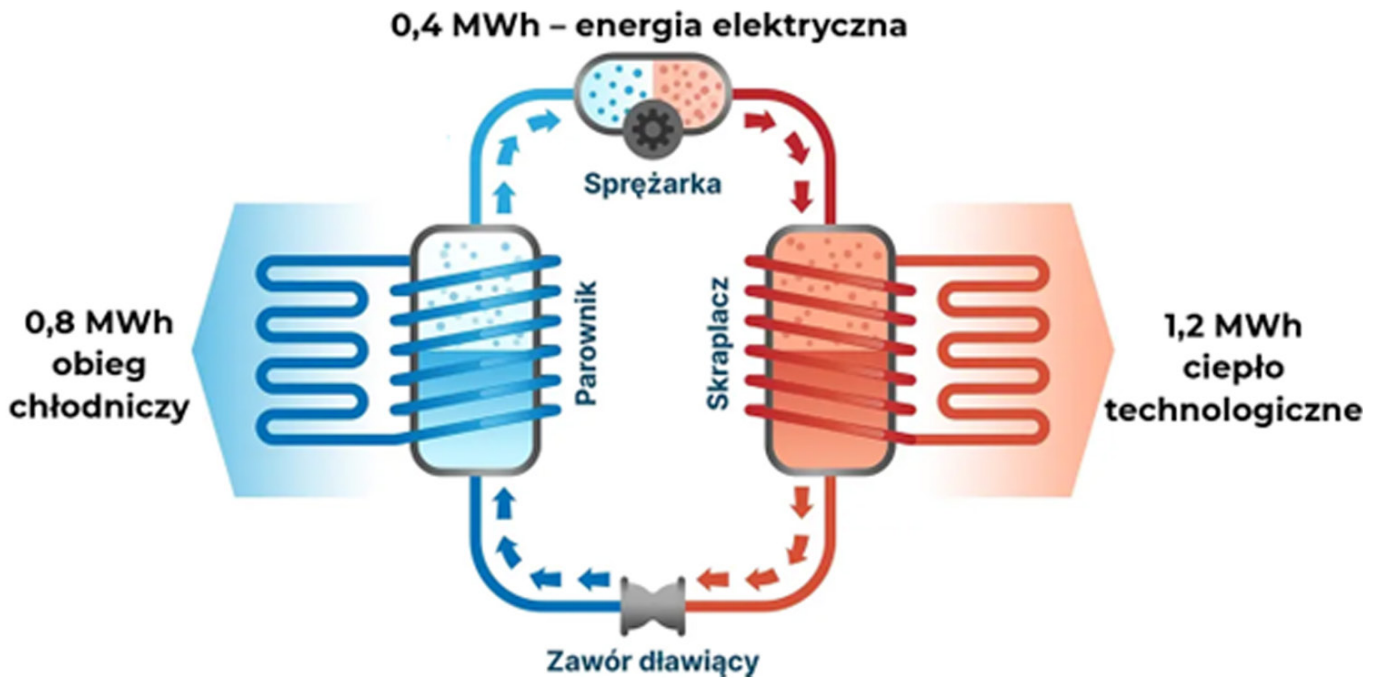
Dotychczas oba procesy były realizowane oddzielnie – chłodzenie za pomocą sprężarkowych agregatów chłodniczych zasilanych energią elektryczną oraz ogrzewanie wody w kotłach opalanych gazem ziemnym.

W ramach modernizacji układów energetycznych zakładu przemysłowego przetwórstwa mleka wprowadzono rozwiązanie wykorzystujące dwufunkcyjną pompę ciepła jako centralny element systemu skojarzonego wytwarzania chłodu i ciepła. Modernizacja miała na celu poprawę efektywności energetycznej, ograniczenie zużycia paliw kopalnych oraz redukcję kosztów eksploatacyjnych.

Zasada działania układu

Dwufunkcyjna pompa ciepła została zaprojektowana w taki sposób, aby jednocześnie realizować dwa procesy:

1. Odbiór ciepła w parowniku – Źródłem energii dla parownika jest woda lodowa z istniejącego układu chłodniczego. Pompa ciepła odbiera ciepło odpadowe z obiegu chłodniczego, który w procesach produkcyjnych schładza m.in. mleko, jogurty, twarogi, serwatkę czy mleko w proszku w procesie suszenia.
2. Wytwarzanie ciepła w skraplaczu – Energia cieplna podniesiona do wyższej temperatury w obiegu pompy ciepła jest przekazywana w skraplaczu do obiegu wody grzewczej. W ten sposób możliwe jest uzyskanie ciepła technologicznego o temperaturze odpowiedniej dla procesów takich jak pasteryzacja, homogenizacja, mycie instalacji (CIP), suszenie serwatki i mleka w proszku czy topienie tłuszczu mlecznego.



Rysunek 3. Schemat procesu działania dwufunkcyjnej pompy ciepła zamontowanej w zakładzie mleczarskim

Zastosowanie dwufunkcyjnej pompy ciepła pozwoliło:

- wykorzystać ciepło odpadowe z procesu chłodzenia, które wcześniej było tracone do otoczenia,
- zredukować obciążenie kotłów gazowych, co przełożyło się na zmniejszenie zużycia gazu ziemnego i emisji CO₂,
- zwiększyć efektywność energetyczną dzięki pracy w układzie skojarzonego wytwarzania chłodu i ciepła (tzw. trigeneracja chłód–ciepło w jednym procesie),
- zoptymalizować pracę istniejących chillerów sprężarkowych, które w wyniku integracji z pompą ciepła mogą pracować w trybie bardziej stabilnym, przy mniejszym zużyciu energii elektrycznej.

Wdrożenie dwufunkcyjnej pompy ciepła istotnie zmieniło bilans energetyczny zakładu. Inwestycja pozwoliła na niemal całkowite wyeliminowanie zużycia gazu ziemnego w kotłowni gazowej – kotły uruchamiane są jedynie w okresach przestojów serwisowych pompy ciepła lub w sytuacjach awaryjnych, co oznacza redukcję zużycia paliwa kopalnego praktycznie do zera w trybie normalnej eksploatacji.

Średnioroczny współczynnik efektywności energetycznej COP pompy ciepła wyniósł 2,85,



co potwierdza wysoką sprawność urządzenia i korzystny bilans energetyczny pomiędzy energią elektryczną zużyta a energią cieplną i chłodniczą dostarczoną do procesów technologicznych.

Ponadto modernizacja znacząco odciąża istniejące chillery sprężarkowe, zmniejszając ich roczną produkcję chłodu o ponad 65% – z poziomu 17 928 GJ/rok przed modernizacją do 6 139 GJ/rok po modernizacji.

Przeprowadzona modernizacja instalacji skutkuje znacznym ograniczeniem zużycia energii i emisji zanieczyszczeń, przy jednoczesnej zmianie struktury nośników energii. Zużycie gazu ziemnego zmniejszyło się z 6 972 do 520 MWh/rok, co odpowiada redukcji na poziomie ok. 93%. Jednocześnie odnotowano wzrost zużycia energii elektrycznej z 1 700 do 2 624 MWh/rok (o ok. 54%), co jest typowe dla rozwiązań, w których źródła gazowe zastępowane są urządzeniami elektrycznymi. Emisja CO₂ związana z użytkowaniem energii zmniejszyła się z 2 414 do 1 671 Mg/rok (o ok. 31%), a zapotrzebowanie na nieodnawialną energię pierwotną obniżyło się z 11 919 do 7 132 MWh/rok, co stanowi redukcję o ok. 40%.

W wariantcie z zasilaniem energią elektryczną z odnawialnych źródeł energii emisja CO₂ spada z 2 414 do 104 Mg/rok (o ok. 96%), natomiast zapotrzebowanie na nieodnawialną energię pierwotną zmniejsza się z 11 919 do 572 MWh/rok (o ok. 95%). Oznacza to, że przy wykorzystaniu energii elektrycznej pochodzącej z OZE możliwe jest niemal całkowite ograniczenie zarówno emisji gazów cieplarnianych, jak i zużycia nieodnawialnych zasobów energii w analizowanym obiekcie.

Tabela 1. Zużycie energii oraz emisje CO₂ przed i po modernizacji w zakładzie mleczarskim

	Przed modernizacją	Po modernizacji	Różnica [MWh/rok]	Różnica [-]
Zużycie gazu [MWh/rok]	6 972	520	6 452	93%
Zużycie energii elektrycznej [MWh/rok]	1 700	2 624	-924	-54%
Emisja CO ₂ [Mg/rok]	2 414	1 671	743	31%
Nieodnawialna energia pierwotna [MWh/rok]	11 919	7 132	4 787	40%
Emisja CO ₂ (100% EE z OZE) [Mg/rok]	2 414	104	2 310	96%
Nieodnawialna energia pierwotna (100% EE z OZE) [MWh/rok]	11 919	572	11 347	95%

Wysokość inwestycji modernizacji instalacji wyniosła 4,2 mln zł, natomiast prosty czas zwrotu (SPBT) wynosi 7,38 lat. Koszty związane z zakupem energii, po przeprowadzeniu modernizacji, zmalały o 44%.

Poniższa analiza dotyczy hipotetycznego wprowadzenia systemu EU ETS 2 oraz wynikających z niego konsekwencji dla zakładów produkcyjnych. Koszty zakupu uprawnień do emisji CO₂ w systemie EU ETS 2 obliczono przy założeniu ograniczenia ceny do 45 €/t EUA oraz alternatywnie bez limitu cenowego, przy cenie 81 €/t EUA. W kalkulacjach przyjęto kurs EUR/PLN na poziomie 4,23 (stan na 21.11.2025).

Tabela 2. Koszty zakupu uprawnień do emisji EU ETS 2 w zakładzie mleczarskim

	Roczne koszty EU ETS 2 – przed modernizacją [PLN/rok]	Roczne koszty EU ETS 2 – po modernizacji [PLN/rok]	Roczne koszty EU ETS 2 – po modernizacji (EE z OZE) [PLN/rok]
Studium przypadku – zakład mleczarski 45 (€/t)	459 505	318 075	19 859
Studium przypadku – zakład mleczarski 81 (€/t)	827 109	572 535	35 745

Powyższe zestawienie pokazuje, jak duży wpływ na przyszłe koszty EU ETS 2 ma zarówno sama modernizacja układu, jak i dodatkowe zasilanie w energię elektryczną z instalacji OZE. Dodatkowo pokazano, jak silnie poziom obciążeń zależy od przyjętej ceny uprawnień, zarówno w wariancie z limitem 45 €/t, jak i przy wyższej cenie 81 €/t EUA.

W scenariuszu z limitem 45 €/t EUA roczne koszty EU ETS 2 przed modernizacją wynoszą 459 505 zł/rok, a po modernizacji spadają do 318 075 zł/rok, co oznacza redukcję o ok. 31%. Najbardziej spektakularny efekt uzyskuje się jednak przy modernizacji połączonej z zasilaniem w energię elektryczną z OZE, wówczas koszty maleją do 19 859 zł/rok, czyli aż od 96%. Pokazuje to, że nawet przy stosunkowo łagodnym poziomie cen uprawnień, inwestycje w efektywność energetyczną i odnawialne źródła energii wyraźnie ograniczają ekspozycję zakładu na koszty emisji.

W wariancie bez limitu cenowego, przy cenie 81 €/t EUA, obciążenia rosną mniej więcej dwukrotnie. Przed modernizacją zakład musiałby ponosić 827 109 zł/rok kosztów EU ETS 2, po modernizacji kwota ta spada do 572 535 zł/rok, a przy pełnym pokryciu zużycia energii elektrycznej z OZE do 35 745 zł/rok. Relacje między poszczególnymi wariantami pozostają podobne jak w scenariuszu 45 €/t, ale skala nominalnych oszczędności jest dużo większa: różnica między stanem wyjściowym a wariantem „po modernizacji (EE z OZE)” sięga blisko 800 tys. zł rocznie.



ZASTOSOWANIE POMPY CIEPŁA ZINTEGROWANEJ Z KOGENERACJĄ

**STUDIUM
PRZYPADKU**

Kolejnym analizowanym studium przypadku jest zastosowanie wodnej pompy ciepła, zintegrowanej z układem kogeneracji gazowej (CHP). Rozwiązanie to umożliwia odzysk ciepła odpadowego, które w tradycyjnych układach jest w znacznej części tracone do otoczenia, np. w procesie chłodzenia silników czy odprowadzania spalin. Dzięki integracji pompy ciepła z kogeneracją możliwe jest zwiększenie całkowitej ilości dostępnego ciepła przy tym samym zużyciu paliwa, co przekłada się na wyższą efektywność energetyczną i niższe koszty eksploatacyjne.

Kogeneracja gazowa (CHP) jest powszechnie stosowana w przemyśle produkcyjnym i ciepłowniczym – według szacunków, układy skojarzone pracują w ok. 20–25% dużych zakładów przemysłowych w Europie, a w sektorach o wysokim zapotrzebowaniu na ciepło procesowe (np. przemysł spożywczy, chemiczny, papierniczy) udział ten przekracza 40%.

W niniejszym przypadku przeanalizowano zabudowę wodnej pompy ciepła w istniejącym układzie kogeneracji gazowej zainstalowanej w zakładzie produkującym wyroby czekoladowe. Głównym impulsem do realizacji inwestycji był gwałtowny wzrost cen gazu ziemnego w pewnym okresie, co wymusiło podjęcie działań mających na celu poprawę efektywności energetycznej zakładu oraz ograniczenie kosztów paliwa.

Zastosowana pompa ciepła pozwala na wytwarzanie ok. 30% więcej ciepła przy tym samym zużyciu gazu w jednostce kogeneracyjnej, wykorzystując energię odpadową z układów chłodzenia silnika i spalin. Takie rozwiązanie zwiększa stopień wykorzystania energii chemicznej paliwa, redukuje zapotrzebowanie na dodatkowe źródła ciepła (np. kotły szczytowe) oraz poprawia bilans środowiskowy zakładu.

Stan przed modernizacją

Zakład produkcji wyrobów czekoladowych kilka lat temu zrealizował inwestycję w układ kogeneracji gazowej o mocy elektrycznej generatora 1 MWe oraz mocy cieplnej 1,1 MWt, przeznaczony do produkcji gorącej wody o parametrach 80/60°C (zasilanie/powrót). Energia elektryczna wytwarzana w jednostce kogeneracyjnej pokrywała w pierwszej kolejności potrzeby własne zakładu, a nadwyżki były odsprzedawane do sieci elektroenergetycznej.

Uzupełnieniem źródła kogeneracyjnego była kotłownia gazowa, wykorzystywana do pokrycia szczytowego zapotrzebowania na ciepło technologiczne oraz w okresach postoju jednostki CHP.

Idea wdrożenia kogeneracji w tamtym okresie była zgodna z kierunkiem poprawy efektywności energetycznej poprzez skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i cieplnej z jednego źródła paliwa. Pozwoliło to na osiągnięcie wymiernych oszczędności

w kosztach energii, a tym samym obniżenie jednostkowego kosztu wytwarzania czekolady i zwiększenie konkurencyjności zakładu na rynku wyrobów czekoladowych.

Poniżej na wykresach przedstawiono dane produkcyjne pracy kogeneracji oraz kotłów gazowych. Kogeneracja pracuje jako źródło podstawowe przy parametrach znamionowych przez cały okres za wyjątkiem planowanych przestojów (serwisy) oraz nieplanowanych przestojów (chwilowe przerwy produkcyjne). Kotły gazowe uzupełniają pokrycie zapotrzebowania na gorącą wodę technologiczną.

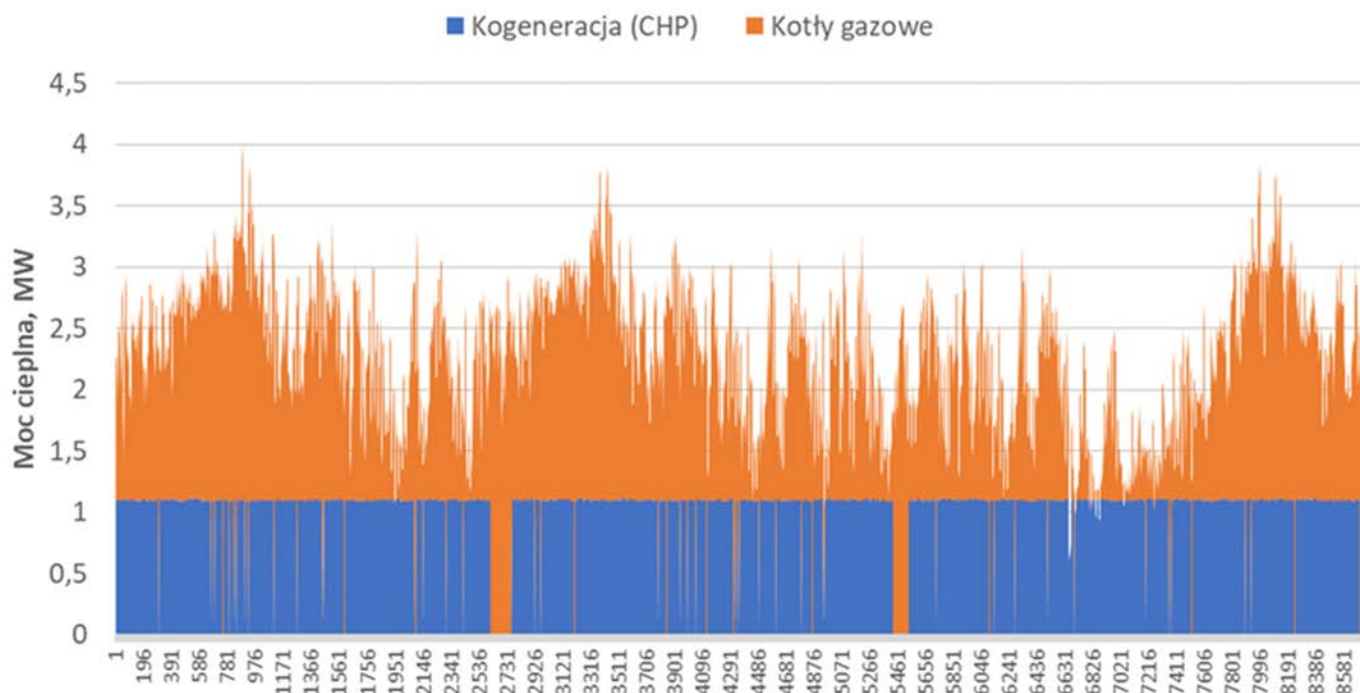
Gorąca woda technologiczna w zakładzie produkującym wyroby czekoladowe jest wykorzystywana w wielu etapach produkcji, zarówno bezpośrednio w procesach technologicznych, jak i w pracach pomocniczych. Najczęstsze obszary zastosowania obejmują:

1. Topienie i kondycjonowanie masy kakaowej – utrzymywanie odpowiedniej temperatury masy kakaowej w zbiornikach i mieszalnikach w celu zachowania jej plastyczności i umożliwienia dalszego przetwarzania.
2. Podgrzewanie masła kakaowego – zapewnienie odpowiedniej temperatury (ok. 50–60°C) w zbiornikach magazynowych, co ułatwia dozowanie i mieszanie z pozostałymi składnikami.
3. Temperowanie masy czekoladowej – stabilizacja kryształów tłuszczu kakaowego w procesie temperowania, gdzie gorąca woda wykorzystywana jest w wymiennikach do kontroli temperatury.
4. Podgrzewanie syropów cukrowych i mlecznych – utrzymanie temperatury roztworów w procesie przygotowania nadzień i polew.
5. Czyszczenie instalacji (CIP) – gorąca woda stosowana jest do mycia obiegów technologicznych, zbiorników, rurociągów i wymienników ciepła, często w połączeniu ze środkami chemicznymi.
6. Podgrzewanie wody do wytwarzania pary niskociśnieniowej – w niektórych urządzeniach pomocniczych gorąca woda stanowi zasilanie kotłów parowych niskiego ciśnienia do procesów technologicznych.
7. Utrzymywanie temperatury form i urządzeń produkcyjnych – zapobieganie zbyt szybkiemu stygnięciu masy czekoladowej w formach oraz podtrzymywanie temperatury w elementach linii produkcyjnej.

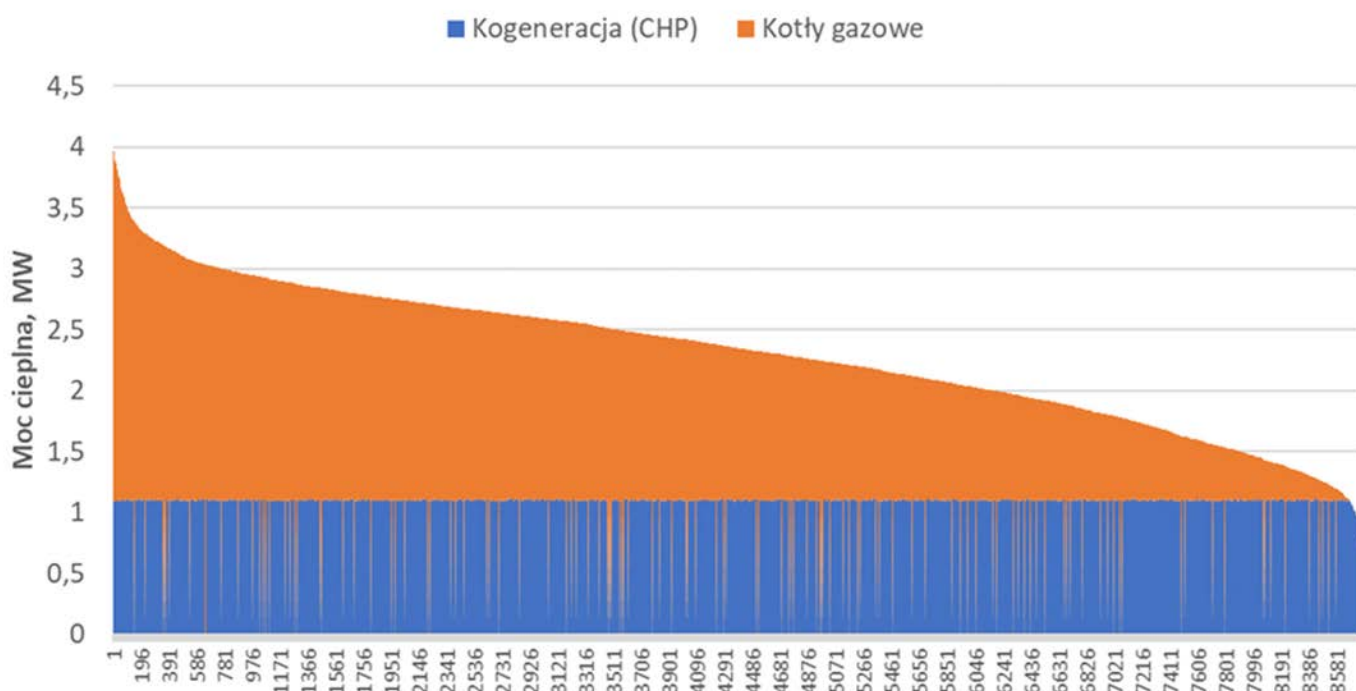
Roczne zużycie gazu ziemnego w zakładzie, obejmujące zarówno potrzeby układu kogeneracyjnego, jak i kotłów gazowych, wynosiło łącznie 31 497 MWh. Z tej ilości około 22 444 MWh, co stanowiło 71% całkowitego zużycia paliwa, przypadało na pracę jednostki kogeneracyjnej. Pozostałe 29% gazu zużywane było w kotłach gazowych, które pełniły funkcję podstawowego źródła ciepła technologicznego w okresach, gdy kogeneracja

nie pokrywała pełnego zapotrzebowania zakładu.

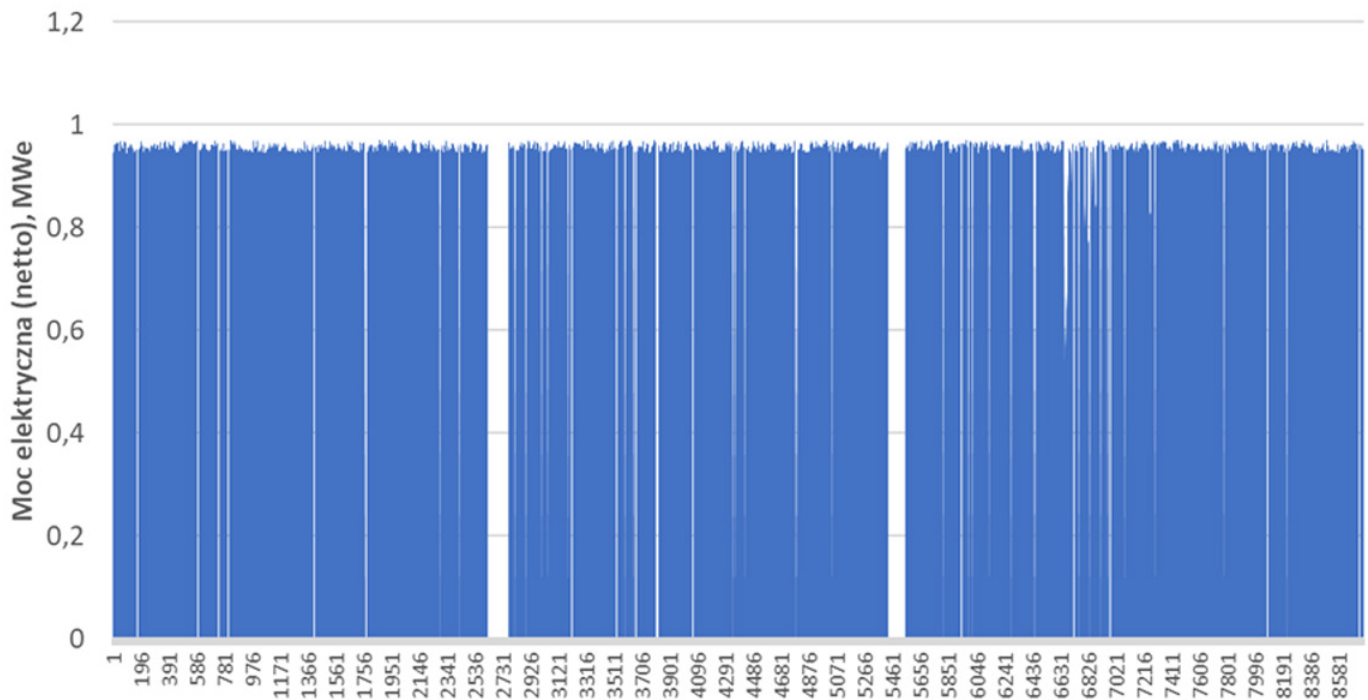
Przed modernizacją jednostka kogeneracyjna wytwarzała rocznie około 7 887 MWh energii elektrycznej netto, tj. po odjęciu energii zużytej na potrzeby własne samego układu CHP. Około 40% tej produkcji było wykorzystywane do pokrycia wewnętrznego zapotrzebowania zakładu produkcji czekolady, natomiast pozostałe 60% stanowiło nadwyżkę, która była odsprzedawana do krajowej sieci elektroenergetycznej.



Rysunek 4. Wykres godzinowy pokrycia zapotrzebowania na moc cieplną w zakładzie produkcji wyrobów czekoladowych przed modernizacją



Rysunek 5. Uporządkowany wykres godzinowy pokrycia zapotrzebowania na moc cieplną w zakładzie produkcji wyrobów czekoladowych przed modernizacją



Rysunek 6. Wykres godzinowy produkcji energii elektrycznej w zakładzie produkcji wyrobów czekoladowych przed modernizacją

Stan po modernizacji

Na podstawie wyników przeprowadzonych audytów efektywności energetycznej zakład produkcji wyrobów czekoladowych podjął decyzję o wdrożeniu przemysłowej wodnej pompy ciepła, zintegrowanej z istniejącym układem kogeneracji gazowej. Urządzenie to wykorzystuje ciepło odpadowe z procesu pracy jednostki CHP, które wcześniej nie było w pełni zagospodarowane. Moc cieplna wodnej pompy ciepła wynosi 350 kWt.

Zastosowanie pompy ciepła umożliwiło znaczną poprawę efektywności energetycznej układu kogeneracyjnego poprzez zwiększenie całkowitej produkcji ciepła technologicznego przy zachowaniu zbliżonego rocznego zużycia gazu ziemnego. Dzięki temu zakład mógł w większym stopniu pokrywać swoje zapotrzebowanie ciepłe z własnych, bardziej efektywnych źródeł, ograniczając pracę kotłów gazowych i redukując koszty eksploatacyjne.

Rozwiązanie opierało się na zintegrowaniu jednostki kogeneracyjnej opartej o silnik tłokowy z pompą ciepła. Połączenie pompy ciepła, która pozwala pobrać niewielką porcję energii elektrycznej wyprodukowanej przez jednostkę do zamiany ciepła odpadowego w energię użytkową pozwala na znaczne podniesienie sprawności całej instalacji. Ciepło odpadowe odbierane jest poprzez dodatkowy obieg, a następnie kierowana na parownik pompy ciepła.

Miejscem z którego jest odebrane ciepło odpadowe jest obieg chłodzenia niskotemperaturowego, oraz dodatkowy wymiennik spalinowy. Standardowo spaliny wychładzane są do poziomu pozwalającego na zasilanie obiegu wysokotemperaturowego. W tym przypadku obieg pośredniczący odbiera ciepło ze spalin chłodząc je do temperatury niższej niż standardowa w dodatkowym wymienniku ciepła wykonanym ze specjalnych materiałów, a finalnie przejmuje całą energię termiczną obiegu chłodzenia niskotemperaturowego. Dodatkowo odzyskiwać można jeszcze ciepło z wentylacji.

Strumień ciepła odpadowego pełni funkcję dolnego źródła ciepła dla pompy. Kompresor zasilany jest energią elektryczną wyprodukowaną przez zespół. (Schemat integracji wodnej pompy ciepła z zespołem kogeneracyjnym przedstawiono na rysunku poniżej.) W celu zwiększenia efektywności istniejącego układu kogeneracji gazowej, w zakładzie zainstalowano przemysłową wodną pompę ciepła wraz z niezbędną infrastrukturą odzysku i przesyłu energii cieplnej. Główne elementy integracji obejmują:

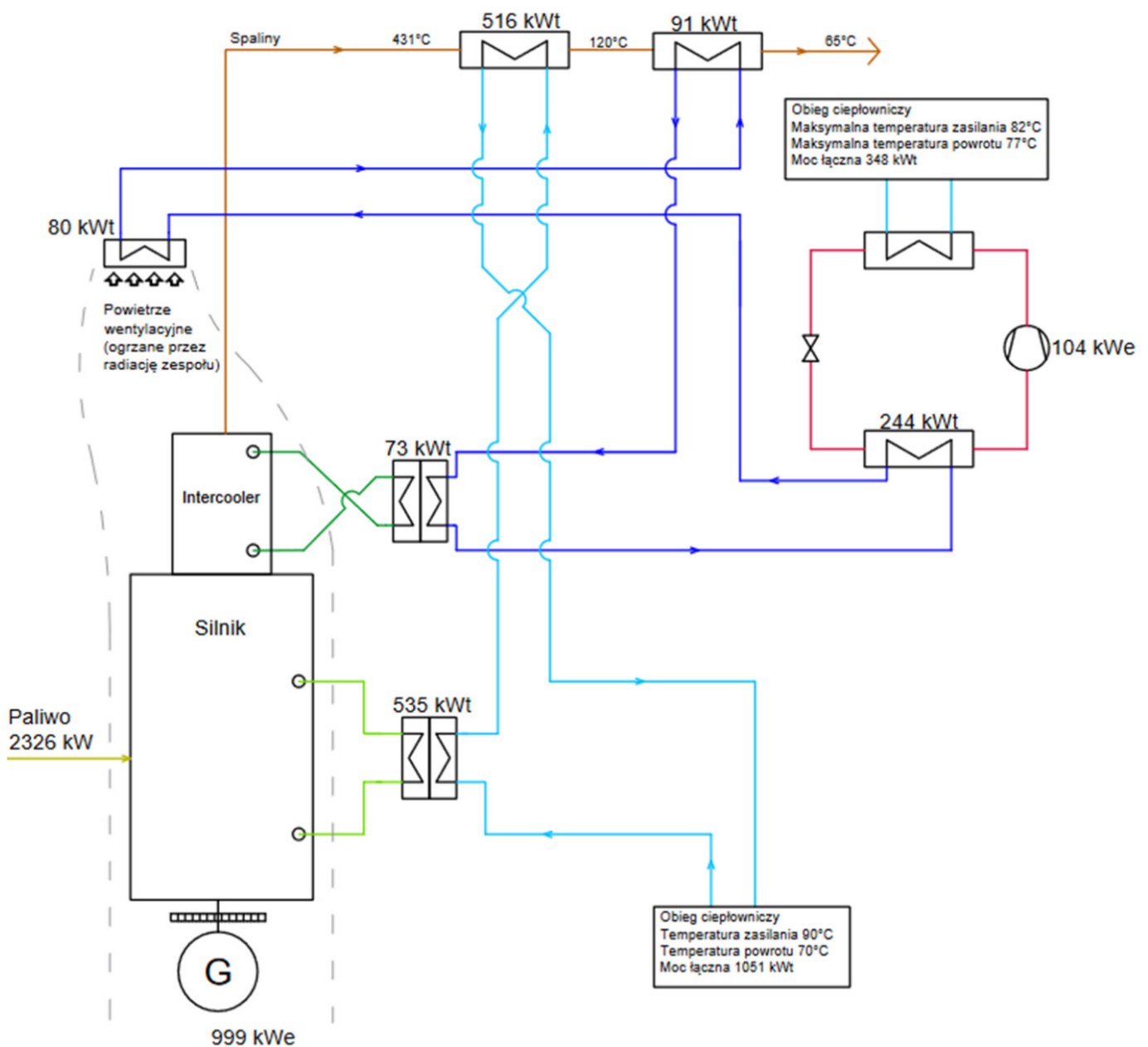
- Obieg odbioru ciepła odpadowego – dedykowany układ hydrauliczny, którego zadaniem jest zbieranie energii cieplnej z różnych punktów technologicznych jednostki kogeneracyjnej.
- Płytowy wymiennik ciepła niskotemperaturowego – odbiera energię z obiegu LT (Low Temperature) i przekazuje ją do obiegu zasilającego pompę ciepła, umożliwiając efektywne wykorzystanie ciepła o niższych parametrach.
- Spalinowy wymiennik ciepła – pozwala na obniżenie temperatury gazów spalinowych do ok. 60°C, jednocześnie odzyskując znaczną ilość energii, która w standardowych układach jest tracona do atmosfery.
- Kompresyjna pompa ciepła – z parownikiem wpiętym w obieg odbioru ciepła odpadowego, wyposażona w sprężarkę, skraplacz, zawór rozprężny i pozostałe elementy typowe dla przemysłowych pomp ciepła, umożliwia podniesienie temperatury odzyskanej energii do poziomu użytecznego w procesach technologicznych zakładu.

Korzyści wynikające z zastosowania układu:

- Minimalizacja strat energii – dzięki wykorzystaniu ciepła odpadowego z kogeneracji straty cieplne są niemal całkowicie ograniczone, co przekłada się na wyraźny wzrost sprawności całej instalacji.
- Większa produkcja ciepła przy tym samym zużyciu paliwa – pompa ciepła umożliwia znaczące zwiększenie ilości dostępnego ciepła technologicznego bez wzrostu zużycia gazu w jednostce CHP.
- Redukcja jednostkowej emisji zanieczyszczeń – większa ilość wytwarzanego ciepła z tej

samej ilości paliwa powoduje obniżenie emisji CO₂ oraz innych substancji szkodliwych w przeliczeniu na jednostkę wyprodukowanego ciepła.

- Niższe koszty eksploatacji – w przeliczeniu na jednostkę wyprodukowanego ciepła koszty wytwarzania są niższe w porównaniu do pracy bez odzysku energii odpadowej.
- Zgodność z polityką klimatyczną UE – ciepło odpadowe, zgodnie z praktyką unijną, traktowane jest jako odnawialne źródło energii, co sprzyja realizacji celów w zakresie redukcji emisji i zwiększenia udziału OZE w miksie energetycznym.



Rysunek 7. Schemat bilansu energii układu kogeneracyjnego w zakładzie produkcji wyrobów czekoladowych



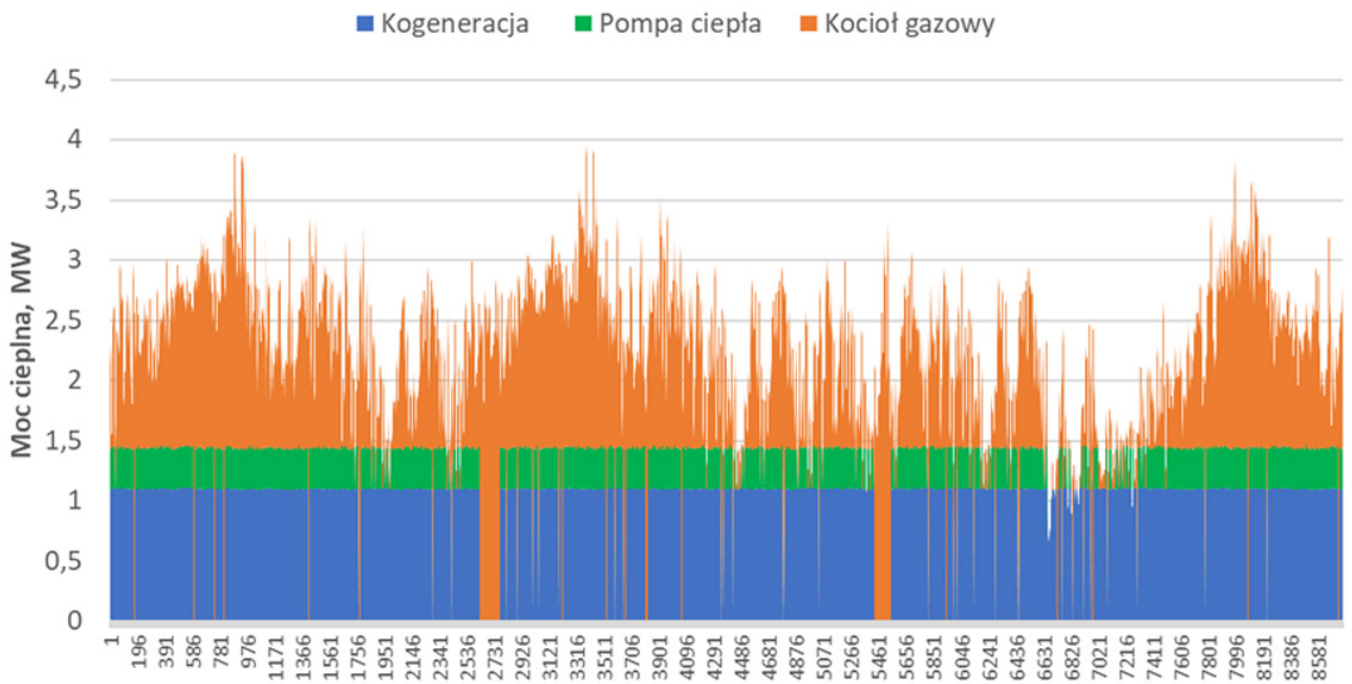
Analiza eksploatacji po modernizacji wykazała istotne korzyści wynikające z wdrożenia wodnej pompy ciepła współpracującej z jednostką kogeneracyjną. Urządzenie pracowało w trybie równoległym z kogeneracją, osiągając znamionową moc cieplną na poziomie około 350 kWt.

Najważniejszym efektem modernizacji było znaczące odciążenie kotłów gazowych, co przełożyło się na redukcję zużycia gazu ziemnego o około 2 792 MWh/rok. Tak wyraźny spadek zapotrzebowania na paliwo wynikał m.in. z odzysku i ponownego wykorzystania ciepła odpadowego, w tym energii pochodzącej z kondensacji spalin.

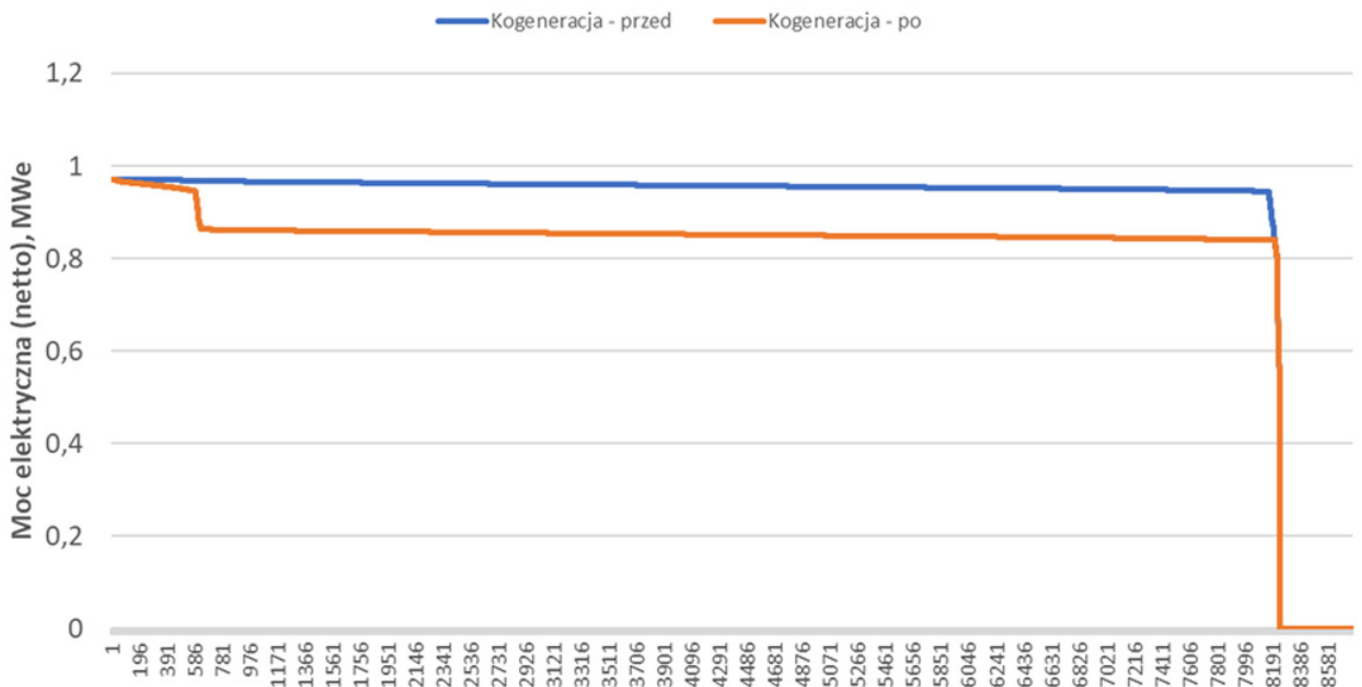
Wdrożenie pompy ciepła wpłynęło także na poprawę całkowitej sprawności energetycznej układu kogeneracyjnego o ponad 13 punktów procentowych – z poziomu 87% przed modernizacją do 100% (w odniesieniu do wartości opałowej) po modernizacji. Oznacza to, że w przeliczeniu na jednostkę zużytego paliwa układ wytwarzał więcej energii użytecznej (cieplnej i elektrycznej łącznie), co wpisuje się w najlepsze praktyki efektywności energetycznej.

Należy jednak zauważyć, że zwiększona produkcja ciepła była realizowana kosztem spadku rocznej produkcji energii elektrycznej netto, wynikającego z konieczności zasilania pompy ciepła energią elektryczną. W efekcie wytwarzanie energii elektrycznej netto zmniejszyło się o około 806 MWh/rok – z poziomu 7 887 MWh/rok przed modernizacją do 7 081 MWh/rok po modernizacji.

Podsumowując, integracja wodnej pompy ciepła z kogeneracją umożliwiła istotną poprawę efektywności energetycznej całego systemu, redukcję zużycia paliwa kopalnego oraz optymalne zagospodarowanie ciepła odpadowego, przy jedynie niewielkim spadku produkcji energii elektrycznej netto.



Rysunek 8. Wykres godzinowy pokrycia zapotrzebowania na moc cieplną w zakładzie produkcji wyrobów czekoladowych po modernizacji



Rysunek 9. Uporządkowany wykres godzinowy produkcji energii elektrycznej w zakładzie produkcji wyrobów czekoladowych po modernizacji

Przeprowadzona modernizacja instalacji przyczyniła się do ograniczenia zużycia energii oraz emisji zanieczyszczeń. Zużycie gazu ziemnego zmniejszyło się z 31 497 do 28 705 MWh/rok, co odpowiada redukcji o ok. 9%. Jednocześnie odnotowano spadek zużycia energii elektrycznej z 7 887 do 7 081 MWh/rok (o ok. 10%). Emisja CO₂ związana z użytkowaniem energii spadła z 6 319 do 5 759 Mg/rok (również o ok. 9%), natomiast zapotrzebowanie na nieodnawialną energię pierwotną uległo zmniejszeniu z 54 364 do 49 278 MWh/rok, co oznacza redukcję na poziomie ok. 9%.

Tabela 3. Zużycie energii oraz emisje CO₂ przed i po modernizacji w zakładzie produkcji wyrobów czekoladowych

	Przed modernizacją	Po modernizacji	Różnica [MWh/rok]	Różnica [%]
Zużycie gazu [MWh/rok]	31 497	28 705	2 792	9%
Produkcja energii elektrycznej netto [MWh/rok]	7 887	7 081	806	10%
Emisja CO ₂ [Mg/rok]	6 319	5 759	560	9%
Nieodnawialna energia pierwotna [MWh/rok]	54 364	49 278	5 086	9%

Integracja wodnej pompy ciepła z układem kogeneracyjnym stanowi skuteczny sposób na znaczącą poprawę efektywności energetycznej, pozwalając na maksymalne wykorzystanie energii zawartej w paliwie poprzez odzysk i zagospodarowanie ciepła odpadowego. Takie rozwiązanie przekłada się na obniżenie kosztów wytwarzania ciepła technologicznego, a tym samym na redukcję kosztów produkcji w zakładach przemysłowych.

Biorąc pod uwagę, że kogeneracja gazowa jest obecnie powszechnie stosowana w wielu gałęziach przemysłu oraz w ciepłownictwie, integracja jej z wodną pompą ciepła stanowi rozwiązanie o bardzo dużym potencjale wdrożeniowym. Może ono przyczynić się do poprawy konkurencyjności przedsiębiorstw, zwiększenia ich niezależności energetycznej oraz realizacji celów klimatycznych związanych z efektywnością energetyczną i redukcją emisji gazów cieplarnianych.

Nakłady inwestycyjne modernizacji instalacji wyniosły około 1,2 mln zł, natomiast prosty czas zwrotu (SPBT) wyniósł 5,72 lata.

Poniższa analiza dotyczy hipotetycznego wprowadzenia systemu EU ETS 2 oraz wynikających z niego konsekwencji dla zakładów produkcyjnych. Koszty zakupu

uprawnień do emisji CO₂ w systemie EU ETS 2 obliczono przy założeniu ograniczenia ceny do 45 €/t EUA oraz alternatywnie bez limitu cenowego, przy cenie 81 €/t EUA. W kalkulacjach przyjęto kurs EUR/PLN na poziomie 4,23 (stan na 21.11.2025).

Tabela 4. Posumowanie rocznych kosztów uprawnień do emisji CO₂ EU ETS 2 w zakładzie produkcji wyrobów czekoladowych


	Roczne koszty EU ETS 2 – przed modernizacją [PLN/rok]	Roczne koszty EU ETS 2 – po modernizacji [PLN/rok]
Studium przypadku – zakład produkcji wyrobów czekoladowych (45 €/t)	1 202 822	1 096 226
Case study – zakład produkcji wyrobów czekoladowych (81 €/t)	2 165 079	1 973 206

W zakładzie produkcji wyrobów czekoladowych roczne koszty EU ETS 2 przed modernizacją wynosiłyby 1 202 822 zł/rok przy cenie uprawnień 45 €/t EUA oraz 2 165 079 zł/rok przy wyższej cenie 81 €/t EUA. Pokazuje to, że instalacja już na starcie jest wyraźnie narażona na koszty związane z emisją CO₂, co jest poziomem typowym dla zakładów, w których istotny udział mają paliwa kopalne.

Po przeprowadzeniu modernizacji potencjalne koszty EU ETS 2 spadają odpowiednio do 1 096 226 zł/rok (przy 45 €/t EUA) oraz 1 973 206 zł/rok (przy 81 €/t EUA), co oznacza redukcję rzędu ok. 9% w obu wariantach cenowych. Nie jest to spektakularna zmiana w sensie procentowym, ale z punktu widzenia finansowego stanowi już zauważalną, powtarzalną oszczędność, którą można traktować jako dodatkowy, trwały efekt modernizacji, obok zmniejszonego zużycia energii czy poprawy niezawodności instalacji.

Z drugiej strony, nawet po modernizacji poziom kosztów EU ETS 2 pozostaje wysoki, przekraczając 1 mln zł rocznie przy niższej cenie uprawnień i zbliżając się do 2 mln zł rocznie przy wyższej. To wyraźny sygnał, że zakład nadal jest silnie uzależniony od emisyjnych nośników energii i wrażliwy na wzrost cen EUA. Nawet relatywnie „umiarkowana” modernizacja, bez zmiany miksu energii na OZE, przynosi realne, powtarzalne oszczędności, szczególnie przy wyższych cenach EUA. Z drugiej strony, nawet po modernizacji zakład pozostaje silnie narażony na koszty EU ETS 2, przy 81 €/t mówimy nadal o blisko 2 mln zł rocznie.

Oznacza to, że modernizacja jest krokiem w dobrym kierunku, ale w dłuższym horyzoncie, jeśli ceny uprawnień będą rosły, konieczne mogą się okazać kolejne działania (np. głębsza elektryfikacja procesów, ograniczanie gazu, wejście w OZE), aby znacząco zmniejszyć wrażliwość zakładu na politykę klimatyczną. W niniejszym zakładzie nie analizowano zastąpienia całkowitego zapotrzebowania na energię elektryczną instalacjami OZE ze względu na istniejącą instalację kogeneracyjną, która w pełni pokrywa zapotrzebowanie na energię elektryczną pompy ciepła.



ZASTOSOWANIE POMPY CIEPŁA – HALE PRODUKCYJNE

**STUDIUM
PRZYPADKU**

W ramach rozważanych rozwiązań poprawy efektywności energetycznej zakładu analizie poddano wariant zabudowy kaskadowej pompy ciepła, składającej się z modułu powietrznego i modułu wodnego, połączonych w jeden układ technologiczny.

Dolnym źródłem pierwszego stopnia (pompy powietrznej) jest ciepłe powietrze wywiewane z hal produkcyjnych, odprowadzane dotychczas bezpośrednio do atmosfery przez system wentylacyjny. W zakładach o wysokim obciążeniu cieplnym procesów technologicznych, takich jak produkcja papieru, temperatura powietrza wywiewanego często utrzymuje się w zakresie 25–35°C, co stanowi cenne źródło ciepła odpadowego.

Pierwszy stopień pompy ciepła podnosi temperaturę odebranego ciepła do poziomu umożliwiającego efektywne zasilenie drugiego stopnia – pompy wodnej, pracującej w obiegu kaskadowym. Wodna pompa ciepła zwiększa temperaturę czynnika grzewczego do parametrów wymaganych przez instalacje technologiczne zakładu (np. gorąca woda o temperaturze 80/60°C).

Tak uzyskana energia cieplna jest kierowana do systemu wytwarzania ciepła technologicznego, odciążając kotły gazowe i pozwalając na pokrycie części zapotrzebowania cieplnego z odzysku energii odpadowej.

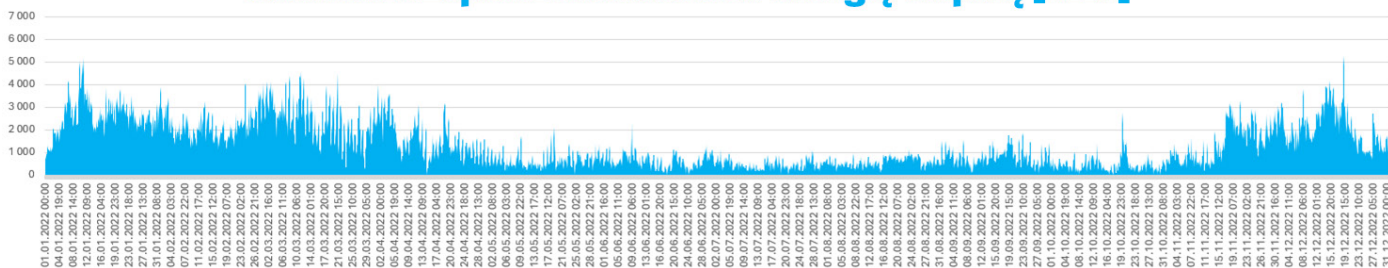
Rozwiązanie bywa realizowane jako zestaw jednostek zewnętrznych (powietrznych) oraz kontenerowych/budynkowych modułów woda/woda (sprężarki śrubowe/scroll), ze sterowaniem nadrzędnym. Schemat ideowy takiej integracji przedstawiono na rysunku 11.

Projektowany układ pomp ciepła w jednej z hal produkcyjnych zawierać ma planowo baterie 7 powietrznych pomp ciepła, które zasilać będą dwie wodne pompy ciepła, które pracować będą na kolektor wody gorącej, odciążając istniejące kotły gazowe.

Stan przed modernizacją

Zakład przetwórstwa papieru do wytwarzania gorącej wody technologicznej oraz do ogrzewania pomieszczeń obecnie wykorzystuje 3 kotły gazowe o mocy cieplnej każdy po 2 MW. Obecnie kotły gazowe wytwarzają rocznie 55 692 GJ ciepła, zużywając przy tym 16 457 MWh gazu ziemnego. Poniżej na wykresie przedstawiono wykres godzinowy produkcji gorącej wody z kotłów gazowych, wygenerowany bezpośrednio z systemu SCADA.

Całkowite zapotrzebowanie na energię cieplną [kWh]



Rysunek 10. Wykres godzinowy produkcji gorącej wody z kotłów gazowych w zakładzie przetwórstwa papieru przed modernizacją

Stan po modernizacji

W ramach projektu przewiduje się zastosowanie pompy ciepła, której źródłem dolnym będzie powietrze odprowadzane z systemu wentylacyjnego hali produkcyjnej. Rozwiązanie to pozwala na efektywne zagospodarowanie energii cieplnej zawartej w powietrzu usuwanym z obiektu, co przyczyni się do obniżenia zapotrzebowania na energię pierwotną oraz zwiększenia ogólnej efektywności energetycznej zakładu.

Jako źródło powietrza do współpracy z pompą ciepła wybrano cztery kanały wyrzutni powietrza, charakteryzujące się najwyższym potencjałem przepływu chwilowego. Dane techniczne zestawiono w poniższej tabeli:

Tabela 5. Sumaryczny przepływ chwilowy w wybranych pomieszczeniach w zakładzie przetwórstwa papieru

Lokalizacja	Sumaryczny przepływ chwilowy [m ³ /h]
Pomieszczenie 1	132 321,8
Pomieszczenie 2	20 809,9
Pomieszczenie 3	54 470,5
Pomieszczenie 4	21 678,5

Dodatkowo założono parametry fizyczne powietrza odprowadzanego z pomieszczeń:

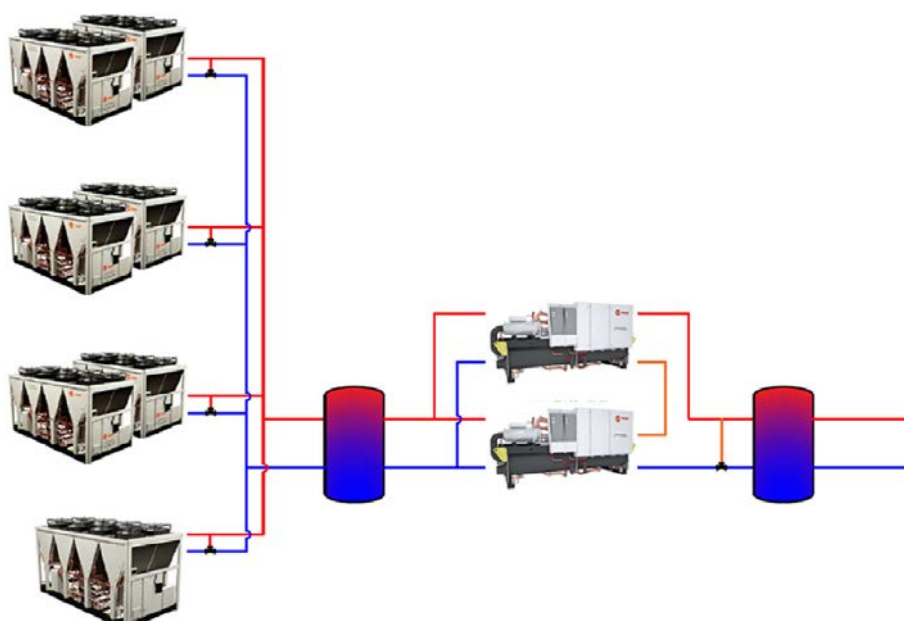
- Temperatura: 20 °C, (przyjęto najniższą dostępną temperaturę)
- Wilgotność względna: 45 %.

Wyżej wymienione strumienie powietrza stanowią stabilne i powtarzalne źródło energii cieplnej, które może zostać wykorzystane przez pompę ciepła jako dolne źródło. W szczególności, największy potencjał odzysku ciepła występuje w pomieszczeniu 1, charakteryzującym się przepływem ponad 132 tys. m³/h.

Na podstawie przeprowadzonych analiz w fazie projektowej opracowano koncepcję układu kaskadowego pomp ciepła o łącznej mocy dyspozycyjnej 700 kWt. Instalacja będzie składać się z baterii siedmiu powietrznych pomp ciepła, produkujących wodę grzewczą o temperaturze do 45 °C. Następnie medium to zostanie skierowane do dwóch wodnych pomp ciepła, które podniosą temperaturę wody do poziomu 90 °C. Schemat proponowanego rozwiązania został przedstawiony na poniższym rysunku.

Projektowany układ pomp ciepła będzie pokrywał podstawowe zapotrzebowanie zakładu na gorącą wodę, generując rocznie 20 664 GJ energii cieplnej. Średnioroczny współczynnik efektywności energetycznej (COP) wyniesie 3,6, natomiast zużycie energii elektrycznej do napędu pomp szacuje się na 1 594 MWh/rok.

Efektym wdrożenia systemu będzie częściowe odciążenie istniejących kotłów gazowych, co pozwoli na ograniczenie zużycia gazu ziemnego o 6 106 MWh/rok oraz redukcję emisji dwutlenku węgla o około 1 217 ton/rok.



Rysunek 11. Schemat kaskadowej instalacji pomp ciepła w zakładzie przetwórstwa papieru (źródło: trane.com)

Przeprowadzona modernizacja instalacji przyczyniła się do ograniczenia zużycia energii przy zmianie struktury nośników. Zużycie gazu ziemnego zmniejszyło się z 16 457 do 10 351 MWh/rok, co oznacza redukcję o ok. 37%. Jednocześnie odnotowano wzrost zużycia energii elektrycznej z 16 350 do 17 944 MWh/rok (o ok. 10%), co jest charakterystyczne dla rozwiązań opartych w większym stopniu na urządzeniach elektrycznych. Emisja CO₂ związana z użytkowaniem energii uległa niewielkiemu obniżeniu – z 13 063 do 12 789 Mg/rok (o ok. 2%), a zapotrzebowanie na nieodnawialną energię pierwotną zmniejszyło się z 58 978 do 56 246 MWh/rok, co odpowiada redukcji na poziomie ok. 5%.

W wariantcie z zasilaniem energią elektryczną z odnawialnych źródeł energii efekty środowiskowe są znacznie większe. Emisja CO₂ spada z 13 063 do 2 077 Mg/rok, co stanowi redukcję o ok. 84%, natomiast zapotrzebowanie na nieodnawialną energię pierwotną obniża się z 58 978 do 11 386 MWh/rok (o ok. 81%). Oznacza to znaczące ograniczenie oddziaływania analizowanego obiektu na środowisko w przypadku zastosowania energii elektrycznej pochodzącej z OZE.

Tabela 6. Zużycie energii oraz emisje CO₂ przed i po modernizacji w zakładzie przetwórstwa papieru

	Przed modernizacją	Po modernizacji	Różnica [MWh/rok]	Różnica [%]
Zużycie gazu [MWh/rok]	16 457	10 351	6 106	37%
Zużycie energii elektrycznej [MWh/rok]	16 350	17 944	-1 594	-10%
Emisja CO ₂ [Mg/rok]	13 063	12 789	274	2%
Nieodnawialna energia pierwotna [MWh/rok]	58 978	56 246	2 732	5%
Emisja CO ₂ (100% EE z OZE) [Mg/rok]	13 063	2 077	10 986	84%
Nieodnawialna energia pierwotna (100% EE z OZE) [MWh/rok]	58 978	11 386	47 592	81%

Wysokość inwestycji modernizacji instalacji wyniosła 2,9 mln zł, natomiast prosty czas zwrotu (SPBT) jest równy 10,42 lat. Koszty związane z zakupem energii, po przeprowadzeniu modernizacji zmalały o 23%.

Poniższa analiza dotyczy hipotetycznego wprowadzenia systemu EU ETS 2 oraz wynikających z niego konsekwencji dla zakładów produkcyjnych. Koszty zakupu uprawnień do emisji CO₂ w systemie EU ETS 2 obliczono przy założeniu ograniczenia

ceny do 45 €/t EUA oraz alternatywnie bez limitu cenowego, przy cenie 81 €/t EUA. W kalkulacjach przyjęto kurs EUR/PLN na poziomie 4,23 (stan na 21.11.2025).

Tabela 7. Posumowanie rocznych kosztów uprawnień do emisji CO₂ EU ETS 2 w zakładzie przetwórstwa papieru

	Roczne koszty EU ETS 2 - przed modernizacją [PLN/rok]	Roczne koszty EU ETS 2 - po modernizacji [PLN/rok]	Roczne koszty EU ETS 2 - po modernizacji (EE z OZE) [PLN/rok]
Case study - zakład przetwórstwa papieru (45 €/t EUA)	2 486 542	434 386	395 300
Case study - zakład przetwórstwa papieru (81 €/t EUA)	4 475 776	4 381 895	711 540

W zakładzie przetwórstwa papieru potencjalne roczne koszty EU ETS 2 przed modernizacją wynosiłyby 2 486 542 zł/rok przy cenie 45 €/t EUA oraz 4 475 776 zł/rok przy 81 €/t EUA. Już sam ten poziom pokazuje, że papiernia, jako zakład silnie energochłonny i oparty w dużej mierze na paliwach kopalnych, byłaby jednym z bardziej narażonych sektorów na koszty związane z emisją CO₂ w systemie ETS 2.

Po przeprowadzeniu modernizacji, ale jeszcze bez wykorzystania OZE, koszty EU ETS 2 spadają jedynie nieznacznie: do 2 434 386 zł/rok (45 €/t) oraz 4 381 895 zł/rok (81 €/t). Odpowiada to redukcji rzędu ok. 2%. Można więc stwierdzić, że klasyczna modernizacja instalacji, choć technicznie uzasadniona i potrzebna, ma w przypadku tak energochłonnego zakładu, znikomy efekt jeśli chodzi o obniżenie obciążeń wynikających z polityki klimatycznej. Papiernia pozostaje wciąż bardzo wrażliwa na poziom cen uprawnień EUA.

Zupełnie inny obraz pojawia się w scenariuszu, w którym po modernizacji założono pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną z OZE. Wtedy roczne koszty EU ETS 2 spadają do 395 300 zł/rok przy 45 €/t oraz 711 540 zł/rok przy 81 €/t. Oznacza to redukcję obciążeń o ponad 84% względem stanu wyjściowego. W praktyce pokazuje to, że w przypadku zakładu przetwórstwa papieru dopiero połączenie modernizacji z przejściem na „zieloną” energię elektryczną pozwala realnie ograniczyć koszty EU ETS 2 i ryzyko dalszych wzrostów cen uprawnień, stając się kluczowym elementem długoterminowej strategii dekarbonizacji i utrzymania konkurencyjności.



Pozostałe studia przypadków

Kolejne przedstawione studia przypadków opisano w formie ogólnej, z uwagi na brak pełnych danych technicznych i eksploatacyjnych od zakładów, w których realizowano inwestycje. Pomimo braku szczegółowych parametrów, zaprezentowane przykłady pokazują istotny potencjał zastosowania pomp ciepła w różnych gałęziach gospodarki oraz w zróżnicowanych strukturach technologicznych zakładów przemysłowych.

Analizowane warianty wskazują, że odzysk ciepła odpadowego oraz jego ponowne wykorzystanie w procesach technologicznych może przynieść wymierne efekty ekonomiczne i środowiskowe w wielu branżach – od przemysłu spożywczego, przez chemiczny, papierniczy i farmaceutyczny, aż po obiekty sektora usługowego i ciepłowniczego. Rozwiązania te mogą być skalowane i dostosowywane zarówno do dużych zakładów produkcyjnych, jak i do mniejszych instalacji, co dodatkowo zwiększa ich potencjał wdrożeniowy.

1. Odzysk ciepła z instalacji chłodniczych w obiekcie handlowym

W dużym obiekcie handlowym zrealizowano projekt mający na celu maksymalne wykorzystanie energii odpadowej pochodzącej z instalacji chłodniczych. Zainstalowano dwa moduły pomp ciepła typu woda–woda (czynnik R134a) o łącznej mocy grzewczej 753 kW i mocy chłodniczej 512 kW. Układ został zaprojektowany w taki sposób, aby skraplacze pracowały szeregowo, a parowniki – równolegle. Dolnym źródłem jest ciecz o temperaturze ok. 15°C, schładzana do 10°C, która pełni funkcję wody lodowej dla układu chłodzenia pomieszczeń oraz lad chłodniczych. Ciepło odzyskane w procesie jest podawane do miejskiej sieci ciepłowniczej z parametrami 80°C.

Efekty: COP grzewczy 3,26. Szacuje się, że roczne oszczędności energii pierwotnej sięgają 1,2 GWh, co przekłada się na redukcję emisji CO₂ o ok. 250 ton rocznie. Inwestycja zwróciła się w mniej niż 4 lata dzięki ograniczeniu zakupu ciepła od zewnętrznego dostawcy.

Źródło: materiały udostępnione przez GAZUNO.

2. Odzysk ciepła z kogeneracji w zakładzie przemysłowym

W średniej wielkości zakładzie przemysłowym zastosowano pompę ciepła woda–woda pracującą na czynniku R1234ze, której zadaniem jest wykorzystanie energii odpadowej z obiegu niskotemperaturowego kogeneracji (do 50°C). Woda sieciowa jest podgrzewana do 97°C, co pozwala na zasilenie miejskiej sieci ciepłowniczej w okresach przejściowych oraz zimą. Urządzenie o mocy 200 kW osiąga COP w zakresie 4,5–5,0, a rocznie dostarcza do sieci 1,5 GWh ciepła, zużywając energię odpadową, która wcześniej była tracona.

Efekty: Zmniejszenie zużycia paliw kopalnych w ciepłowni miejskiej o około 150 ton węgla rocznie, poprawa efektywności całego układu kogeneracyjnego i obniżenie kosztów



zakupu energii o 18%.

Źródło: materiały udostępnione przez GAZUNO.

3. Odzysk ciepła z systemu chłodzenia lodowiska

W obiekcie sportowym zastosowano pompę ciepła woda–woda (R1234ze) o mocy grzewczej do 779 kW. Dolne źródło stanowią skraplacze systemu amoniakalnego chłodzącego tafnię lodu, a także ciepło odzyskane z kogeneracji i spalin. Latem instalacja pracuje z parametrami skraplacza 45/65°C, zimą osiąga nawet 90°C.

Efekty: COP latem wynosi 4,28, a zimą 2,98. Udało się pokryć do 85% zapotrzebowania na ciepło w obiekcie, co przełożyło się na roczne oszczędności rzędu 400 MWh i skrócenie sezonowego czasu pracy kotłów gazowych o około 500 godzin.

Źródło: materiały udostępnione przez GAZUNO.

4. Układ dwustopniowy do podgrzewu wody sieciowej

System zrealizowany w jednym z miejskich węzłów ciepłowniczych składa się z dwóch stopni – pierwszy oparty na pompach powietrze–woda, drugi na pompie woda–woda (R1234ze). Pierwszy stopień pracuje z odzyskiem ciepła z kogeneracji, spalin i powietrza wentylacyjnego, a jego zadaniem jest wstępne podgrzanie medium do około 40°C. Drugi stopień podnosi temperaturę do wymaganych 90°C.

Efekty: Moc całkowita 544 kW, optymalna praca przy zmiennych parametrach źródła dolnego. Szacowane oszczędności kosztów energii – 15–20% w skali roku, a redukcja emisji CO₂ – około 180 ton rocznie.

Źródło: materiały udostępnione przez GAZUNO.

5. Odzysk ciepła ze ścieków oczyszczonych

W zakładzie gospodarki wodno–ściekowej zastosowano kaskadę trzech pomp ciepła o łącznej mocy grzewczej 2,16 MW, pracujących na czynnikach R450A i R513A. Dolne źródło stanowią ścieki oczyszczone o temperaturze 6–19°C. Instalacja zasila miejską sieć ciepłowniczą i produkuje ciepłą wodę użytkową do 85°C.

Efekty: COP całkowity 3,52. Dzięki temu projektowi możliwe jest pokrycie nawet 60% rocznego zapotrzebowania na ciepło dla części miasta z odnawialnego źródła, zmniejszając emisję gazów cieplarnianych o około 1 100 ton rocznie.

Źródło: materiały udostępnione przez GAZUNO.

6. Odzysk ciepła z instalacji wody lodowej w zakładzie produkcyjnym

W zakładzie przemysłu farmaceutycznego pompa ciepła (R1234ze) o mocy grzewczej 91 kW i chłodniczej 56 kW została włączona w istniejący obieg wody lodowej. Urządzenie jednocześnie dostarcza chłód do procesów technologicznych oraz ciepło do instalacji grzewczej, podnosząc temperaturę czynnika powrotnego.

Efekty: COP 2,51. Zredukowano zapotrzebowanie na energię do podgrzewu czynnika

o 20%, co pozwoliło zmniejszyć roczne koszty energii o około 60 tys. zł.

Źródło: materiały udostępnione przez GAZUNO.

7. Odzysk ciepła z procesu produkcji świec

W fabryce produkującej świece proces technologiczny wymaga jednoczesnego podgrzewania i chłodzenia parafiny. Pompa ciepła (R450A) o mocy grzewczej 144 kW i chłodniczej 86 kW wykorzystuje ciepło odpadowe z etapu chłodzenia do ponownego podgrzewania medium.

Efekty: COP 2,41. Skrócenie cyklu produkcyjnego o około 12% oraz redukcja zużycia energii o 22% w porównaniu z wcześniejszym układem opartym na niezależnych źródłach ciepła i chłodu.

Źródło: materiały udostępnione przez GAZUNO.

8. Integracja pomp ciepła z systemem geotermalnym

W miejskiej ciepłowni geotermalnej zainstalowano zestaw pomp ciepła o łącznej mocy 1,6 MW. Woda geotermalna o temperaturze 48°C podawana jest najpierw na pompę ze sprężarką tłokową (R450A), a następnie na pompę ze sprężarką śrubową (R1234ze), co pozwala podnieść temperaturę do 84,7°C.

Efekty: COP 2,61. Dzięki podniesieniu parametrów wody możliwe jest zwiększenie udziału energii odnawialnej w bilansie ciepłowni do 70%, przy jednoczesnym zmniejszeniu zużycia gazu.

Źródło: materiały udostępnione przez GAZUNO.

Podsumowanie

Przemysłowe pompy ciepła stanowią skuteczne narzędzie dekarbonizacji i poprawy efektywności energetycznej w przemyśle i ciepłownictwie. Analizowane studia przypadków pokazują trzy praktyczne ścieżki wdrożeń:

1. Wykorzystanie ciepła odpadowego w zakładzie mleczarskim (układ dwufunkcyjny: chłód + ciepło),
2. Integrację pompy ciepła z istniejącą kogeneracją (maksymalizacja wykorzystania paliwa),
3. Kaskadowy układ air >> water / water >> water zasilany ciepłym powietrzem wywiewanym z hal produkcyjnych (projekt w toku).

Efekty wspólne: ograniczenie zużycia paliw kopalnych, stabilizacja kosztów energii, wzrost sprawności układów i istotna redukcja emisji CO₂. Dzięki modularności technologii możliwe jest etapowanie inwestycji i dopasowanie do istniejącej infrastruktury (kotły, chillery, CHP). Podsumowanie w postaci tabelarycznych przedstawiono poniżej.



Tabela 8. Zestawienie jakościowe przypadków i kluczowych korzyści

Studium przypadku	Sektor / Układ	Konfiguracja pompy ciepła	Źródło dolne	Cel / zakres integracji	Najważniejsze korzyści
1. Mleczarnia (uruchomione)	Przemysł spożywczy, skojarzone chłód + ciepło	Dwufunkcyjna PC (jednoczesne grzanie i chłodzenie), moc ~1200 kWt	Obieg wody lodowej (odpadowe ciepło ze skraplania)	Zastąpienie części ciepła z kotłów, integracja z chłodnią	Eliminacja pracy kotłów w trybie normalnym, >> duży spadek zużycia gazu; redukcja produkcji chłodu z chillerów >65%; COP ≈ 2,85; optymalizacja pracy układu chłodniczego
2. CHP + PC (uruchomione)	Zakład czekoladowy, kogeneracja	Woda-woda, moc ~350 kWt	LT-cooling + wymiennik spalin (odpadowe ciepło)	Podbicie produkcji ciepła bez wzrostu zużycia gazu w CHP	+13 pp do sprawności całkowitej (87%>>100%); redukcja gazu ~2 792 MWh/rok; COP ≈ 3,2; niewielki spadek produkcji el. netto (-806 MWh/rok)
3. Hale produkcyjne (projekt)	Przemysł papierniczy (HW 90 °C)	Kaskada: 7× air-to-water >> 2× water-to-water, moc ~700 kWt	Powietrze wywiewane z hal (20 °C, φ=45%)	Zasilanie kolektora HW 90 °C, odciążenie 3 kotłów gazowych	Moc dyspozycyjna 700 kWt; produkcja ciepła 20 664 GJ/rok; COP ≈ 3,6; EE ~1 594 MWh/rok; redukcja gazu ~6 106 MWh/rok; CO ₂ -1 217 t/rok

Tabela 10. Podsumowanie bilansu emisji CO₂ dla trzech zakładów

	Emisja CO ₂ - przed modernizacją [Mg/rok]	Emisja CO ₂ - po modernizacji [Mg/rok]	Różnica [Mg/rok]	Różnica [-]
Studium przypadku - zakład mleczarski	2 414	1 671	743	31%
Studium przypadku - zakład produkcji wyrobów czekoladowych	6 319	5 759	560	9%
Studium przypadku - zakład przetwórstwa papieru	13 063	12 789	274	2%

Systemy pomp ciepła mają również wysoki potencjał dekarbonizacyjny. Wraz ze wzrostem udziału OZE w miksie energetycznym ich ślad węglowy będzie się dalej zmniejszał, w przeciwieństwie do rozwiązań opartych na gazie.

Poniżej przedstawiono podsumowanie analiz dotyczących dalszej modernizacji zakładów, zakładających 100% pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną z instalacji OZE.

Tabela 11. Podsumowanie bilansu energii dla dwóch zakładów, w przypadku dostarczania energii elektrycznej z OZE

	Nieodnawialna energia pierwotna - przed modernizacją [MWh/rok]	Nieodnawialna energia pierwotna - po modernizacji [MWh/rok]	Różnica [Mg/rok]	Różnica [-]
Studium przypadku - zakład mleczarski	11 919	572	11 347	95%
Studium przypadku - zakład przetwórstwa papieru	58 978	11 386	47 592	81%

Systemy pomp ciepła mają również wysoki potencjał dekarbonizacyjny. Wraz ze wzrostem udziału OZE w miksie energetycznym ich ślad węglowy będzie się dalej zmniejszał, w przeciwieństwie do rozwiązań opartych na gazie.

Poniżej przedstawiono podsumowanie analiz dotyczących dalszej modernizacji zakładów, zakładających 100% pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną z instalacji OZE oraz wpływu tego rozwiązania na koszty zakupu uprawnień do emisji CO₂ w systemie EU ETS.

Tabela 12. Podsumowanie bilansu emisji CO₂ dla dwóch zakładów, w przypadku dostarczania energii elektrycznej z OZE

	Emisja CO ₂ - przed modernizacją [Mg/rok]	Emisja CO ₂ - po modernizacji [Mg/rok]	Różnica [Mg/rok]	Różnica [-]
Studium przypadku - zakład mleczarski	2 414	104	2 310	96%
Studium przypadku - zakład przetwórstwa papieru	13 063	2 077	10 986	84%

Tabela 13 przedstawia zbiorcze porównanie rocznych kosztów EU ETS 2 w trzech analizowanych zakładach przed modernizacją, po modernizacji oraz (tam, gdzie to rozważano) po modernizacji przy zasilaniu w energię elektryczną z OZE, dla dwóch poziomów cen uprawnień: ograniczenie do 45 €/t EUA oraz alternatywnie cena bez limitu równa 81 €/t EUA.

Zestawienie pokazuje, że sama modernizacja układów energetycznych prowadzi do wyraźnego, choć zróżnicowanego spadku kosztów EU ETS 2 (od kilku do kilkudziesięciu procent), natomiast dopiero połączenie jej z wykorzystaniem energii elektrycznej z OZE pozwala na radykalne ograniczenie obciążeń związanych z emisją CO₂.

Tabela 13. Posumowanie rocznych kosztów uprawnień do emisji CO₂ EU ETS 2 dla dwóch przypadków

	Emisja CO ₂ - przed modernizacją [Mg/rok]	Emisja CO ₂ - po modernizacji [Mg/rok]	Roczne koszty EU ETS - po modernizacji (EE z OZE) [PLN/rok]
Studium przypadku - zakład mleczarski	827 109	572 535	35 745
Studium przypadku - zakład produkcji wyrobów czekoladowych	2 165 079	1 973 206	-
Studium przypadku - zakład przetwórstwa papieru	4 475 776	4 381 895	711 540

Z perspektywy przedsiębiorstw zestawienie to dobrze uwidacznia dwa kluczowe zjawiska. Po pierwsze, poziom ceny uprawnień wprost przekłada się na skalę kosztów – przy wyższej cenie 81 €/t EUA rosną zarówno wyjściowe obciążenia, jak i potencjalne oszczędności uzyskiwane dzięki modernizacji. Po drugie, modernizacja instalacji oraz wykorzystanie OZE działają jak „bufor” przed wzrostem kosztów regulacyjnych: z jednej strony obniżają bieżące koszty funkcjonowania zakładów, z drugiej stanowią długoterminowe zabezpieczenie na wypadek dalszego zaostrzenia polityki klimatycznej i wzrostu cen uprawnień do emisji.

Konkluzja:

Motywacje stojące za wyborem pomp ciepła w analizowanych przypadkach były zróżnicowane i obejmowały czynniki ekonomiczne, środowiskowe oraz wizerunkowe (wiele korporacji realizuje obecnie strategie osiągnięcia neutralności klimatycznej). Wszystkie wdrożone rozwiązania przyczyniły się jednak do obniżenia kosztów operacyjnych. Choć proste okresy zwrotu nakładów, wynoszące od niespełna 6 do około 11 lat, nie są optymalne, zwłaszcza w przypadku dłuższych wartości, to pozostają one krótsze niż typowy okres trwałości pomp ciepła.

We wszystkich analizowanych instalacjach uzyskano również redukcję emisji gazów cieplarnianych. Co istotne, wdrożone technologie pozostawiają możliwość realizacji kolejnych działań prowadzących do dalszej poprawy efektywności energetycznej, środowiskowej i ekonomicznej. W obecnych warunkach bezpośrednio wytwarzanie ciepła z energii elektrycznej kupowanej z Krajowego Systemu Energetycznego w sektorze przemysłowym nie znajduje uzasadnienia ekonomicznego, ponieważ ceny energii elektrycznej dla przedsiębiorstw należą do najwyższych w Unii Europejskiej.

W perspektywie średnioterminowej oraz długoterminowej sytuacja może się zmienić, zwłaszcza przy rosnącej dostępności zielonej energii elektrycznej, rozwoju dynamicznych taryf oraz wysokich cenach uprawnień do emisji w systemie ETS 2. Przemysł spożywczy dysponuje dodatkowo możliwością lokalnej produkcji biogazu z odpadów technologicznych, co pozwala zastąpić gaz ziemny w procesach produkcyjnych.

Dzięki temu hybrydowe układy złożone z kotłów gazowych i pomp ciepła mogą pozostać konkurencyjne w porównaniu z bezpośrednim wykorzystaniem energii elektrycznej do produkcji ciepła. Dodatkowym atutem oraz rozwiązaniem preferowanym w zakładach przemysłowych jest możliwość wykorzystania energii odpadowej, generowanej w procesach technologicznych, na potrzeby grzewcze.

Konkludując, należy stwierdzić, że zaproponowane rozwiązania oparte na pompach ciepła stanowią optymalny kierunek dekarbonizacji zakładów produkcyjnych przemysłu w perspektywie średnioterminowej oraz długoterminowej.



Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A.
Al. Jerozolimskie 65/79, 00-697 Warszawa

✉ +48 (22) 626 09 10

☎ kape@kape.gov.pl

🌐 www.kape.gov.pl

[in www.linkedin.com/company/kape-sa/](https://www.linkedin.com/company/kape-sa/)